

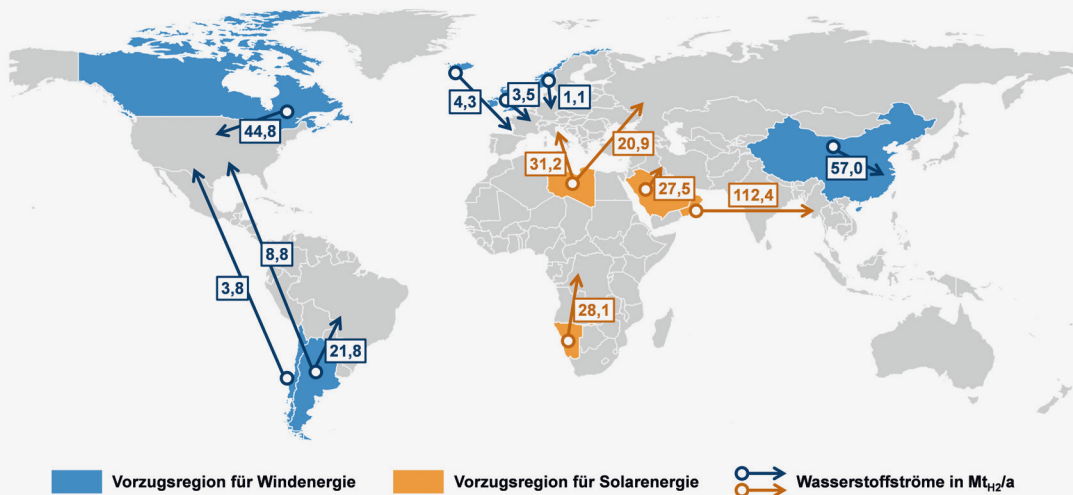
Wind- & Solarenergie



Wasserstoffbereitstellung



Überseetransport



Weltweite Infrastruktur zur Wasserstoffbereitstellung auf Basis erneuerbarer Energien

Philipp-Matthias Heuser

Energie & Umwelt / Energy & Environment

Band / Volume 532

ISBN 978-3-95806-531-4

Forschungszentrum Jülich GmbH
Institut für Energie- und Klimaforschung
Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3)

Weltweite Infrastruktur zur Wasserstoff- bereitstellung auf Basis erneuerbarer Energien

Philipp-Matthias Heuser

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment

Band / Volume 532

ISSN 1866-1793

ISBN 978-3-95806-531-4

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek.
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der
Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte Bibliografische Daten
sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Herausgeber
und Vertrieb: Forschungszentrum Jülich GmbH
 Zentralbibliothek, Verlag
 52425 Jülich
 Tel.: +49 2461 61-5368
 Fax: +49 2461 61-6103
 zb-publikation@fz-juelich.de
 www.fz-juelich.de/zb

Umschlaggestaltung: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Druck: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Copyright: Forschungszentrum Jülich 2021

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment, Band / Volume 532

D 82 (Diss. RWTH Aachen University, 2020)

ISSN 1866-1793
ISBN 978-3-95806-531-4

Vollständig frei verfügbar über das Publikationsportal des Forschungszentrums Jülich (JuSER)
unter www.fz-juelich.de/zb/openaccess.



This is an Open Access publication distributed under the terms of the [Creative Commons Attribution License 4.0](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/),
which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

WELTWEITE INFRASTRUKTUR ZUR WASSERSTOFFBEREITSTELLUNG AUF BASIS ERNEUERBARER ENERGIEN

KURZFASSUNG

Internationale Klimaschutzziele, schwindende fossile Energiereserven und ein wachsender globaler Energiebedarf erfordern die massive Einbindung erneuerbarer Energiequellen in das weltweite Energiesystem. Die Nutzbarmachung großer Wind- und Solarenergieressourcen in internationalen, klimatisch und geografisch günstig gelegenen Regionen zur Versorgung von Regionen mit hohem Energiebedarf birgt die Herausforderung räumlicher und zeitlicher Diskrepanzen zwischen Energieangebot und -nachfrage. Die Verwendung auf Basis erneuerbarer Energien erzeugten Wasserstoffs bietet eine vielversprechende Option, dieser Herausforderung zu begegnen.

Das Ziel dieser Arbeit besteht in der Konzeption und techno-ökonomischen Bewertung einer weltweiten Wasserstoffinfrastruktur auf Basis erneuerbarer Energien zur Deckung eines zukünftigen globalen Wasserstoffbedarfs. Dabei gilt es, das weltweite Bereitstellungspotential von erneuerbar erzeugtem Wasserstoff zu ermitteln, die maßgeblichen Kostenbeiträge im Rahmen der Infrastruktur zu identifizieren sowie kostenoptimale Importpfade zu bestimmen. Die Analyse zeichnet sich durch eine zeitlich und räumlich aufgelöste Abbildung sowohl der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie als auch der inländischen Bereitstellungsinfrastruktur für Wasserstoff aus. In Abhängigkeit definierter Ausbaugrade der erneuerbaren Energietechnologien ergeben sich Angebots- und Kostenkurven der Wasserstoffbereitstellung, auf deren Grundlage die Wasserstoffallokation mit dem Ziel einer globalen Gesamtkostenminimierung erfolgt.

Das ermittelte Wasserstoffpotential der untersuchten Vorzugsregionen von 1.590 Mt_{H₂} übersteigt die voraussichtlichen Weltbedarfspanne von 244 bis 487 Mt_{H₂} im Jahr 2050 deutlich. Über 75 % des Wasserstoffpotentials in den Vorzugsregionen können bereits für Kosten unter 4,00 EUR/kg_{H₂} bereitgestellt werden. Die sich aus der kostenoptimalen Allokation ergebenden Importkosten werden durch Angebots- und Nachfragevariationen nur in geringem Maße beeinflusst und liegen je nach Importregion zwischen 3,00 und 4,50 EUR/kg_{H₂}.

Aus wirtschaftlicher Sicht sind in allen ausgewählten windreichen Regionen durch Kostenoptima definierte Windenergieausbaugrade für den Wasserstoffexport anzustreben. Gleichzeitig bietet sich ein massiver Ausbau der Photovoltaik nur in wenigen, geografisch günstig gelegenen sonnenreichen Regionen wie Nordafrika und dem Nahen Osten an. Im Rahmen der Infrastruktur entfallen die relevanten Kostenbeiträge auf die Stromproduktion, die Elektrolyse und den Überseetransport. Die durch Regionalisierung geprägte weltweite Allokationsstruktur ist auf eben diesen Transportkosteneinfluss zurückzuführen. Im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen im deutschen Verkehrssektor erweisen sich Wasserstoffimporte trotz der zusätzlichen inländischen Distributionsinfrastruktur als kostengünstige Alternative.

Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit zeigen, dass ein zukünftiger Weltwasserstoffbedarf durch erneuerbare, wirtschaftlich konkurrenzfähige Wasserstoffimporte aus internationalen Vorzugsregionen gedeckt werden kann.

Schlagnworte: Internationale Wasserstoffinfrastruktur, erneuerbare Energien, Wasserstoffimporte, Windenergie, Photovoltaik

WORLDWIDE HYDROGEN SUPPLY INFRASTRUCTURE BASED ON RENEWABLE ENERGY

ABSTRACT

International climate protection goals, shrinking fossil energy reserves and a growing global energy demand require the massive integration of renewable energy sources into the global energy system. The utilization of large wind and solar energy resources in international, climatically and geographically favorable regions in order to supply regions worldwide with high-energy requirements poses the challenge of spatial and temporal discrepancies between energy supply and demand. The use of hydrogen based on renewable energies offers a promising option for meeting this challenge.

The objective of this work is the conception and techno-economic evaluation of a worldwide hydrogen infrastructure based on renewable energies to cover a future global hydrogen demand. In this context, it is necessary to calculate the worldwide supply potential of renewably produced hydrogen, to identify the significant cost contributions within the framework of the infrastructure and to determine cost-optimal import pathways. The analysis stands out due a temporally and spatially resolved modeling of the electricity generation from wind and solar energy as well as the domestic supply infrastructure for hydrogen. Subject to defined degrees of expansion of the renewable energy technologies, supply and cost curves for hydrogen result, providing the basis for the hydrogen allocation with the aim of minimizing global overall cost.

The determined hydrogen supply potential of 1,590 Mt_{H₂} in the investigated preferential regions clearly exceeds the projected global demand range of 244 to 487 Mt_{H₂} in 2050. More than 75% of the hydrogen potential in the preferential regions can be provided for costs below 4.00 EUR/kg_{H₂}. The resulting import costs are affected only to a minor extent by supply and demand variations and range between 3.00 and 4.50 EUR/kg_{H₂} depending on the import region.

From an economic point of view, cost optimal wind energy expansion levels for hydrogen export should be aimed for in all selected strong wind regions. At the same time, a massive expansion of photovoltaics is only advisable in a few sunny and geographically favorable regions such as North Africa and the Middle East. Within the scope of the infrastructure, the relevant cost contributions are attributable to electricity production, electrolysis and overseas transport. The worldwide allocation structure, characterized by regionalization, is due to precisely this transport cost influence. Despite the additional domestic distribution infrastructure, hydrogen imports prove to be a cost-effective alternative to conventional fuels in the German transport sector.

The results of this work show that a future global hydrogen demand can be covered by renewable, economically competitive hydrogen imports from international preferential regions.

Keywords: International hydrogen infrastructure, renewable energy, hydrogen imports, wind energy, photovoltaics

INHALTSVERZEICHNIS

1	EINLEITUNG.....	1
1.1	Motivation.....	2
1.2	Zielsetzung und Vorgehensweise.....	3
2	LITERATUR ZU WELTWEITEN ENERGIEINFRASTRUKTUREN.....	7
2.1	Anforderung an Modellansätze zur Infrastrukturabbildung.....	7
2.2	Überblick weltweiter Energieinfrastrukturen.....	8
2.2.1	Erdöl.....	8
2.2.2	Erdgas.....	10
2.3	Modellierung internationaler Wasserstoffbereitstellung.....	12
2.3.1	Potentialbestimmung von Windenergie und Photovoltaik.....	13
2.3.2	Ansätze für regionale Wasserstoffinfrastrukturen.....	15
2.3.3	Bilaterale Wasserstoffinfrastrukturen in der Literatur.....	18
2.4	Ansätze zur Bedarfsabschätzung und Güterallokation.....	25
2.4.1	Bedarfsschätzung.....	26
2.4.2	Güterallokation.....	28
2.5	Ableitung eines geeigneten Modellansatzes.....	29
2.6	Zusammenfassung.....	30
3	DATENGRUNDLAGE ZU WASSERSTOFFINFRASTRUKTUREN.....	33
3.1	Physikalisch-chemische Eigenschaften von Wasserstoff.....	33
3.2	Elemente und Parameter der Wasserstoffinfrastruktur.....	34
3.2.1	Potentialanalyse erneuerbarer Energien.....	35
3.2.2	Wasserstoffbereitstellung.....	43
3.2.3	Energetische und industrielle Wasserstoffnutzung.....	54
3.3	Zusammenfassung.....	58
4	BESTIMMUNG DES WIND- UND SOLARENERGIEPOTENTIALS.....	59
4.1	Landflächenverfügbarkeit und Platzierung.....	59
4.2	Berechnung der Volllaststunden.....	62
4.2.1	Simulation von Windenergieanlagen (WEA).....	62
4.2.2	Simulation von (Freiflächen-)Photovoltaik (PV).....	64
4.3	Clusterbildung und Vernetzung.....	64
4.4	Ermittlung von Angebots- und Kostenkurven.....	67
4.5	Zusammenfassung.....	71

5	DESIGN DER WELTWEITEN WASSERSTOFFINFRASTRUKTUR.....	73
5.1	Ableitung der Modellanforderungen	73
5.2	Übergreifende Modellbeschreibung	75
5.3	Komponenten der inländischen Bereitstellungskette.....	77
5.3.1	Einteilung der elektrischen Energie und Wasserstoffherstellung.....	77
5.3.2	Pipelinetransport	78
5.3.3	Wasserstoffkonditionierung	79
5.3.4	Wasserstoffspeicherung	80
5.4	Modellierung des Überseetransportes	81
5.4.1	Modellseitige Abbildung des Schiffstransportes.....	82
5.4.2	Ableitung von Kostenfunktionen	83
5.5	Verteilung des globalen Wasserstoffangebots	84
5.5.1	Ermittlung des globalen Wasserstoffbedarfs.....	84
5.5.2	Ansatz zur weltweiten Wasserstoffallokation	85
5.6	Zusammenfassung	86
6	ANGEBOTS- UND KOSTENANALYSE DER WASSERSTOFFBEREITSTELLUNG	89
6.1	Nutzungspotential erneuerbarer Energien in ausgewählten Regionen	89
6.1.1	Auswahl der Vorzugsregionen.....	89
6.1.2	Ergebnisse der Landverfügbarkeitsanalyse	91
6.1.3	Ergebnisse der Windenergiepotentialanalyse.....	92
6.1.4	Ergebnisse der Solarenergiepotentialanalyse.....	99
6.2	Analyse der inländischen Bereitstellungsketten	106
6.2.1	Wasserstoff aus Windenergie.....	107
6.2.2	Wasserstoff aus Solarenergie.....	115
6.3	Regionsspezifische Angebots- und Kostenkurven	124
6.3.1	Windreiche Vorzugsregionen.....	124
6.3.2	Sonnenreiche Vorzugsregionen	127
6.4	Sensitivitätsanalyse der Bereitstellungspfade	131
6.4.1	Variation der Speicherdimensionierung	131
6.4.2	Variation der Elektrolysekosten	133
6.4.3	Vergleich von Investitionskostenvariationen	134
6.4.4	Analyse eines Szenarios mit reduzierten Investitionskosten	135
6.4.5	Kostenvergleich der Bereitstellungspfade LH ₂ und LOHC	137
6.5	Einordnung und Diskussion der Ergebnisse.....	138
6.6	Zusammenfassung	141

7	WELTWEITE WASSERSTOFFALLOKATION ZUR BEDARFSDECKUNG	145
7.1	Abschätzung des voraussichtlichen Wasserstoffbedarfs	145
7.2	Analyse der Allokationsergebnisse.....	147
7.2.1	Kostenoptimale Wasserstoffimporte.....	147
7.2.2	Export- und Importkosten.....	151
7.2.3	Primärenergieaufwand.....	153
7.3	Sensitivitätsanalyse der Ergebnisse.....	155
7.3.1	Variation des Wasserstoffangebots.....	155
7.3.2	Reduzierung der Investitionskosten für den LH ₂ -Schiffstransport.....	158
7.3.3	Technischer Vergleich von LH ₂ und LOHC	159
7.4	Einordnung und Diskussion der Ergebnisse	162
7.5	Zusammenfassung.....	166
8	DISKUSSION	169
9	ZUSAMMENFASSUNG.....	173
	ANHANG.....	179
A	Algorithmen zur Clusteranalyse.....	179
B	Parameter der Konditionierungstechnologien.....	181
C	Parameter zur Bestimmung des zukünftigen Wasserstoffbedarfs.....	182
D	Ergebnisse der Windenergiepotentialanalyse.....	183
E	Ergebnisse der Solarenergiepotentialanalyse	185
F	Gewählte Hafenstandorte.....	189
G	Spezifische Kosten des Überseetransportes	190
H	Kostenoptimale Allokationsmengen.....	192
I	Sensitivitätsanalyse der Wasserstoffallokation	197
	ABKÜRZUNGS- UND SYMBOLVERZEICHNIS	201
	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	205
	TABELLENVERZEICHNIS	215
	LITERATURVERZEICHNIS	217
	DANKSAGUNG.....	231

1 Einleitung

Der kontinuierliche und gesicherte Zugang zu Energie ist eine der wichtigsten Voraussetzungen für die Leistungsfähigkeit einer Volkswirtschaft [1, S. 38]. Obwohl der technische Fortschritt, die heutige Vielfalt von verschiedenen Primärenergiequellen und die Verwendung von höherwertigen Energieträgern in den vergangenen Jahrzehnten zu einer erheblichen Effizienzsteigerung geführt haben [2, S. 16; 3, S. 13], bleibt Energie neben Kapital und Arbeit ein bestimmender Faktor für ökonomisches Wachstum. In diesem Zusammenhang wird der globale Energiebedarf bei einem von der Weltbank [4, S. 2] prognostizierten Weltwirtschaftswachstum bis 2050, insbesondere in den Schwellen- und Entwicklungsländern, signifikant ansteigen. Damit einher geht die Prognose der Internationalen Energieagentur eines steigenden weltweiten Primärenergiebedarfs um 30 % von 2015 bis 2040 [5, S. 65]. Eine sichere und nachhaltige Energieversorgung der Weltbevölkerung gehört daher zu den größten globalen Herausforderungen unserer Zeit [6, S. 1]. Sie umfasst neben der sozialen Versorgungssicherheit und der ökonomischen Verhältnismäßigkeit auch die ökologische Verträglichkeit in Bezug auf Klima und Umwelt. Unsere heutige Energieversorgung basiert zu etwa 80 % auf den fossilen Energieträgern Kohle, Erdöl und Erdgas [7, S. 31] und trägt damit maßgeblich zu den globalen Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) [8, S. 39] bei. Die im Zuge der 21. UN-Klimakonferenz in Paris 2015 festgelegten Reduktionsziele für THG-Emissionen bis 2050 erfordern eine drastische Senkung der Nutzung fossiler Energien [9, S. 827].

Die bereits beschriebene Entwicklung einer steigenden globalen Energienachfrage macht eine massive Integration erneuerbarer Energiequellen (Renewable Energy Sources, RES) in das heutige weltweite Energiesystem erforderlich, da ihr Angebot den weltweiten Energiebedarf klimaverträglich decken kann [10, S. 34]. Aufgrund der zeitlichen und räumlichen Fluktuation der meisten erneuerbaren Energien, insbesondere der Wind- und Solarenergie, erfordert deren Integration in das Energiesystem den Ausgleich von Angebot und Nachfrage zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Dies kann durch die Speicherung und den Transport der Energie mit Hilfe eines geeigneten, klimafreundlichen Mediums, wie etwa Wasserstoff, erreicht werden. Die Nutzung von Wasserstoff stellt insoweit eine technisch und wirtschaftlich attraktive Option zur Substitution fossiler Energieträger dar, als dass er, anders als Strom, großtechnisch speicherbar und nicht-leitungsgebunden transportierbar ist. Außerdem werden bei einer energetischen Umsetzung keine klima- oder umweltschädlichen Emissionen frei. [11, S. 3]

Möglichkeiten zur Erzeugung von emissionsfreiem Wasserstoff aus erneuerbarem Strom in Ländern mit hohem Energiebedarf, insbesondere in Industrienationen, sind begrenzt und stehen in Konkurrenz zu der direkten Nutzung der erzeugten elektrischen Energie. Darüber hinaus limitieren die gesellschaftliche Akzeptanz für den Flächenbedarf und vergleichsweise hohen Erzeugungskosten aufgrund unvorteilhafter klimatischer Bedingungen das ökonomisch sinnvolle Ausbaupotential in vielen Industrienationen, wie etwa in Europa und Teilen Asiens. Das techno-ökonomische Energiepotential internationaler Vorzugsregionen mit hohen RES-Ressourcen bietet hingegen eine interessante Option, die gewonnene elektrische Energie ohne direkte Nutzungskonkurrenz vor Ort zur Wasserstoffherstellung zu nutzen und diesen anschließend in verschiedene Nachfrageländer zu exportieren. [12, S. 8, 38, 39]

1.1 Motivation

Der Club of Rome hat bereits 2003 im Zuge des Desertec-Projektes die Nutzbarmachung des solaren Energiepotentials in den Wüstenregionen Nordafrikas und des Nahen Ostens zur Dekarbonisierung des europäischen Energiesektors vorgeschlagen [13, S. 21]. Basierend auf diesem Konzept wurden in den vergangenen Jahren Studien durchgeführt, die das Solarenergiepotential abschätzen und den Energietransport mit Hilfe von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) bewerten [14; 15; 16; 17; 18; 19]. Die räumliche Erweiterung solcher Analysen auf weltweite Potentialregionen macht einen flexiblen Transport der Energie per Stromleitung zum Teil unmöglich. Gleichzeitig stellen die mangelnde Speicherbarkeit und die zeitliche Diskrepanz von Stromerzeugung und -nachfrage große Herausforderungen für diese internationalen Strominfrastrukturen dar. Die Option des Imports von großtechnisch speicherbarem und transportierbarem Wasserstoff auf Basis erneuerbarer Energien kann daher ein höheres technisches und wirtschaftliches Potential für die Nutzung des weltweiten erneuerbaren Energieangebots haben.

Am Institut für Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3) des Forschungszentrums Jülich wurden Modelle entwickelt, um das techno-ökonomische Nutzungspotential von Windenergie und Photovoltaik (PV) unter lokal variierenden soziotechnischen Rahmenbedingungen in Europa zu bestimmen [20, S. 201, 202]. Des Weiteren waren verschiedene Infrastrukturtechnologien zum Transport und zur Speicherung von Wasserstoff Gegenstand einer weiteren techno-ökonomischen Analyse inländischer, räumlich aufgelöster Wasserstoffinfrastrukturen zur Versorgung des Straßenverkehrs [21, S. 170]. Anhand der Länderbeispiele Deutschland, Frankreich und Japan konnte nachgewiesen werden, dass Flüssigwasserstoff (LH_2) im Falle des Nichtvorhandenseins von geeigneten geologischen Großspeichern eine günstige Speicheralternative zu gasförmigem Wasserstoff ist.

Das Konzept einer weltweiten Infrastruktur für erneuerbaren Wasserstoff umfasst die Abschätzung und Nutzbarmachung des Windenergie- und PV-Potentials internationaler Vorzugsregionen, die Bereitstellung von Wasserstoff zum Export an ausgewählten Hafenstandorten und die Allokation des globalen Wasserstoffangebots. Bilaterale Wasserstoffversorgungspfade und Infrastrukturen für inländische Versorgungen sind im Hinblick auf unterschiedliche Schwerpunkte bereits untersucht worden. Die Erkenntnisse dieser länderspezifischen Analysen lassen sich allerdings nur begrenzt auf andere Länder und Regionen übertragen, da sich geografische, klimatische und politische Rahmenbedingungen international erheblich unterscheiden.

Eine Kopplung von Modellen zur RES-Potentialbestimmung mit einer einheitlichen und international übertragbaren Infrastrukturlösung zur Verteilung des weltweiten Wasserstoffangebots mit dem Ziel der Bedarfsdeckung würde eine Bewertung der ökonomisch sinnvollen globalen Wasserstoffströme und der zugehörigen Kosten ermöglichen. Bisher existiert allerdings kein solch umfassendes Konzept für eine weltweite Infrastruktur zur Bereitstellung und Allokation von erneuerbarem Wasserstoff.

1.2 Zielsetzung und Vorgehensweise

Die vorliegende Arbeit analysiert die techno-ökonomischen Wasserstofferzeugungspotentiale internationaler Vorzugsregionen für Onshore-Windenergie und Photovoltaik. Das Ziel besteht darin, eine weltweite Infrastruktur zur Allokation des erneuerbaren Wasserstoffangebots hinsichtlich eines zukünftigen globalen Bedarfs im Zieljahr 2050 zu konzipieren und zu bewerten. Dazu müssen folgende Fragen beantwortet werden:

- Wie groß ist das techno-ökonomische Erzeugungspotential von Wasserstoff auf Basis von Windenergie bzw. Photovoltaik in ausgewählten Vorzugsregionen?
- Wie ist eine inländische Wasserstoffbereitstellungsinfrastruktur zu konzipieren?
- Welche Angebots- und Kostenkurven für Wasserstoff ergeben sich aus verschiedenen Ausbaugraden der beiden erneuerbaren Energiequellen?
- Welche Technologie bietet sich für den Überseetransport von Wasserstoff an?
- Wie lässt sich die voraussichtliche globale Wasserstoffnachfrage 2050 anhand der ermittelten Angebotskurven möglichst kosteneffizient decken?

Die Beantwortung dieser Forschungsfragen erfordert Simulationsansätze zur zeitlich und räumlich aufgelösten Analyse der regionsspezifischen erneuerbaren Erzeugungspotentiale und zur einheitlichen und übertragbaren Bewertung von Wasserstoffbereitstellungsketten unter technischen, ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten sowie einen Optimierungsansatz zur effizienten Verteilung des Wasserstoffangebots.

Zunächst sind alle relevanten Anforderungen an die benötigten Modellierungsansätze zu definieren, um diese Ansätze mit dem Ziel einer sequenziellen Anwendung aus der Literatur abzuleiten. Diese sequenzielle Kombination und Weiterentwicklung dient der Beschreibung aller Infrastrukturelemente von der Stromerzeugung bis zum Wasserstoffimport im Zielhafen. Darüber hinaus sind Bewertungskriterien zu identifizieren, um konsistente Technologiekombinationen vergleichen und Optimierungspotentiale aufzeigen zu können. Im Rahmen dieser Analyse werden dazu Wasserstoffkosten, Primärenergiebedarfe und, sofern auftretend, Treibhausgasemissionen herangezogen.

In einem zweiten Schritt wird das techno-ökonomische Onshore-Windenergie- bzw. PV-Potential ausgewählter Vorzugsregionen mit Hilfe der abgeleiteten Ansätze bestimmt. Darauf aufbauend erfolgt die Simulation der jeweiligen inländischen Wasserstoffbereitstellung mit dem Ziel, Bereitstellungsmengen sowie -kosten zu quantifizieren. Außerdem werden die Elemente der Bereitstellungspfade hinsichtlich ihres Einflusses auf die oben genannten Bewertungskriterien analysiert.

Die Verknüpfung des ermittelten Wasserstoffangebotes und des globalen Bedarfs in einer Quelle-Senke-Beziehung kann im Hinblick auf verschiedene Zielsetzungen geschehen. Im Rahmen dieser Analyse ist insbesondere eine Minimierung der Gesamtkosten von Interesse, um Ausbaustrategien und Standortvorteile für RES-Vorzugsregionen bewerten zu können. Gleichzeitig wird geprüft, ob der Import von erneuerbarem Wasserstoff eine wirtschaftliche und nachhaltige Alternative zu direkten Konkurrenztreibstoffen darstellt.

Abbildung 1.1 zeigt schematisch den Aufbau und die Struktur der vorliegenden Arbeit. In **Kapitel 2** werden zunächst die Anforderungen an die zur Beantwortung der Forschungsfrage erforderlichen Modellierungsansätze festgelegt. Nach einem kurzen Überblick zu

existierenden weltweiten Energieinfrastrukturen wird die bestehende **Studienlage zu bilateralen und regionalen Wasserstoffinfrastrukturmodellen** vorgestellt und in Bezug auf die zuvor definierten Modellanforderungen bewertet. Des Weiteren werden relevante Ansätze zur RES-Potentialbestimmung, Wasserstoffbedarfsabschätzung und Güterallokation erläutert und hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile auf eine Anwendbarkeit im Rahmen dieser Arbeit geprüft. Anschließend werden die Forschungsfragen der Arbeit in den heutigen Stand des Wissens eingeordnet und ein geeigneter Modellierungsansatz abgeleitet.

Kapitel 3 umfasst die **Technologie- und Datengrundlage** sowohl für Wasserstoffinfrastrukturen als auch für Indikatoren der Wasserstoffbedarfsabschätzung in den Transport- und Industriesektoren auf weltweiter Ebene. Der Schwerpunkt dieses Kapitels liegt auf den technischen Elementen einer Versorgungsinfrastruktur in Abschnitt 3.2. Diese Infrastruktur umfasst alle Technologien von der Nutzung einer Primärenergiequelle über die Erzeugung, den Transport und die Speicherung bis hin zur energetischen Nutzung von Wasserstoff.

Die **Methodik der Wind- und der Solarenergiepotentialanalyse** wird in **Kapitel 4** vorgestellt. Basierend auf den in Kapitel 2 diskutierten Ansätzen zur Bestimmung des Wind- und Solarenergiepotentials wird eine konsistente und global anwendbare Vorgehensweise für ausgewählte Vorzugsregionen abgeleitet. Diese ermöglicht die Ermittlung des technischen Erzeugungspotentials als auch der damit verbundenen Stromgestehungskosten in Bezug auf die exklusive Verwendung zur Wasserstoffherzeugung. Die Berücksichtigung unterschiedlicher Ausbaugrade erlaubt die Ableitung von kapazitätsabhängigen Kostenkurven.

Kapitel 5 umfasst die methodische Vorgehensweise zum **Design der weltweiten Wasserstoffinfrastruktur**. Ausgehend von der dezentralen Wasserstoffherzeugung erläutert dieses Kapitel die einzelnen technischen Elemente der Wasserstoffbereitstellungskette bis hin zur Bedarfsdeckung durch den aus Abschnitt 2.4.2 abgeleiteten Allokationsansatz. Hierzu legen die Abschnitte 5.1 und 5.2 die Anforderungen an das Infrastrukturmodell sowie die daraus resultierende übergreifende Systembeschreibung dar. Abschnitt 5.3 erläutert detailliert die einzelnen technischen Komponenten und die zugehörigen ökonomischen Parameter der inländischen Bereitstellungskette. Die methodische Abbildung des Überseetransportes erfolgt in Abschnitt 5.4. Die Abschnitte 5.5.1 und 5.5.2 behandeln die Ermittlung des voraussichtlichen Wasserstoffbedarfs und die entsprechende Deckung durch einen weltweiten Allokationsansatz.

Die **länderspezifischen Nutzungspotentiale** der erneuerbaren Energien aus Kapitel 4 und die Angebots- und Kostenkurven der jeweiligen Wasserstoffbereitstellungsketten aus Kapitel 5 werden in **Kapitel 6** analysiert. Je nach Primärenergiequelle werden in Abschnitt 6.1 verschiedene Ausbauszenarien definiert, deren Rahmenbedingungen die Stützstellen der resultierenden Angebots- und Kostenkurven darstellen. Ausgewählte Bereitstellungspfade werden in Abschnitt 6.2 hinsichtlich der Kosten, des Primärenergieaufwandes und der THG-Emissionen verglichen und bewertet. Abschnitt 6.3 liefert einen Überblick über die techno-ökonomischen Bereitstellungspotentiale aller betrachteten Vorzugsregionen. Der Einfluss einzelner technischer und wirtschaftlicher Parameter auf die Wasserstoffbereitstellung und die Bewertungskriterien ist Gegenstand der Sensitivitätsanalyse in Abschnitt 6.4.

Kapitel 7 beschreibt die **Ergebnisse der weltweiten Wasserstoffallokation**. Hierzu werden in Abschnitt 7.1 zunächst Szenarien für den zukünftigen weltweiten Wasserstoffbedarf

definiert. Mit Hilfe des in Abschnitt 5.5.2 erläuterten Verteilungsansatzes ermittelte Allokationsergebnisse sind Gegenstand von Abschnitt 7.2. Der darauffolgende Abschnitt 7.3 diskutiert die Auswirkungen von Angebots- und Kostenvariationen und verschiedener Speicher- und Transporttechnologien auf die weltweite Allokation.

Eine kritische Würdigung und Einordnung der Vorgehensweise und Ergebnisse erfolgt in **Kapitel 8**. Abschließend fasst **Kapitel 9** die Ergebnisse und Schlussfolgerungen der Arbeit zusammen.

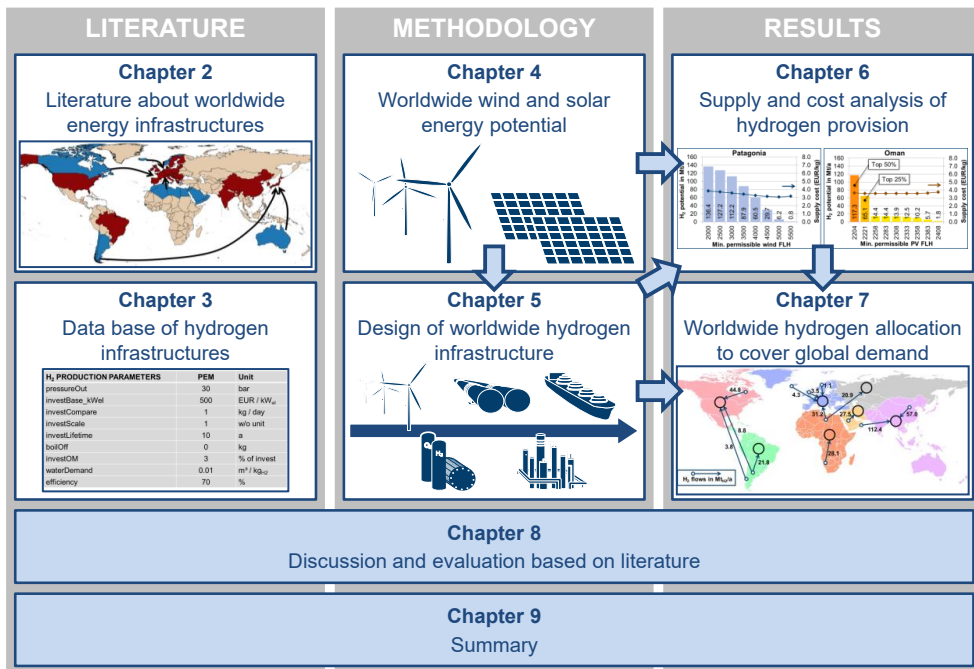


Abbildung 1.1: Aufbau und Struktur der Arbeit

2 Literatur zu weltweiten Energieinfrastrukturen

Zur Beantwortung der in Abschnitt 1.2 genannten Forschungsfragen gilt es, auf Basis bestehender globaler Energieinfrastrukturen und Modellen zur Wasserstoffversorgung geeignete Ansätze für eine weltweite Wasserstoffinfrastruktur abzuleiten. Hierzu stellt das folgende Kapitel die heute existenten weltweiten Energieinfrastrukturen und die relevante Studienlage zu Wasserstoffinfrastrukturen vor. Ziel dieses Kapitels ist die Prüfung bestehender Ansätze auf eine sinnvolle Anwendbarkeit im Zuge dieser Untersuchung.

In Abschnitt 2.1 werden die Anforderungen an Modellansätze für die zu entwickelnde multilaterale Infrastruktur festgelegt. Zur späteren Einordnung der internationalen Wasserstoffversorgung vermittelt Abschnitt 2.2 einen kurzen Überblick über existente internationale Energieinfrastrukturen. Mit dem Ziel einer globalen Anwendung erfasst und bewertet Abschnitt 2.3 Modellansätze für regionale und bilaterale Wasserstoffinfrastrukturen aus der Literatur und diskutiert deren Anwendbarkeit anhand der in Abschnitt 2.1 definierten Anforderungen. Abschnitt 2.4 stellt zunächst verschiedene Ansätze zur Abschätzung künftiger Wasserstoffbedarfe vor und zeigt danach Möglichkeiten auf, diese Bedarfe mit Hilfe von Allokationsansätzen zu decken. Abschnitt 2.5 nutzt die Erkenntnisse aus der Infrastrukturanalyse und der Studienlage, um einen umfassenden Modellansatz zur weltweiten Wasserstoffinfrastruktur abzuleiten. Eine Zusammenfassung des Kapitels folgt in Abschnitt 2.6.

2.1 Anforderung an Modellansätze zur Infrastrukturabbildung

Im Hinblick auf die in Abschnitt 1.2 definierte Zielsetzung dieser Arbeit ist eine weltweite Wasserstoffinfrastruktur basierend auf Wind- und Solarenergie zu konzipieren. Dazu soll eine sequenzielle Kombination verschiedener Simulationsansätze und Modelle alle Infrastrukturelemente von der erneuerbaren Stromerzeugung bis zum Import des Wasserstoffs am Zielhafen abbilden und eine Bewertung der Bereitstellungspfade und der globalen Allokation ermöglichen.

Eine generelle Anforderung an künftige Energieinfrastrukturen ist die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit. Vor dem Hintergrund der in Kapitel 1 bereits erwähnten Nachhaltigkeit sollten Energieinfrastrukturen heute auch den Kriterien der ökologischen Verträglichkeit genügen und ein hohes Maß an Versorgungssicherheit bieten. Dementsprechend sind Kosten, der Primärenergiebedarf zur Deckung der Endenergienachfrage und etwaige THG-Emissionen die dieser Analyse zugrundeliegenden Bewertungskriterien.

Die Konzeption einer Wasserstoffinfrastruktur erfordert einen konsistenten und international übertragbaren Modellansatz. Dabei sollte die Modellierung verschiedene Kombinationsmöglichkeiten der Infrastrukturelemente bieten, um etwaige länderabhängige Technologievorteile, wie unterirdische Speicherpotentiale, berücksichtigen zu können. Ebenso sind für die RES-Potentialbestimmung weitgehende Unabhängigkeit von nationalen Rahmenbedingungen und eine damit verbundene Anwendbarkeit auf verschiedene Länder Voraussetzung. Außerdem ist neben der Übertragbarkeit eine detaillierte Modellierung einzelner Infrastrukturelemente, wie etwa der Wasserstoffproduktion, des inländischen Transports und der Speicherung, erforderlich, um belastbare und umfassende Ergebnisse zu erhalten. Ein modularer Aufbau der

Infrastruktur ermöglicht die individuelle Bewertung der einzelnen Elemente hinsichtlich der definierten Bewertungskriterien.

Da die Ausprägungen der Bewertungsgrößen im Rahmen der Bereitstellungsinfrastruktur auch von Transportdistanzen und Speicherkapazitäten abhängen, muss der Modellansatz zur Potentialbestimmung erneuerbarer Energien eine räumliche und zeitliche Auflösung der Ergebnisse gewährleisten. Im Rahmen der inländischen Wasserstoffbereitstellung erfordert eine detaillierte Auslegung der Infrastrukturelemente die Möglichkeit, die räumlich und zeitlich aufgelösten Ergebnisse aus der RES-Analyse als Eingangsdaten zu verarbeiten.

Analog zur Potentialabschätzung und Wasserstoffbereitstellung auf der Angebotsseite muss die Bedarfsseite räumlich aufgelöst betrachtet werden. Zur Berücksichtigung einer weltweiten Verteilung ist der künftige Wasserstoffbedarf, wenn möglich länderspezifisch, aber zumindest bezogen auf Weltregionen abzuschätzen. Nur so können Interdependenzen von Importmengen und räumlichen Distanzen aufgezeigt werden. Die Deckung des weltweiten Wasserstoffbedarfs erfordert einen Verteilungsansatz, der eine Bewertung im Hinblick auf die gewählten Kriterien zulässt, ohne von zusätzlichen, in dieser Arbeit nicht betrachteten Kriterien, abhängig zu sein.

2.2 Überblick weltweiter Energieinfrastrukturen

Im Zuge dieser Arbeit ist ein Überblick weltweiter Energieinfrastrukturen sinnvoll, um Anforderungen an globale Versorgungssysteme und Übertragbarkeiten auf eine Wasserstoffinfrastruktur abzuleiten sowie Größenordnungen der erwarteten Ergebnisse zur Wasserstoffversorgung einzuordnen. Dabei sind besonders die aktuellen Welthandelsmengen von Erdöl und Erdgas als direkt konkurrierende Energieträger zu Wasserstoff und die jeweiligen Export- und Importregionen von Interesse.

Eine Energieinfrastruktur umfasst grundsätzlich alle Elemente von der Förderung bzw. Produktion des Primärenergieträgers über Transport, Aufbereitung und Speicherung bis zur Nutzung [22, S. 12]. Die wichtigsten interkontinentalen Energieinfrastrukturen stellen die globale Versorgung mit Erdöl, Erdgas und Kohle sicher. Knapp 82 % des weltweiten Primärenergiebedarfs entfallen auf diese Energieträger [5, S. 648]. Dieser Abschnitt beschränkt sich auf die Beschreibung der weltweiten Erdöl- und Erdgashandelsströme als direkte Brennstoffkonkurrenz zu Wasserstoff, ohne die Förderung oder die inländische Distribution explizit zu erläutern.

2.2.1 Erdöl

Wie eingangs erwähnt, basiert der Großteil der heutigen weltweiten Energieversorgung auf fossilen Ressourcen. Erdöl war 2017 mit einem Anteil von gut 30 % am weltweiten Primärenergieverbrauch wichtigster Energieträger, dahinter folgten Kohle und Erdgas. Die herausragende Stellung von Erdöl und seinen Derivaten Benzin und Diesel, insbesondere als Treibstoff im Transportsektor, ist einerseits auf den hohen spezifischen Energiegehalt von 11 - 12 kWh/kg¹ und andererseits auf die gute Lagerungs- und Transportfähigkeit

¹ Im Rahmen dieser Arbeit werden die Heizwerte von Erdöl mit 11,6 kWh pro Tonne und von Erdgas mit 10,5 kWh pro Normkubikmeter angenommen.

zurückzuführen [23, S. 124]. Unter der Annahme einer konstant bleibenden jährlichen Ölfördermenge von 4.380 Mt bzw. 50,9 PWh (2017) würden die derzeitigen konventionellen und nicht-konventionellen Reserven (Schieferöl, Ölsande u. ä.) von 243 Gt (2.826 PWh) für etwa 55 Jahre ausreichen. Der Nahe Osten und der amerikanische Kontinent verfügen über 81 % der gesamten Erdölreserven, wobei bereits 46 % der Reserven in den Ländern Venezuela, Saudi-Arabien und Kanada liegen [24, S. 41, 42]. Die weltweit ungleiche Verteilung der derzeit wirtschaftlich förderbaren Erdölreserven wird besonders vor dem Hintergrund deutlich, dass alleine zwei Drittel der mit relativ geringem Förderaufwand von unter 13 USD/bbl zu gewinnenden Erdölreserven im Nahen Osten liegen [24, S. 41; 25]. Aufgrund der ungleichen Verteilung der Reserven wird Erdöl international in großen Mengen gehandelt. Die überregionalen Handelsströme von Erdöl im Jahr 2017 sind in Abbildung 2.1 dargestellt.

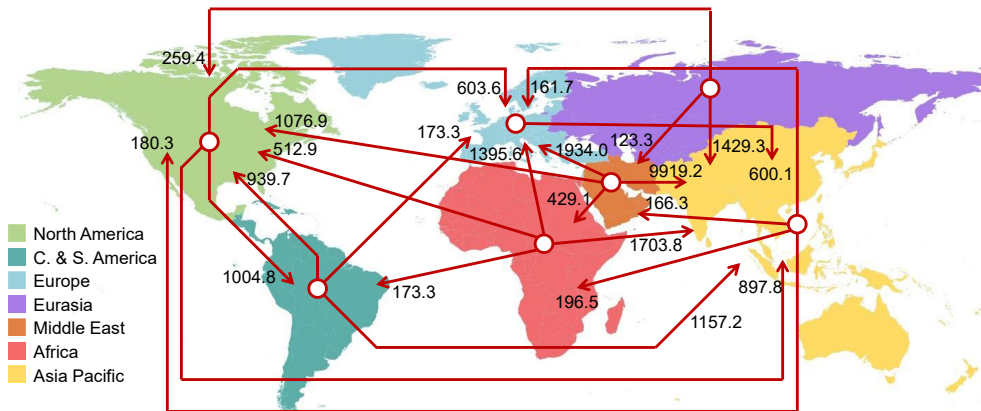


Abbildung 2.1: Weltweite Erdölhandelsflüsse im Jahr 2017 (Angaben in TWh, eigene Abbildung in Anlehnung an BP Statistical Review of World Energy, 2018 [26, S. 25])

Ströbele et al. [23] teilen die Welt in die drei Nettoverbrauchsregionen Nordamerika, Europa und Asien sowie die vier Nettoexportregionen Südamerika, Russland, Afrika und den Nahen Osten ein. Zu einem ähnlichen Ergebnis kommen Wu & Chen [27, S. 481]. Aufgrund der vergleichsweise hohen Eigenproduktion in Nordamerika können knapp 83 % des Ölbedarfs intra-regional gedeckt werden [26, S. 17, 24]. Der verbleibende Bedarf Nordamerikas wird hauptsächlich durch Importe aus Südamerika, Afrika und dem Nahen Osten gedeckt. Die Versorgung Europas wird zu einem überwiegenden Teil durch Russland, den Nahen Osten und Afrika sichergestellt. Die asiatischen Märkte wurden lange Zeit fast ausschließlich über Importe der fehlenden Rohölmengen aus dem Nahen Osten versorgt. In den letzten Jahren bezieht Asien, insbesondere China, seine überregionalen Ölimporte auch aus Westafrika sowie Zentral- und Südamerika. [23; 26; 28; 29]

Der Weltölmarkt ist besonders von den bestehenden interregionalen Transportmöglichkeiten abhängig. So ist dieser Teil der Infrastruktur besonders wichtig für eine Angleichung der Ölpreise in unterschiedlichen Regionen [23, S. 131]. Vorzugsweise wird Rohöl per Pipeline über Land oder per Tankschiff auf internationalen Wasserstraßen transportiert. Die derzeit geringen spezifischen Überseetransportkosten sorgen für kleine Preisunterschiede, die lediglich auf der Rohölqualität basieren. Die geografische Lage des Förderortes spielt erst bei höheren

Transportkosten eine Rolle. Außerdem kann es aufgrund der dann geringeren Möglichkeiten räumlicher Arbitragegeschäfte zu einer Regionalisierung des Weltmarktes kommen. Wegen der geringen spezifischen Überseetransportkosten für Rohöl und Ölprodukte ist der Welthandel überregional vernetzt. Auch räumlich weit getrennte Regionen handeln, gemessen am Welthandelsvolumen, vergleichsweise große Mengen an Öl. So verlassen den nordamerikanischen Kontinent 215,5 Mio. Tonnen (2.506,3 TWh), während gleichzeitig 255,3 Mio. Tonnen (2.969,1 TWh) aus anderen Weltteilen importiert werden. An diesem Beispiel wird deutlich, dass die Kostenvorteile aus überregionalen Angeboten die Nachteile durch zusätzliche Transportstrecken überwiegen. Produktionen, Verbräuche sowie Ex- und Importe nach Weltregionen sind Abbildung 2.2 zu entnehmen. [26, S. 16, 17, 25]

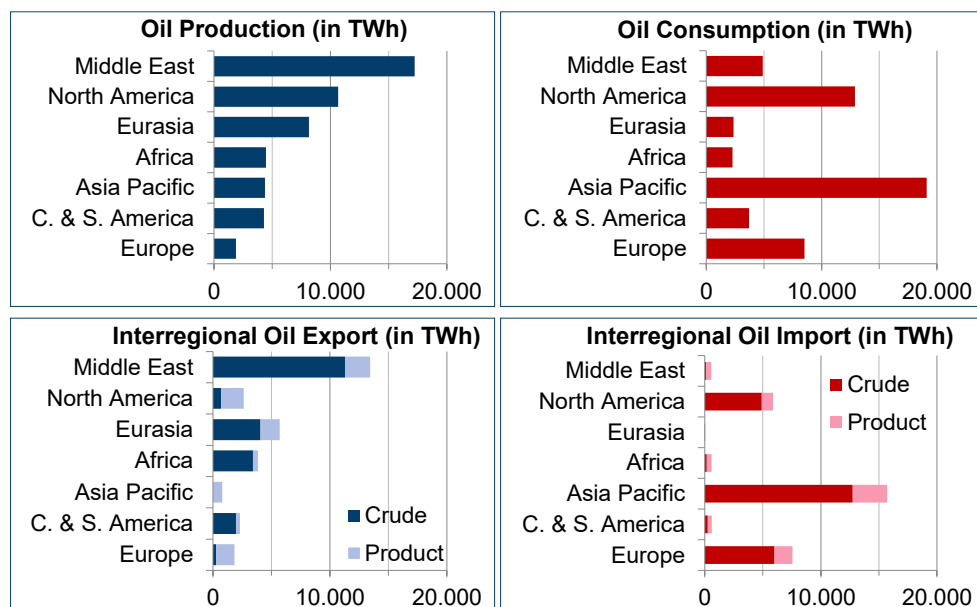


Abbildung 2.2: Erdölförderung und -verbrauch nach Weltregionen 2017 (oben); Interregionaler Export und Import nach Weltregionen 2017 (unten); eigene Darstellung nach BP Statistical Review of World Energy, 2018 [26, S. 16, 17, 25]

2.2.2 Erdgas

Erdgas wird vor allem zur Bereitstellung von Niedertemperaturwärme in Haushalten und Prozesswärme in der Industrie, genutzt [23, S. 162]. Zudem erfolgt in einigen Ländern ein Teil der Stromerzeugung auf Basis von Erdgas. Die sicher förderbaren Erdgasreserven belaufen sich auf 199 Billionen m³ bzw. 2.089,5 PWh. Davon sind über 95 % nicht-konventionelles Erdgas (Schiefergas und Flözgas). Die Russische Föderation, der Iran und Katar verfügen über mehr als 50 % des konventionellen Erdgases, knapp 80 % der globalen Reserven befinden sich in Staaten der Organisation erdölexportierender Länder (OPEC) und der Gemeinschaft Unabhängiger Staaten (GUS). Nähme man, trotz des signifikanten Anstiegs der globalen Erdgasfördermenge 2017 im Vergleich zum Vorjahr auf 3,8 Mrd. m³ bzw. 39,9 TWh, diese als

künftig konstant an, reichten die sicher förderbaren Reserven noch für knapp 53 Jahre. [24, S. 49-51]

Die Weltreserven von Erdgas sind ähnlich ungleich verteilt wie die von Erdöl. Der größte Teil von knapp 60 % befindet sich in Russland und dem Nahen Osten. Aufgrund des kostenintensiven Überseetransportes von Erdgas weist der Weltmarkt eine deutlichere Regionalisierung als der Erdölmarkt auf. So ist Europa aufgrund der kontinentalen Nähe im Verbund mit Nordafrika und Russland, während Mittel- und Südamerika fast vollständig auf eigene Vorkommen zurückgreifen. Stark auf Importe angewiesen ist ebenfalls der pazifische Raum, der seinen Bedarf neben eigenen Vorkommen zum großen Teil über LNG-Transporte aus dem Nahen Osten deckt. Abbildung 2.3 zeigt die wichtigsten interregionalen Welthandelsströme per Pipeline in Rot, per LNG-Tanker in Blau. [26, S. 34, 35]

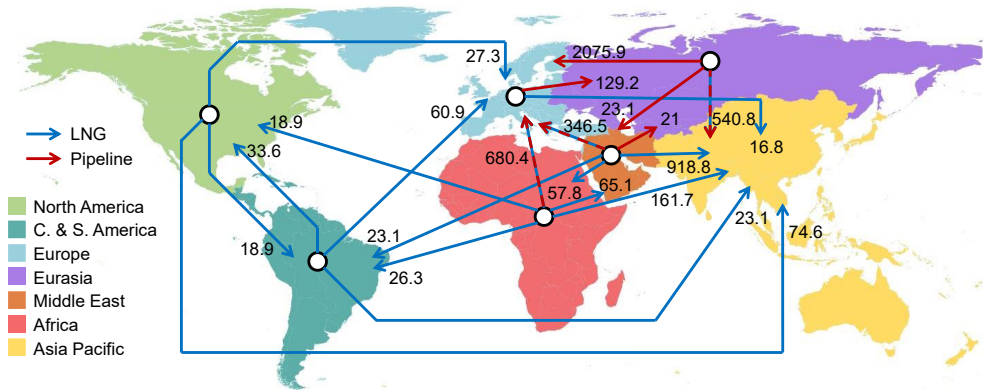


Abbildung 2.3: Weltweite Erdgashandelsflüsse im Jahr 2017 (Angaben in TWh, eigene Abbildung in Anlehnung an BP Statistical Review of World Energy, 2018 [26, S. 35])

Anders als bei Rohöl und Ölprodukten tragen die Überseetransportkosten bei der internationalen Bereitstellung von Erdgas in Form von LNG einen signifikanten Teil zu den Gesamtkosten bei. Daher ist die weltweite Erdgasinfrastruktur von einer deutlich höheren Regionalisierung geprägt. Das wird anhand von Abbildung 2.3 deutlich. Während sich die gesamten Flüsse von den amerikanischen Kontinenten auf 17,7 Mrd. Nm³ bzw. 185.9 TWh belaufen, werden allein von Eurasien aus 251,2 Mrd. Nm³ (2.637,6 TWh) in benachbarte und meist über Land erreichbare Weltregionen exportiert, davon 236 Mrd. Nm³ (2.478 TWh) per Pipeline. Mit 129,3 Mrd. Nm³ (1.357,7 TWh) erfolgt der Großteil der asiatischen Versorgung zwar über LNG-Tanker, 118,3 Mrd. Nm³ (1.242,2 TWh) davon stammen allerdings aus nahegelegenen Regionen wie Eurasien, dem Nahen Osten und Afrika. Abbildung 2.4 zeigt Weltproduktion und -verbrauch, sowie Ex- und Importe nach Weltregionen. [23; 26, S. 30, 31, 34]

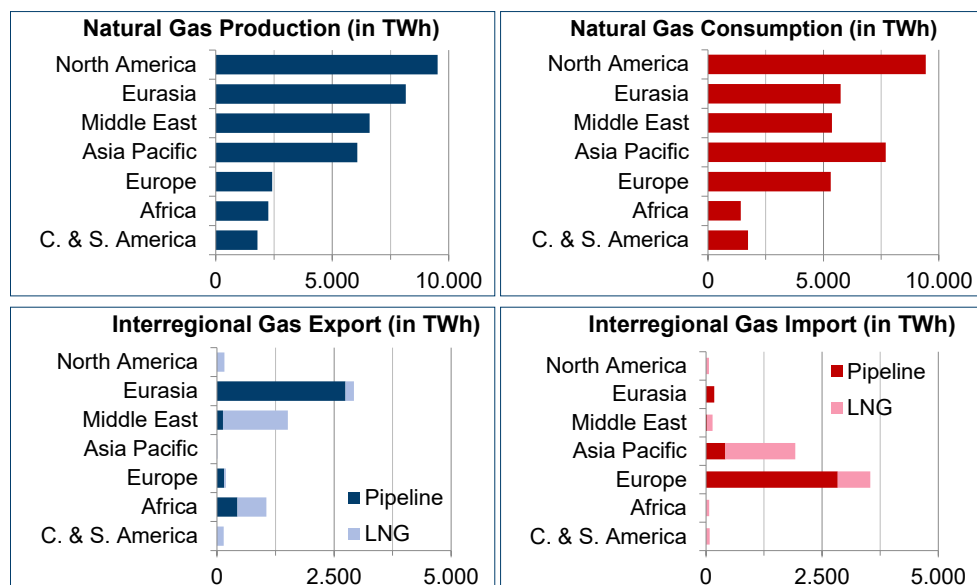


Abbildung 2.4: Erdgasförderung und -verbrauch nach Weltregionen 2017 (oben); Interregionaler Export und Import nach Weltregionen 2017 (unten); eigene Darstellung nach BP Statistical Review of World Energy, 2018 [26, S. 30, 31, 34]

2.3 Modellierung internationaler Wasserstoffbereitstellung

Das Konzept einer massiven Wasserstoffintegration in die Energiewirtschaft ist ein bereits vielfach diskutiertes Thema, das etwa Mitte der 1970er Jahre nach der ersten Ölpreiskrise aufkam [30, S. 911]. Laut Moreno-Benito et al. [31] sowie Goltsov & Veziroglu [30] umfasst eine solche Energiewirtschaft die Elemente Wasserstoffproduktion aus konventionellen oder erneuerbaren Energiequellen, Transport, Speicherung, Nutzung und adressiert auch Fragen der Versorgungssicherheit. Das System aus Produktion, Speicherung, Transport und Bereitstellung von Wasserstoff kann nach Ogden [32, S. 229] als Wasserstoffinfrastruktur verstanden werden. Abbildung 2.5 zeigt schematisch die Vernetzung von Elementen zu einer beispielhaften Wasserstoffinfrastruktur. Dabei müssen nicht alle dargestellten Elemente Teil der Infrastruktur sein. Wasserstoff wird heute überwiegend durch Vergasung bzw. Reformierung fossiler Energieträger oder durch Wasserelektrolyse mit Hilfe von elektrischem Strom gewonnen. Das letztgenannte Verfahren ist als Power-to-Gas-Konzept bekannt und wird von Schiebahn et al. [33] detailliert erläutert. Der produzierte Wasserstoff kann bei Bedarf gasförmig komprimiert, flüssig oder chemisch gebunden gespeichert werden, bevor er per Pipeline, Lkw, Zug oder Schiff weiter transportiert und beispielsweise im Transportsektor an Tankstellen oder in der Industrie zur Verfügung gestellt wird.

Es existieren verschiedene Ansätze der Modellierung von Wasserstoffinfrastrukturen, die, je nach Zielsetzung, unterschiedliche Aspekte und Elemente der Infrastruktur mehr oder weniger detailliert betrachten. Während der überwiegende Teil der Literatur regionale Infrastrukturen behandelt und daher zumeist Elemente wie die Wasserstoffkonditionierung oder den

Überseetransport nicht berücksichtigen, sind zu internationalen Infrastrukturen nur wenige Analysen veröffentlicht. Selbst in solchen Untersuchungen werden zumeist lediglich bilaterale Ansätze verfolgt. Weltweit vernetzte Bereitstellungs- und Verteilungsansätze für Wasserstoff sind bisher nicht bekannt.

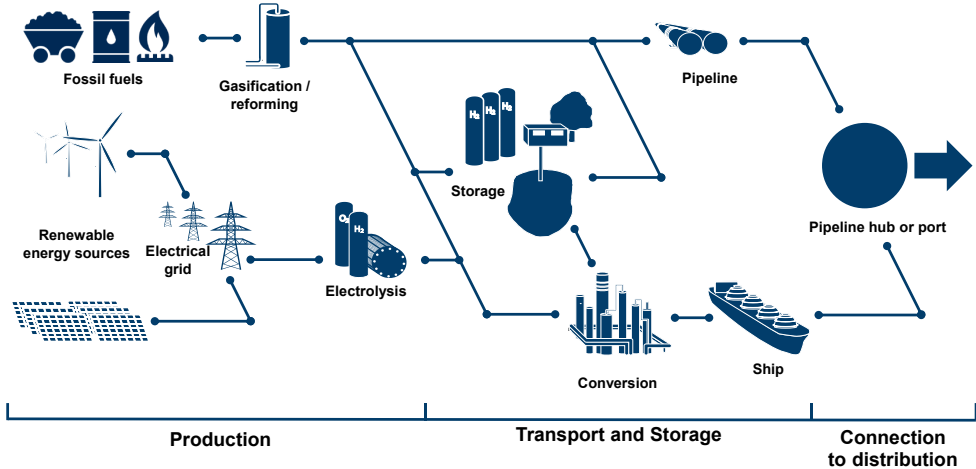


Abbildung 2.5: Schematische Darstellung einer internationalen Wasserstoffinfrastruktur ohne finale inländische Distribution

Bezugnehmend auf die Zielsetzung dieser Arbeit und die Anforderungen an das Infrastrukturmodell sind ein Ansatz zur RES-Potentialbestimmung, ein regionales Infrastrukturmodell zur Abbildung der inländischen Bereitstellungskette in der Erzeugungsregion und Elemente aus bilateralen Infrastrukturmodellen erforderlich. Dazu können regionale und bilaterale Infrastrukturmodelle sinnvolle Ansätze oder Modellierungselemente liefern. Daher werden im Folgenden in der Literatur verfügbare und relevante Ansätze vorgestellt, aus denen das im Rahmen dieser Arbeit angewandte Vorgehen entwickelt wird.

2.3.1 Potentialbestimmung von Windenergie und Photovoltaik

Das zur Wasserstofferzeugung nutzbare Potential von Windenergie und Photovoltaik wird in der relevanten Literatur meist über konstant angenommene Volllaststunden ohne räumliche Auflösung abgeschätzt. So nehmen Fasihi et al. pauschal 6.840 Volllaststunden für das hybride Wind-PV-Kraftwerk an [34, S. 5]. Ähnlich gehen Watanabe et al. vor, indem sie ohne räumliche Auflösung von über 4.000 Volllaststunden der Winderzeugung in Patagonien ausgehen [35, S. 549]. Gleichzeitig ist eine zeitliche Auflösung der Erzeugung für die versorgungssichere Auslegung des Wasserstoffspeichers notwendig. Im Hinblick auf die Zielsetzung aus Abschnitt 1.2 ergibt sich für die vorliegende Arbeit der folgende Kriterienkatalog zur Potentialbestimmung der Primärenergiequellen:

- Globale Anwendbarkeit: Der Ansatz muss eine Vergleichbarkeit der Wind- und Solarenergiepotentiale in allen betrachteten Vorzugsregionen gewährleisten.

- Hohe räumliche Auflösung: Zur Ermittlung von Angebots- und Kostenkurven (siehe Abschnitt 1.2) ist eine quantitative Differenzierung von einzelnen Standorten erforderlich. Außerdem erfordert die Festlegung einer Transportroute die genaue Lokalisierung der Erzeugungsstandorte.
- Hohe zeitliche Auflösung: Aufgrund der mitunter hohen Volatilität des Wind- und Solarangebots ist ein zeitlich hochaufgelöster Ansatz zur Sicherstellung der kontinuierlichen Versorgung erforderlich.
- Nachhaltige Bestimmung der Landverfügbarkeit: Im Sinne der in Abschnitt 1.1 geforderten Nachhaltigkeit ist eine für Mensch und Umwelt verträgliche Auswahl der Erzeugungsstandorte notwendig.

Aufbauend auf der Arbeit von **Robinius (2015)** [36; 37], der für Deutschland bereits eine Analyse der Landverfügbarkeit (Land Eligibility, LE) mit Hilfe von „suitability factors“ durchgeführt und so potentielle Windturbinenstandorte identifiziert hat, erarbeitet **Ryberg (2019)** [20; 38; 39; 40] einen überregional anwendbaren Ansatz zur RES-Potentialbestimmung in Europa.

Das von Ryberg entwickelte, auf Geoinformationssystemen (GIS) basierte Modell „Geospatial Land Eligibility for Energy Systems (GLAES)“ [39; 40; 41] bietet die Möglichkeit, anhand von Geoinformationen Landflächen innerhalb einer beliebigen Region von der Nutzung durch Wind- oder Solarenergie auszuschließen. Das geschieht auf Basis von technischen, ökologischen und sozialen Verfügbarkeitskriterien. So werden etwa Wasserflächen, Naturschutzgebiete und Siedlungsräume innerhalb einer definierten Region unter Berücksichtigung einer entsprechenden Abstandsregelung als nicht verfügbar definiert. Der Kriterienkatalog umfasst grundsätzlich physische, den Naturschutz betreffende, infrastrukturelle und topografische Restriktionen. Anschließend können Windenergieanlagen (WEA) bzw. PV-Module innerhalb der verbleibenden verfügbaren Fläche mit einem exogen vorgegebenen Abstand zueinander platziert werden.

Das methodische Vorgehen von Ryberg zur Simulation der Windenergieerzeugung ist in Abbildung 2.6 dargestellt. Für jeden festgelegten Erzeugungsstandort und anhand von global verfügbaren Wetterdaten lassen sich stündliche aufgelöste Produktionszeitreihen bestimmen.

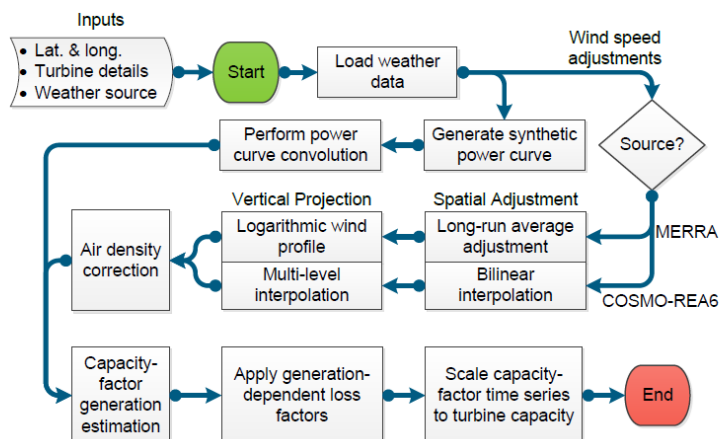


Abbildung 2.6: Methodisches Vorgehen der Windsimulation von Ryberg [20, S. 56]

Für Windturbinen geschieht das anhand einer synthetisch bestimmten Leistungskennlinie, für PV-Module anhand der Einstrahlung unter Berücksichtigung des Einstrahlungswinkels und der Modultemperatur. Daraus lassen sich für jede Turbine und jedes Modul durchschnittliche Volllaststunden berechnen und dem jeweiligen Erzeugungsstandort räumlich zuordnen.

Bosch et al. (2017) [42] gehen in ähnlicher Weise vor. Sie entwickeln einen weltweiten Ansatz zur räumlich und zeitlich aufgelösten Ermittlung des Windenergiepotentials unter Berücksichtigung von Landverfügbarkeiten. Analog zu Ryberg nutzen sie stündlich aufgelöste Wetterdaten und erreichen eine räumliche Auflösung von 5 km x 5 km.

Auf Basis der Arbeit von Ryberg erarbeiten **Caglayan et al. (2019)** [43] einen Ansatz zur Bestimmung des Offshore-Windenergiepotentials in Europa. Dabei wenden die Autoren das Prinzip der Landverfügbarkeitsanalyse auf küstennahe Meeresgebiete in Europa an und wählen den für jeden möglichen Standort kostengünstigsten Windenergieanlagentyp aus. Die Berechnung des Erzeugungspotentials und der damit verbundenen Stromgestehungskosten erfolgt räumlich und zeitlich aufgelöst.

Obwohl die Methodik nach Ryberg [20] eine Platzierung einzelner Windturbinen bzw. PV-Module vorsieht, ist kein Ansatz zur räumlichen Einteilung bzw. Gruppierung der Anlagen zu Parks vorgesehen. Da es sich bei den Turbinen- und Modulstandorten lediglich um Datenpunkte mit räumlichen Koordinaten und etwaigen Attributen handelt, können diese mit Hilfe einer Clusteranalyse räumlich gruppiert werden, um Windparks und Solarfarmen abzubilden [44; 45; 46]. Dazu bieten sich der DBSCAN- [44, S. 72-75; 47; 48] und der k-Means-Algorithmus [44, S. 54; 49, S. 285-288] an. Beide Algorithmen werden ausführlich in Anhang A erläutert.

2.3.2 Ansätze für regionale Wasserstoffinfrastrukturen

Regionale Infrastrukturen zur Erzeugung und Bereitstellung von Wasserstoff als emissionsfreier Energieträger auf nationaler oder regionaler Ebene sind Gegenstand einer Vielzahl von Studien und weisen oftmals eine räumliche Auflösung zur Abbildung der Transmission und Distribution auf. Die hier diskutierten Modellansätze sind über Geoinformationssysteme räumlich aufgelöst und dienen daher dazu, den oben aufgezeigten Herausforderungen zu begegnen. Daher liegt der Fokus dieses Abschnitts auf den relevanten, methodischen Ansätzen zur Abbildung von Wasserstoffherzeugung, Transport, Konversion und Speicherung innerhalb der inländischen Infrastruktur.

2.3.2.1 Krieg (2012)

In seiner Arbeit entwickelt Krieg [50] ein technisches Konzept für ein Wasserstoffpipelinesystem zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff. Mit Hilfe dieser Pipelinesysteme werden knapp 10.000 Tankstellen mit jährlich 5,4 Mt_{H₂} versorgt. Den Pipelinetransport unterteilt Krieg in eine Transmission von der Quelle bis zu den Flächenschwerpunkten innerhalb jedes Landkreises in Deutschland. Danach erfolgt die Distribution von diesen Knotenpunkten zu den einzelnen Tankstellen. Die Topologie des 12.000 km langen Transmissionsnetzes bestimmt Krieg anhand des bestehenden Erdgasnetzes und mit Hilfe des Dijkstra-Algorithmus [51, S. 3818] zur Minimierung der Wegekosten. Hierzu bedient er sich einer selbst abgeleiteten Kostenfunktion für die Pipeline in Abhängigkeit des

Durchmessers. Druckverluste während des Wasserstofftransports berücksichtigt Krieg mit Hilfe einer Abschätzung der erforderlichen, durchschnittlichen Rekompresseion. Daher beinhaltet die Kostenfunktion der Pipeline auch die Mehrkosten infolge des Rekompresseionsaufwands, allerdings erfolgt keine Ausweisung des dazu erforderlichen Energieaufwandes.

2.3.2.2 Robinius (2015)

Zur Versorgung von 75 % des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff entwirft Robinius [36] ein Strom- und Gasmaktdesign. Auf Basis von Netzstrom und netzseitig nicht nutzbarem Windstrom werden mit Hilfe einer Elektrolyseleistung von 28 GW_{el} knapp 3 Mt_{H₂}/a bereitgestellt und per Pipelinenetz an etwa 10.000 Tankstellen transportiert. Mittels Abregelung der Windleistung um bis zu 54 % erreicht Robinius durchschnittlich 5.300 Volllaststunden der Elektrolyse. Basierend auf Krieg [50] nutzt Robinius das bestehende Erdgashochdrucknetz und das Schienennetz als Kandidatennetze für das Transmissionsnetz und berechnet so die Länge und Kosten der Wasserstoffpipeline. Mit spezifischen Kosten von 0,17 EUR/kWh_{H₂} zeigt Robinius, dass Wasserstoff aus überschüssigem Windstrom ein konkurrenzfähiger Energieträger für den deutschen Straßenverkehr sein kann.

2.3.2.3 Reuß (2019)

Reuß [21] bewertet inländische Wasserstoffinfrastrukturoptionen im Hinblick auf die Versorgung des Mobilitätssektors. Dazu entwickelt er ein abstraktes Supply-Chain-Modell mit den einzelnen, flexibel kombinierbaren Modulen Produktion, Speicherung, Konversion, Transport und Betankung. Damit ist er in der Lage, Wasserstoffinfrastrukturoptionen mit verschiedenen Technologien gegenüberzustellen und techno-ökonomisch zu bewerten. Der Autor berücksichtigt dabei die Technologiepfade von komprimiertem, gasförmigem Wasserstoff (CGH₂), LH₂ und flüssigen, organischen Wasserstoffträgern (Liquid organic hydrogen carrier, LOHC), sowie Kombinationen der drei Pfade. Die einzelnen zusammenschaltbaren Technologiemodule weisen auf Basis des durchschnittlichen Tagesdurchsatzes von Wasserstoff entsprechend Gesamtinvestitionskosten ($Invest_{total}$), spezifische Wasserstoffkosten ($TOTEX$) und den jeweiligen Energiebedarf aus. Der jeweilige Szenariorahmen liefert die Eingangsdaten, wie etwa den durchschnittlichen Tagesumsatz, die zur Verfügung stehende Speicherkapazität und die Transportentfernungen. Technologieparameter, wie Energiebedarf, spezifischer Investitionsaufwand, Wartungs- und Instandhaltungskosten als prozentualer Anteil der Gesamtinvestition stammen aus einer übergreifenden Technologiedatenbank [21, S. 28-48; 52; 53, S. 450-452]. Abbildung 2.7 zeigt schematisch den Aufbau eines repräsentativen Technologiemoduls.

In einem zweiten Schritt definiert Reuß den Aufbau der Versorgungskette aus Technologiemodulen. Dabei spielen insbesondere die Konversionsmodule, wie Kompressoren, Verflüssigungsanlagen, Verdampfer, Hydrierungs- und Dehydrierungsanlagen sowie Pumpen, eine Schlüsselrolle, da sie die Verbindungselemente an den Schnittstellen der übrigen Module bilden. Aus der gesamten Versorgungskette resultieren Gesamtkosten, Treibhausgasemissionen und Primärenergiebedarf. Reuß berücksichtigt Skalierungseffekte von Anlagenkosten anhand der jeweiligen Dimensionierung bzw. anhand des jeweiligen Durchsatzes [52, S. 293]. Die Kostenfunktion für die Pipeline übernimmt er von Mischner et al. [54]. Weitere technische und ökonomische Parameter werden in Abschnitt 3.2 ausführlich dargestellt.

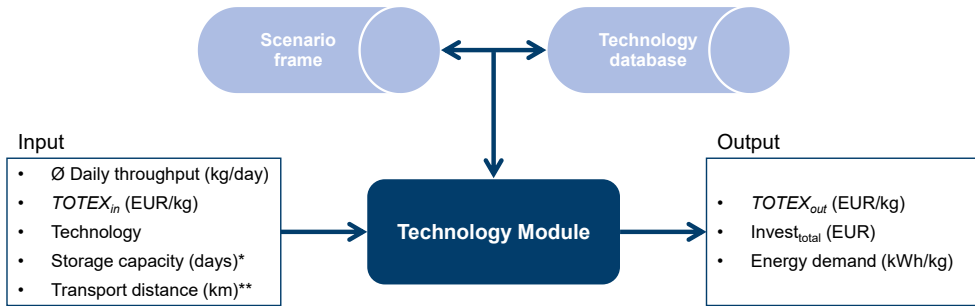


Abbildung 2.7: Schematischer Aufbau eines Technologiemoduls, *gilt für das Speichermodule, **gilt für das Transportmodule, Darstellung in Anlehnung an Reuß [21, S. 52]

Durch den modularen Aufbau gelingt es Reuß, die Versorgungskette flexibel und für verschiedene Regionen anwendbar zu gestalten. Eine Erweiterung des Modells um GIS-Verfahren ermöglicht außerdem die räumliche Auflösung von Erzeugungsstandorten, Transportstrecken und Verbraucherstandorten. Allerdings sieht Reuß keine zeitliche Auflösung für die Bereitstellung von Wasserstoff vor.

2.3.2.4 Weitere Studien

Wie eingangs erwähnt, sind Studien im Kontext von regionalen Wasserstoffinfrastrukturen in großer Zahl verfügbar. Besonders hervorzuheben sind hier abstrakte und auf verschiedene Szenarien und Regionen anwendbare Analysen. Dazu gehören etwa **Yang & Ogden (2007)** [55], die in Abhängigkeit von Transportdistanz und Wasserstoffmenge die kostengünstigste Transporttechnologie auswählen. Dabei berücksichtigen sie den Lkw-Transport von CGH_2 und LH_2 sowie den Pipelinetransport von CGH_2 . Der Lkw-Transport von CGH_2 ist nur für kleine Durchsatzmengen unter $14 \text{ t}_{H_2}/\text{d}$ und Entfernungen zwischen 25 und etwa 300 km sinnvoll. Größere Entfernungen werden bei kleinen Wasserstoffmengen am günstigsten per LH_2 -Lkw überbrückt. Ab einem Wasserstoffdurchsatz von etwa $80 \text{ t}_{H_2}/\text{d}$ stellt der Pipelinetransport für jede Distanz die kostengünstigste Transmissionsoption dar.

Des Weiteren wurde im Rahmen der **GermanHy-Studie (2009)** [56] das Nutzungspotential für Wasserstoff in Deutschland bis 2050 erarbeitet. Dazu wurde der kostenoptimale Aufbau einer inländischen Infrastruktur mit Hilfe des Modells MOREHyS [57; 58; 59] analysiert. Das zweiteilige Modell dient einerseits zur räumlich aufgelösten Erfassung der Produktionsstandorte und der Simulation des Pipeline- und Lkw-Transports, andererseits zur Bestimmung des kostenoptimalen Infrastrukturaufbaus. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass aufgrund geringerer Wasserstoffnachfrage während der Einführungsphase der Flüssigtransport per Lkw die Transportinfrastruktur dominiert. Mit wachsendem Bedarf verschiebt sich der Fokus hin zum Transport gasförmigen Wasserstoffs per Pipeline. Dabei werden neue Pipelines für den Wasserstofftransport vorausgesetzt. Bei Umwidmung bestehender Erdgasrohrleitungen setzt die oben genannte Verschiebung bei deutlich geringerem Gesamtbedarf ein. Über den gesamten betrachteten Zeitraum von 2015 bis 2050 werden allerdings sowohl der Lkw- als auch der Rohrleitungstransport benötigt.

2.3.3 Bilaterale Wasserstoffinfrastrukturen in der Literatur

Der Energieexport aus internationalen Vorzugsregionen mit hohem Energiepotential bzw. mit großen Energiereserven bei gleichzeitig vergleichsweise geringem Energiebedarf trägt, wie in Kapitel 2.2 gezeigt, maßgeblich zur Energieversorgung von Ländern mit geringeren Energiepotentialen bei. Dabei kann die Primärenergiequelle sowohl konventionellen als auch erneuerbaren Ursprungs sein. Das Konzept einer bilateralen Infrastruktur für Wasserstoff ermöglicht in diesem Zusammenhang den Export von Energie über weite, mitunter überseeische und damit per Stromleitung nicht mehr überbrückbare Distanzen. Insbesondere die durch den energetischen Aufwand für den Überseetransport und die damit verbundene Wasserstoffkonditionierung gegebenenfalls reduzierte Infrastruktureffizienz ist im Hinblick auf die gewählten Bewertungskriterien von Interesse. Teile dieses Kapitels wurden in einer im Rahmen dieser Dissertation betreuten Masterarbeit von Maximilian Baier [60] unter dem Titel „Techno-ökonomische Bewertung von Projekten und Studien zur weltweiten Wasserstoffbereitstellung anhand von Benchmarking-Methoden“ erarbeitet.

2.3.3.1 Kamiya et al. (2014)

Kamiya et al. [61] zeigen in ihrer Studie eine Möglichkeit der CO₂-armen Wasserstoffversorgung von Japan auf Basis von australischer Braunkohle. Im Zuge der geplanten Umstellung der Energiewirtschaft auf Wasserstoff in Japan [62, S. 205] und der Konzeptvorstellung anlässlich der Olympischen Sommerspiele 2020 [63] in Tokio zeigen Kamiya et al. die technische Realisierbarkeit und die resultierenden Importkosten einer bilateralen Wasserstoffinfrastruktur.

In dieser Studie wird Wasserstoff aus Braunkohlevergasung im Bundesstaat Victoria, Australien, produziert, wobei das im Vergasungsprozess entstehende CO₂ abgeschieden und unterirdisch gespeichert wird (engl. Carbon Capture and Storage, CCS). Der Wasserstoff wird dann per Pipeline über 80 km bis an die Küste transportiert, dort verflüssigt, zwischengespeichert und anschließend per Flüssigwasserstofftanker (LH₂-Tanker) nach Japan verschifft. Die jährliche Wasserstoffproduktion beläuft sich dabei auf 225.500 t_{H₂} (~ 7,5 TWh_{H₂}).

Die Aufschlüsselung der Importkosten nach Infrastrukturelementen ist in Abbildung 2.8 dargestellt. Den Annahmen und Berechnungen zufolge belaufen sich die gesamten Anlagenkosten auf umgerechnet 6,73 Mrd. EUR. Davon entfallen 30 % auf die Wasserstoffproduktion, 33 % auf den Verflüssiger und etwa 13 % auf die LH₂-Tanker. Bei den Betriebskosten entfällt mit 43 % der größte Anteil auf Elektrizitätskosten. Besonders energieintensiv ist hier die Verflüssigung mit 47 % des Stromverbrauchs. Dies entspricht etwa 1 kWh/Nm³_{H₂}. Hier gehen die Autoren von einem Verflüssigungswirkungsgrad (Verhältnis der minimal erforderlichen Verflüssigungsenergie zur tatsächlich aufgewendeten Energie) von 30 bis 35 % aus. Bezogen auf die jährliche Gesamtmenge an Wasserstoff ergeben sich spezifische Wasserstoffimportkosten in Japan von 2,93 EUR/kg_{H₂} (0,09 EUR/kWh_{H₂}). Demnach tragen die Produktionskosten mit 29 % und die Verflüssigung mit 33 % maßgeblich zu den Importkosten bei.

Kamiya et al. können zwar zeigen, dass Wasserstoff aus australischer Braunkohle zu wirtschaftlich konkurrenzfähigen Kosten in Japan importiert werden kann. Allerdings liegen den Ergebnissen Annahmen zugrunde, die eine Skalierung auf größere Exportmengen nicht ohne weiteres ermöglichen. Beispielsweise gehen die Autoren nicht genauer auf den Pipelinetransport von der Produktionsstätte zum Hafen ein. Außerdem ist keine zeitliche Auflösung der

Produktion gegeben. Daher lassen sich anhand dieser Vorgehensweise keine Einflüsse auf notwendige Speicherdimensionen ermitteln. Zudem sprechen Kamiya et al. von CO₂-freiem Wasserstoff, obwohl die dazu angenommene Abscheidungsrate von 100 % technisch kaum erreichbar ist. Abanades et al. [64, S. 4] geben im CCS-Bericht des Weltklimarates (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) maximale Abscheidungsraten von 85 bis 95 % an. Daher kann an dieser Stelle grundsätzlich nicht von CO₂-freiem Wasserstoff gesprochen werden.

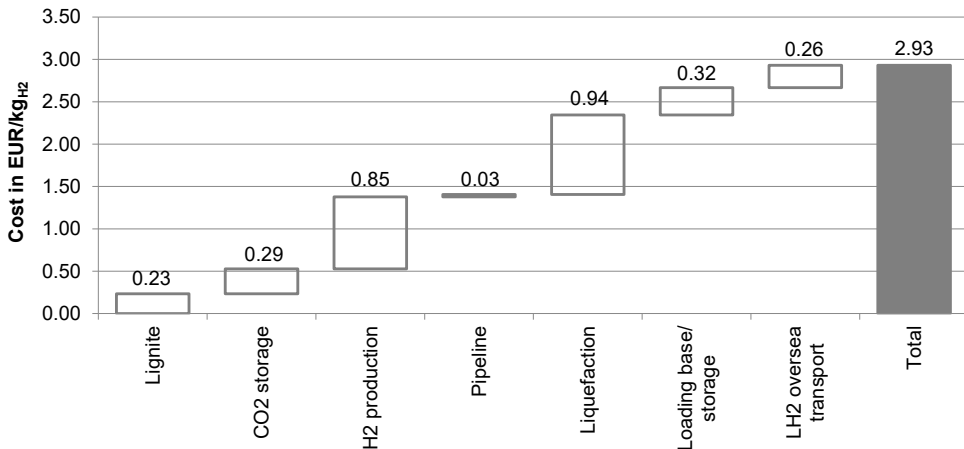


Abbildung 2.8: Aufschlüsselung der Wasserstoffimportkosten für den Wasserstoffexport von Australien nach Japan, nach Kamiya et al. [61, S. 14]

2.3.3.2 Fasihi et al. (2016)

Fasihi et al. [34] gehen in ihrer Studie weiter und stellen eine Infrastruktur für synthetische Kraftstoffe basierend auf erneuerbarem Strom (Power to Liquid, PtL) vor. Obwohl es sich daher streng genommen um keine reine Wasserstoffinfrastruktur handelt, ist das Konzept der Nutzung erneuerbarer Energien zur Erzeugung von Wasserstoff als Zwischenprodukt und der Export eines umweltfreundlichen synthetischen Treibstoffes vergleichbar mit dem einer internationalen Wasserstoffinfrastruktur.

Die Autoren kombinieren Wind- und Photovoltaikkraftwerke (Hybridkraftwerk) in Patagonien, mit dem Ziel, durch erhöhte Volllaststunden der Stromerzeugung die finalen Kosten des synthetischen Treibstoffes zu senken. Nach der Stromgewinnung erfolgt die Kraftstoffherstellung mit Hilfe folgender Prozesse: Elektrolyse, umgekehrte Wassergas-Shift-Reaktion, CO₂-Gewinnung aus der Umgebungsluft, Fischer-Tropsch-Synthese, Produktveredelung und Schifftransport nach Europa. Ein Windenergie- und PV-Kapazitätsausbau von jeweils 5 GW ergibt bei 6.840 jährlichen Volllaststunden und einem auf das Hybridkraftwerk angepassten Curtailment von 5 % eine Stromproduktion von etwa 34.700 GWh pro Jahr. Diese werden teilweise zur Produktion von etwa 694.000 t_{H₂} genutzt. Außerdem wird elektrische Energie zur CO₂-Abscheidung, der Wassergas-Shift-Reaktion und zur Wasserentsalzung aufgewandt. Insgesamt können so über 7,7 Mio. bbl. Diesel, 1,44 Mio. bbl. Kerosin und 1,9 Mio. bbl. Rohbenzin hergestellt werden. Bei von den Autoren angenommenen durchschnittlichen gewichteten Kapitalkosten von 7 % ergeben sich Stromgestehungskosten (Levelized cost of

electricity, LCOE) von 24,39 EUR/MWh und Wasserstoffgestehungskosten von 1,16 EUR/kg_{H2}. Nach der Umwandlung in Flüssigtreibstoffe und dem Überseetransport nach Rotterdam liegen die Kosten für den synthetischen Treibstoff bei 0,69 EUR/l bzw. 75,55 EUR/MWh. Die Aufteilung der Kosten ist Abbildung 2.9 zu entnehmen.

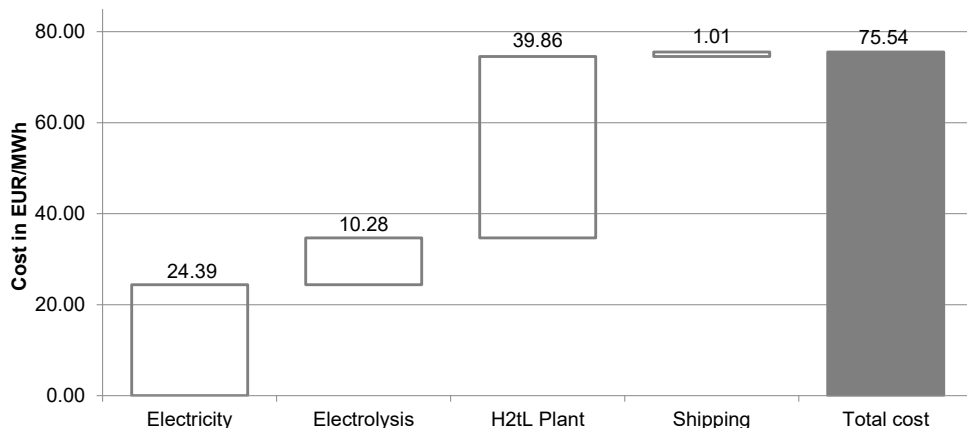


Abbildung 2.9: Bereitstellungskosten für synthetischen Treibstoff auf Basis erneuerbarer Energien (Patagonien - Europa), nach Fasihi et al. [34, S. 254]

Bei einem Vergleichskostenwert von 0,44 EUR/l konventionellen Diesels wären die Bereitstellungskosten des synthetischen Diesels noch nicht konkurrenzfähig. Fasihi et al. zeigen allerdings Potentiale zur Verbesserung der Konkurrenzfähigkeit von synthetischem Treibstoff in Form von niedrigeren Kapitalkosten, höheren CO₂-Emissionskosten und der wirtschaftlichen Nutzung des im Zuge der Elektrolyse entstehenden Sauerstoffs.

Die Analyse beinhaltet zwei Modellansätze im Hinblick auf die zeitliche Auflösung der RES-Produktion. Im „Annual Basis Model“ wird von festen Volllaststunden ohne Einbindung von Speicherkapazitäten ausgegangen. Dahingegen berücksichtigt das „Hourly Basis Model“ eine stündlich aufgelöste Erzeugung und bindet Batterie-, Wasserstoff- und CO₂-Speicher nach Bedarf ein. Beide Modellansätze weisen allerdings keine räumliche Auflösung auf. So wird der Transport von Strom, Wasserstoff oder synthetischem Treibstoff auf nationaler Ebene nicht abgebildet. Dementsprechend kritisch muss die Einkopplung von Hochtemperaturwärme aus der Fischer-Tropsch-Synthese in die CO₂-Abscheidung aus der Umgebung und die Wasser-rückgewinnung aus der Wassergas-Shift-Reaktion sowie der Fischer-Tropsch-Synthese gesehen werden. Ebenso ist eine Annahme von konstant hohen Volllaststunden für eine Erweiterung der Erzeugungskapazitäten vor dem Hintergrund der mangelnden räumlichen Auflösung kaum haltbar.

2.3.3.3 Teichmann (2014)

Im Rahmen einer Technologiebewertung flüssiger, organischer Wasserstoffträger untersucht Teichmann [11; 65] das Transportpotential von Wasserstoff mittels LOHC über große Distanzen. Dabei vergleicht er zunächst den Transport per Schiff sowohl mit LOHC als auch mit LH₂ in Bezug auf die Energieeffizienz und die entstehenden Kosten. Er kommt zu dem Ergebnis,

dass der Schiffstransport von LH_2 aufgrund des hohen spezifischen Energieverbrauchs und der technisch aufwendigen thermischen Isolation deutlich kostenintensiver als der LOHC-Transport ist. Die spezifischen Transportkosten liegen für LH_2 bei 0,32 und 0,96 EUR/kg $_{\text{H}_2}$ für eine Distanz von 1.000 bzw. 5.000 km. Für die gleichen Distanzen berechnet Teichmann LOHC-Transportkosten von 0,10 bzw. 0,30 EUR/kg $_{\text{H}_2}$. Die Nichtlinearität der Kosten in Bezug auf die zurückgelegten Strecken beruht auf der Annahme eines einzigen Tankschiffs und eines dadurch bedingten unterschiedlichen Massenstroms. Im weiteren Verlauf der Analyse werden der Transport solarer Energie von Nordafrika nach Europa sowie der Import regenerativer Energie aus Island auf Basis der bereits ermittelten Transportkosten bewertet.

Für den Transport nordafrikanischer Solarenergie nach Europa vergleicht Teichmann die elektrische Übertragung mittels HGÜ und den Schiffs- und Lkw-Transport von LH_2 sowie LOHC nach Elektrolyse. Basierend auf einem aus der Desertec-Studie übernommenen Szenario für 2020 wird ein Stromexport von 51,3 TWh pro Jahr aus solarthermischen Kraftwerken (Concentrated Solar Power, CSP) zu Gestehungskosten von 5 EUR-ct/kWh angenommen. Abbildung 2.10 zeigt die Aufschlüsselung der Importkosten für den LH_2 - und den LOHC-Pfad von Nordafrika nach Europa. Zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit der drei Transportpfade wird jeweils eine finale Bereitstellung von 1 Mt $_{\text{H}_2}$ in Europa angenommen.

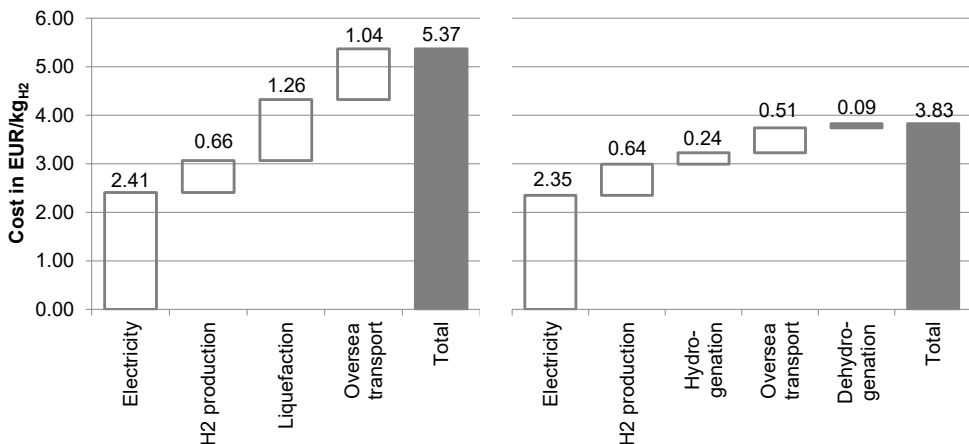


Abbildung 2.10: Aufschlüsselung der Wasserstoffimportkosten für den LH_2 -Import (links) und den LOHC-Import (rechts) aus Nordafrika nach Europa, nach Teichmann [11]

Unter der Berücksichtigung von Energieverlusten während des Transportes ergeben sich Bereitstellungskosten von 3,65 EUR/kg $_{\text{H}_2}$ für die elektrische Transmission von Afrika nach Europa mit anschließender Wasserstofferzeugung, 5,37 EUR/kg $_{\text{H}_2}$ für den LH_2 -Transport und 3,83 EUR/kg $_{\text{H}_2}$ für den LOHC-Pfad. Dabei unterscheiden sich bereits die auf die importierte Menge Wasserstoff bezogenen Stromgestehungskosten, da Teichmann für den LH_2 -Pfad Wasserstoffverluste von etwa 2,5 % annimmt.

Der Import von Wasserstoff aus Island wird von Teichmann lediglich über den LOHC-Pfad abgebildet. Basierend auf der fast ausschließlich aus erneuerbaren Energien, wie Geothermie und Wasserkraft, stammenden elektrischen Energie in Island wird ein Nettoenergieexport von 10 TWh bei Stromkosten für die Elektrolyse von 0,02 EUR/kWh angenommen. Damit ergibt

sich ein Wasserstoffexport von 0,3 Mt_{H₂}. Unter der Annahme eines LOHC-Überseetransportes nach Deutschland liegen die spezifischen Kosten am Zielhafen bei 2,10 EUR/kg_{H₂}. Diese teilen sich auf 0,64 EUR/kg_{H₂} für die Stromkosten, 0,93 EUR/kg_{H₂} für die Elektrolyse und 0,53 EUR/kg_{H₂} für Hydrierung, Transport und Dehydrierung auf. Die Kostenaufschlüsselung dieses Importpfades ist in Abbildung 2.11 dargestellt.

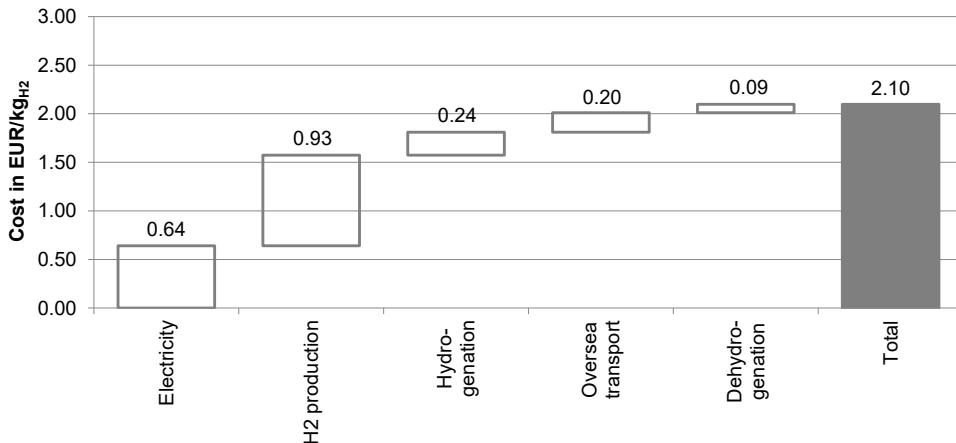


Abbildung 2.11: Aufschlüsselung der Wasserstoffimportkosten für den LOHC-Import aus Island nach Europa, nach Teichmann [11]

Teichmann zeigt in seiner Arbeit, dass die LOHC-Technologie für den Wasserstofftransport über große Distanzen, insbesondere für den Überseetransport, eine deutlich kostengünstigere Alternative zum Transport von flüssigem Wasserstoff darstellt. Für die Dehydrierung des mit Wasserstoff beladenen LOHC nimmt Teichmann lediglich Kosten von 0,086 EUR/kg_{H₂} an und vernachlässigt die Kosten für die erforderliche Dehydrierungswärme. Zudem werden die finalen Kosten von gasförmigem Wasserstoff nach der Dehydrierung und die von energetisch höherwertigem Flüssigwasserstoff miteinander verglichen. Aufgrund dieser unterschiedlichen energetischen Bilanzierung sind die in dieser Arbeit getätigten Vergleichsergebnisse nicht uneingeschränkt gültig.

2.3.3.4 Watanabe et al. (2010)

Watanabe et al. [35] führen in ihrer Studie Kostenabschätzungen für Wasserstoffimporte aus Patagonien nach Japan durch. Dazu nehmen die Autoren an, dass Strom aus Windenergie in der windreichen Provinz Santa Cruz zur Elektrolyse und zur Wasserstoffverflüssigung verwendet wird. Das Konzept dieser bilateralen Wasserstoffinfrastruktur ist in Abbildung 2.12 dargestellt. Im Unterschied zu vielen anderen Studien, berücksichtigen Watanabe et al. den inländischen Wasserstofftransport via Pipeline zwischen Produktion und Verflüssigung. Der Flüssigwasserstoff wird anschließend per LH₂-Tanker bis nach Japan transportiert, dort verdampft und in einer Wasserstoffturbine rückverstromt.

Anhand dreier verschiedener Szenarien in Bezug auf den Ausbaugrad der Windenergie und das Design der Windenergieanlagen werden Windenergiekapazitäten und Investitionskosten für die Stromerzeugung ermittelt. Ausbaupkapazitäten der Windleistung liegen zwischen

60,4 und 77,5 GW, die durchschnittlichen Volllaststunden der Stromerzeugung werden zu 4.380 h/a angenommen. Nach der Elektrolyse stehen so knapp 5 Mt_{H₂} pro Jahr zur Verfügung. Den verschiedenen Ausbaugraden entsprechend werden verschiedene erforderliche Pipeline-längen berücksichtigt. Genauso werden Verflüssigung und Speicherkapazitäten in Abhängigkeit der Szenarien dimensioniert. Watanabe et al. nutzen LH₂-Tankerkonzepte mit Kapazitäten von 850 und 4.460 t_{H₂} und Investitionskosten pro Tanker von 75 bzw. 225 Mio. EUR.

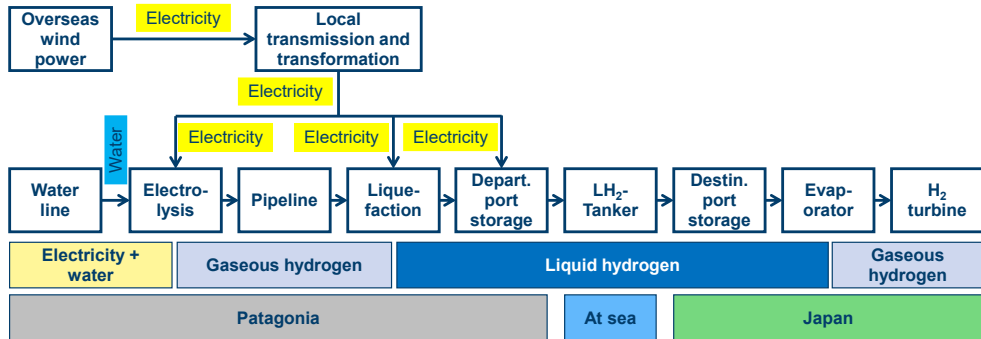


Abbildung 2.12: Schematischer Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur zwischen Patagonien und Japan, eigene Darstellung nach Watanabe et al. [35, S. 547]

Die Zusammensetzung der Importkosten von Wasserstoff in Japan bei Kapitalkosten von 5 % zeigt Abbildung 2.13. Nach der Anlandung, Speicherung und Verdampfung wird der Wasserstoff in Japan in einer Wasserstoffturbine zur Stromproduktion umgesetzt. In Abhängigkeit der Kapitalkosten (0,5 - 5 %) lassen sich Wasserstoffbereitstellungskosten von 13,6 bis 18,3 EUR-ct/kWh_{H₂} ableiten. Der größte Teil der Kosten entfällt hier auf Produktion und Überseetransport. Auf Basis ihrer Annahmen und Berechnungen gelangen die Autoren zu dem Schluss, dass der Import von Wasserstoff mit anschließender Rückverstromung wirtschaftlich noch nicht konkurrenzfähig ist.

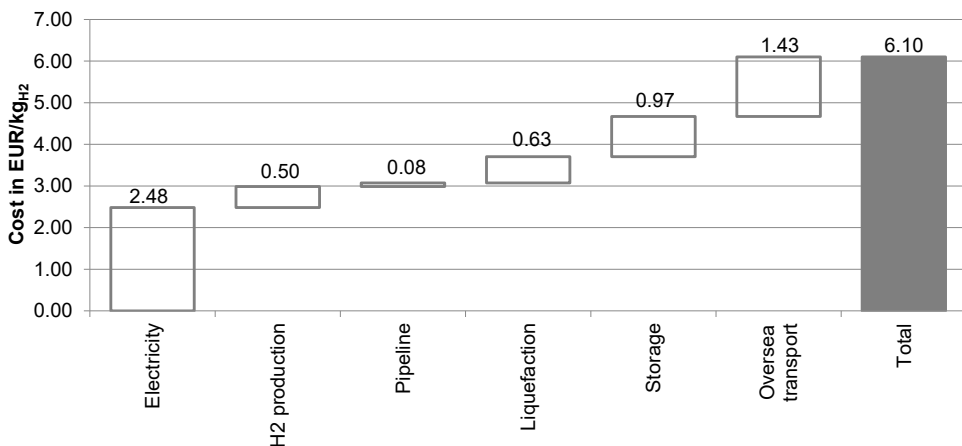


Abbildung 2.13: Aufschlüsselung der Wasserstoffimportkosten für den LH₂-Import aus Patagonien nach Japan bei einem Kapitalkostensatz von 5 %, nach Watanabe et al. [35]

Im Unterschied zu anderen Konzepten internationaler Wasserstoffinfrastrukturen berücksichtigen Watanabe et al. in ihrer Studie, wie oben erwähnt, den inländischen Transport des Wasserstoffs zwischen den Erzeugungsstandorten und dem Hafen. Diese methodische Vorgehensweise bildet die erforderliche Infrastruktur vollständig ab und ermöglicht die Identifizierung der Kostentreiber. Allerdings werden die jeweiligen technischen Infrastrukturelemente recht grob und hinsichtlich der Dimensionierung ohne Freiheitsgrade abgebildet. Daher ist eine Anwendbarkeit auf andere Regionen und Szenarien nur sehr eingeschränkt gewährleistet.

2.3.3.5 Fraunhofer IWES Studie (2017)

Ziel der Fraunhofer IWES Studie [12] ist die Ermittlung der Importkosten von LH₂ und PtL-Kraftstoffen in Deutschland basierend auf erneuerbaren Energien an globalen Vorzugsstandorten. Die dabei betrachtete Infrastruktur beinhaltet die verschiedenen Bereitstellungskettenelemente von der H₂-Produktion über die Verflüssigung bis hin zur Verschiffung. Beide Bereitstellungspfade gehen von einer Meerwasserentsalzung und der Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse aus. Der LH₂-Prozess erfordert danach eine Verflüssigung zur effizienteren Speicherung und zum Überseetransport. Im Falle der synthetischen Kraftstoffe (PtL) sind anstatt der Verflüssigung eine CO₂-Abscheidung aus der Umgebungsluft, eine umgekehrte Wassergas-Shift-Reaktion und eine Fischer-Tropsch-Synthese erforderlich. In Bezug auf berücksichtigte Lernkurven für die energetische Effizienz und Kostenannahmen wird dabei zwischen einem mittel- (2030) und einem langfristigen (2050) Szenario unterschieden.

Ausgangspunkt der Analyse ist die Nutzung des RES-Angebots. Dazu wählen die Autoren vier windreiche bzw. einstrahlungsintensive Vorzugsregionen in Brasilien, Marokko, Ägypten und Somalia auf Basis der durchschnittlichen mittleren Windgeschwindigkeit und der solaren Einstrahlung. Zur Gewährleistung der Wasserversorgung liegt der Fokus auf Küstenregionen, von denen Naturschutzgebiete explizit ausgenommen sind. Auf Basis einer Wetterdatenauswertung von 2005 bis 2012 ergibt sich für jede Region ein repräsentatives Wetterjahr, das in etwa dem 8-Jahresmittel entspricht.

Eine Vorabanalyse ergibt, dass eine nationale Produktion von LH₂ und PtL-Kraftstoffen im Vergleich zum Import aus internationalen Regionen mit attraktiven RES-Potentialen deutlich kostenintensiver ist. Beide Infrastrukturoptionen werden hinsichtlich ihrer Effizienz und ihrer Importkosten nach Deutschland bewertet. Aufgrund von Boil-off-Verlusten während des Schifftransportes ergeben sich für die LH₂-Infrastruktur Gesamtwirkungsgrade bezogen auf den Heizwert des Endproduktes zwischen 40,5 und 46 % für das mittelfristige sowie 46,4 und 50,8 % für das langfristige Szenario. Je nach Standort variieren die Importkosten für Flüssigwasserstoff zwischen 133,8 und 143,4 EUR/MWh (2030) sowie 108,6 und 116 EUR/MWh (2050). Die Kosten werden für beide Szenarien von der Wasserstoffproduktion dominiert. Außerdem haben die Kapitalkosten einen bedeutenden Einfluss auf die Kostenpanne. Diese Studie zeichnet sich besonders durch den Vergleich verschiedener internationaler Erzeugungsstandorte aus. Allerdings betrachten die Autoren aufgrund der mangelnden räumlichen Auflösung der Erzeugungsstandorte keine inländische Pipelineinfrastruktur. Darüber hinaus sind die RES-Potentiale der unterschiedlichen Standorte nur durch eine konstante Volllaststundenzahl charakterisiert. Das macht eine ausbauabhängige Potentialabschätzung der nutzbaren Energiemenge schwierig.

2.3.3.6 Weitere bilaterale Infrastrukturen

Abgesehen von den bereits diskutierten Studien sind noch die Arbeiten von **Gretz et al.** [66], **Stiller et al.** [67] und **Agora** [68] zu erwähnen, welche ebenfalls bilaterale Wasserstoffinfrastrukturen analysieren.

Eine frühe Modellierung wurde bereits 1989 von **Gretz et al. (1989)** durchgeführt. Im Zuge des 100 MW Euro-Québec Hydro-Hydrogen Pilot Project (EQHHP-Project) untersuchen die Autoren den Import von Wasserstoff basierend auf Wasserkraftwerken in Kanada. Neben LH_2 werden auch die Transportoptionen Ammoniak und LOHC (in Form vom Methylcyclohexan, MCH) verglichen. Abgesehen vom Überseetransport per Tanker wird für Flüssigwasserstoff auch ein Transport per Spezialflugzeug untersucht. Aufgrund des weit zurückliegenden Zeitraumes der Veröffentlichung sind zugrundeliegende Parameter und Ergebnisse nur sehr eingeschränkt auf heutige Anwendungsfälle übertragbar. [66]

Stiller et al. (2008) vergleichen verschiedene Importpfade CO_2 -armen Wasserstoffs von Norwegen nach Deutschland. Neben der Nutzung des Onshore- und Offshore-Windpotentials wird auch Erdgas als Primärenergiequelle für die Wasserstofferzeugung berücksichtigt. Als Transportoptionen werden Erdgas- und Wasserstoffpipelines, HGÜ-Leitungen, LH_2 - und LNG-Tanker gewählt. Kritisch zu sehen sind hier die vorgegebenen technischen Kapazitäten von Erzeugung und Transport, die nicht als Studienergebnis ermittelt werden, sondern als Eingangsgrößen in die Kostenberechnung eingehen. Des Weiteren schränken die mangelnde räumliche und zeitliche Auflösung der Windenergienutzung die Vergleichbarkeit des technischen Potentials mit anderen Studien ein. [69]

In der von **Agora (2018)** in Auftrag gegebenen Studie gehen die Autoren der Frage nach, wie hoch die Importkosten strombasierter synthetischer Kraftstoffe aus deutscher Sicht bis 2050 sind. Dazu schätzen sie Stromerzeugungskosten ausgewählter Technologie- und Standortoptionen ab, berechnen die Umwandlungskosten zu Methan oder zu synthetischen Flüssigbrennstoffen und berücksichtigen den Überseetransport via Pipeline oder Tankschiff aus den Erzeugungsländern nach Deutschland. Wie schon bei Fasihi et al. [34] handelt es sich hier nicht um eine Wasserstoffinfrastruktur im eigentlichen Sinne. Darüber hinaus basiert die Ermittlung des RES-Erzeugungspotentials auf Literaturrecherchen und Abschätzungen. Die Autoren begründen diese Vorgehensweise in Bezug auf die technischen Vereinfachungen damit, den Fokus der Studie lediglich auf die sich ergebenden Kosten zu legen. Daher berücksichtigt diese Studie auch keine räumliche oder zeitliche Auflösung bei der Nutzung des RES-Potentials. [68]

2.4 Ansätze zur Bedarfsabschätzung und Güterallokation

Neben der Abbildung der Wasserstoffangebotsseite durch die RES-Potentialanalyse und die inländische Wasserstoffbereitstellung erfordert das Konzept einer weltweiten Wasserstoffinfrastruktur auch eine Abschätzung des Wasserstoffbedarfs und einen Verteilungsansatz. In diesem Abschnitt werden dazu sowohl Ansätze zur Bedarfsabschätzung auf weltweiter Ebene als auch zur Güterallokation vorgestellt.

2.4.1 Bedarfsschätzung

Im Hinblick auf den in Kapitel 1 beschriebenen, voraussichtlich ansteigenden Weltenergiebedarf in Verbindung mit den weltweiten Reduktionszielen der CO₂-Emissionen kann ebenfalls mit einem Anstieg des Weltwasserstoffbedarfs gerechnet werden. Einen globalen Ansatz liefern **Ishimoto et al. (2017)** [70], die mit Hilfe des globalen Optimierungsmodells GRAPE den künftigen Wasserstoffbedarf in 15 Weltregionen für den Zeitraum bis 2050 abschätzen. Basierend auf Prognosen hinsichtlich der Weltbevölkerung, der Bruttoinlandsprodukte und weiterer energiebezogener Statistiken errechnen die Autoren den Weltenergiebedarf. Unter Einhaltung von Kriterien zur CO₂-Emissionsreduktion und verschiedenen Technologieoptionen werden die globalen Energiesystemkosten minimiert. Daraus ergeben sich regionale Energieversorgungsstrukturen und resultierende CO₂-Emissionen. Der Endenergiebedarf ergibt sich aufgeschlüsselt nach Energieträger und Verbrauchssektor. Abbildung 2.14 zeigt den daraus von Ishimoto et al. abgeleiteten Weltwasserstoffbedarf bis 2050 nach Verbrauchssektoren.

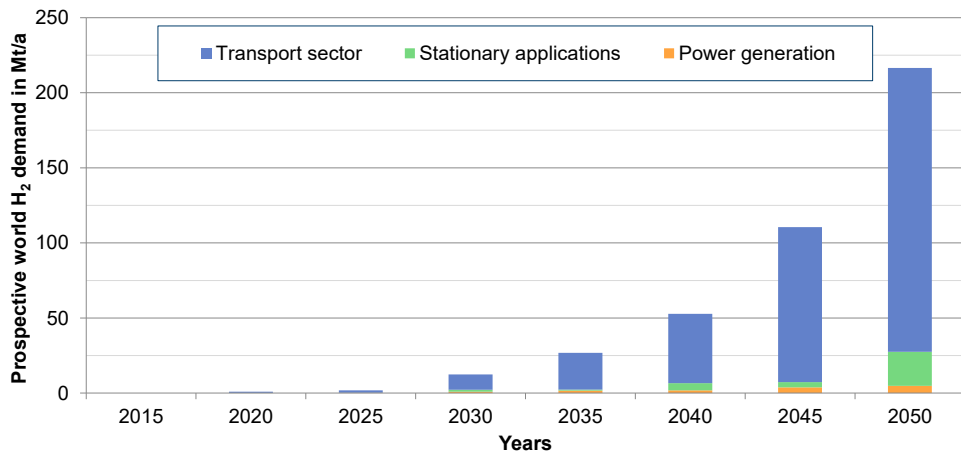


Abbildung 2.14: Voraussichtlicher Weltbedarf an Wasserstoff 2015 - 2050, eigene Darstellung nach Ishimoto et al. [70]

Ishimoto et al. geben in der Beschreibung ihrer Methodik zur Abschätzung des Wasserstoffbedarfs allerdings keine genauen Angaben zu den zugrundeliegenden Annahmen und Parametern. Ebenso ist das Modell GRAPE nicht frei verfügbar. Daher lassen sich die Ergebnisse kaum vergleichen und auf andere Fragestellungen übertragen.

Der Fokus internationaler Infrastrukturstudien liegt meist auf der Angebotsseite. Daher liefert keine der diskutierten bilateralen Studien einen übertragbaren Ansatz zur Abschätzung des weltweiten Bedarfs. In einigen regionalen Studien werden allerdings zumindest nationale Bedarfe abgeschätzt. Da der größte Wasserstoffbedarf im Verkehrssektor erwartet wird, betrachten einige Studien lediglich diesen Sektor.

In der **GermanHy-Studie (2009)** [56, S. 27-32] resultiert der künftige Wasserstoffbedarf im Verkehrssektor aus Annahmen zur Markteinführung von Pkw, Bussen und leichten Nutzfahrzeugen mit Brennstoffzellenantrieb. Da der Straßenverkehr für den Großteil des Endenergiebedarfs verantwortlich ist, werden Luft- und Binnenschiffsverkehr vernachlässigt. Im Rahmen dreier Szenarien zu verschiedenen Effizienzsteigerungen und Fahrleistungsänderungen

errechnen die Autoren einen Wasserstoffbedarf von 5,4. $\text{Mt}_{\text{H}_2}/\text{a}$ für das Jahr 2050. Dazu wird angenommen, dass Wasserstofffahrzeuge 2050 Anteile von 73 % am Pkw-Bestand, 74 % am Bus-Bestand und 55 % am Bestand leichter Nutzfahrzeuge ausmachen. Des Weiteren wird angenommen, dass spezifische Pkw-Kraftstoffverbräuche von 0,92 auf 0,58 kg_{H_2} pro 100 km sinken. Für Busse sinkt der Verbrauch von 12 auf 8, für leichte Nutzfahrzeuge von 2,2 auf 1,8 kg_{H_2} pro 100 km. In Verbindung mit durchschnittlichen jährlichen Fahrleistungen von 11.400, 50.000 bzw. 18.000 - 21.000 km ergibt sich der angegebene Bedarf. **Robinius** [36] betrachtet lediglich den voraussichtlichen Bedarf für Brennstoffzellen-Pkw. Dabei geht er von 44 Mio. Pkw in Deutschland im Jahr 2050 mit einer jährlichen Fahrleistung von 14.000 km aus. Angelehnt an die GermanHy-Studie [56] extrapoliert er den Wasserstoffverbrauch von 0,92 kg_{H_2} pro 100 km im Jahr 2010 linear auf 0,58 kg_{H_2} pro 100 km im Jahr 2050. Bei einem Fahrzeuganteil von 75 % liegt der jährliche Wasserstoffbedarf bei 2,93 Mt_{H_2} . Ähnlich geht **Reuß** [21, S. 107] vor, indem er bei Wasserstofffahrzeuganteilen von 25, 50 und 75 % von 45,8 Mio. Pkw, einer durchschnittlichen Fahrleistung von 14.000 km und einem Verbrauch von 0,63 kg_{H_2} pro 100 km einen Wasserstoffbedarf von 1,01, 2,02 bzw. 3,03 $\text{Mt}_{\text{H}_2}/\text{a}$ in Deutschland für das Jahr 2050 errechnet.

Derzeit wird Wasserstoff vornehmlich im Industriesektor als chemischer Rohstoff verwendet [71, S. 7]. Neben dem Verkehrssektor wird dieser Sektor für den künftigen Weltwasserstoffbedarf eine tragende Rolle spielen. In ihren Studien prognostizieren **Hermann et al. (2014)** [72, S. 28] sowie **Schütz & Härtel (2016)** [73] den Wasserstoffbedarf für den Industriesektor bis zum Jahr 2050 (siehe Abbildung 2.15). Dabei beschränken sie sich auf die maßgeblichen Anwendungsfelder der Ammoniak- und Methanolherstellung sowie der Raffinerieprozesse. Während davon ausgegangen wird, dass der Wasserstoffbedarf für die Ammoniak- und Methanolherstellung vergleichsweise konstant bei etwa 600 bzw. 370 $\text{kt}_{\text{H}_2}/\text{a}$ bleiben wird, sinkt der Bedarf in Raffinerien von 740 kt_{H_2} im Jahr 2015 auf 126 kt_{H_2} im Jahr 2050 ab. Dies ist auf den erwarteten Rückgang fossiler Kraftstoffe im Verkehrssektor zurückzuführen, der bis 2050 zur Erreichung der deutschen Klimaziele beitragen soll [73, S. 150].

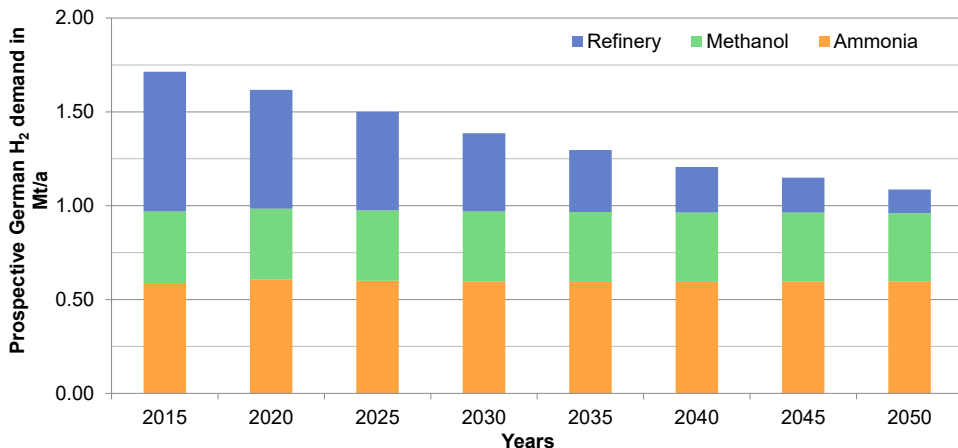


Abbildung 2.15: Abgeschätzter Wasserstoffbedarf für den Industriesektor in Deutschland von 2015 bis 2050, eigene Darstellung nach Hermann et al. [72, S. 28]

2.4.2 Güterallokation

Die Verteilung des weltweit produzierten Wasserstoffs zur kosteneffizienten Deckung des Weltwasserstoffbedarfs kann entweder über individuelle Handelsentscheidungen von rational entscheidenden Marktteilnehmern oder über eine global optimierte Verteilungsplanung auf Basis der Systemanalyse erfolgen [23, S. 93, 94]. Da für einen derzeit nicht existierenden Weltwasserstoffhandel keine realen Daten vorhanden sind, bietet die Systemanalyse ein Hilfsmittel zur modellhaften Abbildung der Realität. Eine Möglichkeit dieser modellhaften Abbildung von Marktprozessen ist die Simulation mit Hilfe agentenbasierter Modelle. Mit Hilfe dieser Modelle lassen sich Handelsbeziehungen zwischen Personen, Firmen oder Nationen abbilden. Jeder Agent ist durch spezielle Charakteristika und Verhaltensregeln definiert. Sein Verhalten am Markt und die Interaktion mit anderen Marktteilnehmern können beispielsweise durch grundlegende marktwirtschaftliche Motive oder politische Zielsetzungen bestimmt werden. Agentenbasierte Modelle zur Abbildung von ökonomisch motivierten Handlungen sind allerdings hochkomplex und erfordern sehr große Datenmengen, um Entscheidungsverhalten realistisch abzubilden. [74, S. 4, 5, 238, 239]

Ansätze des Operations Research bieten die Möglichkeit, ökonomische Entscheidungsfindung, wie die der kosteneffizienten Ressourcenverteilung, mit quantitativen Methoden zu unterstützen [75, S. 1, 7, 81, 82]. Dabei wird oftmals auf Verfahren der mathematischen Optimierung zurückgegriffen. Eine klassische Fragestellung der Verteilungsplanung ist das Transportproblem, das bereits 1781 von Gaspard Monge mathematisch formuliert wurde [76].

Eine Beschreibung des Transportproblems ist bei **Domschke (2014)** [77, S. 41-44] und **Zimmermann (2005)** [78, S. 139-147] zu finden. Hierbei wird ein homogenes Gut (hier: Wasserstoff), das an den Angebotsorten A_i ($i = 1, \dots, m$) in den Mengen a_i angeboten wird, zu den Nachfrageorten B_j ($j = 1, \dots, n$) transportiert, an denen die Nachfrage b_j beträgt. Dabei betragen die Kosten einer Einheit c_{ij} für den Transport von A_i nach B_j . Unter der Bedingung der exakten Deckung jedes Bedarfs b_j werden nun die globalen Güterbereitstellungskosten mit der Kostenfunktion (2.1)

$$z = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n c_{ij} \cdot x_{ij} \quad (2.1)$$

minimiert, wobei x_{ij} die jeweilig von A_i zu B_j transportierte Anzahl an Einheiten darstellt.

Geht man davon aus, dass das globale Angebot den Bedarf übersteigt und dass dieser Bedarf genau gedeckt wird, so gelten folgende Nebenbedingungen:

$$\sum_{j=1}^n x_{ij} \leq a_i \quad \forall i \in [0, \dots, m] \quad (2.2)$$

$$\sum_{i=1}^m x_{ij} = b_j \quad \forall j \in [0, \dots, n] \quad (2.3)$$

$$x_{ij} \geq 0 \quad \forall i \quad \forall j \quad (2.4)$$

Falls die Bedingungen ($a_i \geq 0, b_j \geq 0, c_{ij} \geq 0$ und $\sum a_i \geq \sum b_j$) erfüllt sind und alle möglichen Routenoptionen genutzt werden können ($c_{ij} \neq \infty \quad \forall i \quad \forall j$), so existiert mindestens eine Lösung

für das Minimierungsproblem. Das Transportproblem ist ein Spezialfall des Umladeproblems, bei dem durch Umladen von Gütern an einem oder mehreren Orten die Transportkosten minimiert werden. Das Transportproblem kommt ohne diese Umladepunkte aus. [77, S. 36-38]

Vergleichbare logistische Problemstellungen aus dem Operations Research sind etwa das Problem des Handlungsreisenden [79], das Briefträgerproblem [80] und das Warehouse Location Problem [81].

2.5 Ableitung eines geeigneten Modellansatzes

Die in Abschnitt 2.1 definierten Anforderungen an den Modellansatz zur Abbildung einer weltweiten Wasserstoffinfrastruktur werden von einigen in diesem Kapitel untersuchten Ansätzen erfüllt. Auf Basis der Erkenntnisse aus der Literaturanalyse werden im Folgenden Teilaspekte aus den vorgestellten Studien gewählt, um einen adäquaten Modellansatz im Rahmen dieser Arbeit ableiten zu können.

In Bezug auf die oben genannten Anforderungen stellt die Arbeit von Ryberg [20; 38; 39; 40; 41] eine konsistente und international übertragbare Potentialanalyse für Onshore-Wind- und Solarenergie dar. Darüber hinaus ist eine räumliche und zeitliche Auflösung der Ergebnisse gegeben. Damit ist eine Weiterverarbeitung der Ergebnisse zur Stromerzeugung und der damit verbundenen Kosten im Rahmen einer Wasserstoffbereitstellungskette möglich. Ein weiterer Vorteil von Rybergs Ansatz im Hinblick auf die geforderte Nachhaltigkeit besteht in der umfassenden Landverfügbarkeitsanalyse, die einen Ausschluss von Siedlungsflächen und Schutzgebieten gewährleistet. Der Nachteil einer mangelnden Gruppierungsmöglichkeit zu Parks kann durch die Erweiterung um eine Clusteranalyse ausgeglichen werden.

Da der methodische Ansatz von Caglayan et al. [43] zur Bestimmung des Offshore-Windpotentials auf der Arbeit von Ryberg basiert und grundsätzlich für beliebige Offshore-Regionen anwendbar ist, ist eine Erweiterung des Betrachtungsrahmen um eine solche Analyse denkbar. Allerdings ist eine solche Erweiterung vor dem Hintergrund des Umfangs dieser Arbeit nicht möglich. Die Ergebnisse der Analyse von Caglayan et al. werden allerdings zur Einordnung der Wirtschaftlichkeit von Wasserstoffimporten nach Europa hinzugezogen.

Der modulare Aufbau der Infrastrukturfade, die Reuß [21; 52; 53] in seiner Arbeit untersucht, ermöglicht eine detaillierte Bewertung der einzelnen Bereitstellungskettenelemente. Eine Übertragbarkeit auf beliebige Regionen ist aufgrund der Kombinationsflexibilität der einzelnen Technologiemodule gegeben. Außerdem stimmen seine gewählten Bewertungskriterien mit den in der vorliegenden Arbeit festgelegten überein. Für die Simulation des inländischen Teils der Wasserstoffinfrastruktur werden daher Technologiemodule von Reuß übernommen und um die zeitliche Auflösung zur Speicherdimensionierung erweitert. Außerdem ist eine Anpassung des Moduls für den Pipelinetransport erforderlich, um von einer Verteilung zu einer Sammlung und Konzentration von Wasserstoff überzugehen. Der von Krieg [50] verwendete Dijkstra-Algorithmus zur Bestimmung der Routenführung liefert eine methodische Grundlage.

Da die Wasserstoffinfrastruktur von Reuß lediglich für eine inländische Anwendung konzipiert wird, ist keine Möglichkeit für einen Überseetransport von Wasserstoff vorgesehen. Die detailliertesten Angaben zu einem Tankerkonzept für Flüssigwasserstoff stammen aus der Arbeit von Kamiya et al. [61]. Teichmann [11] wiederum untersucht den grenzübergreifenden

Transport von chemisch gebundenem Wasserstoff mit Hilfe der LOHC-Technologie. Diese Studien liefern die Grundlage für eine Erweiterung des Modells von Reuß um den Überseetransport mit LH₂- und LOHC-Tankern (vgl. Abschnitt 3.2.2).

Während eine sequenzielle Kopplung und die Erweiterung der Modellansätze von Ryberg und Reuß die Angebotsseite der zu konzipierenden Wasserstoffinfrastruktur abdecken, liefert die Literatur keinen adäquaten Ansatz, um den regional aufgelösten Weltwasserstoffbedarf im Zieljahr 2050 abzuschätzen. Jedoch kann anhand der Annahmen und Abschätzungen einiger regionaler Wasserstoffstudien, wie der GermanHy-Studie [56] sowie der Arbeiten von Robinius [36], Reuß [21] und Schütz & Härtel [73], auf den künftigen Bedarf in Deutschland geschlossen werden. Eine Übertragung auf die weltweite Ebene wird im Rahmen dieser Dissertation erarbeitet.

Vervollständigt wird die Infrastruktur durch die Verknüpfung der Wasserstoffquellen und -senken mit Hilfe eines kosteneffizienten Verteilungsansatzes zur Deckung des globalen Bedarfs. Die betrachteten bilateralen Studien umfassen Quelle-Senke-Beziehungen zwischen Regionspaaren ohne Rückkopplungseffekte. Das in Abschnitt 2.4.2 vorgestellte Transportproblem bietet hingegen eine Grundlage für ein Optimierungsmodell zur weltweiten Wasserstoffversorgung.

Aufbauend auf den genannten, aus der Literatur abgeleiteten Ansätzen wird in dieser Arbeit ein weltweites Wasserstoffinfrastrukturmodell für das Zieljahr 2050 aufgebaut, dessen Betrachtungsrahmen die Elemente von der Stromproduktion aus Windenergie und Photovoltaik bis zur Anlieferung des Wasserstoffs im Importhafen umfasst. Dabei wird die Bereitstellung des Wasserstoffs in den Erzeugungsregionen simuliert. Die Allokation des bereitgestellten Wasserstoffs wird dahingegen als Optimierungsmodell aufgesetzt, um minimale Gesamtkosten für die globale Bedarfsdeckung zu erzielen.

2.6 Zusammenfassung

Für das Konzept und die Analyse einer Wasserstoffinfrastruktur bestehen verschiedene Voraussetzungen, anhand derer Ansätze aus der Literatur bewertet und gegebenenfalls ausgewählt werden können. Diese Anforderungen leiten sich aus der in Abschnitt 1.2 abgeleiteten Zielsetzung der Arbeit ab. Folgende Eigenschaften wurden in Abschnitt 2.1 als Voraussetzungen für einen geeigneten Modellansatz identifiziert:

- Konsistente Übertragbarkeit auf unterschiedliche Länder bzw. Regionen
- Modularer Aufbau der Bereitstellungskette mit Kombinationsmöglichkeiten hinsichtlich der verwendeten Technologien
- Räumlich und zeitlich aufgelöste Potentialbestimmung der erneuerbaren Energiequellen und der Wasserstoffbereitstellung
- Räumlich aufgelöste Abschätzung des zukünftigen Wasserstoffbedarfs
- Kosteneffizienter Ansatz zur Wasserstoffverteilung und zur Bedarfsdeckung

Darüber hinaus liegen die Kriterien Kosten, CO₂-Emissionen und Primärenergiebedarfe der Infrastrukturbewertung zugrunde. Innerhalb des Betrachtungsrahmens der vorliegenden Arbeit werden diese Kriterien sowohl auf die gesamte Infrastruktur als auch auf die einzelnen Elemente angewandt. Ein Überblick über derzeitig existente, weltweite Energieinfrastrukturen

der Konkurrenzenergieträger Erdöl und Erdgas in Abschnitt 2.2 dient der späteren Einordnung von Ergebnissen und dem Aufzeigen von Ähnlichkeiten.

Die in Abschnitt 2.3 diskutierte derzeitige Studienlage offenbart eine begrenzte Anzahl von internationalen Infrastrukturstudien zur Wasserstoffbereitstellung. Dahingegen existieren deutlich mehr Konzepte für regionale Infrastrukturen. Bisher ist dem Autor allerdings kein Ansatz für eine multilaterale Wasserstoffinfrastruktur bekannt, mit dessen Hilfe eine weltweite Versorgung mit Wasserstoff auf Basis erneuerbarer Energien abgebildet werden kann. Keiner der bilateralen Ansätze wird den oben aufgeführten Voraussetzungen in vollem Maße gerecht. Eine Kombination aus hochaufgelöster RES-Potentialbestimmung mit anschließender, modular aufgebauter Wasserstoffbereitstellungskette und einer bedarfsgerechten weltweiten Verteilung ist erforderlich, um diesem Forschungsbedarf zu begegnen. Dies wird in dieser Arbeit mit Hilfe einer vergleichsweise hohen räumlichen Auflösung zur Abbildung der inländischen Infrastruktur und einer zeitlichen Auflösung der Erzeugung zur versorgungssicheren Dimensionierung von Speichern umgesetzt. Außerdem gewährleistet der entwickelte Modellansatz eine Übertragbarkeit auf verschiedene Regionen. Regionale, räumlich meist besser aufgelöste Ansätze helfen hier, um die bestehenden internationalen Infrastrukturkonzepte so zu erweitern, dass sie die genannten Anforderungen erfüllen.

Mit Bezug auf die Zielsetzung dieser Arbeit wird ein Modellansatz abgeleitet, der das Konzept einer weltweiten Wasserstoffinfrastruktur von der erneuerbaren Stromerzeugung bis zum Wasserstoffimport abbildet und dieses Versorgungssystem anhand der Kriterien Kosten, Primärenergiebedarf und THG-Emissionen bewerten kann. Die in diesem Kapitel diskutierte Studienübersicht liefert methodische Grundlagen für die RES-Potentialbestimmung und die Wasserstoffbereitstellung in den Erzeugungsregionen, muss aber um verschiedene Aspekte erweitert werden. Während Kapitel 3 die entsprechende Datengrundlage der verwendeten Technologien liefert, wird die der Infrastruktur zugrunde liegende Methodik vollständig in den Kapiteln 4 und 5 erläutert.

3 Datengrundlage zu Wasserstoffinfrastrukturen

Die modellhafte Abbildung der Elemente in einer Wasserstoffinfrastruktur erfordert eine fundierte technische und ökonomische Daten- und Parametergrundlage. In diesem Kapitel werden die im Modellansatz verwendeten Technologien ausgewählt und die zugrundeliegenden Parameter vorgestellt.

Zunächst werden in Abschnitt 3.1 die Chancen und Herausforderungen der Wasserstoffnutzung anhand seiner Eigenschaften als Energieträger gegenübergestellt. Insbesondere die Herausforderungen dienen später als Grundlage für die Technologieauswahl zur Realisierung einer weltweiten Wasserstoffbereitstellung. Dann folgt in Abschnitt 3.2 die Parameterauswahl für die Infrastruktur von der Primärenergienutzung bis zur energetischen Nutzung von Wasserstoff. Außerdem stellt der Abschnitt den derzeitigen Wasserstoff- bzw. Energiebedarf der einschlägigen Sektoren in Deutschland und weitere Annahmen für die Ermittlung der zukünftigen weltweiten Wasserstoffnachfrage vor. Auf Basis dieser Annahmen werden im weiteren Verlauf der Arbeit verschiedene Nachfrageszenarien entwickelt. Abschnitt 3.3 schließt das Kapitel ab und zieht ein Fazit. Teile dieses Kapitels wurden bereits in Heuser et al. (2019) [82], Heuser et al. (2020) [83] und Robinius et al. (2019) [84] veröffentlicht.

3.1 Physikalisch-chemische Eigenschaften von Wasserstoff

Das leichteste uns bekannte Gas mit einer Dichte von $0,09 \text{ kg/m}^3$ unter Normalbedingungen ($T = 273,15 \text{ K}$, $p = 1 \text{ atm} = 101.325 \text{ Pa}$) ist Wasserstoff. Als farb- und geruchloses, nicht toxisches und umweltneutrales Gas wurde es bereits im 18. Jahrhundert entdeckt. Spätestens seit dem erstmaligen Einsatz als Raketentreibstoff in den 1960er Jahren gilt Wasserstoff als vielversprechender Alternativbrenn- und -treibstoff in der Energieversorgung und der Mobilität [10, S. 363; 85, S. 8, 9]. Da Wasserstoff in reiner Form kaum auf der Erde vorkommt, muss er großtechnisch in thermo-, elektrochemischen oder biologischen Verfahren hergestellt werden (vgl. Abschnitt 3.2.2.1). In thermochemischen Verfahren wird Wasserstoff zumeist aus fossilen Brennstoffen gewonnen, während in elektrochemischen Verfahren Wasser mit Hilfe von Gleichstrom in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt wird. Heutzutage wird Wasserstoff vornehmlich in chemischen Industrieprozessen eingesetzt. Dazu werden weltweit etwa 600 Mrd. Normkubikmeter ($\sim 1797 \text{ TWh}$) pro Jahr hergestellt. 40 % davon fallen als Nebenprodukt in der petrochemischen Industrie an. [6, S. 247-251; 85, S. 11-17]

Der gravimetrische Heizwert liegt bei $33,33 \text{ kWh/kg}_{\text{H}_2}$ und damit etwa dreimal höher als der von Otto- oder Dieselmotoren und etwa 2,8-mal höher als der von Methan. Aufgrund der geringen Dichte unter Normalbedingungen liegt der volumetrische Heizwert von Wasserstoff aber nur bei $3,0 \text{ kWh/m}^3$, 3000-mal kleiner als die volumenbezogenen Heizwerte von Otto- und Dieselmotoren und dreimal kleiner als der von Methan. [10, S. 363; 85, S. 8, 9; 86; 87]

Grundsätzlich kann Wasserstoff sowohl in Verbrennungskraftmaschinen wie Hub- und Rotationskolbenmotoren sowie Gasturbinen, als auch in Brennstoffzellen umgesetzt werden. Die Nutzung von Wasserstoff als Kraftstoff hat bei der energetischen Umsetzung keine Emissionen kohlenstoffhaltiger Verbindungen zur Folge. Mit Hilfe einer geeigneten Verbrennungsführung können auch Stickoxidemissionen in Verbrennungskraftmaschinen gering gehalten

werden. Allerdings erreichen Verbrennungskraftmaschinen Wirkungsgrade von maximal 42 %, während Brennstoffzellen bereits über 60 % liegen [88, S. 179, 221]. Vorteile der Nutzung von Wasserstoff in Verbrennungskraftmaschinen liegen in der hohen Leistungsdichte und vergleichsweise niedrigen Herstellungskosten. [88, S. 18, 151]

In der relativ niedrigen volumetrischen Energiedichte und der Tatsache, dass reiner Wasserstoff nicht als natürliche Ressource vorliegt, liegen Herausforderungen für die technisch mögliche und wirtschaftlich konkurrenzfähige Nutzung von Wasserstoff als nachhaltiger Energieträger. Technische Maßnahmen zur Erhöhung der Energiedichte (Konversion oder Konditionierung) können dazu beitragen, Transport und Speicherung von Wasserstoff wirtschaftlicher zu gestalten. Verglichen mit anderen chemischen Energieträgern ist ein deutlich höherer Aufwand erforderlich, um eine Wasserstoffinfrastruktur technisch und wirtschaftlich zu realisieren. Üblicherweise wird Wasserstoff komprimiert, verflüssigt oder chemisch an einen Trägerstoff gebunden, um ihn technisch und wirtschaftlich sinnvoll zu speichern oder zu transportieren [21, S. 23, 24]. Die dazu erforderlichen Verfahren werden in Abschnitt 3.2.2.3 ausführlicher diskutiert. Die in dieser Arbeit zur Modellierung einer weltweiten Wasserstoffinfrastruktur ausgewählten Technologien und zugehörigen Parameter basieren im Wesentlichen auf den Arbeiten von Reuß (2019) [21], Ryberg (2019) [20] und Krieg (2012) [50].

3.2 Elemente und Parameter der Wasserstoffinfrastruktur

Aus den aufgezeigten Herausforderungen werden in diesem Abschnitt Technologien und zugehörige techno-ökonomische Parameter einer Wasserstoffinfrastruktur ausgewählt und vorgestellt. Die Infrastruktur besteht dabei im Allgemeinen aus den Elementen Primärenergiequellen, Produktion, Speicherung, Transport und Bereitstellung. Abbildung 3.1 zeigt den Aufbau einer weltweiten Infrastruktur auf Basis erneuerbarer Energien. Hier befinden sich die ersten drei Elemente meist in Region A. Daran schließt sich der internationale Transport an. Die Bereitstellung erfolgt in Region B.

Dieser Abschnitt stellt die zur Abbildung der Wasserstoffinfrastruktur erforderlichen Technologien vor und wählt die entsprechenden technischen und ökonomischen Parameter aus. Zur ökonomischen Bewertung wird der Kapitalkostensatz WACC (Weighted Average Cost of Capital) mit 8 % als übergeordneter, also für das gesamte Infrastrukturmodell gültiger Parameter festgelegt. Dazu sind wirtschaftliche Bewertungsgrundlagen einzuführen. Anhand der in Abschnitt 3.2.1 vorgestellten Kostenannahmen ergeben sich nach der Annuitätenmethode [89] jährliche Investitionsausgaben *CAPEX* und jährliche Betriebsausgaben *OPEX*. Diese lassen sich je nach Ursprung in fixe Betriebsausgaben *fixOPEX* und variable, d. h. durchsatzbezogene Betriebsausgaben *varOPEX* aufteilen. In Summe ergeben sich jährliche Gesamtausgaben *TOTEX*:

$$TOTEX = CAPEX + fixOPEX + varOPEX \quad (3.1)$$

Im Rahmen der Annuitätenmethode werden Investitionen über eine Abschreibungsdauer n abgezinst:

$$ANN = \frac{(1 + WACC)^n \cdot WACC}{(1 + WACC)^n - 1} \quad (3.2)$$

In Abhängigkeit der jeweiligen Leistungsgröße bzw. installierten Kapazität ergeben sich Investitionskosten, aus denen mit Hilfe des Annuitätenfaktors die spezifischen Kapitalkosten berechnet werden. Gemeinsam mit fixen und variablen Betriebskosten des jeweiligen Moduls ergeben sich die totalen spezifischen Wasserstoffkosten, die im jeweiligen Modul dem Wasserstoffstrom zugeordnet werden.

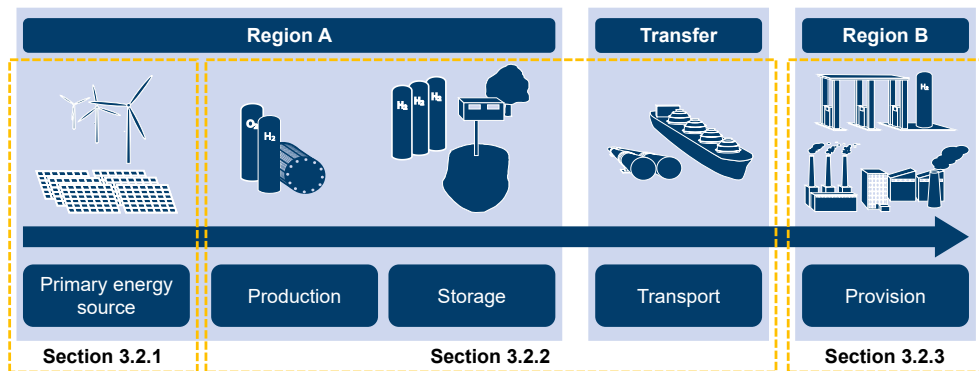


Abbildung 3.1: Elemente einer weltweiten Wasserstoffinfrastruktur

Abschnitt 3.2.1 behandelt gemäß Abbildung 3.1 die Technologien der gewählten erneuerbaren Primärenergiequellen. Die techno-ökonomischen Charakteristika der Elemente innerhalb der Wasserstoffbereitstellungskette werden in Abschnitt 3.2.2 erläutert. Abschnitt 3.2.3 diskutiert die mögliche Nutzung von Wasserstoff im Transport- und Industriesektor und stellt derzeitige und voraussichtliche Wasserstoff- und Energiebedarfsdaten vor.

3.2.1 Potentialanalyse erneuerbarer Energien

Die größten Zubauraten erneuerbarer Energien sind bei der Windenergie und der Photovoltaik zu verzeichnen [90, S. 94, 118]. 2018 stiegen die weltweit installierten Kapazitäten der Windenergie und Photovoltaik auf 591 GW bzw. 505 GW. Gleichzeitig werden bei beiden Technologien für die kommenden Jahre und Jahrzehnte weitere Kostensenkungspotentiale vermutet. An besonders sonnen- und windreichen Orten wird mitunter bereits heute Strom zu günstigeren Konditionen erzeugt, als dies mit konventionellen Kraftwerken möglich wäre [7, S. 96]. Unter den erneuerbaren Energien wird der Solarenergie weltweit das mit Abstand größte Potential zugesprochen [10, S. 34]. Im Rahmen dieser Arbeit werden aus diesen und den in Kapitel 1 erläuterten Gründen lediglich Windenergie und (Freiflächen-)Photovoltaik (PV) als Ausgangspunkt der weltweiten Infrastruktur berücksichtigt. Teile dieses Kapitels wurden in einer im Rahmen dieser Dissertation betreuten Masterarbeit von Roman Till Krämer [91] unter dem Titel „Techno-ökonomische Analyse des Nutzungspotentials von Windenergie in ausgewählten windreichen Regionen auf Basis globaler Wetter- und Geodaten“ erarbeitet.

3.2.1.1 Landverfügbarkeit

Grundlage der Potentialanalyse für erneuerbare Energien ist die Ermittlung der verfügbaren Landfläche. Die Ermittlung der vorherrschenden Landschaftsspezifikation erfordert Geodaten mit digitalen Informationen, wie etwa administrative Grenzen von Staaten, Landbedeckung, Landnutzung und Höhenprofil. Zur Installation von Windenergieanlagen oder Photovoltaikmodulen sind verschiedene Kriterien zu beachten. So sind etwa Gewässer, Siedlungsflächen und Naturschutzgebiete nicht geeignet [39]. Die Datensätze unterscheiden sich einerseits nach den Kategorien der Geländeinformationen und andererseits nach räumlicher Ausdehnung. So sind Daten auf globaler sowie länderspezifischer Ebene sowohl in Form von Vektor- als auch von Rasterdaten verfügbar [39]. Die Geländeinformationen der Datensätze lassen sich in folgende Kategorien einteilen und werden von Ryberg [20] und Krämer [91] im Detail erläutert:

1. **Physische Geländeausprägungen** (Küstenlinien, Eisflächen und Gletscher, Waldbedeckung, Gewässer, etc.) [92; 93; 94; 95; 96; 97; 98; 99]
2. **Siedlungsfläche und Infrastruktur** (Administrative Grenzen, Straßen- und Schienenwege, Siedlungen, Agrarflächen, etc.) [92; 93; 94; 100; 101; 102]
3. **Geschützte Landfläche** (Naturreservate, Wildnisgebiete, Nationalparks, Naturdenkmäler, Habitats) [103; 104]
4. **Geländehöhe und -neigung** [105; 106]
 - Max. Höhe: 2.500 m für WEA [107; 108; 109; 110; 111] und 4.500 m für PV [112]
 - Max. Hangneigung: 10° [39; 113; 114]

Für eine WEA- oder PV-Installation nicht geeignete physische Geländeausprägungen sind etwa Gewässer oder bewaldete Gebiete. Der Ausschluss anthropogener Infrastruktur, wie Siedlungen, Verkehrswege, landwirtschaftlich und industriell genutzte Flächen sowie Versorgungsinfrastruktur vermeidet Beeinträchtigungen oder gar Gefährdungen von Menschen durch WEA und PV, etwa durch Schatten- oder Eiswurf von Rotorblättern [91]. Zum Schutz von Tieren, Pflanzen und empfindlichen Ökosystemen werden konservatorische Flächen auf Basis internationaler Vorgaben ebenfalls ausgeschlossen. Abgesehen von einem einfachen Ausschluss von Flächen mit diesen Kriterien sind verschiedene Abstandsregelungen für die Errichtung von WEA und PV zu beachten. Die im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Abstandsregelungen orientieren sich an den in Deutschland üblichen Werten, finden sich in Tabelle 3.1. und basieren auf eingehenden Literaturanalysen von Ryberg et al. [39] sowie Krämer [91].

Die vierte Hauptkategorie schränkt die Landverfügbarkeit hinsichtlich topographischer Eigenschaften wie einer maximal zulässigen Geländehöhe oder der Geländeneigung ein. So wird für die Errichtung von WEA eine maximale Geländehöhe von 2.500 m zugelassen. Während die Auswertung von Ryberg et al. einen maximalen Wert von 2.000 m ergibt, existieren dennoch WEA in höher gelegenen Regionen, wie etwa der Naqu-Windpark in Tibet auf einer Höhe von 4.900 m [110]. Allerdings geht aus verschiedenen Untersuchungen und Gleichung (3.3) aus Abschnitt 3.2.1 hervor, dass die an höher gelegenen Standorten geringere Luftdichte einen negativen Einfluss auf die Turbinenleistung hat [111]. Darüber hinaus erschweren höher gelegene Regionen die Zugänglichkeit der Anlagen. In diesem Zusammenhang untersucht Krämer [91] in seiner Arbeit den Einfluss einer maximal zulässigen Geländehöhe auf die verfügbare Landfläche und kommt zu dem Schluss, dass bei zugelassenen Erhöhungen von über

2.500 m in windreichen Regionen keine signifikante Steigerung der gesamten Landverfügbarkeit eintritt. Die derzeit höchstgelegene PV-Anlage befindet sich in Tibet auf 4.000 m Höhe [112]. Da mit steigender Höhenlage die Strahlungsintensität der Solarstrahlung aufgrund geringerer Streuverluste zunimmt [115], wird der Höhengrenzwert für die Installation von PV auf 4.500 m angesetzt. Dabei wird unterstellt, dass der Vorteil der stärkeren Einstrahlung gegenüber dem Nachteil der erschwerten Zugänglichkeit überwiegt.

Tabelle 3.1: Kriterienkatalog der spezifischen Restriktionen und Mindestabstände für die Ermittlung der Landverfügbarkeit für WEA und PV (e. A.: eigene Annahme), in Anlehnung an Ryberg et al. [39] und Krämer [91]

Restriktionen	Abstand zu WEA in m	Literatur	Abstand zu PV in m	Literatur
Physisch				
Küstenlinie	1.000	[39; 116; 117]	1.000	[116; 117]
Eisflächen, Gletscher	1.000	[118]	1.000	[118]
Waldgebiete	300	[116; 119; 120]	100	[39], e. A.
Gras- und Buschland	0	-	100	e. A.
stehende Gewässer	500	[39; 116; 121]	1.000	[39]
Fließgewässer	150	[116; 122; 123]	200	[123]
Siedlungsfläche und Infrastruktur				
Landesgrenzen	500	[124]	500	[39; 124]
Hauptverkehrsstraßen	200	[125; 126]	200	[39], e. A.
Schienenwege	150	[107; 127]	150	[39]
Flughäfen	5.000	[126; 128; 129]	5.000	[39; 126]
Städte und Siedlungen	1.000	[113; 121; 130]	200	[39], e. A.
Agrarflächen	0	-	50	[39]
Freileitungen	200	[116; 122; 123]	0	-
Militärische Sperrgebiete	1.000	[124; 131]	1.000	[124; 131]
Konservatorisch				
Naturdenkmale und Parks	1.000	[108; 132; 133]	1.000	[39; 134]
Landschaftsschutzgebiete	500	[39; 122; 135]	500	[39; 122; 135]
Reservate	1.000	[39; 108; 123]	1.000	[39; 108; 123]
Wildnisgebiete	1.000	[39; 108; 134]	1.000	[39; 108; 134]
Biosphären	300	[39; 123; 136]	300	[39; 123; 136]
Habitats	1.500	[39; 113; 137]	1.500	[39; 113; 137]

3.2.1.2 Windenergie

Bei der **Energie des Windes** handelt es sich grundsätzlich um eine indirekte Form der Sonnenenergie, da sich aufgrund der solaren Einstrahlung Temperaturunterschiede auf der Erdoberfläche ergeben. So entstehende Druckunterschiede sorgen für Massenströme von Luft

innerhalb der Atmosphäre. Die kinetische Energie der Massenströme kann mit Hilfe von Windenergieanlagen (WEA) technisch nutzbar gemacht werden. Der überwiegende Anteil der heute praktisch genutzten WEA sind Anlagen mit horizontaler Drehachse nach dem Prinzip des Auftriebsläufers [10, S. 272]. Die im Wind enthaltene Leistung ergibt sich aus Energie- und Impulserhaltung zu:

$$P_{Wind} = A \cdot \rho \cdot \frac{v^3}{2} \quad (3.3)$$

A ist die durchströmte Fläche, ρ die Luftdichte und v die mittlere Windgeschwindigkeit. Ausführliche Erläuterungen und physikalische Grundlagen zur Nutzung der im Wind mitgeführten Energie sind bei Ryberg [20, S. 26-31], Diekmann & Rosenthal [138, S. 68-89], Quaschnig [10, S. 263-272] und Reich & Reppich [6, S. 151-173] zu finden.

Anhand einer Leistungskennlinie kann die, von der WEA abgegebene, Leistung aus der Windgeschwindigkeit berechnet werden. Vor dem Hintergrund der Potentialanalyse von windstarken Vorzugsregionen ist im Rahmen dieser Arbeit eine Starkwindturbine zu wählen, die der enormen Belastung von durchschnittlichen Windstärken über 10 m/s standhält. Der internationalen Norm entsprechende WEA werden von vielen Unternehmen auf dem Markt angeboten. Aufgrund eines stetigen Anstiegs der durchschnittlichen Leistungskapazitäten, Nabenhöhen und Rotordurchmesser entwickelt Ryberg [20, S. 47-50] ein Turbinenkonzept für das Jahr 2050. Diesem Konzept folgend, zeigt Abbildung 3.2 die im Rahmen dieser Arbeit gewählte Leistungskennlinie für eine Onshore-Starkwindturbine mit einer Kapazität von 5 MW, einer Nabenhöhe von 100 m und einem Rotordurchmesser von 136 m.

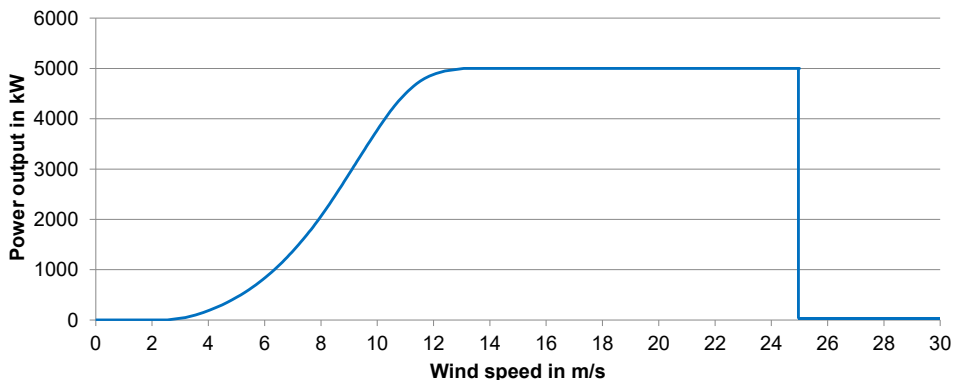


Abbildung 3.2: Synthetische Leistungskennlinie der gewählten 5 MW-Starkwindturbine, nach Ryberg [20]

Grundsätzlich ist die Wahl des Windturbinendesigns vom jeweiligen Windstandort abhängig. Derzeit werden WEA meist nach der erwarteten durchschnittlichen Windgeschwindigkeit und der Turbulenzintensität am Erzeugungsstandort ausgewählt [139, S. 22]. So ließe sich für jeden Windstandort in den Vorzugsregionen ein mehr oder weniger optimales Windturbinendesign aus den derzeit auf dem Markt angebotenen Onshore-WEA auswählen. Ryberg [20] entwickelt in seiner Arbeit eine Berechnungsvorschrift für ein zukünftiges Turbinendesign 2050 und passt das Design für jeden Standort innerhalb Europas an. Da im Rahmen dieser Arbeit besonders windstarke Regionen von Interesse sind, wird ein konstantes Turbinendesign für

hohe durchschnittliche Windgeschwindigkeiten gewählt. Des Weiteren geht Ryberg von spezifischen Investitionskosten zwischen 1.050 und 1.350 EUR/kW je nach Turbinendesign aus. Diese Kosten beinhalten bereits die elektrische Netzanbindung. Verschiedene Studien geben die Kosten für die Anbindung an das elektrische Netz innerhalb des Windparks mit etwa 9 % der gesamten Investitionskosten an [140; 141]. Daher ergeben sich Investitionskosten für die Turbine ohne Netzkosten von etwa 955 bis 1.229 EUR/kW. Im Kontext einer Kostenfestlegung für eine Starkwindturbine, die in hoher Stückzahl exklusiv Strom für die Wasserstoffherzeugung liefern soll, werden an dieser Stelle Investitionskosten von 1.000 EUR/kW angenommen. Für das Netz innerhalb des Windparks (Microgrid) werden spezifische Kosten von 450.000 EUR/km festgelegt [142, S. 57]. In Übereinstimmung mit Krämer [91, S. 50] wird angenommen, dass die Stromübertragung innerhalb des Windparks über Erdkabel auf Hochspannungsebene erfolgt. Der Kostenwert ist als Pauschalwert zu verstehen und umfasst Material-, Verlege- und Erdbaukosten sowie Kosten für Schaltanlagen, Überspannungs- und Kurzschlusschutzsysteme. Vorgaben für moderne Schaltanlagen zur Kopplung und Kurzschlussabsicherung liegen bei einem Spannungsniveau von 36 kV und maximalen Kurzschlussströmen von 25 kA [143]. Daraus ergibt sich eine Leistungsbeschränkung von 900 MW pro Windpark. Das entspricht 180 Turbinen zu je 5 MW.

Eine Bestimmung des Turbinenabstandes innerhalb eines Windparks erfolgt grundsätzlich als Kompromiss zwischen Abschattungseffekten im Nachlauf von WEA und einer Maximierung des Flächenertrags. Je weiter Turbinen auseinanderstehen, desto geringer wird die Turbulenzintensität im Nachlauf [144, S. 158]. Zur vollständigen Vermeidung von turbulenzinduzierten Abschattungseffekten müsste der WEA-Abstand unendlich groß sein [145]. Aus begrenzter Flächenverfügbarkeit und dem Ziel einer wirtschaftlich möglichst sinnvollen Nutzung dieser Fläche folgt die Notwendigkeit, nicht den Ertrag je WEA, sondern den Flächenenertrag zu maximieren [146]. In Studien zur Bestimmung des optimalen Turbinenabstandes wird dieser oft in Vielfachen des Rotordurchmessers angegeben. In den meisten Studien liegen gewählte Abstandsfaktoren im einstelligen Bereich. Jäger et al. [147] und McKenna et al. [125] geben den achtfachen ($8D$ mit D = Rotordurchmesser) Rotordurchmesser an. Im Rahmen der UBA-Studie [119] zum Windenergiepotential an Land gehen die Autoren von einem Abstand von $5D$ aus. Stevens et al. [146] und Son et al. [148] schätzen diese Abstände mit Werten zwischen $7D$ und $12D$ konservativer ab. Meyers & Meneveau [149] ermitteln für sehr große Windparks in Abhängigkeit von Boden- und Turbinenkosten optimale Abstände zwischen $12D$ und $15D$. Da die Eingangsparameter der einzelnen Studien in Bezug auf Turbinendesigns und Kostenparameter stark variieren, wird für diese Arbeit ein pauschaler Abstandswert von 1.000 m ($\sim 7,4D$) angenommen. Des Weiteren werden ein Abschreibungszeitraum von 20 Jahren und Betriebs- und Instandhaltungskosten (Operation & Maintenance, O&M) von 2 % der Gesamtinvestitionskosten pro Jahr angesetzt. Die Spezifikationen sind in Tabelle 3.2 dargestellt.

Tabelle 3.2: Techno-ökonomische Parameter der gewählten Starkwindturbine, nach Ryberg [20] und Krämer [91]

Technische Parameter		
Nominalleistung pro Turbine	kW	5.000
Nabenhöhe	m	100
Rotordurchmesser	m	136
Mindestabstand	m	1.000
Max. Windparkgröße	MW	900
Ökonomische Parameter		
Spezifische Investition für WEA	EUR/kW	1.000
Spezifische Investition für das Microgrid	EUR/km	450.000
O&M	1/a	2 %
Abschreibungszeitraum	a	20

Die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe ist unter anderem abhängig von der standortspezifischen Rauigkeitslänge. Dies ist die Höhe über dem Boden, in der die Windgeschwindigkeit aufgrund von Reibung theoretisch null ist. Sie beschreibt den Einfluss von Bebauung, Pflanzen, und Bodenunebenheiten auf die Windgeschwindigkeit. Die Beschreibung des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils $v = v(H)$ ermöglicht Gleichung (3.4).

$$v = v_{ref} \cdot \left(\frac{\ln\left(\frac{H}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{H_{ref}}{z_0}\right)} \right)$$

(3.4)

Hier ist v_{ref} eine bekannte Referenzgeschwindigkeit auf einer Referenzhöhe H_{ref} an einem Punkt mit der Geländerauigkeit z_0 . [6, S. 155, 156]

Neben der Rauigkeit sind die Windgeschwindigkeit und die Luftdichte (siehe Gleichung (3.3)) am Standort der WEA von Bedeutung für die Ermittlung des Energieertrages. Die Luftdichte ist wiederum abhängig vom Umgebungsdruck und der lokalen Außentemperatur. Zur Simulation der Windenergieerträge an weltweiten Vorzugsstandorten sind diese Größen in entsprechender räumlicher und zeitlicher Auflösung erforderlich, wie Ryberg in seiner Arbeit zeigt. Die räumlich aufgelösten Rauigkeitslängen werden mit Hilfe seines Modells anhand von Landbedeckungsdaten für jeden möglichen Turbinenstandort berechnet [20, S. 56]. Die Berechnungsbasis liefern Silva et al. [150] und die Europäische Umweltagentur [151].

3.2.1.3 Photovoltaik

Zur direkten Nutzung der auf die Erde treffenden solaren Strahlung existieren mehrere Technologien. Neben der passiven Nutzung durch die Absorption kurzwelliger Solarstrahlung auf Gebäudeflächen oder den Strahlungsdurchgang durch transparente Flächen [6, S. 74] wird **Sonnenenergie** heute entweder thermisch oder photoelektrisch genutzt [138, S. 43, 53]. Die

Stromerzeugung aus konzentrierenden solarthermischen Systemen wird von Reich & Repich [6, S. 101-146], Quaschnig [10, S. 139-169] und Diekmann & Rosenthal [138, S. 43-52] ausführlich erörtert. Das Grundprinzip der Photovoltaik basiert auf dem inneren Photoeffekt in der Solarzelle, der die direkte Umwandlung der einfallenden Strahlung in elektrische Energie beschreibt [20, S. 73].

Die Effizienz einer Solarzelle ist durch den Quotienten aus maximaler Ausgangsleistung P_{el} und der eingestrahlten Leistung P_s bestimmt [138, S. 61]. Der Wirkungsgrad hängt einerseits von der Beschaffenheit und dem Material der Solarzelle ab, gleichzeitig aber auch von der Verarbeitungsqualität, den Betriebsbedingungen, wie der Temperatur, und von Verlusten durch Verunreinigungen [20, S. 75-77]. Neben der Erwärmung durch die direkte Sonneneinstrahlung sind auch die Umgebungstemperatur, der Luftdruck und die Windgeschwindigkeit aufgrund einer kühlenden Wirkung durch Konvektion zu berücksichtigen. Verglichen mit polykristallinen Zellen weisen Solarzellen aus monokristallinem Silizium zwar grundsätzlich einen höheren theoretischen Wirkungsgrad auf, in Anlehnung an Ryberg [20, S. 88] wird im Rahmen dieser Arbeit das polykristalline Modul Winaico WSx-240P6 [152] aufgrund eines vergleichsweise hohen erwarteten Energieertrages gewählt. Allerdings wird anstatt des heutigen Modulwirkungsgrades von 14,46 % gemäß einer Effizienzsteigerungsschätzung des Fraunhofer ISE [153] für das Zieljahr 2050 eine Effizienz von 24 % für kristalline Module angenommen. Des Weiteren sinkt die wirkliche Effizienz eines PV-Moduls mit ansteigender Modultemperatur [10, S. 198-201]. In Bezug auf den Flächenbedarf eines PV-Parks wird für ein Modul mit einer Effizienz von 24 % eine Fläche von 4,17 m²/kW_p angegeben [152]. Zur Minimierung von Selbstabschattung, Gewährleistung der Zugänglichkeit für Wartung und Instandhaltung und Berücksichtigung von Betriebsgebäuden, Zugangsstraßen und unmittelbarer PV-Parkumgebung wird ebenfalls in Einklang mit Ryberg [20, S. 89] ein konservativer spezifischer Flächenbedarf von 20 m²/kW_p festgesetzt. Für starr installierte Module wird auf der Nordhalbkugel ein Azimut von 180° (nach Süden gerichtet), auf der Südhalbkugel ein Azimut von 0° (nach Norden gerichtet) gewählt. In Abhängigkeit des Breitengrades des Modulstandortes kann ein optimaler Neigungswinkel in Nord-Süd-Richtung für ein PV-Modul festgelegt werden. Dieser ist im Bereich des Äquators annähernd 0° und steigt mit zunehmendem Breitengrad nach Norden bzw. Süden an [115]. Zur Steigerung des Energieertrages lassen sich Solarmodule dem zeitlich veränderlichen Sonnenstand nachführen. Aufgrund der höheren Investitionskosten [20, S. 89] wird im Rahmen dieser Arbeit allerdings davon abgesehen. Die gesamten Systeminvestitionskosten werden in der bereits zitierten Studie des Fraunhofer ISE [153, S. 50] für das Jahr 2050 auf eine Spanne von 280 bis 610 EUR/kW_p geschätzt. Darin eingeschlossen sind Kosten für Module, Wechselrichter und weitere Systemkomponenten. Ryberg [20, S. 89] folgend werden Investitionskosten für starre Systeme zu 500 EUR/kW_p festgelegt. Analog zur Parameterbestimmung für die Nutzung von Windenergie werden Investitionskosten für das erdverlegte Microgrid von 450.000 EUR/km und maximale Solarparkkapazitäten von 900 MW angenommen. Tabelle 3.3 stellt die techno-ökonomischen Parameter zur (Freiflächen-)Photovoltaik dar.

Zur Simulation der Energiegewinnung mit Hilfe von Photovoltaik sind räumlich und zeitlich hoch aufgelöste Wetterdaten erforderlich. Neben der Globalstrahlung (Global Horizontal Irradiation, GHI) und der Direktstrahlung (Direct Normal Irradiation, DNI) sollten die Wetterdaten auch Luft- und Taupunkttemperatur, Luftdruck und Windgeschwindigkeiten umfassen. Die

letztgenannten Daten ermöglichen die Berücksichtigung der Effizienzreduktion aufgrund steigender Modultemperatur. [20, S. 98]

Tabelle 3.3: Techno-ökonomische Parameter des gewählten PV-Moduls Winaico WSx-240P6, nach GoSolarCalifornia [152], Ryberg [20] und Krämer [91]

Technische Parameter		
Angenommener Wirkungsgrad		24 %
Flächenbedarf	m ² /kW	20
Max. Solarparkgröße	MW	900
Ökonomische Parameter		
Spezifische Investition für PV	EUR/kW _p	500
Spezifische Investition für das Microgrid	EUR/km	450.000
O&M	1/a	2 %
Abschreibungszeitraum	a	20

3.2.1.4 Wetterdaten

Die US-Raumfahrtbehörde NASA (National Aeronautics and Space Administration) stellt im Rahmen der satellitengestützten Reanalyse „Modern Era Retrospective Space Analysis for Research and Application, Version 2“ (MERRA-2) [154; 155; 156] meteorologische Modelldaten zur Verfügung. Das weltweite Datenraster weist eine räumliche Auflösung von 0,5° x 0,625° (Breite mal Länge) und eine zeitliche Auflösung von einer Stunde auf. Der Analysezeitraum erstreckt sich von 1980 bis zur Gegenwart und wird regelmäßig aktualisiert. Im Rahmen dieser Arbeit wird der Zeitraum von 1980 bis 2016 betrachtet. MERRA-2 ermöglicht den Zugriff auf Windgeschwindigkeiten in Höhen von 2 m, 10 m und 50 m in östlicher und nördlicher Richtung sowie Global- (GHI) und Direktstrahlung (DNI) auf der Erdoberfläche. Außerdem bietet MERRA-2 Daten zu Luft- und Taupunkttemperatur und Luftdruck. [157, S. 46]

Grundsätzlich werden durch MERRA-2 alle in den letzten beiden Abschnitten geforderten Wetterdaten abgedeckt. Obwohl diese Daten in stündlichen Schritten über eine ausreichend hohe zeitliche Auflösung verfügen, ist die räumliche Auflösung für eine Bestimmung des lokalen RES-Potentials allerdings vergleichsweise gering [20, S. 60]. Daher sind weitere Wetterdatenquellen erforderlich. Der Global Wind Atlas (GWA) [158; 159; 160], ein Modell des Instituts für Windenergie der Dänischen Technischen Universität DTU und der Weltbank, stellt räumlich hochaufgelöste durchschnittliche Windgeschwindigkeiten zur Verfügung. Auf Basis von Reanalysedaten aus den Jahren 1979 - 2013 in einer räumlichen Auflösung von 20 - 200 km werden Wetterdaten auf eine räumliche Auflösung von 1 km und in Höhen von 50 bzw. 100 m skaliert. Die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten auf einer Höhe von 50 m über Grund sind in Abbildung 3.3 dargestellt.

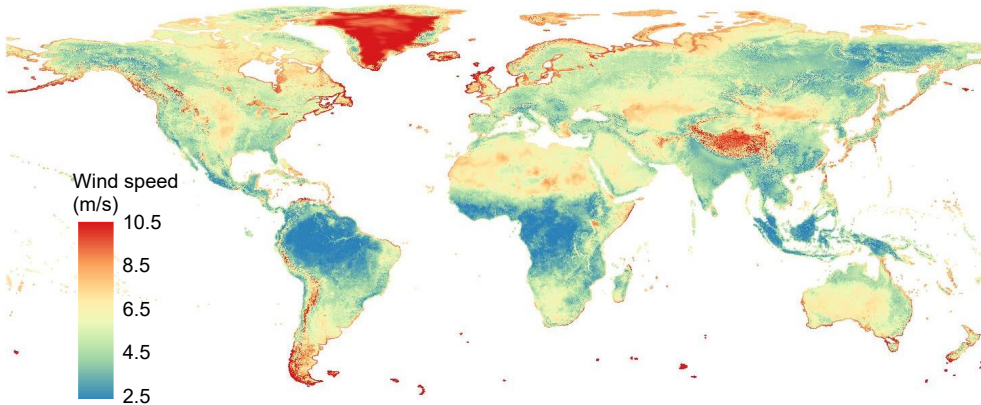


Abbildung 3.3: Durchschnittliche Windgeschwindigkeiten in m/s auf 50 m Höhe, Global Wind Atlas [160]

Vergleichbar mit dem GWA kartographiert der Global Solar Atlas (GSA) [115] das weltweite Solarpotential. Dabei werden durchschnittliche Werte für die solare Einstrahlung (GHI, DNI etc.) und optimale Neigungswinkel für starre PV-Module in einer räumlichen Auflösung von 1 km x 1 km bereitgestellt. Abbildung 3.4 zeigt die durchschnittliche Globalstrahlung auf der Erdoberfläche.

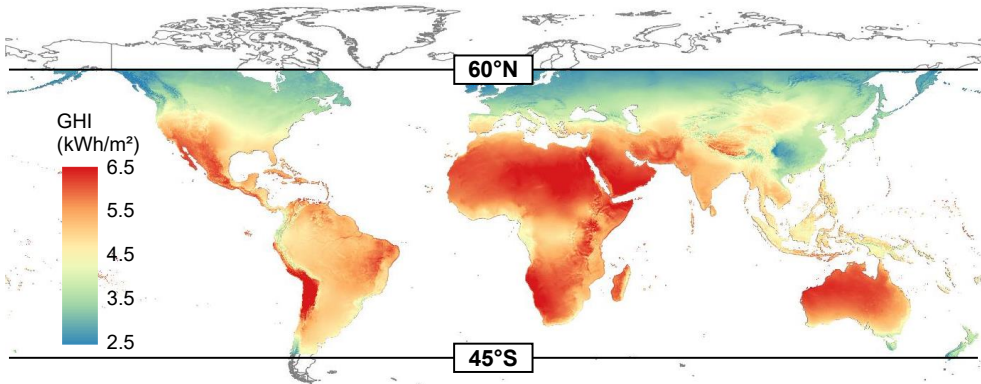


Abbildung 3.4: Durchschnittliche Globalstrahlung (GHI) in kWh/m² auf der Erdoberfläche, Global Solar Atlas [115]

Der den durchschnittlichen Einstrahlungswerten zugrundeliegende Zeitraum ist standortabhängig und beträgt zwischen 9 und 22 Jahren. Allerdings umfasst der GSA lediglich den Teil der Erdoberfläche zwischen den Breitengraden 60°N und 45°S, da die Wolkenbedeckung der übrigen Flächen aufgrund der Oberflächenneigung durch Satelliten nicht präzise abgebildet werden kann. [115]

3.2.2 Wasserstoffbereitstellung

Die Nutzung von Wasserstoff als Bindeglied zwischen erneuerbarer Stromerzeugung und energetischer und stofflicher Bedarfsdeckung über große räumliche Distanzen erfordert eine

Infrastruktur mit den Elementen Produktion, Speicherung und Transport (siehe Abbildung 3.1). Des Weiteren stellen Konditionierungstechnologien den Übergang zwischen diesen Kettengliedern dar und ermöglichen einen Wechsel des thermodynamischen oder chemischen Zustandes von Wasserstoff. Im Folgenden werden in Anlehnung an Reuß [21], Robinius [36] und Krieg [50] Verfahren zur Wasserstoffherstellung, -konditionierung, -speicherung und zum -transport vorgestellt und die zugehörigen techno-ökonomischen Parameter ausgewählt. Eine Analyse zum weltweiten Speicherpotential von Wasserstoff in Salzkavernen wurde in der im Rahmen dieser Dissertation betreuten Masterarbeit „Assessment of the Technical and Economic Potential of Salt Deposits for Hydrogen Storage“ von Weber [161] durchgeführt.

3.2.2.1 Produktionsverfahren

Wie bereits erwähnt, kann Wasserstoff auf Basis einer Vielzahl von Primärenergiequellen gewonnen werden. So können fossile Energieträger, wie Kohle, Erdgas und Erdöl, als Ausgangsstoffe für die Wasserstoffherzeugung genutzt werden. Detaillierte Betrachtungen fossiler Energieträger zur Wasserstoffherstellung finden sich bei Reich & Reppich [6, S. 247-250]. Wasserstoff kommt auf unserem Planeten nur in gebundener Form vor und muss daher gezielt hergestellt werden. Derzeit wird der weitaus größte Anteil des weltweit nachgefragten Wasserstoffs mit Hilfe **thermochemischer Verfahren** aus fossilen Kohlenwasserstoffen gewonnen [6, S. 247]. In den meisten Fällen wird Erdgas unter Zuführung von heißem Wasserdampf zu einem Synthesegas aus Wasserstoff (H_2), Kohlenstoffmonoxid (CO) und Kohlenstoffdioxid (CO_2) reformiert [85, S. 12, 13]. In einer Wassergas-Shift-Reaktion und weiteren Verfahrensschritten werden CO und verbleibendes Wasser weiter zu H_2 und CO_2 umgewandelt, um die Wasserstoffausbeute und den Reinheitsgrad des Produktgases zu erhöhen. Grundsätzlich ist dieses Verfahren für die Wasserstoffgewinnung aus Kohle und Erdöl anwendbar, wobei Prozesse wie etwa Kohlevergasung zur Wassergasherstellung vorgeschaltet werden müssen. [85, S. 13]

Weitere Verfahren sind die partielle Oxidation, eine unterstöchiometrische Umsetzung von Kohlenwasserstoffen zu Synthesegas, die autotherme Reformierung, ein Kombinationsverfahren der beiden beschriebenen Verfahren, die Pyrolyse und das Kværner-Verfahren. Letztere sind thermische Prozesse zum Aufbrechen der Kohlenwasserstoffe bei hohen Temperaturen. Zwar fällt dabei reiner Kohlenstoff anstelle von CO_2 an, der vergleichsweise hohe Energiebedarf stellt allerdings einen erheblichen Nachteil dar. Biologische Verfahren zur Wasserstoffherstellung, wie Photolyse und Fermentation, werden von Zech et al. [162] ausführlich beschrieben, sind technisch aber noch nicht ausgereift. [6, S. 247-250]

Eine emissionsfreie und gleichzeitig marktreife Technologie zur Gewinnung von Wasserstoff ist die **Elektrolyse** wässriger Lösungen. Wasser wird unter Zuführung elektrischer Energie durch zwei Elektroden in einen leitfähigen Elektrolyten in seine Bestandteile H_2 und Sauerstoff (O_2) aufgespalten. Zu unterscheiden sind, je nach Elektrolyt, die alkalische Elektrolyse (Alkaline Electrolysis, AEL), die saure Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse (Polymer Electrolyte Membrane Electrolysis, PEM) und die Festoxidelektrolyse (Solid Oxide Electrolysis Cell, SOEC). Gegenüber den beiden anderen Elektrolysearten weist die PEM-Elektrolyse langfristig ein etwas stärkeres Effizienzsteigerungs- und Kostensenkungspotential auf [163, S. 31, 32]. Außerdem liegt ihre Teillastgrenze bei 0 - 5 % und zeigt so einen deutlichen Vorteil im Betrieb mit fluktuierender elektrischer Energie aus Wind- und PV-Energie [21, S. 28].

Gemeinsam mit dem Vorteil der Emissionsfreiheit gegenüber thermochemischen Verfahren geben diese Vorzüge den Ausschlag, im Rahmen dieser Arbeit die PEM-Elektrolyse als Erzeugungstechnologie zu wählen. Bei Adolf et al. [85] und Carmo et al. [164] werden die verschiedenen Elektrolyseverfahren detailliert behandelt.

Robinius [36] und Reuß [21] gehen von einem durchschnittlichen Systemwirkungsgrad von 70 % bezogen auf den Heizwert bei der PEM-Elektrolyse für das Jahr 2050 aus. Das entspricht einem Energiebedarf von 47,6 kWh/kg_{H₂}. Andere Schätzungen gehen von 75 % bis 2020 aus [165]. Unter Berücksichtigung einer Degradation des Elektrolyseurs von bis zu 10 % über seine Betriebszeit wird an dieser Stelle eine Effizienzannahme von 70 % über die gesamte Lebensdauer getroffen.

Schätzungen der Investitionskostenentwicklung bis 2030 gehen nach Saba et al. [166] von 330 EUR/kW_{el} bis 793 EUR/kW_{el} aus. Diese vergleichsweise große Spanne resultiert aus einer umfassenden Literaturrecherche und berücksichtigt Analysen der vergangenen 8 Jahre. Mergel et al. [167] gehen von Investitionskosten von 585 EUR/kW_{el} bis zum Jahr 2030 aus. Diese Arbeit folgt den Einschätzungen von Robinius [36] und Reuß [21] mit 500 EUR/kW_{el}. Analog werden die Betriebszeit bzw. Abschreibungsdauer zu 10 Jahren und Betriebs- und Instandhaltungskosten von 3 % der Investitionskosten angenommen.

Tabelle 3.4: Techno-ökonomische Parameter des gewählten PEM-Elektrolyseverfahrens, nach Reuß [21]

System	Investition	Wasserbedarf	Wasserkosten	Wirkungsgrad	Strombedarf	Abschreibung	O&M
		m ³ /kg _{H₂}	EUR/m ³		kWh _{el} /kg _{H₂}	a	1/a
PEM	500 $\frac{\text{EUR}}{\text{kW}_{\text{el}}}$	0,01	4,00	70 %	47,6	10	3 %

Aufgrund des spezifischen Wasserbedarfs von 0,01 m³_{H₂O}/kg_{H₂} ist eine stabile Wasserversorgung Grundvoraussetzung für den Elektrolysebetrieb. Für windreiche Regionen in den gemäßigten Klimazonen kann eine Wasserversorgung über die Nutzung des Abflusses von Fließgewässern genutzt werden. In ariden, sonnenreichen Regionen hingegen kann es absehbar zu einer Nutzungskonkurrenz mit Agrarbewässerung oder Trinkwasserbereitstellung kommen. Gegebenenfalls ist der oberirdische Zugang zu Wasser etwa in Wüstenregionen gar nicht gegeben. Die Wasserbereitstellung für die Elektrolyse kann des Weiteren durch Grundwassernutzung oder eine Meerwasserentsalzung geschehen [168]. Aufgrund der Nutzungskonkurrenz von Wasserstoffherstellung und Trinkwasserbereitstellung und der Bedeutung für das Ökosystem wird die Grundwassernutzung nicht betrachtet, sondern das Verfahren der Meerwasserentsalzung für die Wasserbereitstellung gewählt. Das derzeit vorherrschende Entsalzungsverfahren ist die Umkehrosmose mit einem Energiebedarf von 2,5 bis 4,0 kWh/m³_{H₂O}. Nach Cohen et al. liegen die spezifischen Wasserbereitstellungskosten bei 0,48 bis 1,56 EUR/m³_{H₂O} für die Bereitstellung aus Meerwasser. Shemer et al. [169] geben die Kosten für das Jahr 2022 mit etwa 0,45 - 0,87 EUR/m³_{H₂O} für mittlere und große Entsalzungsanlagen an. Dabei gehen die Autoren von Stromkosten zwischen 8 und 10 EUR-ct/kWh aus. Da zwischen dem küstennahen Standort einer Meerwasserentsalzungsanlage und den späteren Standorten der Elektrolyse eine große räumliche Distanz liegen kann, muss der Wassertransport in die Bereitstellungskosten miteinbezogen werden. Zhou & Jol [170] geben Kosten für

den horizontalen Wassertransport mit 0,055 EUR/(m³_{H2O}·100 km) und für den vertikalen Wassertransport mit 0,045 EUR/(m³_{H2O}·100 m) an. Setzt man Entfernungen der Wasserstoffherzeugung zur Küste von bis zu 3.000 km und Höhenunterschiede von bis zu 1.500 m an und berechnet die Transportkosten mit Hilfe der einfachsten Durchschnittsentfernung von 1.500 m und einem durchschnittlichen Höhenunterschied von 750 m, so ergeben sich Transportkosten von 1,16 EUR/m³_{H2O}. Zusammen mit Entsalzungskosten von 1,56 EUR/m³_{H2O} ergeben sich Bereitstellungskosten von maximal 2,72 EUR/m³_{H2O}. Eine konservative Berechnung unter Annahme der Maximalwerte von Distanz und Höhenunterschied ergibt Bereitstellungskosten von 3,89 EUR/m³_{H2O}. Dementsprechend ist eine konservative Abschätzung von 4,00 EUR/m³_{H2O} im Rahmen dieser Arbeit gerechtfertigt (vgl. Tabelle 3.4).

3.2.2.2 Konditionierung

Wie bereits in Abschnitt 3.1 erörtert, sind technische Maßnahmen zur Steigerung der volumetrischen Energiedichte von Wasserstoff erforderlich. Die in dieser Arbeit berücksichtigten Konditionierungstechnologien umfassen die Kompression gasförmigen Wasserstoffs, die Verflüssigung und die Hydrierung bzw. Dehydrierung flüssiger organischer Wasserstoffträger. Pumpen und Verdampfer sind technisch zwar erforderlich, spielen in wirtschaftlicher Hinsicht allerdings nur eine untergeordnete Rolle und werden daher in dieser Analyse vernachlässigt.

Eine **Kompression** gasförmigen Wasserstoffs ist im Rahmen einer Wasserstoffinfrastruktur bei der Einspeisung in ein Pipelinesnetz, der Rekompensation im Pipelinesnetz und der Befüllung eines Gasspeichers erforderlich. Reuß [21] geht in seiner Arbeit in Anlehnung an den Nexant Report [171] von elektrisch angetriebenen Verdichtern aus, deren elektrische Leistungsaufnahme er mit Hilfe der Stoffdatenbank CoolProp [172] wie folgt berechnet:

$$P_{el} = \dot{m} \cdot \frac{w_t^{isentrop}}{\eta_{isentrop} \cdot \eta_{mechanisch} \cdot \eta_{elektrisch}} \quad (3.5)$$

Aus der technischen Arbeit bei isentroper Verdichtung $w_t^{isentrop}$ erhält man unter Berücksichtigung des isentropen Wirkungsgrades $\eta_{isentrop}$ die tatsächlich erforderliche technische Arbeit. Mechanische Verluste werden mit $\eta_{mechanisch}$ und elektrische Verluste mit $\eta_{elektrisch}$ berücksichtigt. Tabelle B.1 in Anhang B zeigt die Annahmen und Berechnungsvorschriften für diese Wirkungsgrade. In Anlehnung an Feck [173, S. 44] werden die Verluste von Wasserstoff bei der Kompression zu 0,5 % angenommen. Die Investitionskosten errechnet Reuß [21, S. 32] basierend auf dem Nexant Report [171] in Abhängigkeit der elektrischen Leistung des Kompressors. Dabei legt er einen Kostenwert von 15.000 EUR/kW und einen Skalierungsfaktor von 0,6089 zugrunde. Dieser Faktor berücksichtigt eine spezifische Kostenabnahme mit zunehmender Anlagenkapazität. Über einen Installationsfaktor werden dem Auslegungsaufwand, dem Landerwerb und sonstiger Kosten Rechnung getragen. Diese Installationsfaktoren liegen für Speicherkompressoren bei 2,0, für Pipelinekompressoren bei 2,5 und für GH₂-Trailer bei 3,0. Im Rahmen dieser Arbeit wird der Faktor pauschal mit 2,5 angenommen, da die Kompression vornehmlich im Pipelinesnetztransport anfällt.

Neben der Kompression ist die **Verflüssigung** von Wasserstoff ein weiteres Verfahren zur Erhöhung der volumetrischen Energiedichte. Da der Siedepunkt von Wasserstoff bei etwa -253°C liegt, ist der technische und wirtschaftliche Aufwand für diesen Prozess vergleichsweise aufwendig. Weitere Eigenschaften von Wasserstoff, welche die Verflüssigung

technisch erschweren, sind der negative Joule-Thomson-Effekt oberhalb von -71°C und die exotherme Umwandlung von Ortho- zu Parawasserstoff bei Abkühlung [171, S. 2.61]. Der negative Joule-Thomson-Effekt bedeutet eine Temperaturzunahme bei der Drosselung, die eine Abkühlung von Wasserstoff mit externen Kühlkreisläufen erfordert. Ortho- und Parawasserstoff beschreiben Kernspinkonfigurationen des Wasserstoffmoleküls. Da Wasserstoff bei Umgebungstemperatur größtenteils im ortho-Zustand vorliegt, flüssiger Wasserstoff aber fast vollständig aus dem energetisch günstigeren Parawasserstoff besteht, muss zusätzlich frei werdende Wärme bei der Verflüssigung abgeführt werden. Krasae-in et al. [174] geben den heutigen Energiebedarf für die Verflüssigung mit $10 - 15 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{kg}_{\text{LH}_2}$ an, was etwa einem Drittel des Heizwertes entspricht. Dabei entfällt der Großteil des Energiebedarfs auf die wiederholte Kompression. Krasae-in et al. sehen in einer Reduktion der Leistungsaufnahme der Kompressoren das größte Kostensenkungspotential bei Verflüssigungsanlagen. Stolzenburg & Mubala modellieren im Rahmen der IdealHy-Studie [175] eine deutlich effizientere Anlage und gehen bei einer Anlagenkapazität von $50 \text{ t}_{\text{H}_2}$ pro Tag von einem lastabhängigen Energiebedarf zwischen $6,76$ und $10,2 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{kg}_{\text{LH}_2}$ aus (siehe Tabelle B.2 in Anhang B). Gleichzeitig nehmen sie deutlich höhere Investitionskosten als vergleichbare Studien an. Darüber hinaus geben die Autoren den Wasserstoffverlust im Zuge der Verflüssigung mit $1,65 \%$ des zugeführten Wasserstoffs an, wovon der überwiegende Teil bei der Eingangsverdichtung verloren geht. Auf Basis von Literaturannahmen [55; 165; 171; 175; 176] diskutiert Reuß [21, S. 32] einen deutlichen Anstieg der Investitionskosten seit 2007 von Großanlagen und erklärt dies mit der steigenden Energieeffizienz. In dieser Arbeit werden daher Energiebedarfs- und Kostenwerte der detaillierten und vergleichsweise jungen IdealHy-Studie gewählt [175].

Das Konzept der chemischen Speicherung und des Transports von Wasserstoff mit Hilfe von flüssigen organischen Wasserstoffträgern (LOHC) ist Gegenstand der in Abschnitt 2.3.3 bereits diskutierten Analyse von Teichmann [11; 65] und wird in der Literatur unter anderem bei Markiewicz et al. [177], Fikrt et al. [178] und Eypasch et al. [179] ausführlich erörtert. Die **Hydrierung** (Beladung) des LOHC erfolgt in einer exothermen, katalytisch unterstützten Reaktion bei Temperaturen zwischen 120 und 250°C unter erhöhtem Druck, während die **Dehydrierung** (Entladung) eine Wärmezufuhr und erhöhte Temperaturen von 280 bis über 300°C benötigt [11, S. 79, 93]. Reuß [21] wählt in Anlehnung an Teichmann [11, S. 74] Dibenzyltoluol (DBT) als LOHC aufgrund der positiven Eigenschaften im Energietransport und in stationären Anwendungen. Die Speicherkapazität liegt bei $6,2 \text{ Gew.}\%$. Allerdings können nur etwa 90% der Kapazität aus Gründen der vom Beladungszustand abhängigen Reaktionskinetik genutzt werden [179]. Zur Dehydrierung ist ein Wärmeeintrag von $9,08 \text{ kWh}/\text{kg}_{\text{H}_2}$ auf etwa 300°C erforderlich [180]. Für eine Bereitstellung dieser Wärme mit Hilfe von Erdgas errechnet Reuß einen spezifischen Bedarf von $11,7 \text{ kWh}_{\text{NG}}/\text{kg}_{\text{H}_2}$ [21, S. 33]. Emissionsfaktoren von fossilen Energieträgern wie Erdgas und Diesel sind Jührich [181] zu entnehmen. Eine Nutzung der im Laufe der Hydrierung abgegebenen Wärme ist im Rahmen dieser Arbeit nicht vorgesehen, da nicht von einer hinreichenden Wärmenachfrage in jeder betrachteten Potentialregion ausgegangen werden kann. Dies gilt insbesondere in Schwellen- und Entwicklungsländern mit geringem Industrialisierungsgrad und damit verbundener geringer Prozesswärmenachfrage. Derzeit kostet die Bereitstellung von Dibenzyltoluol etwa $4 \text{ EUR}/\text{kg}_{\text{DBT}}$. Für die großtechnische Herstellung von DBT nimmt Teichmann künftige Kosten in Höhe von $2,50 \text{ EUR}/\text{kg}_{\text{DBT}}$ an [11, S. 75]. In Bezug auf Investitions- und Betriebskosten der Hydrierungs- und Dehydrierungsanlagen folgt diese Arbeit den Werten von Reuß et al. [52].

3 Datengrundlage zu Wasserstoffinfrastrukturen

In Anlehnung an Reuß et al. [21, S. 35; 52] zeigt Tabelle 3.5 die in dieser Arbeit gewählten techno-ökonomischen Parameter der Konditionierungstechnologien in einer Übersicht.

Tabelle 3.5: Techno-ökonomische Parameter der Konditionierungstechnologien. x bezeichnet die Leistungsgröße in kW_{el} (Kompressor) oder t_{H2} pro Tag, nach Reuß [21]

System	Investitionskosten	Abschreibung	O&M	Energiebezug/-freisetzung			Verluste
				Strom	Erdgas	Wärme	
	EUR	a	1/a	$\frac{\text{kWh}_{\text{el}}}{\text{kg}_{\text{H}_2}}$	$\frac{\text{kWh}_{\text{NG}}}{\text{kg}_{\text{H}_2}}$	$\frac{\text{kWh}_{\text{th}}}{\text{kg}_{\text{H}_2}}$	
Kompres-sion	$15.000 \frac{\text{EUR}}{\text{kW}} \cdot x^{0,6089} \cdot 2,5$	15	4 %	be-rechnet	0	0	0,5 %
Verflüssi-gung	$105 \text{ Mio. EUR} \cdot \left(\frac{x}{50 \frac{\text{t}_{\text{H}_2}}{\text{d}}} \right)^{0,66}$	20	4 %	6,78	0	0	1,65 %
Hydrierung	$40 \text{ Mio. EUR} \cdot \left(\frac{x}{300 \frac{\text{t}_{\text{H}_2}}{\text{d}}} \right)^{0,66}$	20	3 %	0,37	0	- 8,8	1 %
Dehydrie-rung	$30 \text{ Mio. EUR} \cdot \left(\frac{x}{300 \frac{\text{t}_{\text{H}_2}}{\text{d}}} \right)^{0,66}$	20	3 %	0,37	11,7	0	0
Verdamp-fung	$3.000 \text{ EUR} \cdot \frac{x}{\frac{\text{t}_{\text{H}_2}}{\text{d}}}$	10	3 %	0,6	0	0	0
LH₂-Pumpe	$30.000 \text{ EUR} \cdot \frac{x}{\frac{\text{t}_{\text{H}_2}}{\text{d}}}$	10	3 %	0,1	0	0	0
LOHC-Pumpe	$500 \text{ EUR} \cdot \frac{x}{\frac{\text{t}_{\text{H}_2}}{\text{d}}}$	10	3 %	0,1	0	0	0

3.2.2.3 Wasserstoffspeicherung

Aufgrund der geringen Energiedichte unter Standardbedingungen erfordert eine wirtschaftliche Speicherung von Wasserstoff entweder die Anpassung von Druck und Temperatur oder die chemische Bindung an ein Wasserstoffträgermaterial. Daraus lassen sich nutzbare Speichertechnologien ableiten, die im Folgenden vorgestellt werden.

Für die Speicherung gasförmigen Wasserstoffs in **Druckgasspeichern** berücksichtigt Reuß [21] sowohl klein- und mittelskalige Röhrenspeicher für einen Überdruckbereich von 20 bis 100 bar bzw. 15 bis 500 bar als auch großskalige Speicher in Form geologischer Unterspeicher. Nach Abschätzungen des U.S. Energieministeriums DOE (Department of Energy) [176; 182; 183] liegen zukünftige Kosten von Röhrenspeichern (Stahl oder Kompositwerkstoff) bei 500 EUR/kg_{H2} bis 160 bar und 600 EUR/kg_{H2} bis 1000 bar. Mit einer Begrenzung des maximal zulässigen Drucks auf 100 bar und der daraus resultierenden Verringerung des Materialaufwands errechnet Schöler [184] spezifische Investitionskosten von 250 EUR/kg_{H2}.

Die Möglichkeiten zur unterirdischen Speicherung von Wasserstoff sind Poren- und Hohlraum-speicher. Erstere können etwa erschöpfte Öl- oder Gasfelder sowie Aquifere sein. Fels- und

Salzkavernen zählen zu den Hohlraumsspeichern. Obwohl jede dieser Strukturen für die Gasspeicherung geeignet sein kann, stellen sich **Salzkavernen** als technisch und wirtschaftlich sinnvollste Alternative heraus [185; 186]. Stolzenburg et al. [187] schätzen die Kosten einer Kaverne mit 500.000 m³ Volumen zu 92,6 Mio. EUR ab. Darin inbegriffen sind Kosten für die jeweilige Kavernenerstellung und das Kissengas sowie einmalige Kosten für die oberirdische Installation. Analog zu Reuß [21, S. 36, 37] wird in dieser Arbeit die Kompression separat berücksichtigt und daher von den Kavernenkosten subtrahiert. So ergeben sich Kosten von 38,8 Mio. EUR je Kaverne zuzüglich einmaliger Investitionskosten von 23 Mio. EUR.

Im Rahmen der Arbeit von Weber [161] untersucht dieser das Potential für die großtechnische Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen in Europa und ausgewählten außereuropäischen Ländern mit hohem erwarteten Windenergie- bzw. PV-Potential. Aufbauend auf Erkenntnissen aus der unterirdischen Erdgasspeicherung entwickelt Weber einen Kriterienkatalog zur Auswahl geeigneter Salzstrukturen und zur Bestimmung der Landverfügbarkeit für die Installation der erforderlichen oberirdischen Infrastruktur. Eine detaillierte Erläuterung der methodischen Vorgehensweise findet sich bei Caglayan et al. [188]. Voraussetzungen sind Salzgesteinschichten in technisch nutzbaren Teufen und eine maximale Entfernung zu Küstenlinien von 50 km [186, S. 79]. Diese Distanz wird gewählt, um die beim Solvorgang anfallende Sole wirtschaftlich ins Meer oder die Brackwasserbereiche von Flussmündungen einleiten zu können. Weber identifiziert für lediglich fünf nichteuropäische Länder mit hoher solarer Einstrahlung Speicherpotentiale in unterirdischen Salzstrukturen. Dies sind die USA, Mexiko, Marokko, Algerien und Tunesien. In den untersuchten Ländern mit hohem vermutetem Windenergiepotential sind keine geeigneten Salzgesteinsschichten mit o. g. Abstand zur Küste vorhanden. Aufgrund dieses geringen Speicherpotentials in wenigen RES-Vorzugsregionen ist eine konsistente und robuste Vergleichbarkeit in Bezug auf die Bereitstellung von Wasserstoff bei Einbindung von Salzkavernen nur eingeschränkt möglich. Im Hinblick auf die in den Abschnitten 1.2 und 2.1 geforderte Konsistenz und Übertragbarkeit des Infrastrukturansatzes wird die Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen im weiteren Verlauf der Arbeit daher nicht weiter berücksichtigt.

Die Verflüssigung von Wasserstoff und die damit verbundene Erhöhung der Energiedichte von etwa 3 kWh/m³ auf 2.360 kWh/m³ erfordern einerseits den technischen Aufwand zur Abkühlung auf -253 °C, andererseits ist so die drucklose Speicherung größerer Energiemengen in kleineren Volumina möglich [85]. **Flüssigwasserstofftanks** werden in der Regel doppelwandig konstruiert, um den unvermeidbaren Wärmeeintrag auf ein Minimum zu reduzieren. Der trotz Dämmung entstehende gasförmige Wasserstoff (Boil-off) muss zur Druckregulierung abgelassen werden. Dieser liegt für kleine Tanks mit 60 m³ bei etwa 0,4 % Wasserstoff pro Tag und sinkt aufgrund des niedrigeren Verhältnisses von Oberfläche-zu-Volumen auf 0,07 % bei 3.000 m³ [189, S. 673]. Für sehr große LH₂-Tanks mit bis zu 100.000 m³ geht man von Verlusten im Bereich von 0,01 % pro Tag aus. Der derzeit größte Flüssigwasserstofftank wird von der NASA im Kennedy Space Center in Florida geplant und voraussichtlich 1,25 Mio. US-amerikanische Gallonen (~ 4731,8 m³ = 335 t_{LH₂}) umfassen [190]. Dies entspricht einer Energiemenge von etwa 11,16 GWh. Zum Vergleich liegt die Speicherkapazität des weltweit größten, derzeit noch im Bau befindlichen Rohölspeichers in den Vereinigten Arabischen Emiraten bei 42 Mio. Barrel (~ 6,68 Mio. m³ = 5,75 Mio. t) [191]. Dies entspricht einer Energiemenge von etwa 71.400 GWh. Reuß et al. [52] folgend, werden für einen

3 Datengrundlage zu Wasserstoffinfrastrukturen

Flüssigwasserstofftank lineare Investitionskosten von 25,00 EUR/kg_{H2} und eine Verlustrate von 0,03 % pro Tag angesetzt. Für Flüssigwasserstofftanks in Schiffen werden gesonderte Annahmen getroffen (vgl. Abschnitt 3.2.2.4).

Zur Speicherung von chemisch gebundenem Wasserstoff in **LOHC-Tanks** sind keine besonderen Behältertechnologien erforderlich. Konventionelle und kostengünstige Tanks für Mineralölprodukte reichen für die Lagerung aus. Allerdings liegen die spezifischen Investitionskosten etwas höher als für LH₂, da nicht nur der Behälter, sondern auch die erforderliche Menge an LOHC-Material bereitgestellt werden muss. Reuß [21, S. 37] schätzt die Behälterkosten mit 5,00 EUR/kg_{H2} ab. Bei LOHC-Kosten von 2,50 EUR/kg_{DBT} und einer nutzbaren Beladungskapazität von 5,58 Gew.-% (90 % von 6,2 Gew.-%) ergeben sich auf die speicherbare Wasserstoffmenge bezogene zusätzliche Kosten von etwa 45,00 EUR/kg_{H2} für den LOHC-Tank. Eine Übersicht der technischen und ökonomischen Parameter für die in dieser Arbeit betrachteten Speichertechnologien ist in Tabelle 3.6 dargestellt.

Tabelle 3.6: Techno-ökonomische Parameter der Speichertechnologien. Die Speichergröße x entspricht der Kapazität in kg oder, bei Kavernen, der Anzahl an Kavernen mit einem Volumen von 500.000 m³, nach Reuß [21, S. 38]

System	Druckgrenzen	Investition	Abschreibung	O&M	Verluste
	bar	EUR	a	1/a	1/d
GH₂-Tank	15 - 500	500 EUR · $\frac{x}{\text{kg}_{\text{H}_2}}$	20	2 %	0
GH₂-Tube	20 - 100	250 EUR · $\frac{x}{\text{kg}_{\text{H}_2}}$	20	2 %	0
GH₂-Cavern	58 - 175	23 Mio. EUR + 38,8 Mio. EUR · $\frac{x}{\text{Kaverne}}$	30	2 %	0
LH₂-Tank	1	25 EUR · $\frac{x}{\text{kg}_{\text{H}_2}}$	20	2 %	0,03 %
LOHC-Tank	1	50 EUR · $\frac{x}{\text{kg}_{\text{H}_2}}$	20	2 %	0

3.2.2.4 Transport von Wasserstoff

Für intrakontinentalen, großtechnischen Transport kommen derzeit der Lkw-Transport von komprimiertem oder flüssigem Wasserstoff, LOHC oder der Rohrleitungstransport in Frage. Der Transport per Schiff stellt zusätzlich eine Möglichkeit zur Überwindung großer internationaler Distanzen dar. Wie von Yang & Ogden [55] berechnet und in Abschnitt 2.3.2.4 bereits dargestellt, ist ein Lkw-Transport von CGH₂ und LH₂ nur für kleine Mengen und vergleichsweise kleine Entfernungen wirtschaftlich sinnvoll. Für eine internationale Infrastruktur mit dem Ziel der weltweiten Bedarfsdeckung kommt diese Transportoption für die Transmission in den Erzeugungsländern nicht in Betracht. Daher behandelt dieser Abschnitt lediglich den Pipeline- und Schiffstransport.

Der Wasserstofftransport per **Pipeline** bietet einerseits die Möglichkeit des Langstreckentransports per Transmissionsleitungen und die Verteilung per Distributionsleitungen. Obwohl der Pipelineeinsatz grundsätzlich auch für einen Überseetransport in Frage kommt, werden Rohrleitungen im Rahmen dieser Arbeit lediglich für den inländischen Transport berücksichtigt.

Krieg [50] erläutert im Rahmen des Hub-to-Hub-Konzepts die Verbindung einzelner Wasserstoffquellen mit zentralen Übergabepunkten durch Transmissionspipelines. Zur Versorgung von Tankstellen wird der Wasserstoff von diesen Übergabepunkten aus per Lkw oder Distributionspipeline weitertransportiert. Hier werden Transmissions- und Distributionsnetz klar voneinander getrennt betrachtet. Yang & Ogden [55] kombinieren eine Transmission per Pipeline mit einer Distribution per Lkw. Da im Rahmen dieser Arbeit keine Distribution in den Erzeugungsländern vorgesehen ist, stellt insbesondere der Transmissionsteil des Hub-to-Hub-Konzepts einen adäquaten Ansatz für die Verbindung von Wasserstoffquellen und -senken dar. Druckverluste einer Rohrströmung hängen nach Mischner et al. [54, S. 424] direkt vom Durchmesser der Rohrleitung, der Dichte des Gases und der Strömungsgeschwindigkeit ab. Krieg [50] wählt einen vereinfachten Ansatz und bestimmt die mittlere Geschwindigkeit der Strömung zu 15 m/s. Dabei lässt er Druckverluste von 100 auf 30 bar über 250 km zu und nimmt regelmäßig Rekompensation an (siehe Abschnitt 2.3.2.1). Ähnlich gehen Baufumé et al. [51] vor, die den erforderlichen Pipelinedurchmesser nach einem vereinfachten Flussmodell in Abhängigkeit des Massenstroms, der Dichte und der Strömungsgeschwindigkeit bestimmen:

$$\dot{m}_{H_2} = \rho \cdot v \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (3.6)$$

Reuß [21] wählt einen Ansatz ohne Rekompensation, indem er Druckverluste zwischen Quelle und Senke von 100 auf minimal 70 bar zulässt. Dabei ist jedoch zu beachten, dass dieser Ansatz nur für begrenzte Transmissionsentfernungen anwendbar ist, da der maximal zulässige Druckverlust ansonsten zu extremen Pipelinedurchmessern führen würde oder nicht mehr einzuhalten wäre [192]. Des Weiteren lässt Reuß ausschließlich Durchmesser zwischen 100 und 1.500 mm zu.

Tabelle 3.7 zeigt die in dieser Arbeit verwendeten Parameter für den inländischen Wasserstofftransport per Pipeline. Die Investitionskosten der Wasserstoffpipeline setzen sich nach Krieg [50, S. 161] aus Verlege-, Material- und Kompressorkosten zusammen. Während der Durchmesser in Millimeter eingeht, ergeben sich die spezifischen Kosten in EUR pro Meter Leitungslänge.

Tabelle 3.7: Techno-ökonomische Parameter für Pipelines. d = Durchmesser in mm, nach Krieg [50] und Reuß et al. [21; 53]

System	Investition	Durchmesser	Maximaldruck	Minimaldruck	Abschreibung	O&M
	EUR/m	mm	bar	bar	a	EUR m · a
Pipeline (Krieg)	$0,0022 \cdot d^2 + 0,86 \cdot d + 247,5$	-	100	30	40	-
Pipeline (Reuß)	$292,152 \cdot e^{\frac{0,0016 \cdot d}{mm}}$	100 - 1.500	100	70	40	5

Für Erdgaspipelines mit einem Nenndruck von 100 bar verwenden Mischner et al. [54, S. 91] eine exponentielle Kostenfunktion, auf die Reuß et al. [21, S. 39; 53] 5 % aufschlagen, um etwaige Mehrkosten für den Wasserstofftransport zu berücksichtigen. Im Unterschied zu Krieg sind Kompressorkosten hier nicht enthalten. Dementsprechend liegen Kriegs Kosten für einen

Durchmesser von 1.500 mm etwa doppelt so hoch wie die angepassten Kosten nach Reuß. Darüber hinaus folgt Reuß den Annahmen von Mischner et al. [54, S. 90] in Bezug auf Betriebs- und Instandhaltungskosten.

Der Seetransport von Wasserstoff wird bereits seit den 1970er Jahren mit Hilfe von **Flüssigwasserstofftankern** (LH₂-Tanker) im Rahmen des US-Raumfahrtprogramms bewerkstelligt [193; 194, S. 39]. Allerdings realisierte die NASA den Transport über die Verschiffung von LH₂-Behältern mit relativ kleinen Volumina von 947 m³ (67,24 t). Derzeit sind Flüssigwasserstofftanker für den großtechnischen Transport noch nicht kommerziell verfügbar. Obwohl im Rahmen der in Abschnitt 2.3.3 diskutierten bilateralen Wasserstoffinfrastrukturen grundsätzlich auch der Überseetransport berücksichtigt wird, existieren wenige moderne und umfassende LH₂-Tankerkonzepte in der Literatur. Nach Petersen [195] muss der Wärmedurchgang der LH₂-Tanks zehnmal geringer sein, als bei einem LNG-Tank, um einen zu großen Wasserstoffverlust durch Boil-off zu vermeiden. Wird die Wandstärke des Tanks zur besseren Dämmung erhöht, sinkt das verfügbare Transportvolumen, der für einen wirtschaftlichen Schiffstransport entscheidende Faktor [195]. Es muss also zwischen Minimierung des Boil-offs und Maximierung des Ladevolumens abgewogen werden.

Giacomazzi [196] entwickelt in seiner Studie Konzepte für LH₂-Tanker mit zylindrischen Behältern bis zu einer Gesamtkapazität von 4.060 t_{LH₂}. Diese basieren auf adäquaten Designs von LNG-Tankern. Die erreichbaren Geschwindigkeiten werden mit 16 bis 19 Knoten (30 bis 35 km/h) abgeschätzt. Im Rahmen des EQHHP-Projekts [66; 195] (siehe Abschnitt 2.3.3.6) wird der maritime Langstreckentransport über LH₂-Tanker mit einer Kapazität von 1.050 t_{LH₂} gelöst, die ihrerseits fünf mobile sphärische LH₂-Tanks laden können. Tankerkonzepte nach Petersen [195] sind entweder als Doppelrumpf-Schiff (Small Waterplane Area Twin Hull, SWATH) mit geringer Empfindlichkeit gegenüber starkem Seegang oder als flachbodige Leichter mit vergleichsweise geringem Tiefgang ausgelegt. Der Autor legt die Kapazitäten mit 8.150 t_{LH₂} fest. Weiterhin liegt der tägliche Boil-off-Verlust bei etwa 0,1 %, geht allerdings nicht verloren, sondern wird in einer Gasturbine zu Antriebszwecken umgesetzt. Teichmann [11] nimmt in seiner Arbeit das LH₂-Tankerdesign des EQHHP-Projekts an. Weiterhin gibt er Investitionskosten von 146 Mio. EUR pro Schiff und tägliche Betriebskosten von 11.500 EUR (~ 2,9 % der Investitionskosten pro Jahr) an. Für den Export von Wasserstoff aus Norwegen prüfen Stiller et al. [69] auch die Option des Überseetransports per LH₂-Tanker und übernehmen das SWATH-Konzept [195] mit angepasster Kapazität von 8.150 t_{LH₂}, Investitionskosten von 439 Mio. EUR und Betriebskosten von etwa 2,8 % der Investitionskosten pro Jahr. In der Studie von Kamiya et al. [61] stellen die Autoren ein großskaliges Tankerkonzept von Kawasaki Heavy Industries mit einer volumetrischen Kapazität von 160.000 m³ (11.360 t_{LH₂}) vor. Das Tankerdesign entspricht den internationalen Vorgaben der Konstruktion und Ausrüstung von Schiffen für den Transport flüssiger Gase (IGC) der International Maritime Organization [197] und stellt damit das modernste Tankerkonzept dar. Das Tankvolumen ist auf vier gleich große sphärische Behälter mit jeweils 40.000 m³ (2.840 t_{LH₂}) verteilt. Die Autoren geben hier den täglichen Boil-off-Verlust mit 0,2 % an, allerdings nicht, ob dieser für den vorgesehenen Wasserstoffantrieb genutzt oder in die Atmosphäre abgelassen wird. Die Investitionskosten pro Tanker werden auf umgerechnet etwa 500 Mio. EUR geschätzt. Gleichzeitig machen die Autoren keine Angaben zu Betriebskosten oder dem Abschreibungszeitraum.

Zur Einordnung der in den Konzeptstudien diskutierten Kapazitäten und Kosten erfolgt an dieser Stelle ein Vergleich mit derzeitig üblichen Öl- und LNG-Tankern. Dazu wird zunächst die Annahme getroffen, dass ein Schiffftransport durch die beiden bedeutenden Wasserstraßen des Panama- und des Suezkanals zulässig sein muss, um im Zuge der weltweiten Bereitstellung von Wasserstoff keine Schifffahrtsroute auszuschließen. Zu diesem Zweck existieren die Öltankerclassen Suezmax (max. 200.000 t) und Panamax (max. 52.500 t), die jeweils die für die Befahrung zulässige Zuladung angeben [198]. Seit der Erweiterung des Panamakanals im Jahr 2016 sind Tankschiffe der New Panamax-Klasse mit max. 120.000 t Zuladung für die Befahrung zugelassen. Bei einer mittleren Rohöldichte von 900 kg/m^3 entspricht das etwa 133.000 m^3 Ladevolumen. Investitionskosten für Öltanker bis 120.000 t liegen derzeit bei etwa 50 Mio. EUR [199, S. 9]. Die derzeit größten LNG-Tanker, die den Panamakanal befahren dürfen, gehören zur Q-Flex-Klasse und haben ein Ladevolumen von 210.000 m^3 [200]. Während die LNG-Behälter dieser Tanker mit Hilfe einer dünnen Metallmembran als Einzelbehälter konzipiert werden [201], basieren die meisten LH_2 -Tankerkonzepte aus Gründen des geringen Oberflächen-zu-Volumen-Verhältnisses auf sphärischen Tanks. Daher wird aus Vergleichsgründen der derzeit größte LNG-Tanker mit vier sphärischen LNG-Behältern und einem Gesamtladevolumen von 182.000 m^3 ($4 \times 45.500 \text{ m}^3$) herangezogen [202]. Hier liegen die Investitionskosten bei etwa 185 - 200 Mio. EUR [199, S. 10; 203, S. 43]. Aus den Daten zum LH_2 -Tankerkonzept von Kamiya et al. [61] geht hervor, dass die sphärischen Behälter einen Innenradius von etwa 21,2 m aufweisen. Für den ausgewählten LNG-Tanker liegen die Innenradien der kugelförmigen Behälter bei etwa 22,2 m. Die Differenz von 1 m kann an dieser Stelle auf die notwendige stärkere thermische Isolierung beim LH_2 -Behälter und die damit verbundene unterschiedliche Behälterwandstärke bei gleichen Außendimensionen zurückgeführt werden. Für den weiteren Verlauf dieser Arbeit wird das Konzept von Kamiya et al. zugrunde gelegt, da es das größte Ladevolumen pro Tanker vorsieht und die Dimensionen anhand des obigen Vergleichs technisch nachvollziehbar sind. Des Weiteren werden ein emissionsfreier Wasserstoffantrieb und eine direkte Umsetzung des nicht vermeidbaren Boil-offs angenommen.

Der maritime Transport von Wasserstoff mit Hilfe eines **LOHC-Tankers** ist ebenfalls Gegenstand der Arbeit von Teichmann [11, S. 88]. Dazu geht er von einer transportierten H_2 -Menge von $2.790 \text{ t}_{\text{H}_2}$ pro Tanker aus. Bei einer DBT-Kapazität von 6,2 Gew.-% entspricht das einer erforderlichen Gesamtkapazität von 45.000 t. Die Investitionskosten setzt Teichmann zu 35 Mio. EUR zuzüglich der Kosten für die erforderliche Menge an LOHC-Material. Auf Basis der bereits erwähnten Kosten von 2,50 EUR/kg_{DBT} ergeben sich zusätzliche Investitionskosten von etwa 105 Mio. EUR. Da hydriertes LOHC ähnliche Transporteigenschaften wie Rohöl hat, bieten sich für eine Bereitstellung größerer Mengen an Wasserstoff auch größere Transportkapazitäten an. Unter der Annahme, die Regularien des Panamakanals einzuhalten, wird eine Gesamtkapazität des LOHC-Tankers von 120.000 t (New Panamax) angenommen. So erhöht sich die transportierbare H_2 -Menge auf $7.440 \text{ t}_{\text{H}_2}$ pro Schiff. Die Investitionskosten für den Tanker und das erforderliche LOHC-Material belaufen sich dann auf etwa 330 Mio. EUR. Für den LOHC-Tanker ist ein konventioneller Dieselantrieb vorgesehen, da bei der Lagerung von Wasserstoff in LOHC kein Boil-off auftritt und eine Onboard-Dehydrierung sehr energieintensiv wäre. Teichmann gibt den Dieselbedarf eines 9 MW-Antriebs mit 56 t/d an. MAN Diesel & Turbo [204] geben für einen Tanker mit 120.000 t eine erforderliche Antriebsleistung von etwa 15 MW an. Unter der Annahme eines Antriebswirkungsgrades von 35 % liegt der tägliche

Treibstoffverbrauch bei knapp 100 t_{Diesel} [11, S. 88]. Aufgrund des höheren Heizwertes von Wasserstoff wird der Bedarf des H₂-Antriebs für den LH₂-Tanker zu 35 t_{H2}/d angenommen.

Tabelle 3.8 vergleicht die betrachteten Tankerkonzepte für den Überseetransport von Energieträgern. Dabei werden neben den absoluten Investitionskosten und den energetischen Transportkapazitäten auch die spezifischen Kosten für den Energietransport angegeben.

Tabelle 3.8: Vergleich von betrachteten Tankerkonzepten für den Überseetransport von Wasserstoff, Rohöl und Erdgas, nach Kamiya et al. [11; 61; 204; 205]

System	Investition	Energetische Kapazität	Energiespezifische Kosten
	EUR	GWh	EUR/MWh
LH ₂ -Tanker (Konzept)	500 Mio.	379	1319
LOHC-Tanker (New Panamax)	330 Mio.	248	1331
Öltanker (New Panamax)	50 Mio.	1396	36
LNG-Tanker (4 sphärische Tanks)	185 Mio.	978	189

Alle genannten und weitere techno-ökonomische Parameter für den Überseetransport von Wasserstoff finden sich in Tabelle 3.9. Für den Be- und Entladevorgang eines Tankers werden jeweils 24 Stunden angesetzt. Zur Bestimmung der zu überwindenden Distanzen zwischen Erzeugungs- und Bedarfsregionen werden große Handelshäfen der jeweiligen Länder gewählt und deren kürzeste Verbindung mit Hilfe der Onlineplattform MarineTraffic [206] auf Basis von realen Schifffahrtsrouten berechnet. Eine Übersicht über die gewählten Auslauf- und Ankunfts-häfen liefert Anhang F.

Tabelle 3.9: Techno-ökonomischen Parameter zum Schiffstransport von Wasserstoff, nach Kamiya et al. [11; 61; 204; 205]

System	Investi-tion	Kapazi-tät	Abschrei-bung	O&M	Verluste	Treibstoff-bedarf	Treibstoff-kosten	Geschwin-digkeit
	EUR	t _{LH2}	a	1/a	1/d	1/d	EUR/t	km/h
LH ₂ -Tanker	500 Mio.	11.360	30	2 %	0,02 %	35 t _{H2}	berechnet	37
LOHC-Tanker	330 Mio.	7.440	30	2 %	-	100 t _{Diesel}	450	37

3.2.3 Energetische und industrielle Wasserstoffnutzung

Wasserstoff kann sowohl als Energieträger als auch stofflich in der Industrie genutzt werden. Die energetische Anwendung geschieht entweder als chemischer Energiespeicher oder Treibstoff für den **Transportsektor**. Grundsätzlich kann Wasserstoff in thermischen Wärmekraftmaschinen direkt verbrannt werden. Allerdings geschieht dies fast ausschließlich in der Raumfahrt. Die Umsetzung als Treibstoff für Straßen- und Schienenverkehrsmittel erfolgt vornehmlich mit Hilfe von Brennstoffzellen. Der globale Einsatz im **Industriesektor** lässt sich in vier Anwendungsbereiche einteilen. Über die Hälfte des weltweit produzierten Wasserstoffs wird in der Ammoniakproduktion, ein Viertel in petrochemischen Prozessen und 10 % für die

Methanolherstellung verwendet. Der übrige entfällt auf die Chemieindustrie, die Metallverarbeitung und die Stromerzeugung. [85, S. 28-30]

Dieser Abschnitt schafft die Datengrundlage für eine fundierte Abschätzung des künftigen **weltweiten Wasserstoffbedarfs**. Aufgrund mangelnder und inkonsistenter internationaler Daten ist eine weltweite Bottom-Up-Bedarfsabschätzung nicht möglich. Daher werden im Folgenden zunächst Bedarfsparameter für den Transport- und Industriesektor in Deutschland festgelegt. Dann folgt eine Abschätzung der weltweiten Entwicklung des Energiebedarfs. Die schlussendliche weltweite Bedarfsermittlung nach einem vereinfachten Top-down-Vorgehen ist Gegenstand von Abschnitt 5.5.1.

3.2.3.1 Zukünftiger Wasserstoffbedarf in Deutschland

Ein möglicher künftiger Wasserstoffbedarf im Transportsektor setzt sich aus den verschiedenen Nutzungsoptionen und Transportmitteln zusammen. Dabei beschränkt sich diese Analyse auf die direkte Nutzung zu Antriebszwecken im Straßen- und Schienenverkehr. Das Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) stellt Fahrleistungszahlen des Straßenverkehrs nach Fahrzeugarten zur Verfügung [207]. Dabei wird etwa nach Pkw, Lkw verschiedener Gewichtsklassen, Zugmaschinen und Bussen unterschieden. Krafträder und sonstige Fahrzeuge werden im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter betrachtet. Setzt man für alle Fahrzeugklassen die Möglichkeit eines Brennstoffzellenantriebes voraus, so lassen sich durchschnittliche spezifische Wasserstoffverbräuche angeben. In seiner Arbeit zur Untersuchung und Bewertung des Potentials der Nutzung elektrischer Energie zur Verbrauchsreduktion bei Pkw ermittelt Grube [208, S. 137] einen zukünftigen Verbrauch für Wasserstofffahrzeuge der Mittelklasse im Neuen Europäischen Fahrzyklus (NEFZ) von 0,65 kg_{H₂} pro 100 km. Für Lkw liegen entsprechende Werte zwischen 1,52 und 5,65 kg_{H₂} pro 100 km. Sattelzugmaschinen werden mit 7,60 und Busse mit 8,50 kg_{H₂} pro 100 km angenommen. Eine Tabelle mit der detaillierten Auflistung der verwendeten Kennzahlen zum Transportsektor findet sich in Anhang C. Der hohe Verbrauch der Busse ist auf den überwiegenden Anteil an innerörtlicher Fahrleistung zurückzuführen. In Anlehnung an die GermanHy-Studie [56, S. 30] wird der auf Brennstoffzellenfahrzeuge entfallende Teil der Gesamtfahrleistung auf 75 % („High“) geschätzt. Diese Annahme wird um zwei weitere Szenarien von 25 % („Low“) und 50 % (Referenz) erweitert. Tabelle 3.10 liefert einen Überblick der Bedarfsszenarien.

Tabelle 3.10: Definition der Bedarfsszenarien im deutschen Transportsektor, angelehnt an GermanHy [56] und eigene Annahmen

Fahrzeugtyp	Anteil von Brennstoffzellenfahrzeugung an Gesamtfahrleistung		
	Low	Referenz	High
Pkw, Lkw, Sattelzüge	25 %	50 %	75 %
Busse	30 %	60 %	95 %
Dieselszüge	50 %	75 %	95 %

Antriebstechnologien für den Schienenverkehr sind entweder Diesel- oder Elektroantriebe [85, S. 41]. Derzeit sind noch etwa 46 % des deutschen Schienennetzes nicht elektrifiziert. Darüber hinaus sind Bereiche für den Rangierbetrieb nicht elektrifiziert. Dementsprechend gibt die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. für das Jahr 2015 einen Dieselbedarf im

Schienenverkehr von umgerechnet 3,7 TWh an [209]. Brennstoffzellenbetriebene Schienenfahrzeuge stellen hier eine klimafreundliche und ressourcenschonende Alternative zu Dieselloks dar [210]. Im Rahmen der erwähnten Szenarien wird davon ausgegangen, dass im „Low“-Szenario 50 %, im Referenzszenario 75 % und im „High“-Szenario 95 % des Energiebedarfs durch Wasserstoff gedeckt wird. Dabei wird davon ausgegangen, dass die energetische Effizienz der Brennstoffzellen doppelt so hoch ist wie die der Dieselantriebe. Auf Basis dieser Annahmen und der Gesamtfahrleistung von 2015 lassen sich nun die künftigen Wasserstoffbedarfe nach Szenarien für den deutschen Straßenverkehr errechnen.

In seiner Studie zu regenerativ erzeugten Energieträgern prognostiziert das Umweltbundesamt [73, S. 150] den Wasserstoffbedarf im deutschen Industriesektor von 2015 bis 2050. Während sich der voraussichtliche Bedarf für die Ammoniak- und Methanolherstellung nicht wesentlich verändert, nimmt der Umsatz in Raffinerien aufgrund voraussichtlich sinkender Verwendung fossiler Treibstoffe bis 2050 um knapp 37 % ab. Da der petrochemische Bedarf vor allem von der Nachfrage im Straßenverkehrssektor abhängt, ergibt es an dieser Stelle Sinn, den Wasserstoffbedarf der Raffinerien an die entsprechenden Durchdringungsraten der Fahrzeugflotten zu koppeln. Ausgehend von einem Bedarf von 24,8 TWh_{H₂} für Raffinerien im Jahr 2015 sinkt der Bedarf also entsprechend um 25 % im „Low“-Szenario, um 50 % im Referenzszenario und um 75 % im „High“-Szenario bis 2050. Die resultierenden voraussichtlichen Wasserstoffbedarfe sind in Abbildung 3.5 dargestellt.

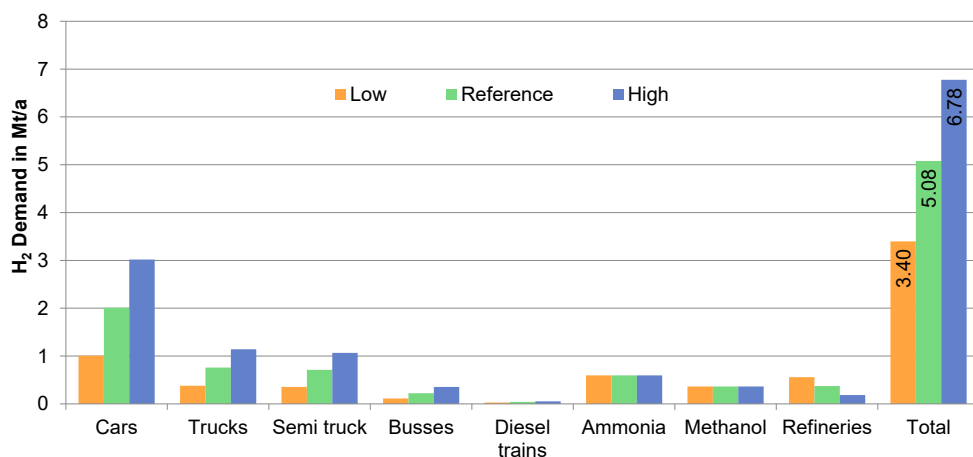


Abbildung 3.5: Szenarienannahmen für den Wasserstoffbedarf in den Sektoren Transport und Industrie der Bundesrepublik Deutschland in Mt_{H₂}/a für das Jahr 2050

In der Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen der Ludwig-Bölkow-Stiftung (LBST) schätzen Michalski et al. [211, S. 4-66] ebenfalls den Wasserstoffbedarf in Deutschland für die Jahre 2030 und 2050 ab. Auf der Grundlage von sechs Szenarien für das künftige Energiesystem im Hinblick auf unterschiedliche Zeithorizonte, THG-Emissionsminderungsziele und Nachfrageannahmen von Wasserstoff werden sektorübergreifende Wasserstoffbedarfe berechnet. Nachfrageseitig gehen die Autoren von einem Szenario mit hoher Elektrifizierungsrate und geringerem Wasserstoffbedarf und einem zweiten Szenario mit hohem Wasserstoffbedarf aus. Im Falle einer Minderung der THG-Emissionen von 80 % im Vergleich

zum Jahr 1990 geben die Autoren Wasserstoffbedarfe von 4,23 Mt_{H₂}/a bzw. 11,25 Mt_{H₂}/a für die Sektoren Transport und Industrie an. Diese steigen für eine THG-Emissionssenkung um 95 % auf 5,94 Mt_{H₂}/a bzw. 14,2 Mt_{H₂}/a an. Die Differenz zu den im Rahmen dieser Arbeit abgeschätzten Bedarfen ist insbesondere auf den von Michalski et al. angenommenen Wasserstoffbedarf als Brennstoff in der Industrie zurückzuführen, der in dieser Arbeit nicht berücksichtigt wird.

3.2.3.2 Weltweiter Endenergiebedarf

Der World Energy Outlook (WEO) [5] der Internationalen Energieagentur geht nach einem Top-down-Ansatz vor und beschreibt mögliche Entwicklungen der globalen Energienachfrage nach verschiedenen Szenarien. Dabei berücksichtigen die Autoren neben den erwähnten demographischen und ökonomischen Indikatoren auch politische Rahmenbedingungen und Entwicklungen. Das „New Policies“-Szenario ist das zentrale Szenario des WEO. Es berücksichtigt neben den bereits in Kraft gesetzten Richtlinien und Maßnahmen der einzelnen Staaten auch veröffentlichte Ziele und Strategien, wie beispielsweise die national festgelegten Beiträge der Vertragsstaaten des Pariser Klimaabkommens von 2015 [5, S. 37]. Im Folgenden sollen Ergebnisse dieses Szenarios als Datengrundlage für eine Abschätzung des zukünftigen Wasserstoffbedarfs dienen. Die Internationale Energieagentur geht von einem signifikanten Anstieg des weltweiten Energiebedarfs bis 2040 aus [5, S. 644-725]. Besonders in den Schwellen- und Entwicklungsländern wird der Energiebedarf stark ansteigen. Abbildung 3.6 zeigt die Prognose des WEO für den weltweiten Endenergiebedarf bis 2040.

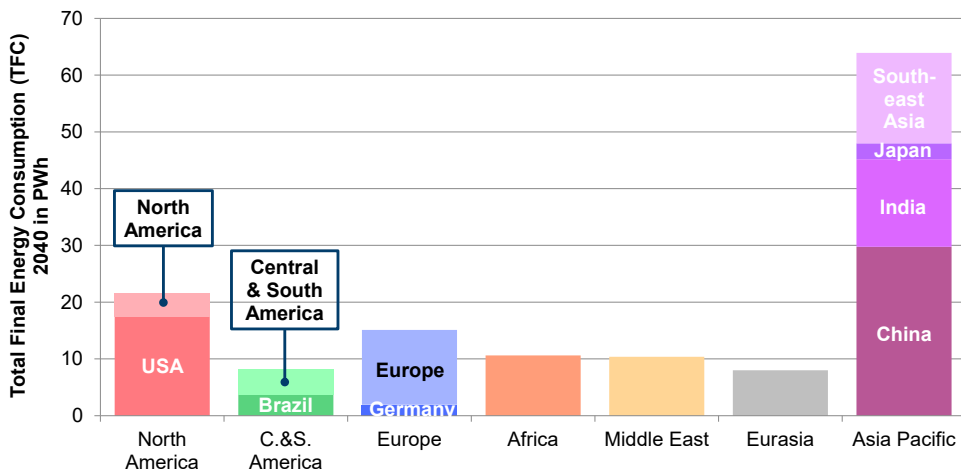


Abbildung 3.6: Voraussichtlicher weltweiter Endenergiebedarf der Weltregionen nach dem „New Policies“-Szenario der Internationalen Energieagentur, eigene Darstellung nach IEA [5, S. 648, 716]

Im Rahmen ihrer Prognose teilt die IEA die Erde in sieben Weltregionen und jeweils aggregiertem Energiebedarf auf. Für diese Regionen werden die Entwicklungen des Primärenergieverbrauchs, der Stromerzeugung und des Endenergiebedarfs angegeben. Für eine Abschätzung des künftigen Wasserstoffbedarfs ist insbesondere eine Betrachtung der Endenergieentwicklung sinnvoll, da es sich bei Wasserstoff tendenziell ebenfalls um einen

Endenergieträger handelt. Da eine Prognose für Deutschland nicht Teil des WEO ist, wird der voraussichtliche Endenergiebedarf für Deutschland den Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung [212, S. 8] entnommen. Auf Basis dieser Daten wird in Kapitel 5.5.1 ein Ansatz zur Bestimmung des voraussichtlichen Weltwasserstoffbedarfs abgeleitet.

3.3 Zusammenfassung

Die in diesem Kapitel vorgestellten technischen und ökonomischen Daten sind Grundlage für die in den Kapiteln 4 und 5 vorgestellten Methodik und der anschließenden Berechnungen zur internationalen H₂-Infrastruktur.

Eine nachhaltige Erzeugung von Wasserstoff als Ausgangspunkt einer weltweiten Wasserstoffinfrastruktur kann auf Basis erneuerbarer Energien in internationalen Vorzugsregionen erfolgen, da die dortige Stromerzeugung mit Wind- und PV-Anlagen einerseits emissionsfrei und andererseits kostengünstig ist. Zur belastbaren Abschätzung des Nutzungspotentials von Wind- und PV-Energie sind hochaufgelöste Analysen zu Landverfügbarkeit und Erzeugung auf Basis von Geo- und Wetterdaten erforderlich. Die Landverfügbarkeit ergibt sich aus der Berücksichtigung von physischen Geländeausprägungen, Siedlungsflächen, Infrastruktur, Geländehöhe und -neigung sowie geschützten Landflächen. Aufgrund hoher erwarteter Volllaststunden an wind- und sonnenreichen Standorten sind die Spezifikationen der WEA und des PV-Moduls entsprechend auszuwählen. Während MERRA-2-Wetterdaten zwar zeitlich hochaufgelöst sind, bieten Wind- und Solaratlanten eine höhere räumliche Auflösung. Die Erfüllung beider Kriterien erfordert also eine Nutzung mehrerer Wetterdatenquellen.

Für die im Kontext der Arbeit angestrebte Bereitstellung von erneuerbarem Wasserstoff ist die Elektrolyse das geeignetste Verfahren. Im Unterschied zu anderen Wasserstoffherstellungsmöglichkeiten ist die Elektrolyse vergleichsweise effizient und im Betrieb vollständig emissionsfrei. Im Anschluss daran erfordert die Umsetzung einer internationalen Wasserstoffinfrastruktur aufgrund der relativ geringen volumetrischen Energiedichte von Wasserstoff bei Standardbedingungen Verfahren, diesen wirtschaftlich zu speichern und über weite Strecken zu transportieren. Dazu wird Wasserstoff entweder komprimiert, verflüssigt oder chemisch an Trägerstoffe gebunden. Sinnvolle Transportoptionen für die großskalige, internationale Bereitstellung sind der Pipeline- und der Schiffstransport. Anders als bei nationalen Bereitstellungsketten lohnt sich ein Lkw-Transport aufgrund vergleichsweise kleiner spezifischer Transportkapazitäten und gleichzeitig großer Wasserstoffbedarfsmengen an dieser Stelle nicht.

Als Grundlage zur Bottom-up-Abschätzung des künftigen deutschen Wasserstoffbedarfs im Verkehrssektor fungieren Kennwerte zu Fahrzeugzahlen, Fahrleistungen und Annahmen zur Flottendurchdringung von Brennstoffzellenfahrzeugen. Aufgrund der voraussichtlich sinkenden Nachfrage nach fossilen Kraftstoffen wird angenommen, dass der Raffineriebedarf für Wasserstoff bis 2050 entsprechend der angenommenen Szenarien sinkt. Dahingegen wird der Wasserstoffbedarf in den beiden verbleibenden Industriebereichen der Ammoniak- und Methanolherstellung als relativ konstant angenommen. Mit Hilfe eines Top-down-Ansatzes kann anhand von energiewirtschaftlichen und ökonomischen Kenngrößen auf den künftigen Energiebedarf von weltweiten Regionen bzw. Nationen geschlossen werden. Prognosen liefert hierzu der World Energy Outlook.

4 Bestimmung des Wind- und Solarenergiepotentials

In diesem Kapitel erfolgt eine Beschreibung des methodischen Vorgehens zur Bestimmung des weltweiten Wind- und Solarenergiepotentials. Ziel der Methodik ist die Bestimmung des räumlich und zeitlich aufgelösten Wind- und Solarenergieertrags internationaler Vorzugsregionen zur exklusiven Bereitstellung von emissionsfreiem Wasserstoff. Auf Basis der in Kapitel 2.3.1 ausgewerteten Literatur stellt dieses Kapitel den folgenden 4-stufigen Prozess zur Potentialbestimmung vor.

1. Bestimmung der Landflächenverfügbarkeit und Platzierung der Erzeugungsanlagen
2. Simulation der Stromerzeugung und Volllaststunden
3. Szenariendefinition, Clusterbildung und Vernetzung
4. Kostenoptimale Abregelung, Ermittlung von Stromgestehungskosten und Kostenkurven

Aufgrund der überregionalen Anwendbarkeit des in Kapitel 2.3.1 diskutierten Ansatzes von Ryberg (2019) [20] erfolgen die Schritte 1, 2 und 4 in Anlehnung an die dort entwickelte Methodik. Im Unterschied zu Caglayan et al. [43] wird auf die standortindividuelle Auswahl eines kostenoptimalen WEA-Typs verzichtet. Des Weiteren ist das Vorgehen zur Clusterbildung und zur kostenoptimalen Leistungsabregelung im Rahmen der Masterarbeit von Krämer [91] erarbeitet worden. Zunächst erläutert Abschnitt 4.1 das Verfahren zur Ermittlung der für Windenergie und (Freiflächen-)Photovoltaik grundsätzlich zur Verfügung stehenden Landfläche und die geografische Platzierung von virtuellen Erzeugungsanlagen. Abschnitt 4.2 beschreibt die Simulation der Stromerzeugung und daraus ableitbaren Volllaststunden auf Basis dieser Erzeugungsstandorte und der in Kapitel 3.2.1 vorgestellten Wetterdaten. Eine Zuordnung der potentiellen Erzeugungsstandorte zu Wind- bzw. Solarparks mit Hilfe von Clusteralgorithmen ist Gegenstand von Abschnitt 4.3, während Abschnitt 4.4 die Berechnung von Stromgestehungskosten anhand verschiedener Ausbaugrade darlegt. Abschnitt 4.5 fasst das methodische Vorgehen zusammen. Aus Gründen der Verständlichkeit und Illustration des methodischen Vorgehens werden in diesem Kapitel beispielhafte Berechnungsergebnisse für Patagonien und den Oman dargestellt. Die eigentliche Ergebnisdarstellung erfolgt in den Kapiteln 6 und 7. Teile dieses Kapitels wurden bereits in Heuser et al. (2019) [82], Heuser et al. (2020) [83] und Robinius et al. (2019) [84] veröffentlicht.

4.1 Landflächenverfügbarkeit und Platzierung

Mit Hilfe des Modells GLAES (Geospatial Land Availability for Energy Systems) [20; 39; 41] werden die für Windenergieanlagen bzw. (Freiflächen-)Photovoltaik geeigneten Landflächen innerhalb eines Landes bestimmt. Im Rahmen eines Kriterienkatalogs werden Gebietskategorien festgelegt, die für die Installation von WEA und PV-Anlagen nicht geeignet sind. Darüber hinaus wird jeder ausgeschlossenen Fläche ein Sicherheitsabstand zugewiesen, der sich aus Überlegungen zu visuellen, akustischen oder physischen Auswirkungen von WEA und PV-Anlagen auf Menschen und Natur ergibt.

4 Bestimmung des Wind- und Solarenergiepotentials

In Anlehnung an die Analyse von Ryberg et al. [39] werden für die Ermittlung der Landverfügbarkeit vier Hauptkategorien von Kriterien vorgesehen:

1. Physische Geländeausprägungen
2. Siedlungsflächen und Infrastruktur
3. Geschützte Landflächen
4. Geländehöhe und -neigung

Des Weiteren sind Abstandsregelungen bei der Platzierung von Windenergie- und PV-Anlagen bezüglich der Ausschlussflächen zu beachten. Hierzu geben Ryberg et al. [39] typische Wertebereiche auf Basis von Literaturrecherchen an. Diese wurden für WEA und PV-Module ausgewertet und sind in Tabelle 3.1 dargestellt. Dabei repräsentieren die gewählten Abstandswerte typische Mittelwerte aus den angegebenen Literaturquellen.

Die Grundlage zur Bestimmung der Landverfügbarkeit bilden die in Abschnitt 3.2.1 erwähnten Vektor- und Rasterdaten und die darin enthaltenen Geoinformationen. Zunächst wird mit Hilfe der räumlichen Grenzen eines Landes oder einer Region die Ausdehnung der zu untersuchenden Landfläche festgelegt. Außerdem sind dazu ein für die Region passendes metrisches Koordinatensystem und die gewünschte räumliche Auflösung zu wählen. Die räumliche Auflösung wird hier mit 300 m x 300 m festgelegt. Das von Ryberg [20; 39] entwickelte Modell erstellt nun eine räumliche zweidimensionale Matrix. Eine räumliche Überlagerung mit den in Abschnitt 3.2.1 eingeführten Geodaten ermöglicht nun die Zuweisung binärer Variablen zu den Elementen der Matrix. Wird ein solches Element etwa von einem Naturschutzgebiet der entsprechenden Datenquelle überlagert oder liegt es innerhalb des Mindestabstands zu diesem Schutzgebiet, so wird ein binärer Wert für Nichtverfügbarkeit zugewiesen. Der Ausschluss von Gewässern (blau eingefärbte Flächen) ist in Abbildung 4.1 exemplarisch dargestellt.

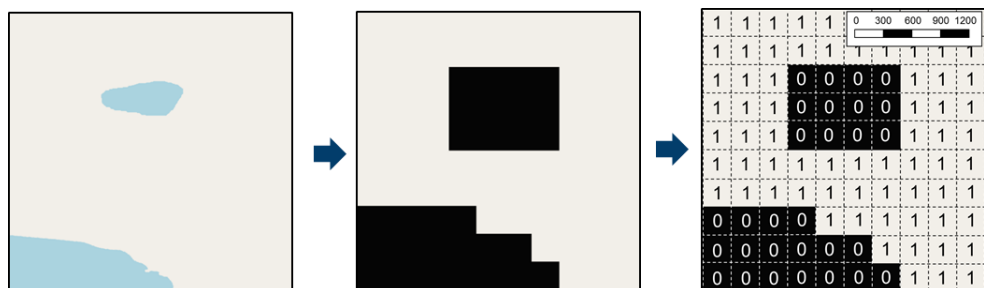


Abbildung 4.1: Beispielhafte Erstellung der Landverfügbarkeitsmatrix, nach Krämer [91]

Nacheinander werden so alle vier Hauptkategorien der Geländekriterien abgearbeitet. Die verbleibenden Matrixelemente weisen schlussendlich die verfügbare Landfläche aus. Beispielhaft ist das Verfahren in Abbildung 4.2 dargestellt. Die schwarz markierten Flächen weisen dabei Nichtverfügbarkeit aus.

Auf Basis der verbleibenden Landfläche lassen sich nun mit Hilfe des GLAES-Modells konkrete Standorte für WEA und PV-Anlagen festlegen. WEA werden innerhalb der erstellten Verfügbarkeitsmatrix mit dem in Abschnitt 3.2.1 festgelegten Mindestabstand positioniert. Dazu ist ein Mindestabstand der einzelnen Anlagen zueinander einzuhalten, der sich als Kompromiss zwischen turbulenzinduzierten Abschattungseffekten und regionaler Potentialausschöpfung bzw. möglichst hoher Kompaktheit der Windparks ergibt.

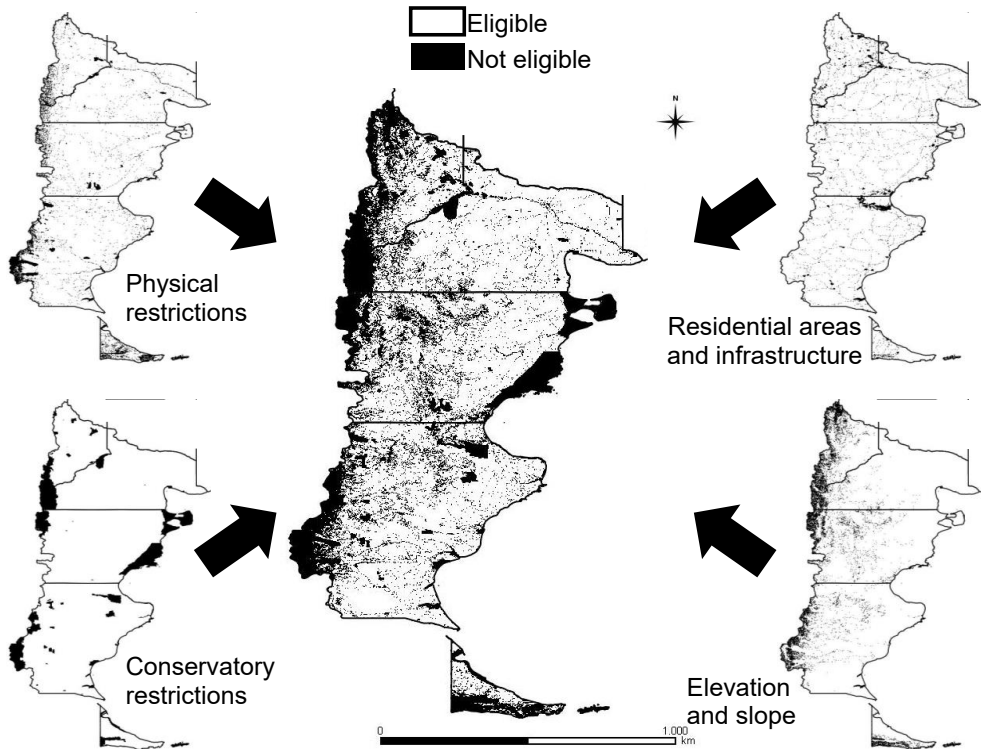


Abbildung 4.2: Illustration des Vorgehens zur Bestimmung der Landverfügbarkeit für Windenergie am Beispiel des argentinischen Teils von Patagonien, eigene Darstellung in Anlehnung an Ryberg [20; 39] und Krämer [91]

Zur Standortwahl von PV sieht Ryberg [20] zwar zunächst punktuelle Standorte vor, diese werden allerdings in einem nächsten Schritt zu Voronoi-Polygonen gleichmäßig in alle Richtungen ausgedehnt, bis sie schlussendlich die verfügbare Fläche ausfüllen. Daher beeinflusst die Abstandswahl der punktuellen Polygonzentren lediglich die jeweilige Flächengröße der einzelnen Polygone, aber nicht die gesamte Flächenausnutzung. Aus der Modellanwendung von GLAES ergibt sich eine Standortverteilung für WEA und eine Polygonverteilung mit zugehöriger Flächenausdehnung für PV. Die einzelnen Standorte für beide Technologien sind eindeutig über ihre räumlichen Koordinaten bestimmt.

Abbildung 4.3 zeigt die Platzierung von WEA und PV anhand einer beispielhaften Landverfügbarkeit. Zu Illustrationszwecken wird an dieser Stelle kein Unterschied zwischen den Landverfügbarkeitskriterien für beide Erzeugungstechnologien gemacht. Oben rechts in der Grafik werden lediglich punktuelle Standorte für WEA innerhalb der verfügbaren Landfläche mit entsprechendem Mindestabstand gewählt, während unten rechts neben der Standortwahl für PV auch die Voronoi-Flächen um jeden punktuellen Standort dargestellt sind, wobei die graue Schattierung ein Indikator für die Flächengröße ist.

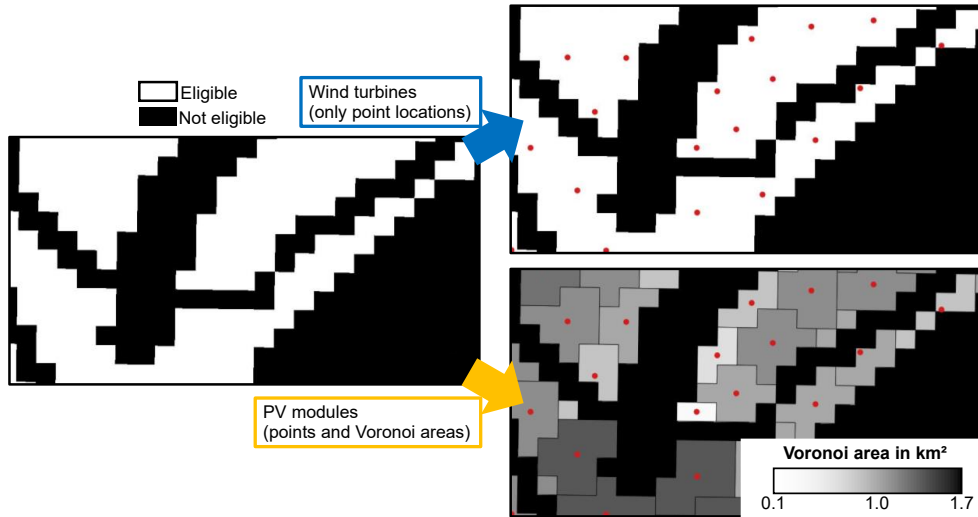


Abbildung 4.3: Exemplarische Platzierung von WEA und PV anhand vorgegebener Landverfügbarkeit (nicht repräsentative Verteilung)

4.2 Berechnung der Volllaststunden

Nach der Positionierung der Energieanlagen, die im vorigen Abschnitt erläutert wurde, erfolgt im nächsten Schritt die Simulation der Wind- bzw. Solarenergienutzung an den ermittelten Standorten. Ryberg [20] entwickelt dazu das Simulationsmodell RES, mit dessen Hilfe aus Wetterdaten und vorgegebenen Technologieparametern Volllaststunden für jede Anlage errechnet werden können. Grundlage sind die in Abschnitt 3.2.1 vorgestellten Parameter für WEA und PV, sowie die Wetterdaten aus MERRA-2 [107; 154; 156], dem Global Wind Atlas [158; 159; 160] und dem Global Solar Atlas [115].

4.2.1 Simulation von Windenergieanlagen (WEA)

Der Wetterdatensatz von MERRA-2 liefert zunächst Windgeschwindigkeiten auf 50 m Höhe sowie Luftdruck und Temperatur an der Erdoberfläche. Die Windgeschwindigkeit teilt sich in eine nordwärts und eine ostwärts gerichtete Komponente auf. Aufgrund der bereits in Abschnitt 3.2.1 diskutierten, vergleichsweise geringen räumlichen Auflösung der MERRA-2-Daten, sieht Ryberg [20; 91] eine Normierung der Daten mit Hilfe des Global Wind Atlas vor. Ziel ist die Verbindung der hohen räumlichen Auflösung des GWA (1 km x 1 km) und der hohen zeitlichen Auflösung von MERRA-2 (1 h). Dazu wird ein langfristiger Mittelwert (long-run average, LRA) der MERRA-2-Windgeschwindigkeiten über den betrachteten Zeitraum von 1980 bis 2016 in jedem räumlichen Rasterfeld (0,5° x 0,625°, Breite x Länge) gebildet und mit den in diesem Feld liegenden GWA-Quadranten ins Verhältnis gesetzt. Für ein exemplarisches MERRA-2-Feld von 55 km x 60 km (etwa 30. Breitengrad) stellt Abbildung 4.4 die unterschiedlichen räumlichen Auflösungen der Datensätze dar.

4.2.2 Simulation von (Freiflächen-)Photovoltaik (PV)

Die zur Simulation von PV erforderlichen Wetterdaten umfassen die globale horizontale Einstrahlung (GHI), nordwärts und ostwärts gerichtete Windgeschwindigkeitskomponenten, Luftdruck und Temperatur aus dem MERRA-2-Datensatz. Das im vorigen Unterabschnitt beschriebene Prinzip der Normierung von Wetterdaten wird bei der PV-Simulation analog auf die Horizontalstrahlung angewandt (siehe Gleichung (4.2)). An dieser Stelle werden die räumlich höher aufgelösten Einstrahlungsmittelwerte des Global Solar Atlas (GSA) verwendet.

$$GHI_{Simulation,xy}(t) = GHI_{MERRA}(t) \cdot \frac{GHI_{GSA,xy}}{GHI_{MERRA,LRA}} \quad (4.2)$$

Da im Rahmen dieser Arbeit nur von nicht-nachgeführten PV-Modulen mit starrem Neigungswinkel ausgegangen wird, ist keine Anpassung des Azimuts vorgesehen. Stattdessen wird der für den jeweiligen Breitengrad des Standortes optimale Neigungswinkel (tilt) des GSA verwendet. In Rybergs Modell wird nun die auf die Moduloberfläche auftreffende Strahlung als Anteil der GHI berechnet. Unter Einbeziehung der aus Umgebungstemperatur und Einstrahlung berechneten Zelltemperatur und einer empirisch bestimmten Verlustrate von 18 % (Leitungswiderstände, Verschmutzung u. a.) kann nun die Gleichstromerzeugung des Moduls berechnet werden. Die Ermittlung von Komponenten direkter und indirekter Einstrahlung anhand verschiedener Modellansätze und die Validierung des Modellansatzes anhand des GSA wird von Ryberg ausführlich diskutiert [20, S. 102-106].

Analog zur Windenergieerzeugung resultieren für jede zusammenhängende Modulfläche (Voronoi-Polygon) stündlich aufgelöste Zeitreihen. Dabei richtet sich die Erzeugung nach der jeweiligen Fläche der Polygone, da die Modulleistung flächenabhängig ist (siehe Abschnitt 3.2.1). Anders als bei WEA, deren Nennleistung an jedem Standort identisch ist, bestimmt bei PV die dem jeweiligen Standort zugewiesene Fläche die entsprechende Nennleistung. Unter der Annahme eines leistungsbezogenen Flächenbedarfs von 20 m²/kW lassen sich so durchschnittliche Volllaststunden für jeden Standort ableiten. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden im Folgenden die PV-Standorte durch ihre punktuellen Zentren ohne die umliegenden Voronoi-Flächen dargestellt.

4.3 Clusterbildung und Vernetzung

Dieses Kapitel beschreibt die methodische Vorgehensweise zur räumlichen Gruppierung von WEA und PV mit Hilfe von Clusteralgorithmen. Im Anschluss an die Ermittlung der für Wind- und PV-Energie nutzbaren Landfläche, der Anlagenpositionierung bzw. Kapazitätsermittlung im Fall von PV ist eine räumliche Zusammenfassung der einzelnen Standorte zur Nutzung der Energie in einem Infrastrukturmodell erforderlich. Diese Gruppierung soll eine realitätsnahe Einteilung von WEA und PV zu Wind- bzw. Solarpark repräsentieren. [91]

Im Hinblick auf das in Kapitel 1.2 formulierte Ziel der Angebots- und Kostenkurvenermittlung ist vorab eine Definition von Ausbauszenarien nach Standortgüte erforderlich. Vor der Einteilung in Parks werden die Anlagenstandorte entsprechend ihrer durchschnittlichen Volllaststunden diesen Szenarien zugeordnet. Für WEA im ersten Szenario wird das niedrigste Gütekriterium so angesetzt, dass diese mindestens 2.000 Volllaststunden aufweisen müssen. Mit jedem weiteren Szenario steigt die Anzahl der minimalen Volllaststunden um 500, bis keine

WEA dieses Kriterium mehr erfüllt. Für PV wird grundsätzlich nach dem gleichen Prinzip vorgegangen, allerdings lässt sich weder eine allgemein gültige Volllaststundenuntergrenze noch ein Volllaststundenintervall festlegen. Diese werden je nach Region individuell bestimmt und in Abschnitt 6.1 vorgestellt. Abbildung 4.5 zeigt beispielhaft die Volllaststundenszenarien für Windkraft in Patagonien. Dabei ist das gesamte WEA-Potential (total) ganz links dargestellt, das mit steigender minimaler Volllaststundenzahl nach rechts abnimmt, bis nur noch wenige Turbinen das Kriterium von mindestens 5.500 Volllaststunden erfüllen. Das Farbschema von Blau zu Rot ist dabei ein Indikator für die Güte der Standorte.

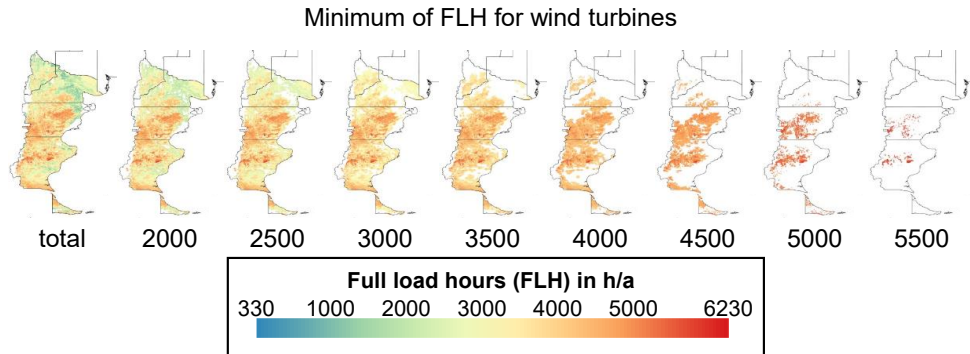


Abbildung 4.5: Exemplarische Darstellung der Volllaststundenszenarien für Patagonien

Wie bereits in Abschnitt 2.3.1 bzw. Anhang A erläutert, stellt die Clusteranalyse ein Verfahren zur Identifizierung und Untersuchung von Datenelementen mit ähnlichen Eigenschaften dar [46, S. 362]. Im konkreten Fall von Energieanlagen mit räumlichem Bezug bietet sich die Verwendung und Kombination der partitionierenden Algorithmen k-Means [44; 49] und DBSCAN [44; 47; 48] an. Beide Verfahren sind Gegenstand der literaturbasierten Auswertung in Abschnitt 2.3.1 und von Anhang A. Ziel der Clusterbildung ist eine räumlich möglichst kompakte Zuordnung von WEA und PV-Modulen zu Parks. Die maximale Wind- bzw. Solarparkkapazität wird im Rahmen dieser Arbeit zu 900 MW gesetzt (vgl. Abschnitt 3.2.1). Dementsprechend liegt die maximale Anzahl von WEA mit Anlagenleistungen von 5 MW bei 180; für PV ergibt sich bei einem spezifischen Flächenbedarf von 20 m²/kW eine maximale Fläche von 18 km² pro Park. Dabei sollen einzelne, räumlich weiter entfernte Anlagen möglichst ausgeschlossen werden, um erhöhte Anschluss- und Vernetzungskosten zu vermeiden [146].

Zunächst werden sämtliche potentielle Standorte für WEA und PV mit Hilfe des DBSCAN-Algorithmus in Cluster eingeteilt, wobei weit entfernte Einzelobjekte als Rauschen identifiziert und im Rahmen der Clusterbildung nicht weiter berücksichtigt werden (vgl. Anhang A). Das Abstandskriterium zum Erkennen des Rauschens wird so gewählt, dass maximal 5 % der potentiell installierbaren Gesamtkapazität ausgeschlossen wird. Da beim DBSCAN-Verfahren nur minimale und keine maximalen Clustergrößen vorgegeben werden, können Cluster entstehen, deren Kapazität den gewählten Grenzwert von 900 MW bei weitem übersteigt. So wird dementsprechend auch die Anzahl der DBSCAN-Cluster während des Verfahrens endogen bestimmt. In einem zweiten Schritt werden nun die vorgruppierten DBSCAN-Cluster mit Hilfe des k-Means-Algorithmus in kleine Cluster bzw. Parks von maximal 900 MW eingeteilt. Der

Vorteil des k-Means-Verfahrens ist die Vorgabemöglichkeit der Clusteranzahl. So können beliebig große DBSCAN-Cluster in gleich große Parks gegliedert werden. Da im Zuge des k-Means-Algorithmus allerdings alle gegebenen Punkte einem Cluster zugeordnet werden, bedarf er der Vorauswahl durch Entfernen des Rauschens im DBSCAN-Verfahren.

Abbildung 4.6 illustriert die geschilderte Vorgehensweise am Beispiel der WEA-Clusterbildung. Im linken Bild sind potentielle WEA-Standorte mit mindestens 4.000 Volllaststunden (full-load hours, FLH) dargestellt. Die mittlere Grafik zeigt die DBSCAN-Cluster nach Ausschluss der einzelnen verteilten Turbinen (Rauschen). Diese im Vergleich zum linken Bild reduzierte und durch den k-Means-Algorithmus nochmals eingeteilte Menge an Standorten wird im rechten Bild gezeigt. Einzelne Windparks sind hier durch verschiedene Farben gekennzeichnet.

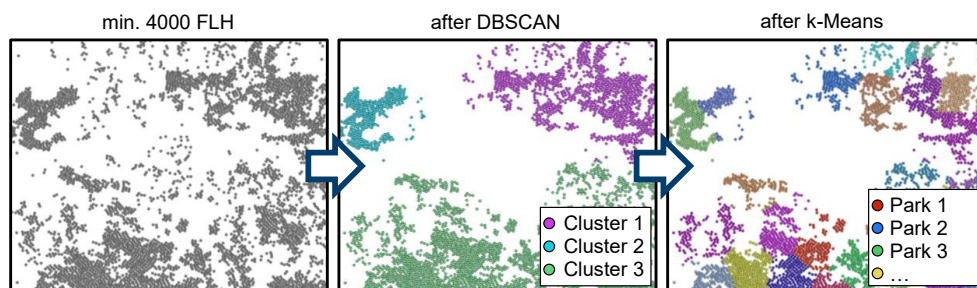


Abbildung 4.6: Prinzipdarstellung der aufeinander folgenden Verfahrensschritte im Zuge der Clusterbildung am Beispiel von WEA in Patagonien

Da der k-Means-Algorithmus ein Zentroid-orientiertes Clusterverfahren ist, ergeben sich neben der eindeutigen Zuordnung der Datenpunkte auch die räumlichen Schwerpunktzentren der k-Means-Cluster. Im Zuge einer Wasserstoffinfrastruktur bieten diese Wind- bzw. PV-Parkzentren eine sinnvolle Möglichkeit, die Stromerzeugung zu bündeln und daraus vor Ort Wasserstoff zu erzeugen. Voraussetzung dafür ist allerdings eine elektrische Vernetzung der einzelnen WEA bzw. PV-Module innerhalb eines Parks. Dieses interne Stromnetz, das die Stromerzeugungsanlagen mit dem Zentrum verbindet, wird im Folgenden als Microgrid bezeichnet. Zu Ermittlung des Microgrids wird ein Cluster aus Erzeugungsanlagen und die Verbindungen zwischen diesen Standorten als Graph mit Knoten und Kanten verstanden. Unter der Annahme konstanter, längenspezifischer Leitungskosten, ist dieser Graph so zu wählen, dass alle Knoten (Standorte) miteinander verbunden sind und die gesamte Kantenlänge gleichzeitig möglichst gering ist. Diese Anforderungen erfüllt ein minimaler Spannbaum (Minimum Spanning Tree, MST) [21; 91]. Nach der Ermittlung aller k-Means-Cluster und der zugehörigen Zentren werden die vollständige Distanzmatrix innerhalb eines Parks und so ein Microgrid mit minimaler Leitungslänge bestimmt. Im Rahmen dieser Analyse werden konstante Kosten für das Leitungsnetz von 450.000 EUR/km für Stromleitungen auf Hochspannungsebene angenommen (vgl. Abschnitt 3.2.1). Die Gesamtkosten für das jeweilige Microgrid werden im weiteren Verlauf für die Ermittlung der Stromgestehungskosten berücksichtigt. Die Vernetzung eines Parks mit Hilfe eines minimalen Spannbaums ist in Abbildung 4.7 dargestellt. Die Zugehörigkeit der Erzeugungsanlagen zu Clustern ist anhand der unterschiedlichen Farben erkennbar. Clusterzentren sind in der Abbildung schwarz markiert.

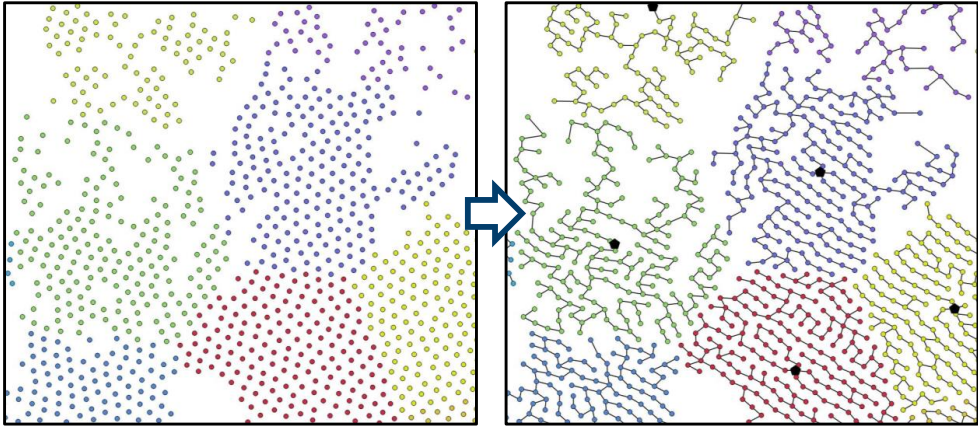


Abbildung 4.7: Prinzip der Vernetzung von WEA und PV-Modulen mit Hilfe eines minimalen Spannbaums

4.4 Ermittlung von Angebots- und Kostenkurven

Wie bereits im vorigen Abschnitt angedeutet, ist eine exklusive Nutzung des durch Windenergie bzw. Photovoltaik erzeugten Stroms für die Wasserstofferzeugung vorgesehen. Voraussetzung für eine detaillierte Kostenanalyse der Wasserstoffbereitstellung sind Kostenkurven der Stromerzeugung, deren Bestimmung Gegenstand des folgenden Abschnittes ist.

Rybergs RES-Modell [39] lässt neben den Volllaststunden einer einzelnen Anlage auch die Bestimmung einer stündlich aufgelösten, kumulierten Erzeugungszeitreihe für eine ganze Region bzw. ein Land zu. Diese Zeitreihen werden szenariospezifisch, also für jeden Ausbaugrad nach minimalen Volllaststunden bestimmt. Soll nun der potentiell erzeugbare Strom einer Region in Gänze genutzt werden, so müsste die installierte Elektrolysekapazität der Kapazität aller WEA bzw. PV-Module entsprechen. Aufgrund der Volatilität der Stromerzeugung entsprechen die Volllaststunden der Elektrolyse denen der Stromerzeugung und die Elektrolyse würde meist im Teillastbetrieb arbeiten. Gleichzeitig wären die Investitionskosten vor dem Hintergrund der geringen Auslastung vergleichsweise hoch. Daher ist eine Auslegung der Elektrolysekapazität auf eine vollständige Nutzung des Stroms wirtschaftlich nicht sinnvoll. Würde man einen gewissen Bereich der Stromerzeugungsleistung abregeln (Curtailment), so stiegen zwar die Stromgestehungskosten, die Installationskosten der Elektrolyse würde aber dementsprechend sinken. Es kann also davon ausgegangen werden, dass sich in Abhängigkeit der Volatilität der Stromerzeugungszeitreihe ein in Bezug auf die Wasserstofferzeugung kostenoptimaler Ausbaugrad der Elektrolyse finden lässt. Dazu wäre die kostenoptimale abgeregelte Leistung zu ermitteln, bei der sich die Volllaststunden der Elektrolyse auf ein optimales Niveau steigern ließen. Abbildung 4.8 zeigt die exemplarische stündlich aufgelöste Leistungszeitreihe eines Windparks mit 900 MW installierter Leistung im Ausbauszenario mit mindestens 3.000 Volllaststunden in Patagonien. In diesem Szenario werden 30 % der Leistung abgeregelt, was zu einem Energieverlust von etwa 6 % (blaue Fläche) führt.

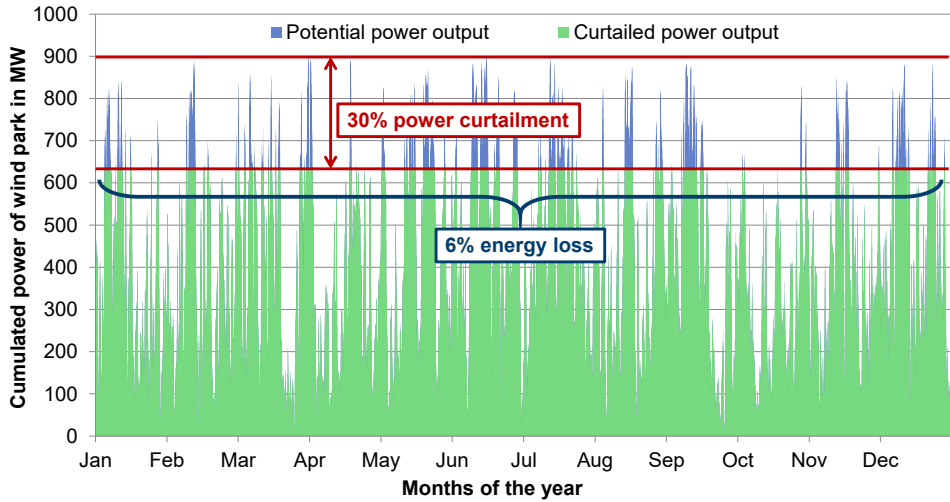


Abbildung 4.8: Stündlich aufgelöste Leistungsganglinie eines exemplarischen Windparks in Patagonien mit einer Abregelung von 30 % (bez. auf die installierte Leistung) und einem Energieverlust von 6 %

Die Gesamtkosten für einen Wind- bzw. PV-Park ergeben sich aus den Investitionskosten der Anlagen zuzüglich Microgrid und der Betriebs- und Instandhaltungskosten. Bezugnehmend auf Abschnitt 3.2.1 ergeben sich die Investitionskosten in Abhängigkeit der installierten Leistung und der Microgridlänge. Die installierte Leistung sei im Folgenden Cap_{RES} , die Länge des Leitungsnetzes sei L_{grid} . Aus den spezifischen Investitionskosten $Invest_{RES}$ für WEA (1.000 EUR/kW) bzw. PV (500 EUR/kW_p) und $Invest_{grid}$ (450.000 EUR/km) für das Microgrid berechnen sich die jährlichen Investitionsausgaben $CAPEX_{RES}$ und fixen Betriebsausgaben wie folgt:

$$CAPEX_{RES} = Invest_{RES} \cdot Cap_{RES} \cdot ANN_{RES} + Invest_{grid} \cdot L_{grid} \cdot ANN_{grid} \quad (4.3)$$

$$fixOPEX_{RES} = Invest_{RES} \cdot Cap_{RES} \cdot OM_{RES} + Invest_{grid} \cdot L_{grid} \cdot OM_{grid} \quad (4.4)$$

Für die Stromerzeugung fallen keine variablen Betriebskosten an. Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity, $LCOE$) lassen sich als auf die erzeugte Strommenge W_{el} bezogenen $TOTEX$ ausdrücken:

$$LCOE_{RES} = \frac{TOTEX_{RES}}{W_{el}} \quad (4.5)$$

Analog dazu können die Investitionsausgaben sowie die fixen Betriebskosten für die Elektrolyse berechnet werden:

$$CAPEX_{PEM} = Invest_{PEM} \cdot Cap_{PEM} \cdot ANN_{PEM} \quad (4.6)$$

$$fixOPEX_{PEM} = Invest_{PEM} \cdot Cap_{PEM} \cdot OM_{PEM} \quad (4.7)$$

Die variablen Betriebskosten zur Wasserstoffproduktion ergeben sich aus dem Strombezug der Elektrolyse $W_{el,PEM}$, den Stromgestehungskosten $LCOE_{RES}$ sowie der benötigten Wassermenge m_{H_2O} und den angenommenen Wasserkosten k_{H_2O} [21]:

$$varOPEX_{PEM} = W_{el,PEM} \cdot LCOE_{RES} + m_{H_2O} \cdot k_{H_2O} \quad (4.8)$$

Aus der Summe von $CAPEX$, $fixOPEX$ und $varOPEX$ ergeben sich nach Gleichung (3.1) die jährlichen Gesamtkosten. Nach Division durch die erzeugte Menge an Wasserstoff erhält man die spezifischen Wasserstoffgestehungskosten $LCoH_{PEM}$:

$$LCoH_{PEM} = \frac{TOTEX_{PEM}}{m_{H_2,PEM}} \quad (4.9)$$

Anhand der Gleichungen (4.5) und (4.8) wird deutlich, dass bei Abregelung einer gewissen Wind- bzw. PV-Leistung zwar die variablen Betriebskosten $varOPEX_{PEM}$ der Elektrolyse aufgrund der erhöhten Stromkosten $LCOE_{RES}$ steigen, gleichzeitig sinken aber die Investitionsausgaben $CAPEX_{PEM}$ mit kleiner werdender Elektrolysekapazität [91]. Zur Bestimmung der Abregelungsrate und der damit verbundenen kostenoptimalen Ausbaupotentialität der Elektrolyse werden die Wasserstoffgestehungskosten in diskreten Abregelungsschritten von jeweils 5 %-Punkten berechnet. Das sich daraus ergebende lokale Minimum der Kostenkurve für die Wasserstoffgestehung definiert die kostenoptimale Abregelungsrate. Diesen Zusammenhang macht Abbildung 4.9 in einer Gegenüberstellung von LCOE, Wasserstoffgestehungskosten und Energieverlusten über verschiedenen diskreten Abregelungsrate deutlich. In diesem Beispiel wird das Windenergieszenario in Patagonien mit mindestens 3.000 Vollaststunden pro Turbine untersucht. Bei einer Leistungsabregelung von 30 % entsteht ein Energieverlust von etwa 6 % und es ergeben sich minimale Wasserstoffgestehungskosten von 2,61 EUR/kg_{H₂}.

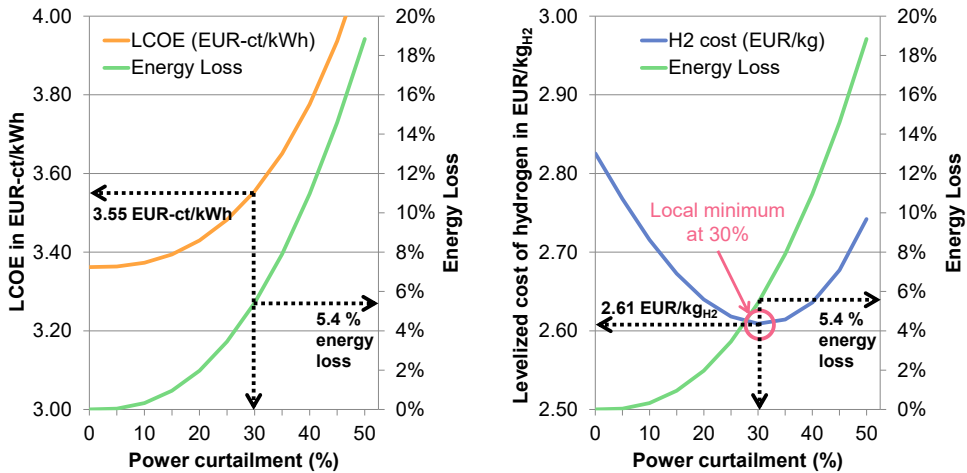


Abbildung 4.9: Exemplarische Bestimmung der kostenoptimalen Abregelungsrate in Bezug auf die Wasserstoffgestehungskosten am Beispiel des Windenergieszenarios mit mindestens 3.000 FLH in Patagonien

Auf Basis der für die Wasserstofferzeugung optimalen Abregelung lassen sich nun Stromgestehungskosten für jedes Szenario nach minimalen Vollaststunden ermitteln. Für Windenergie

4 Bestimmung des Wind- und Solarenergiepotentials

wird die unterste minimale Volllaststundenzahl zu 2.000 gesetzt. Diese Kostenpunkte und das damit verbundene technische Erzeugungspotential dienen als Stützstellen für die Kostenkurven der Stromerzeugung. Dies soll anhand eines grafischen Beispiels der Windenergie in Abbildung 4.10 verdeutlicht werden. In Blau ist das theoretisch verfügbare und das jeweils genutzte Windenergiepotential in Patagonien dargestellt.

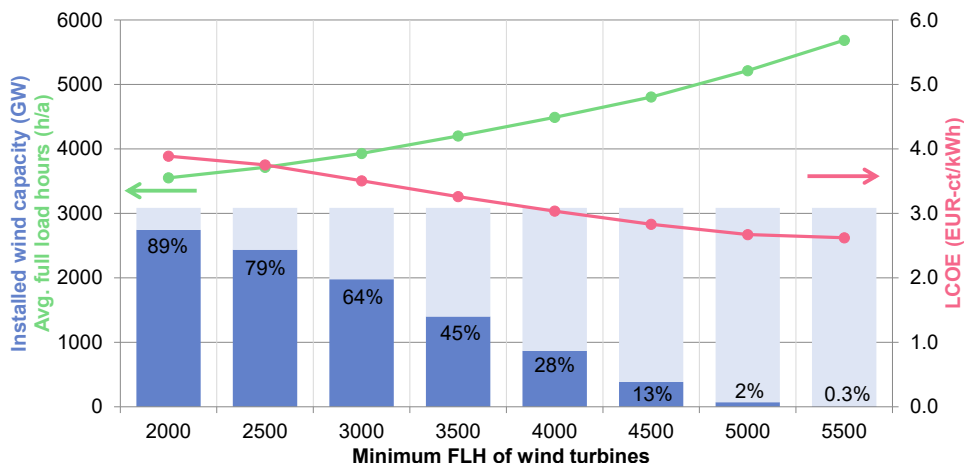


Abbildung 4.10: Windenergieerzeugungspotential und LCOE-Kurve für Patagonien. Die jeweiligen Windenergieausbaugrade der Szenarien sind in Prozent angegeben

Die grüne Kurve gibt dazu die entsprechenden durchschnittlichen Volllaststunden der WEA an. Auf der Sekundärachse sind die Stromgestehungskosten nach kostenoptimaler Abregelung aufgetragen. So ergibt sich die rote Kostenkurve der LCOE in EUR/kWh. Der jeweilige Energieertrag lässt sich aus der installierten Windleistung und den durchschnittlichen Volllaststunden der WEA berechnen.

Analog dazu zeigt Abbildung 4.11 das techno-ökonomische Stromerzeugungspotential mit Photovoltaik im Oman. Die szenariospezifischen Ausbaugrade sind in Gelb dargestellt. Durchschnittliche Volllaststunden und LCOE sind als Kurven in Grün bzw. Rot gehalten. An diesem Beispiel zeigt sich der bereits erwähnte Unterschied der Stützstellendefinition im Vergleich zu windreichen Regionen. Für solare Vorzugsregionen ist die Volllaststundenvarianz deutlich geringer. Daher sind die Intervalle zwischen den Stützstellen minimaler Volllaststunden nicht pauschal festzulegen. Aus Gründen der Rechenzeitbegrenzung werden in allen sonnenreichen Regionen lediglich die besten 5 % aller Standorte berücksichtigt (siehe Abschnitt 6.1). Dies ist in Abbildung 4.11 im Szenario mit mindestens 2.258 Volllaststunden zu erkennen. Dieses Kriterium deckt sich genau mit den ertragreichsten 5 % der möglichen Standorte im Oman. Ausgehend von diesen 5 % der potentiellen Standorte wird die minimale Volllaststundenzahl analog zur Windenergieanalyse in gleichmäßigen Schritten erhöht. Allerdings machen die Ergebnisse der weltweiten Wasserstoffallokation (Abschnitt 7.2) eine Erweiterung um bis zu zwei Szenarien (Top 25 %, Top 50 %) für einige Regionen erforderlich. Daher ergeben sich beispielsweise für den Oman zwei zusätzliche Stützstellen (mindestens 2.204 und mindestens 2.221 Volllaststunden).

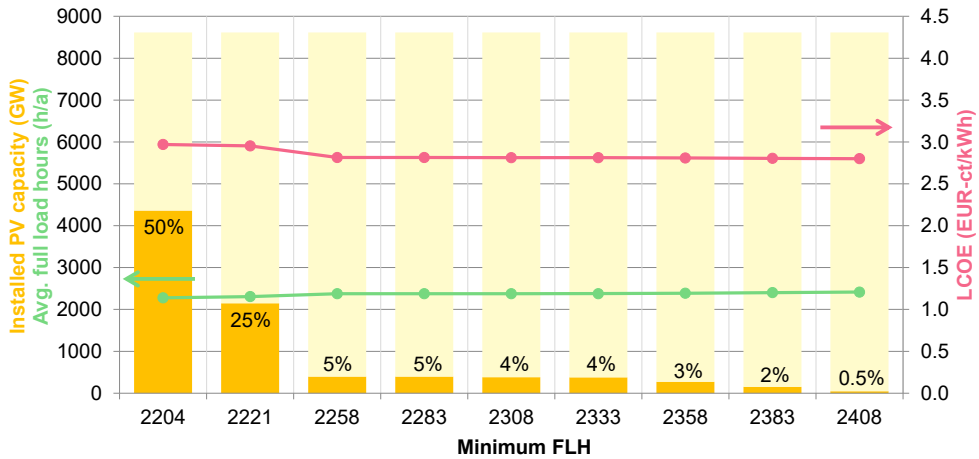


Abbildung 4.11: Solarenergieerzeugungspotential und LCOE-Kostenkurve für Oman. Die jeweiligen Photovoltaikausbaugrade der Szenarien sind in Prozent angegeben

4.5 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wird das methodische Vorgehen zur Bestimmung des weltweiten Wind- und Solarenergiepotentials abgeleitet. Aufbauend auf den Arbeiten von Ryberg [20; 39; 41] und Krämer [91] bietet das Vorgehen einen konsistenten und flexibel anwendbaren Ansatz zur Potentialbestimmung in vier Schritten, die in Abbildung 4.12 als Überblick dargestellt sind.

Zunächst wird mit Hilfe des Modells GLAES [39] die Landverfügbarkeit für Wind- und PV-Energie auf Basis der in Abschnitt 3.2.1 vorgestellten Geodatenätze ermittelt. Dann werden Standorte für WEA und PV-Module mit Hilfe einer Mindestabstandsregelung bestimmt.

Zur Erhöhung der räumlichen Auflösung werden Windgeschwindigkeits- und Solarstrahlungszeitreihen aus den historischen MERRA-2-Wetterdaten mit Hilfe des GWA und GSA normiert, um im Anschluss die Volllaststunden jedes zuvor bestimmten Anlagenstandortes zu berechnen. Dies geschieht mit Hilfe des Modells RES [20].

Auf Basis der so errechneten Standortgüte werden Szenarien anhand verschiedener Ausbaugrade definiert. Durch Cluster-Algorithmen lassen sich WEA und PV-Module zu Wind- bzw. Solarparks zusammenfassen. Diese Parks werden dann über einen minimalen Spannbaum elektrisch vernetzt.

Mit dem Ziel der Wasserstoffkostensenkung erfolgt eine kostenoptimale Abregelung der Erzeugungsleistung anhand von stündlich aufgelösten Erzeugungsprofilen. Dies geschieht über eine diskrete Variation der Abregelungsraten. Mit den so modifizierten Erzeugungszeitreihen werden Erzeugung und Stromgestehungskosten für jeden Ausbaugrad berechnet. Anhand der durch die gewählten Ausbaugrade definierten Stützstellen werden Kostenkurven der Stromerzeugung als Ausgangspunkt der Wasserstoffinfrastruktur ermittelt.

Im Hinblick auf die in Kapitel 1.2 formulierten Forschungsziele schafft der abgeleitete Ansatz die Voraussetzungen zur technischen und ökonomischen Abschätzung des Wind- bzw.

4 Bestimmung des Wind- und Solarenergiepotentials

Solarpotentials beliebiger Regionen und Länder der Welt. Gleichzeitig ist der Anspruch einer hohen zeitlichen und räumlichen Auflösung erfüllt. Die Anwendung dieses Ansatzes und die Potentialergebnisse ausgewählter wind- und sonnenreicher Regionen sind Gegenstand von Kapitel 6.

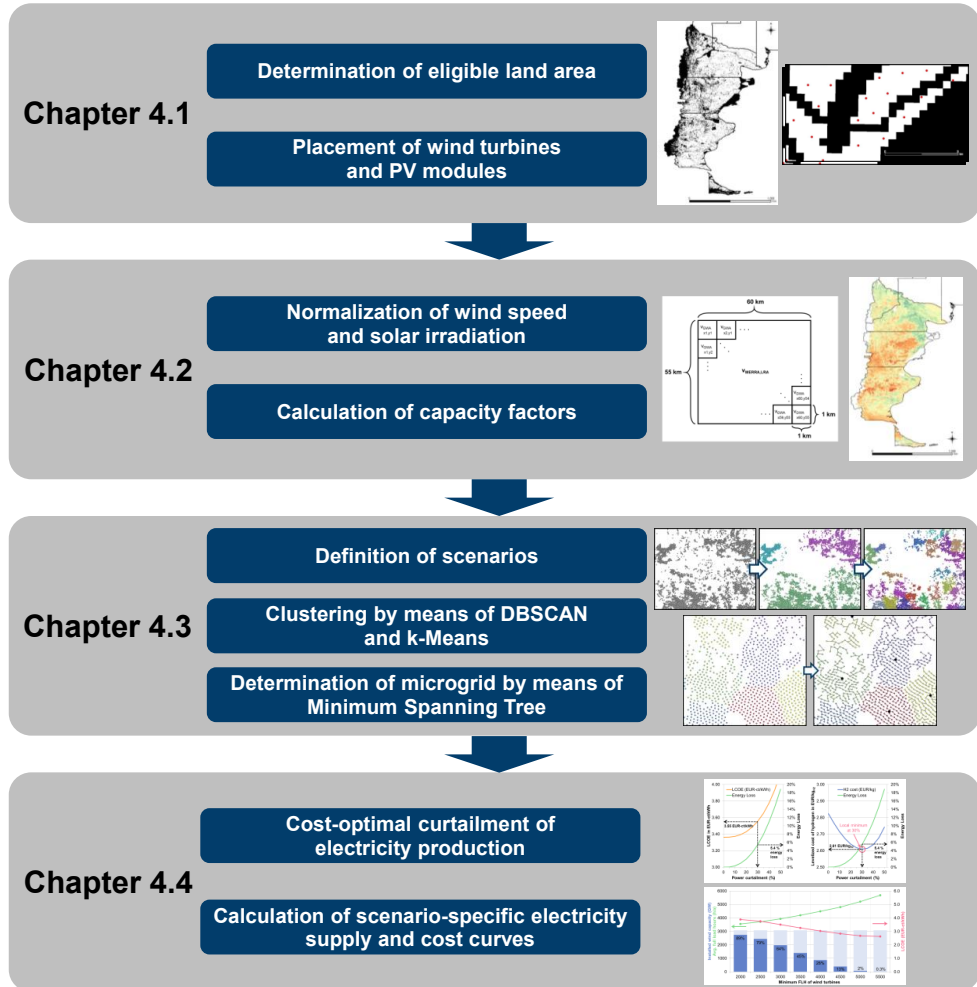


Abbildung 4.12: Überblick des methodischen Vorgehens zur Bestimmung des weltweiten Wind- und Solarenergiepotentials

5 Design der weltweiten Wasserstoffinfrastruktur

Dieses Kapitel stellt die der Wasserstoffinfrastruktur zugrunde liegende Methodik von der Bereitstellungskette der Erzeugungsregionen über den Überseetransport bis zur Deckung des Weltwasserstoffbedarfs mit Hilfe eines kostenoptimalen Allokationsansatzes vor. Teile dieses Kapitels wurden bereits in Heuser et al. (2019) [82], Heuser et al. (2020) [83] und Robinius et al. (2019) [84] veröffentlicht.

In einem ersten Schritt werden in Abschnitt 5.1 die Modellanforderungen zur Beantwortung der in Kapitel 1 definierten Forschungsfragen abgeleitet. Diese Anforderungen basieren einerseits auf den Erkenntnissen der Literaturübersicht in Kapitel 2 (insb. Abschnitte 2.3 - 2.5), andererseits ergeben sie sich aus dem vorangegangenen Kapitel 4 und der damit verbundenen Ergebnisstruktur der räumlich und zeitlich aufgelösten RES-Potentialanalyse. Abschnitt 5.2 gewährt einen Überblick über das gesamte Infrastruktursystem, die gewählten methodischen Ansätze und Anpassungen des Vorgehens über die Zeit der Analyse. Die Modellierung einzelner Komponenten der Bereitstellungskette wird in Abschnitt 5.3 und 5.4 vorgestellt. Die Ansätze zur weltweiten Wasserstoffbedarfsbestimmung und der kostenoptimalen Deckung dieses Bedarfs sind Gegenstand von Abschnitt 5.5. Der darauffolgende Abschnitt 5.6 fasst die methodischen Ansätze dieses Kapitels zusammen und diskutiert sie vor dem Hintergrund der derzeitigen Studienlage.

5.1 Ableitung der Modellanforderungen

Auf Basis der Schlussfolgerungen in Abschnitt 2.6 erfordert die Beantwortung der zweiten Forschungsfrage nach der Bereitstellungsinfrastruktur von erneuerbarem Wasserstoff einen räumlich und zeitlich aufgelösten Modellansatz. Darüber hinaus ist ein modularer Aufbau der Bereitstellungskette zur Berechnung der gewählten Bewertungskriterien Kosten, Primärenergiebedarfe und beim Schiffstransport gegebenenfalls auftretenden THG-Emissionen sinnvoll. Dieser modulare Aufbau erlaubt die Abbildung der einzelnen Kettenelemente der inländischen Infrastruktur in den Erzeugungsregionen sowie den anschließenden Überseetransport und die Allokation des Wasserstoffangebotes.

Die in Abschnitt 2.3.3 diskutierten Ansätze weisen entweder keine oder eine lediglich eingeschränkt anwendbare räumliche Auflösung der inländischen Infrastruktur in der Erzeugungsregion auf. Kamiya et al. [61] verzichten in ihrer Analyse einer Infrastruktur zwischen Australien und Japan auf eine detaillierte Betrachtung des inländischen Transports und vernachlässigen etwaigen Speicherbedarf. Fasihi et al. [34] berücksichtigen zwar Speicher, gehen jedoch nicht auf den inländischen Wasserstofftransport bis zur Küste ein. Unter den analysierten bilateralen Studien ist die Arbeit von Watanabe et al. [35] die einzige, welche den inländischen Pipelinetransport abbildet. Allerdings ist eine konsistente Übertragbarkeit aufgrund fehlender Freiheitsgrade bei der Routenführung und Dimensionierung nicht ohne weiteres möglich. Eine detaillierte räumliche und zeitliche Abbildung erfordert daher die Ableitung eines Ansatzes auf Basis der Analyse regionaler Wasserstoffinfrastrukturen. Wie bereits in Abschnitt 2.3.2 gezeigt, sind diese Studien höher aufgelöst und lassen aufgrund ihres modularen Aufbaus deutlich mehr Freiheitsgrade zu. So sind die Ansätze auf verschiedene Regionen der Welt anwendbar. An dieser Stelle bietet sich vor allem der methodische Ansatz von Reuß [21] an, der in seiner

Arbeit eine abstrakte, inländische Wasserstoffinfrastruktur mit Hilfe einzelner Technologiemodule abbildet und verschiedene Pfade bewertet. Dieses methodische Vorgehen bietet die in Abschnitt 2.1 geforderten Kombinationsmöglichkeiten aufgrund des modularen Aufbaus. Gleichzeitig ermöglicht seine Erweiterung um GIS-Verfahren die räumliche Auflösung der Infrastruktur im Allgemeinen und das Design der Pipeline im Besonderen. Mit Bezug auf den im vorigen Kapitel 4 abgeleiteten Ansatz zur RES-Potentialbestimmung lassen sich auf Basis des Ansatzes von Reuß auch die zeitlich aufgelösten Ergebnisse weiterverarbeiten. Aus diesen Gründen basiert der methodische Ansatz für den inländischen Teil der Wasserstoffinfrastruktur im Rahmen dieser Arbeit auf den Technologiemodulen von Reuß. Diese werden im Falle der Elektrolyse, der Speicherung und der Konditionierung in Teilen übernommen und um eine zeitliche Auflösung erweitert (vgl. Kapitel 5.3). Aus dem Pipelinemodul können lediglich die Fluss- und Kostenberechnung verwendet werden. Die detaillierte Beschreibung der einzelnen Modulansätze ist Gegenstand der Abschnitte 5.2 und 5.3.

Der Überseetransport von Flüssigwasserstoff ist Bestandteil aller bilateraler Studien bis auf Fasihi et al. [34] und die Agora Studie [68], in denen lediglich der Schiffstransport von synthetischen Kraftstoffen aus PtL-Prozessen betrachtet wird. Da der in dieser Arbeit zu betrachtende Überseetransport von Wasserstoff entweder in flüssiger oder chemisch gebundener Form (LOHC) durchgeführt werden soll, sind zwei Tankschiffkonzepte zu betrachten. Ein LOHC-Transport kann grundsätzlich mit marktverfügbaren Tankschiffen durchgeführt werden [11]. Für den Transport von LH_2 ist die großskalige Konzeptstudie von Kamiya et al. [61] von besonderem Interesse. Die zugrundeliegenden Annahmen und Parameter sind Abschnitt 3.2.2 zu entnehmen. Keine der betrachteten Studien liefert allerdings einen vollständigen methodischen Modellierungsansatz, sondern lediglich Beladungskapazitäten und Kostenannahmen für spezifische Wasserstoffmengen und Schifffahrtsrouten. Diese sind aufgrund von Skaleneffekten nicht allgemein und konsistent auf andere Mengen und Distanzen übertragbar. Für die Bewertung des Überseetransports in Bezug auf die entsprechende Forschungsfrage aus Abschnitt 1.2 ist eine Kostenkurve in Abhängigkeit von Transportmenge und Distanz erforderlich. Daher wird in Abschnitt 5.4 ein eigener Modellansatz zum Schiffstransport entwickelt.

Wie in Abschnitt 2.4.2 bereits gezeigt, würde eine bedarfsgerechte, marktähnliche Verteilung von erneuerbarem Wasserstoff auf Basis agentenbasierter Modelle über den Umfang dieser Arbeit hinausgehen. Mit Blick auf das Bewertungskriterium der Kosten lässt sich die Verteilung mit Hilfe von Methoden des Operations Research vereinfacht abbilden. Dazu ist ein von den inländischen Bereitstellungsketten der Erzeugungsländer entkoppelter Ansatz zu wählen, welcher auf Basis der jeweiligen Angebots- und Kostenkurven von Wasserstoff zu einer kosten- bzw. energieeffizienten oder einer emissionsarmen Verteilung führt. Hier bieten sich die in Abschnitt 2.4.2 vorgestellten Ansätze zur optimalen Ressourcenverteilung mit Hilfe quantitativer Methoden an.

5.2 Übergreifende Modellbeschreibung

Die Bereitstellungskette für Wasserstoff innerhalb der erzeugenden Regionen setzt sich aus vier Elementen zusammen, die sowohl energetisch als auch ökonomisch beschrieben werden können:

- Wasserstoffproduktion
- Pipelinetransport
- Konditionierung
- Speicherung

Dazu kommt das vorgelagerte, in Kapitel 4 beschriebene Modul zur RES-Stromproduktion und das Überseetransportmodul für den Export des Wasserstoffs in Bedarfsländer. Die inländische Bereitstellung wird im folgenden Abschnitt 5.3 im Detail erläutert. In Abschnitt 5.4 wird der Überseetransport erarbeitet. Die vollständige Modellübersicht ist in Abbildung 5.1 dargestellt.

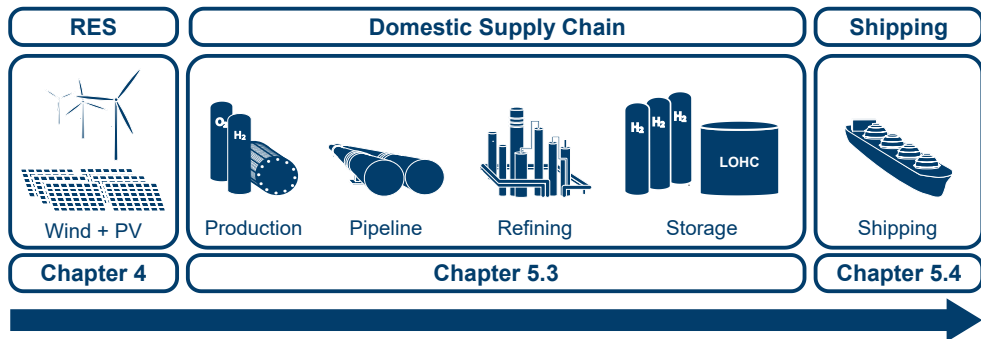


Abbildung 5.1: Übergreifende Darstellung der modellierten Wasserstoffinfrastruktur

Dabei umfasst die so aufgebaute Wasserstoffinfrastruktur alle Schritte von der Energiegewinnung bis zur Anlieferung im Zielhafen. Nach der Stromerzeugung über WEA und PV-Module wird dieser an die Elektrolysestandorte in den per Clusteralgorithmus bestimmten Parkzentren übergeben. Dort wird der Wasserstoff erzeugt und anschließend per Pipeline an die Küste transportiert. An diesem ausgewählten Küstenstandort wird der Wasserstoff entweder verflüssigt oder chemisch an LOHC gebunden, um eine Speicherung und einen folgenden Überseetransport wirtschaftlich sinnvoll zu gestalten. Auf Basis der Angebots- und Kostenkurven der Stromerzeugung (vgl. Abschnitt 4.4) ergeben sich nach Berechnung der modulspezifischen Kostenanteile entsprechende Angebots- und Kostenkurven für die Wasserstoffbereitstellung in den jeweiligen Erzeugungsregionen. Diese Angebots- und Kostenkurven stellen zusammen mit dem räumlich aufgelösten Weltwasserstoffbedarf die Grundlage für eine kostenoptimale Verteilung des Wasserstoffs per Schiffstransport dar. Die Modellierung der einzelnen Infrastrukturelemente wird im folgenden Abschnitt im Detail erläutert, wobei die sich daran anschließende inländische Infrastruktur in den jeweiligen Bedarfsländern nicht mehr Gegenstand der vorliegenden Arbeit ist.

Reuß [21] definiert in seiner Arbeit individuell kombinierbare Technologiemodule, welche erforderliche Investitionskosten, den Energiebedarf und die spezifischen Wasserstoffkosten ausweisen. Dabei werden der durchschnittliche Tagesumsatz an Wasserstoff, die bisherigen

Wasserstoffkosten und die entsprechenden Modulparameter als Eingangsgrößen in jedem Modul verarbeitet und das Ergebnis an das folgende Modul weitergegeben (siehe Abschnitt 2.3.2, Abbildung 2.7). Die in Abschnitt 3.2.2 eingeführten Modulparameter stammen aus einer, in Teilen von Reuß übernommenen, Technologiedatenbank [21; 53]. In dieser Arbeit werden diese Technologiemodule aufgrund des modularen Aufbaus und der Flexibilität in der Anwendung für die inländische Bereitstellungskette verwendet und erforderlichenfalls angepasst. Die Eingangsgrößen der gesamten Bereitstellungskette sind die in Abschnitt 4.3 beschriebenen Anlagenstandorte für Windkraft bzw. PV mit zugehörigen Volllaststunden und Parkzugehörigkeiten sowie die in Abschnitt 4.4 hergeleiteten Angebots- und Kostenkurven der Stromerzeugung. Darüber hinaus wurden die Module von Reuß derart modifiziert, dass Erzeugungszeitreihen für Strom vor bzw. Wasserstoff nach Elektrolyse ebenfalls als Ein- und Ausgangsgrößen verarbeitet werden können. Der stündlich aufgelöste Energiestrom in Form von Strom bzw. Wasserstoff wird an das jeweilige Modul übergeben und nach dem Abzug von energetischem Eigenbedarf und effizienzbedingten Verlusten an das folgende Modul weitergegeben. So wird die Effizienz der Infrastruktur in Bezug auf den Primärenergiebedarf über alle Elemente ermittelt.

Die Vollkosten der Infrastruktur werden auf den produzierten und schlussendlich bereitgestellten Wasserstoff in Form von spezifischen Kosten mit Hilfe der verwendeten Annuitätenmethode (siehe Abschnitt 3.2) umgelegt. Dabei ergeben sich die Investitionskosten eines Moduls in Abhängigkeit seiner Leistungsgröße bzw. Kapazität. Analog zur Berechnung der Stromgestehungskosten in Abschnitt 4.4 werden Kapitalkosten und fixe Betriebskosten in Abhängigkeit der Investitionskosten berechnet. Die variablen Betriebskosten ergeben sich aus dem spezifischem Energie- und Rohstoffbedarf je Einheit Wasserstoff. Im Rahmen dieser Arbeit werden erneuerbarer Strom, Wasserstoff und Schiffsdiesel als Energieträger für den Betrieb der Infrastruktur eingesetzt. Als einziger Rohstoff kommt Wasser beim Betrieb der Elektrolyse zum Einsatz. In jedem Element der Infrastruktorkette werden die spezifischen Wasserstoffkosten, die bei vorausgegangenen Schritten anfallen, als Eingangsgröße und, im Falle von Wasserstoffverlusten, auch als Energiekosten angesetzt. Nach Addition der, im jeweiligen Modul anfallenden, Kosten bezogen auf die durchgesetzte Menge Wasserstoff ergeben sich die neuen spezifischen Wasserstoffkosten. Darüber hinaus lassen die verbrauchten Mengen an kohlenstoffhaltigen Energieträgern, wie etwa Diesel, einen Rückschluss auf die erzeugten Mengen an THG-Emissionen zu.

Mit dem küstennahen Speicher ist die Modellierung der inländischen Bereitstellungskette abgeschlossen. Eine zeitliche Auflösung der Wasserstoffbereitstellung ist nach der Speicherimplementierung nicht mehr erforderlich, da der Speicher eine konstante Wasserstoffentnahme ermöglicht. Ausgangsgrößen der Bereitstellungskette sind die vom RES-Ausbauszenario abhängige, jährlich bereitgestellte Wasserstoffmenge und die zugehörigen spezifischen Wasserstoffkosten. Diese Kosten umfassen die erneuerbare Stromerzeugung und den gesamten, eingangs vorgestellten, Teil der Infrastruktur. Abbildung 5.2 zeigt exemplarisch die diskreten szenariospezifischen Angebotsmengen und zugehörigen Kosten der Wasserstoffbereitstellung in Patagonien.

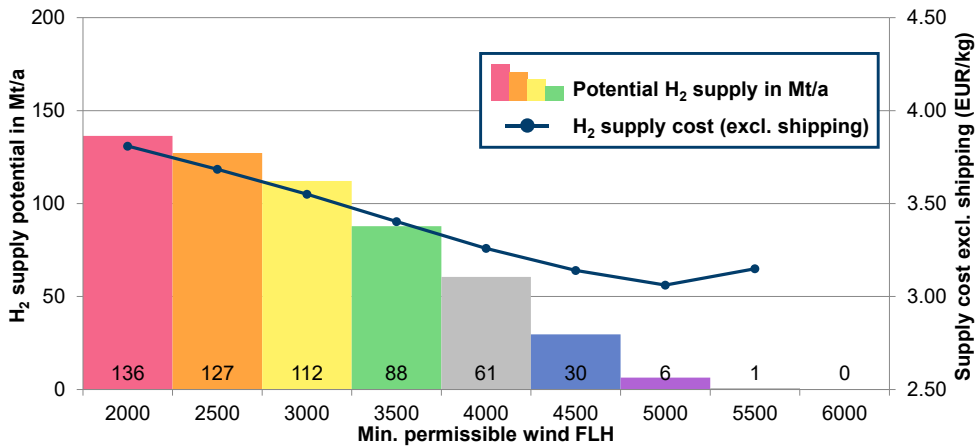


Abbildung 5.2: Exemplarische Angebots- und Kostenkurve für die potentielle Wasserstoffbereitstellung auf Basis von Windenergie in Patagonien

5.3 Komponenten der inländischen Bereitstellungskette

Dieser Abschnitt behandelt den inländischen Teil der Wasserstoffinfrastruktur in den jeweiligen Erzeugungsländern. Dabei wird die auf der Arbeit von Reuß [21] basierende und erweiterte Modellierung der einzelnen Technologiemodule im Detail erläutert.

5.3.1 Einteilung der elektrischen Energie und Wasserstoffherstellung

Im Anschluss an die Stromerzeugung in Wind- und PV-Parks und die kostenoptimale Abregelung zur Begrenzung der Elektrolysekapazität wird der überwiegende Teil der elektrischen Energie zur Herstellung von Wasserstoff an die Elektrolyseure geleitet. Für die spätere Kompression des Wasserstoffs vor dem Pipelinetransport sowie die Verflüssigung am Exporthafen wird ein in Abhängigkeit der Erzeugungszeitreihe bestimmter Anteil der elektrischen Energie vorgehalten und nicht zur Wasserstoffherzeugung verwendet. Die detaillierte Bestimmung dieser stündlich veränderlichen Energiemenge wird in Abschnitt 5.3.3 erläutert.

Die Herstellung des Wasserstoffs in den Zentren der Parks wird im Unterschied zu Reuß aufgrund der volatilen Erzeugung mit zeitlich flexiblem Betrieb modelliert. Daher sind die abgeregelterte Erzeugungszeitreihe der elektrischen Energie abzüglich der für die Verflüssigung und Kompression vorgehaltenen Energie und die Stromgestehungskosten Eingangsgrößen des Elektrolysemoduls. Die Kapazität der Elektrolyse ergibt sich aus dem in Abschnitt 4.4 vorgestellten Abregelungsverfahren. Die technischen Parameter und Annahmen zur Elektrolyse sind Tabelle 3.4 in Abschnitt 3.2.2 zu entnehmen.

Der Kostenbeitrag der Elektrolyse ergibt sich gemäß der Annuitätenmethode [89] aus den auf den Abschreibungszeitraum abgezinsten Investitionskosten, den Betriebskosten und den Wasser- bzw. Energiekosten für erneuerbaren Strom. Ausgangsgrößen des Moduls sind die im jeweiligen RES-Ausbauszenario zu installierende Gesamtkapazität, die spezifischen Wasserstoffkosten und eine stündlich aufgelöste H₂-Erzeugungszeitreihe.

5.3.2 Pipelinetransport

Der inländische Transport von Wasserstoff in den Erzeugungsregionen wird durch die Modellierung einer Transmissionspipeline umgesetzt. Dazu sind die Routenführung (Topologie), der Wasserstofffluss und die Durchmesser der unterschiedlichen Rohrleitungsabschnitte so zu bestimmen, dass die Gesamtkosten des Systems möglichst minimal sind.

Dabei fungieren die mit Hilfe der in Abschnitt 4.3 beschriebenen Methodik bestimmten Parkzentren als punktuelle Wasserstoffquellen. Für jede Erzeugungsregion wird ein Küstenstandort mit Hafen definiert, zu dem der Wasserstoff transportiert werden muss. Aus dieser Quelle-Senke-Beziehung ist nun ein Pipelinesystem mit kostenoptimaler Baumstruktur zu ermitteln. Reuß [21] zeigt, dass eine kombinierte Bestimmung der drei oben genannten Aspekte der Pipeline mit dem Ziel einer Kostenminimierung kaum lösbar ist. Daher werden in dieser Arbeit Topologie, Fluss und Durchmesser analog zu Reuß nacheinander bestimmt.

Die Bestimmung der Topologie anhand eines minimalen Spannbaums (MST) erfordert mindestens ein Kandidatennetz, wie etwa Straßen- oder Schienennetze oder bestehende Gasleitungsnetze. Dies zeigen Reuß et al. [192] in ihrer Vergleichsanalyse zu verschiedenen Netztopologien und Flussmodellen. Allerdings unterscheiden sich der Ausbaugrad der Infrastruktur und die damit verbundene Datenlage in unterschiedlichen Ländern erheblich. Insbesondere in entlegenen Regionen mit geringer Bevölkerungsdichte kann kaum von der Verfügbarkeit adäquater Kandidatennetze ausgegangen werden. Da im Rahmen dieser Arbeit ein konsistenter und auf beliebige Regionen anwendbarer Ansatz abgeleitet werden soll, entfällt die Option der Kandidatennetznutzung. Reuß untersucht im Rahmen seiner Arbeit insgesamt fünf Ansätze zur Bestimmung von Topologie und Massenfluss. Zwei untersuchte Methoden, die eine Verwendung eines MST vorsehen, stehen somit nicht mehr zur Verfügung. Bei den drei verbleibenden handelt es sich um den von Krieg [50] und Baufumé et al. [51] verwendeten Dijkstra-Algorithmus, ein lineares (LP) und ein gemischt-ganzzahliges (MILP) Optimierungsprogramm.

Auf Basis einer Distanzmatrix aller Quellen (Elektrolyseure in den Parkzentren) und der Senke (Küstenstandort mit Hafen) einer Erzeugungsregion bestimmt ein LP in vergleichsweise kurzer Rechenzeit die jeweils kürzeste Entfernung zwischen den Knoten, unterschätzt aber die Kosten von kleinen Pipelineabschnitten [21, S. 93, 94]. So steigen die Gesamtlänge des Pipelinesystems und damit die Gesamtkosten. Mit Hilfe des Dijkstra-Algorithmus wird ausgehend von der Senke der jeweils kürzeste bzw. kostengünstigste Pfad zu jedem anderen Knoten, in diesem Fall zu jedem Elektrolyseur gefunden. Dabei zwingt das Konzept des Dijkstra-Algorithmus das Pipelinesystem in die Form eines Spannbaums, der allerdings nicht unbedingt minimal sein muss. In der Analyse von Reuß schneidet der Dijkstra zwar nicht optimal ab, liegt in Bezug auf die Rechenzeit allerdings nur knapp über dem LP. Bei einem MILP wird im Gegensatz zum LP eine Kostenfunktion mit längenunabhängiger Konstante verwendet. Daher werden kleine Pipelineabschnitte aufgrund vermeintlich geringer Kosten nicht bevorzugt gewählt. Die Rechenzeit liegt allerdings deutlich über denen der alternativen Ansätze, ohne eine deutlich bessere Lösung zu bieten.

Zu Vergleichszwecken wurde das Pipelinesystem der Region Patagonien beispielhaft mit Hilfe des Dijkstra- und des MILP-Ansatzes berechnet. Während der Dijkstra-Algorithmus lediglich um etwa 2 % von der Lösung des MILP abweicht, liegt die Rechenzeit bei nur etwa 50 %. Im

Rahmen dieser Arbeit wird daher der Dijkstra-Ansatz von Krieg [50] und Baufumé et al. [51] unter Zuhilfenahme der in Abschnitt 3.2.2 vorgestellten Kostenfunktion von Krieg für die Bestimmung der Pipelinetopologie und des Flusses verwendet. Nach Bestimmung der Distanzmatrix werden ausgehend von der Senke die jeweils kostengünstigsten Pfade zu benachbarten Knoten gefunden. Anhand der den Knoten zugeordneten durchschnittlichen Wasserstoffproduktion ergibt sich der Wasserstofffluss durch jeden Pipelineabschnitt. Da es sich bei allen Pipelineabschnitten um Direktverbindungen handelt und an dieser Stelle keine Analyse der Landverfügbarkeit zur Pipelineinstallation vorgesehen ist, wird in Anlehnung an Reuß [21, S. 87] ein Umwegfaktor von 1,3 für jeden Abschnitt berücksichtigt. So wird der jeweils vorherrschenden Topografie und einer möglichen Umleitung der Pipeline um Siedlungen und Naturschutzgebiete Rechnung getragen.

Im Unterschied zur Arbeit von Krieg, der von einer regelmäßigen Rekompresseion im Abstand von 250 km ausgeht und diese in der Kostenfunktion berücksichtigt, soll die erforderliche Rekompresseion in dieser Arbeit in Abhängigkeit der Topologie bestimmt werden. Für die ermittelte Topologie wird dazu der zulässige Druckverlust je Pipelineabschnitt in diskreten Schritten von 5 bar von 1 bis 70 bar variiert. Mit zunehmendem Druckverlust nimmt der Rohrlitungsdurchmesser zwar ab, gleichzeitig steigt jedoch die erforderliche Leistung des Kompressors. Aus dieser Gegenläufigkeit ergibt sich der Druckverlust mit den geringsten Systemkosten. Da die Kosten für Rekompresseion in der Kostenfunktion nach Krieg bereits enthalten sind, wird für die Durchmesserberechnung eine angepasste Kostenfunktion von Mischner et al. [54] verwendet. Auf Basis des berechneten Flusses und des kostenoptimalen Druckverlustes ergeben sich die erforderlichen Durchmesser der Rohrleitungsabschnitte und die damit verbundenen Leitungs- und Kompressionskosten. Reicht ein Durchmesser von maximal 1.500 mm nicht aus, um die erforderliche Menge an Wasserstoff zu transportieren, werden mehrere parallele Pipelinestränge berücksichtigt.

Ausgangsgrößen des Pipelinemoduls sind das räumlich aufgelöste Pipelinesystem mit Durchmessern, Flusskapazitäten, Kompressionskapazitäten und zugeordneten Kosten. Zusammen mit den in Kompressoren anfallenden Verlusten ergeben sich die spezifischen Wasserstoffkosten, die an das nachfolgende Modul weitergegeben werden können.

5.3.3 Wasserstoffkonditionierung

Die Wasserstoffkonditionierung ist, wie Abschnitt 3.2.2 bereits ausführt, erforderlich, um die volumetrische Energiedichte von Wasserstoff zu erhöhen und gegebenenfalls nötige Zustandswechsel für den Transport oder die Speicherung zu ermöglichen. Technologien zur Wasserstoffkonditionierung, wie Kompression, Hydrierung und Dehydrierung, werden der Vorgehensweise von Reuß [21] entnommen und mit den in Abschnitt 3.2.2 definierten Parametern modelliert. Dabei wird von konstanten spezifischen Energiebedarfen ausgegangen. Aus der durchgesetzten Wasserstoffmenge ergeben sich die Kapazitäten der Kompressoren, Hydrierungs- und Dehydrierungsanlagen. Die erforderliche Energie wird in Abhängigkeit des jeweiligen Wasserstoffdurchsatzes und, im Falle der Kompression, anhand der zu überwindenden Druckdifferenz bestimmt.

Aufgrund der zeitlichen Auflösung der Strom- bzw. Wasserstofferzeugung wird die Verflüssigung zeitlich flexibel modelliert. Dies geschieht auf Basis der lastabhängigen Energiebedarfe

der Verflüssigung, die der IdealHy-Studie [175, S. 20] entlehnt sind (vgl. Anhang B). Anhand dieser diskreten Werte wird eine Bedarfsfunktion in Form eines Polynoms dritter Ordnung angenähert. Aus der Stromerzeugungszeitreihe wird dann für jeden Zeitschritt das Verhältnis der Energiemenge, die der Wasserstoffproduktion zur Verfügung gestellt wird, und der Energiemenge, die zur späteren Verflüssigung am gewählten Küstenstandort benötigt wird, berechnet. Die diskreten, von der Betriebslast abhängigen Energiebedarfe und die angenäherte Bedarfskurve sind in Abbildung 5.3 dargestellt.

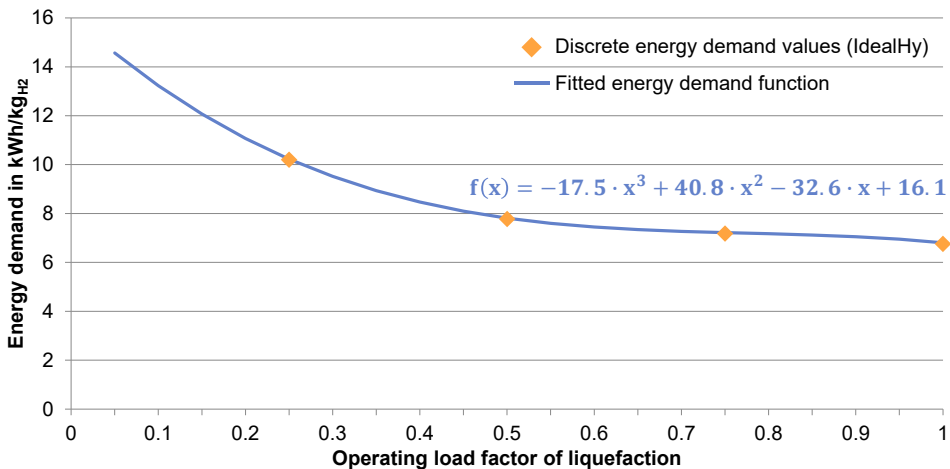


Abbildung 5.3: Diskrete, betriebslastabhängige Energiebedarfe und angenäherte Bedarfsfunktion der gewählten Verflüssigungsanlage, nach Stolzenburg & Mubbala (IdealHy) [175]

Die Kompression von Wasserstoff ist an jedem Elektrolysestandort vorgesehen. Dort wird der lokal produzierte Wasserstoff von einem Ausgangsdruck von 30 bar nach der Elektrolyse auf einen Einspeisedruck von 100 bar komprimiert. Gleichzeitig rekomprimiert ein zweiter Kompressor den bereits durch die Pipeline transportierten Wasserstoff, um den Druckverlust im davorliegenden Rohrleitungsabschnitt wieder auszugleichen. Anlagen zur Hydrierung und Verflüssigung werden lediglich am Küstenstandort installiert und sind der Speicherung des Wasserstoffs vorgeschaltet. Aus der Modellierung der Konditionierung folgen die Kostenbeiträge aus Kapital- und Betriebskosten und die gegebenenfalls auftretenden Wasserstoffverluste.

5.3.4 Wasserstoffspeicherung

Die Speicherung von Wasserstoff am Küstenstandort bzw. am Hafen der erzeugenden Region geschieht entweder in Form von LH₂ oder hydriertem LOHC. Dementsprechend ist eine Konditionierung des während des Pipelinetransports noch gasförmigen Wasserstoffs vor der Speicherung erforderlich. Da die Wasserstoffproduktion der zeitlich volatilen RES-Stromproduktion folgt und sowohl täglichen als auch saisonalen Fluktuationen unterliegt, ist die jeweilige Kapazität des Speichers unter Berücksichtigung der stündlich aufgelösten Erzeugungszeitreihe zu bestimmen. Ziel ist die kontinuierliche Ausspeicherung von flüssigem oder chemisch gebundenem Wasserstoff und der damit verbundene kontinuierliche Export per Schiff. Erforderliche

Eingangsgrößen für das Speichermodul sind daher die Wasserstofferzeugungszeitreihe abzüglich bereits aufgetretener Verluste, spezifische Wasserstoffkosten und der jeweilige Speichermodus.

Anhand der zeitlich veränderlichen Einspeicherung und einer zeitlich konstanten Ausspeicherung wird jeweils eine Zeitreihe des stündlich aufgelösten Speicherstandes für alle betrachteten Wetterjahre von 1980 bis 2016 bestimmt. Für die Auslegung der Speicherkapazität wird die Speicherstandkurve mit der größten Füllstanddifferenz ausgewählt. Diese Differenz entspricht zusammen mit einer zusätzlichen 10-Tages-Reserve der Speicherkapazität. So wird der Volatilität der Stromerzeugung Rechnung getragen und vermieden, dass aufgrund eines extremen Wetterjahres kein Wasserstoff mehr gespeichert oder bereitgestellt werden kann. Abbildung 5.4 illustriert diese Auslegung anhand eines beispielhaften LH₂-Speichers in Patagonien.

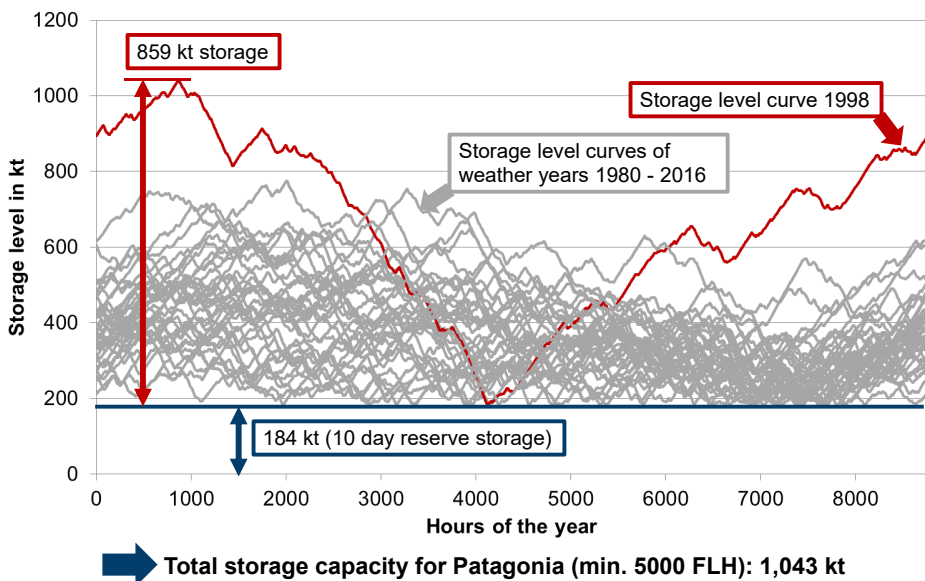


Abbildung 5.4: Beispielhafte Dimensionierung der Kapazität eines LH₂-Speichers für Patagonien (Windenergieausbau mit mindestens 5.000 Vollaststunden)

Anhand der bestimmten Speicherkapazität und der in Abschnitt 3.2.2 definierten technischen und ökonomischen Parameter werden die auf den Wasserstoffdurchsatz umzulegenden Kosten und die etwaigen, durch unvermeidbare Verdampfung entstehenden Verluste berechnet.

5.4 Modellierung des Überseetransportes

Im Anschluss an die kontinuierliche Bereitstellung von Wasserstoff in flüssiger oder chemisch gebundener Form am jeweiligen Hafenstandort der Erzeugungsregionen ist die Modellierung des Überseetransportes mit Hilfe von Tankschiffen vorgesehen. Dieser internationale Teil der Infrastruktur wird mit dem Ziel modelliert, die Bereitstellungskosten der jeweiligen

Erzeugungsregionen um internationale Transportkosten zu ergänzen und so die Grundlage für ein späteres globales Verteilungsmodell zu schaffen.

5.4.1 Modellseitige Abbildung des Schiffstransportes

In Abhängigkeit der Bereitstellungsform am Hafenstandort wird ein LH₂- oder ein LOHC-Tankschiff für den Überseetransport ausgewählt. Die zugehörigen technischen und ökonomischen Parameter sind Abschnitt 3.2.2 zu entnehmen.

In LH₂-Tankern geht ein nicht vermeidbarer Teil des flüssigen Wasserstoffs aufgrund von Wärmeeinträgen in die Gasphase über (Boil-off). Daher ist für diese Schiffsbauart ein Wasserstoffantrieb vorgesehen, der sich neben der Vermeidung von THG-Emissionen durch eine energetisch sinnhafte Nutzung des Boil-offs auszeichnet. Der Wasserstoffverbrauch des Antriebs ist unter den getroffenen Annahmen gut dreimal höher als die anfallende Boil-off-Menge. Für den LOHC-Transport wird ein konventioneller Schiffsdieselantrieb betrachtet. Daher ist dieses Element der gesamten Wasserstoffinfrastruktur das einzige, bei dem THG-Emissionen anfallen und bilanziert werden können. Die Treibstoffbedarfe und energetischen Effizienzen der beiden Tankerkonzepte (vgl. Abschnitt 3.2.2) sind in Abbildung 5.5 dargestellt. Außerdem sind der theoretische, für den Antrieb genutzte Boil-off des LH₂-Tankers und die CO₂-Emissionen des LOHC-Tankers berücksichtigt. Dabei ist zu beachten, dass Treibstoffbedarfe und der Boil-off in Gigawattstunden, die CO₂-Emissionen aber in Kilotonnen angegeben sind. Die dargestellten Werte beziehen sich jeweils auf die Kapazität eines Tankers.

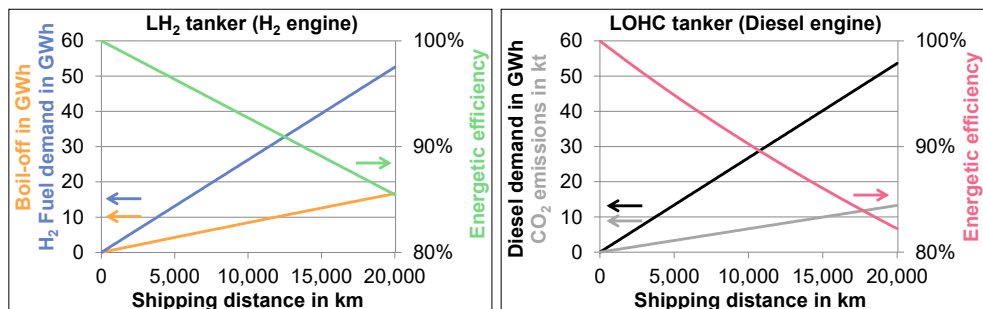


Abbildung 5.5: Treibstoffbedarfe und energetische Effizienzen der beiden Tankerkonzepte in Abhängigkeit der Transportdistanz

Die Treibstoffbedarfe der beiden Tankerkonzepte verhalten sich mit zunehmender Transportdistanz ähnlich. Die energetische Effizienz nimmt beim Transport von LH₂ etwas weniger stark ab, da die Transportkapazität hier etwa 1,5-mal größer ist als bei dem LOHC-Tanker der New Panamax-Klasse, obwohl die transportierte Menge an Wasserstoff über die zurückgelegte Strecke durch den Energiebedarf des Antriebs reduziert wird. Darüber hinaus besteht ein Nachteil des LOHC-Transports in den entstehenden THG-Emissionen. Der Vollständigkeit halber muss an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass diese Emissionen auch beim Transport von erneuerbaren Kraft- bzw. Brennstoffen aus PtL-Prozessen anfallen würden. Grundsätzlich wäre ein Wasserstoffantrieb auch bei einem LOHC-Tanker denkbar. Dieser würde aber eine Dehydrierungseinheit an Bord des Tankers erfordern, die den Transport verteuert.

Zur Bestimmung der erforderlichen Anzahl an Tankschiffen wird die jährlich zu transportierende Menge an Wasserstoff und die entsprechenden spezifischen Wasserstoffkosten aus den Ergebnissen der inländischen Bereitstellungskette übergeben. Anhand der Entfernung zwischen Auslauf- und Ankunftschaften (siehe Anhang F), der durchschnittlichen Geschwindigkeit und der jeweiligen Tankerkapazität ergeben sich die erforderliche Anzahl an Tankschiffen und jährlichen Transportfahrten.

5.4.2 Ableitung von Kostenfunktionen

Die spezifischen Wasserstoffkosten für den Überseetransport sind abhängig von der zu überwindenden Distanz und dem Transportmodus. Die jährliche Gesamtmenge von zu transportierendem Wasserstoff ist für die spezifischen Kosten nicht von Bedeutung, da mit zunehmender Menge keine Skaleneffekte bei den Investitionskosten oder Effizienzen berücksichtigt werden.

Für einen Flüssigwasserstofftanker mit H_2 -Antrieb ergibt sich eine angenäherte Kostenfunktion in Form eines Polynoms dritter Ordnung. Diese Funktion gibt die spezifischen Transportkosten in EUR-ct/kg H_2 an und ist lediglich abhängig von der Distanz s in Tausend km:

$$c_{Ship,LH_2}(s) = \frac{3,84}{10.000} \cdot s^3 + \frac{2,37}{100} \cdot s^2 + 3,46 \cdot s + 3,01 \quad (5.1)$$

Eine genaue Aufschlüsselung der spezifischen Überseetransportkosten für LH_2 zwischen den betrachteten Export- und Importregionen liefert Anhang G. Im Falle des LOHC-Transports muss beachtet werden, dass sich die spezifischen Wasserstoffkosten im Zielhafen auf den weiterhin chemisch gebundenen Wasserstoff beziehen würden, falls nur die Kosten für den reinen Schifftransport berücksichtigt werden. Daher wird zusätzlich zu den reinen Transportkosten auch eine Dehydrierung im Zielhafen vorgesehen, um trotz verbleibender unterschiedlicher Aggregatzustände eine Vergleichbarkeit der im Zielhafen zur Verfügung gestellten Wasserstoffzustände zu gewährleisten. Der auftretende Wärmebedarf wird in Anlehnung an Reuß [21] mit Erdgas zu 4 EUR-ct/kWh $_{NG}$ gedeckt. Weitere technische und ökonomische Parameter der Dehydrierung und ihrer Modellierung sind den Abschnitten 3.2.2 und 5.3.3 zu entnehmen.

Aus den Annahmen zum LOHC-Tanker und der Dehydrierung ergibt sich folgende lineare Transportkostenfunktion in EUR-ct/kg H_2 (mit s in Tausend km):

$$c_{Ship,LOHC,Dehyd}(s) = 3,66 \cdot s + 40,12 \quad (5.2)$$

Aufgrund des Wasserstoffantriebs im Fall des LH_2 -Tankers nimmt die transportierte Menge an Wasserstoff mit größer werdender Distanz immer weiter ab. Dies erklärt die Nichtlinearität der Transportkostenfunktion. Da die Wasserstoffmenge im LOHC-Tanker konstant bleibt, ergibt sich hier eine lineare Kostenfunktion. Der konstante Anteil der Funktion ist maßgeblich auf die erforderliche Dehydrierung im Zielhafen zurückzuführen. Dies wird anhand von Abbildung 5.6 deutlich. Hier sind neben der Kostenkurve für den LH_2 -Transport auch die Kurven für den reinen LOHC-Transport und, parallel dazu, für den Transport mit anschließender Dehydrierung dargestellt.

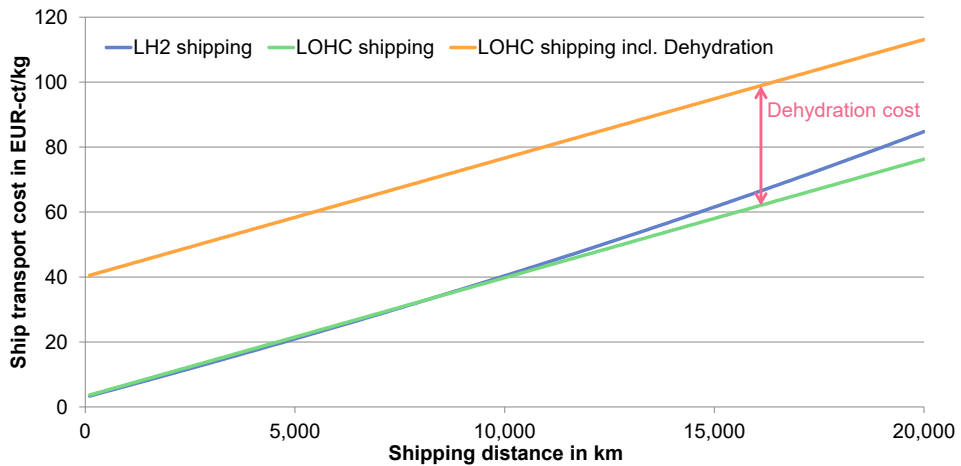


Abbildung 5.6: Distanzabhängige Kostenkurven des LH₂- und LOHC-Schiffstransports

Anhand der beiden Transportkostenfunktionen und der obigen Abbildung wird deutlich, dass der Überseetransport von LOHC bei Berücksichtigung der Dehydrierung unter den getroffenen Annahmen keine wirtschaftliche Transportoption im Vergleich zu LH₂ bietet. Der Transport von LOHC kostet, vergleichsweise unabhängig von der Transportentfernung, durchschnittlich 35 EUR-ct/kg_{H₂} mehr als der Transport von LH₂. Daher wird der LOHC-Transport im Folgenden lediglich zu Vergleichszwecken im Hinblick auf den Primärenergiebedarf und die THG-Emissionen der gesamten Wasserstoffinfrastruktur in Abschnitt 7.2.3 betrachtet.

5.5 Verteilung des globalen Wasserstoffangebots

Auf Basis der Angebots- und Kostenkurven der Wasserstoffbereitstellung internationaler RES-Vorzugsregionen wird in diesem Abschnitt ein Ansatz zur weltweiten Verteilung dieses Angebots mit dem Ziel der kostenoptimalen Bedarfsdeckung abgeleitet. Zunächst wird in Abschnitt 5.5.1 festgelegt, wie der künftige weltweite Wasserstoffbedarf abgeschätzt werden kann. Abschnitt 5.5.2 stellt das methodische Vorgehen zur kostenoptimalen Allokation des Angebots vor.

5.5.1 Ermittlung des globalen Wasserstoffbedarfs

Energiebedarfe auf nationaler und internationaler Ebene können nach Ströbele et al. [23] entweder nach der Top-down- oder Bottom-up-Methode prognostiziert werden. Die Bottom-up-Methode bestimmt den künftigen, volkswirtschaftlich erforderlichen Energieeinsatz anhand von Technologieoptionen und vorgegebenen Energiepreisen, um möglichst optimale Technologien für die Zukunft zu nutzen. Im Rahmen der Top-down-Methode ist der sektorale Energiebedarf an ökonomische und demographische Kennzahlen gekoppelt und wird unter Zuhilfenahme stark aggregierter Modelle abgeleitet. Während Bottom-up-Modelle künftige Energieeinsparpotentiale aufgrund unterstellter sofortiger Technikanpassungen und vernachlässigter Unvollkommenheit des Marktes tendenziell überschätzen, kommen Top-down-Ansätze oftmals zu Ergebnissen mit vergleichsweise hohem Energiebedarf. Das ist auf die in die

Zukunft übertragenen ineffizienten Strukturen zurückzuführen und kann über eine exogene Berücksichtigung des technischen Fortschritts vermieden werden. [23, S. 285-287]

Die Abschätzung des zukünftigen weltweiten Wasserstoffbedarfs kann etwa über solche Top-down-Methoden erfolgen. Mögliche Kennzahlen zur Ermittlung des Wasserstoffbedarfs sind künftige Energiebedarfe oder die Wirtschaftskraft einer Volkswirtschaft. Für die letztgenannte ließen sich Prognosen für länderspezifische Bruttoinlandsproduktentwicklungen hinzuziehen. Aufgrund signifikanter Unterschiede der Energieintensitäten von Industriesektoren und dem Übergang von Fertigungs- auf Dienstleistungsindustrien lässt sich von einem hohen Bruttoinlandsprodukt (BIP) nicht linear auf eine hohe Energienachfrage schließen [23, S. 279]. Eine Wachstumsprognose für den Dienstleistungssektor bei gleichzeitiger Stagnation der Schwerindustrie würde zu einer Senkung des spezifischen Energiebedarfs bei gleichzeitiger BIP-Zunahme führen. Daher sind Abschätzungen allein über wirtschaftliche Kenngrößen an dieser Stelle nicht sinnvoll.

Für die Abschätzung des deutschen Bedarfs werden drei unterschiedliche Bedarfsszenarien im Transportsektor betrachtet, die Tabelle 3.10 in Abschnitt 3.2.3 zu entnehmen sind. Eine Abschätzung des künftigen weltweiten Wasserstoffbedarfs nach dem in Abschnitt 3.2.3 bereits diskutierten Bottom-up-Ansatz für jedes einzelne Land ist aufgrund von inkonsistenten oder nicht vorhandenen Daten im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich. Daher wird zunächst der künftige Wasserstoffbedarf für den Transport- und den Industriesektor in Deutschland abgeschätzt (vgl. Abschnitt 3.2.3) und danach mit Hilfe des voraussichtlichen weltweiten Endenergiebedarfs des WEO auf die von der Internationalen Energieagentur betrachteten Weltregionen skaliert.

5.5.2 Ansatz zur weltweiten Wasserstoffallokation

Im Hinblick auf die Erkenntnisse zur agentenbasierten Modellierung von Marktprozessen wird im Rahmen dieser Arbeit auf die Abbildung eines globalen Wasserstoffmarktes verzichtet. Mit den in Abschnitt 1.2 formulierten Zielen, Ausbaustrategien und geografische Standortvorteile der RES-Vorzugsregionen bewerten zu können, wird der in Abschnitt 2.4.2 bereits vorgestellte Allokationsansatz des Transportproblems aus dem Bereich des Operations Research gewählt. Dieser Ansatz bietet die optimale Allokation der Ressource Wasserstoff anhand der Bereitstellungskosten aus den Abschnitten 5.2 bzw. 5.3 und der Überseetransportkosten aus Abschnitt 5.4. Damit wird der in Abschnitt 2.4.2 vorgestellte Ansatz um die Berücksichtigung von Bereitstellungskosten erweitert. Zunächst werden auf Basis der in Abschnitt 5.2 vorgestellten Angebots- und Kostenkurven kontinuierliche quadratische Kostenfunktionen für windreiche Regionen abgeleitet. Diese quadratische Annäherung ergibt sich aus der Charakteristik der Kostenkurven, die in Abschnitt 6.3 vorgestellt werden. Für sonnenreiche Vorzugsregionen bietet sich hingegen eine lineare Funktionsnäherung an. Darüber hinaus werden die spezifischen Überseetransportkosten für jede mögliche Transportverbindung mit Hilfe der in Abschnitt 5.4.2 abgeleiteten Kostenfunktion berechnet. Dabei betragen die Bereitstellungskosten einer Einheit an den Angebotsorten $c_{exp,i}$ und die Transportkosten von A_i zu B_j genau $c_{trans,ij}$.

Die absoluten globalen Wasserstoffversorgungskosten C_{global} ergeben sich gemäß der zu minimierenden Zielfunktion wie folgt:

$$C_{\text{global}} = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n (c_{\text{exp},i} + c_{\text{trans},ij}) \cdot x_{ij} \quad (5.3)$$

Dabei gelten die bereits definierten Nebenbedingungen:

$$\sum_{j=1}^n x_{ij} \leq a_i \quad \forall i \in [0, \dots, m] \quad (5.4)$$

$$\sum_{i=1}^m x_{ij} = b_j \quad \forall j \in [0, \dots, n] \quad (5.5)$$

$$x_{ij} \geq 0 \quad \forall i \quad \forall j \quad (5.6)$$

Mit Hilfe dieses definierten Ansatzes lässt sich die letzte der in Abschnitt 1.2 formulierten Forschungsfragen beantworten. Eine Prüfung der wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit zu Erdöl und Erdgas auf Basis der derzeitigen weltweiten Ströme von Energieträgern ist allerdings nur eingeschränkt möglich. Anders als bei der gesamtkostenoptimalen Lösung der Wasserstoffverteilung ist der Weltmarkt für Erdöl und Erdgas aufgrund von unterschiedlichen wirtschaftlichen und politischen Interessen nicht grenzkostenbasiert, sondern gewinnorientiert oder mitunter politisch motiviert [23, S. 136-143]. Ein globales Kostenoptimum muss beim Erdöl- und Erdgashandel nicht unbedingt im Interesse aller Marktteilnehmer sein. Allerdings lässt der Ansatz über das Transportproblem eine Einschätzung des Transportkosteneinflusses auf die globale Verteilung und den Grad der voraussichtlichen Marktsegmentierung zu.

5.6 Zusammenfassung

Dieses Kapitel stellt das Design der weltweiten Infrastruktur und die zugehörigen methodischen Vorgehensweisen vor. Basierend auf der übertragbaren Infrastrukturanalyse von Reuß [21] wird ein Simulationsmodell erarbeitet, das die Bereitstellungsmengen und zugehörigen Kosten von internationalen RES-Vorzugsregionen zum Ergebnis hat. Darüber hinaus werden Ansätze zur Bestimmung von Überseetransportkosten von Wasserstoff und zur kostenoptimalen weltweiten Verteilung definiert.

Abschnitt 5.1 leitet zunächst auf Basis der Erkenntnisse aus der Literaturanalyse Modellanforderungen für die Wasserstoffinfrastruktur ab. Dabei sind insbesondere eine räumliche und zeitliche Auflösung, sowie eine allgemeine, regionsunabhängige Anwendbarkeit von Bedeutung. Mit Bezug auf die inländische Bereitstellungskette erfüllt der Ansatz von Reuß [21] diese Voraussetzungen in weiten Teilen.

Die inländische Bereitstellungskette wird in Abschnitt 5.2 übergreifend und in Abschnitt 5.3 im Detail erläutert. Abschnitt 5.2 definiert die Systemgrenzen der Bereitstellungskette und beschreibt die Erweiterung des Ansatzes von Reuß [21] um die zeitliche Auflösung der Wasserstoffbereitstellung.

Im darauffolgenden Abschnitt 5.3 wird zunächst die Zuteilung der zur Verfügung stehenden elektrischen Energiemenge auf Basis der Erzeugungszeitreihe erläutert. So wird in jedem Zeitschritt eine definierte Strommenge für die späteren Prozesse der Kompression und Verflüssigung vorgehalten. Der verbleibende Anteil an elektrischer Energie wird exklusiv zur Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse verwendet.

Die Pipelinemodellierung wird in Anlehnung an Krieg [50] mit Hilfe des Dijkstra-Algorithmus ausgeführt. Dabei wird der jeweils kostengünstigste Pfad von jedem Elektrolyseurstandort zu einem zuvor definierten Küstenstandort gefunden. Da es sich bei den einzelnen Pipelineabschnitten um direkte Punkt-zu-Punkt-Verbindungen der Elektrolyseure bzw. der Senke an der Küste handelt, wird ein Umwegfaktor berücksichtigt. Zur technisch und ökonomisch sinnvollen Speicherung des Wasserstoffs am Hafenstandort wird dieser zunächst verflüssigt oder chemisch gebunden.

Die Verflüssigung wird im Rahmen dieser Arbeit zeitlich dynamisch abgebildet. Der entsprechende Energiebedarf wird in Abhängigkeit der Erzeugungszeitreihe des Wasserstoffs bestimmt, da er lastabhängig ist. Die Auslegung des Speichers erfolgt ebenfalls anhand der zeitlich veränderlichen Wasserstoffproduktion. Aus den betrachteten Wetterjahren wird das Jahr mit der größten Differenz zwischen Maximum und Minimum der Speicherkurven bestimmt. Zusätzlich wird eine 10-Tages-Reserve berücksichtigt. Nach der Speicherung des Wasserstoffs im Hafen ist eine kontinuierliche Verschiffung des Energieträgers gewährleistet. In Abhängigkeit der RES-Ausbaugrade ergeben sich Angebotsmengen und zugehörige Kosten der Wasserstoffbereitstellung.

Für die Modellierung des Überseetransports werden die Konzepte eines Flüssigwasserstoff- und LOHC-Tankers bewertet. Anhand der in Abschnitt 3.2.2 festgelegten Parameter der beiden Tankerkonzepte weichen die reinen Transportkosten beider Konzepte erst bei größeren Entfernungen voneinander ab. Ein Vergleich der Transportoptionen erfordert im Zielhafen allerdings die Berücksichtigung der Dehydrierung des beladenen LOHC. Werden die damit verbundenen Kosten in den Schiffstransport miteinbezogen, besteht ein signifikanter Kostenvorteil auf Seiten des LH₂-Tankers. Unter der Voraussetzung, dass auch nach der Bereitstellung im Hafen weiterhin chemisch gebundener Wasserstoff transportiert werden soll, ist keine Dehydrierung im Hafen erforderlich. Darüber hinaus fallen beim Transport von LOHC aufgrund des Dieselantriebs THG-Emissionen an, die aus ökologischer Sicht ebenfalls gegen diese Option sprechen.

Da eine Abschätzung des künftigen, weltweiten Wasserstoffbedarfs aufgrund inkonsistenter oder nicht vorhandener Daten nicht möglich ist, wird dieser über eine Skalierung des künftigen Bedarfs in Deutschland bestimmt. Als Skalierungsgröße wird hierzu der von der Internationalen Energieagentur abgeschätzte Endenergiebedarf aller Weltregionen herangezogen.

Anhand der Angebots- und Kostenkurven der Wasserstoffbereitstellung in den RES-Vorzugsregionen und dem künftigen Weltwasserstoffbedarf lässt die Lösung des Transportproblems eine Bestimmung der weltweiten kostenoptimalen Wasserstoffallokation zu. Zwar bildet dieser Ansatz keine detaillierten Marktmechanismen ab, eine Möglichkeit zur Bewertung der Einflussgrößen auf die Verteilungsstruktur ist dennoch gegeben.

Eine exemplarische Übersicht der gesamten Modellstruktur liefert Abbildung 5.7. Im oberen linken Teil der Abbildung (grün hinterlegt) ist die inländische Infrastruktur einer exemplarischen

Erzeugungsregion dargestellt. Die Transportkostenkurve des Überseetransports ist darunter als Funktion der Distanz, des Transportmodus und des gewählten Antriebs definiert (violett hinterlegt). Über einen kostenoptimalen Allokationsansatz (blau hinterlegt) wird der weltweite Wasserstoffbedarf kostenoptimal gedeckt. Die finale Kostenaufstellung findet sich im unteren rechten Bereich der Grafik.

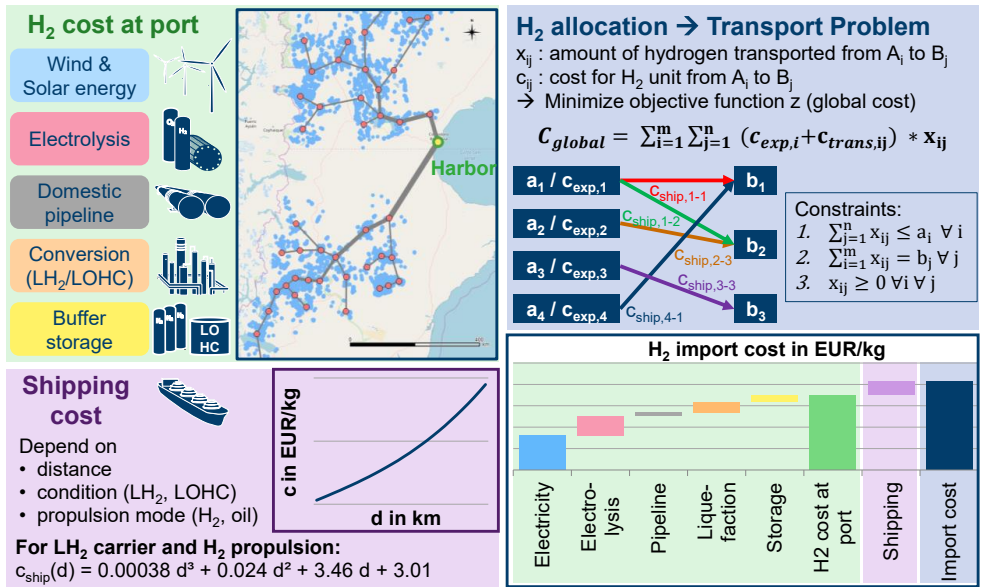


Abbildung 5.7: Übergreifende Modellübersicht der weltweiten Wasserstoffinfrastruktur

6 Angebots- und Kostenanalyse der Wasserstoffbereitstellung

In diesem Kapitel werden das jeweilige Wasserstoffangebot und die zugehörigen Bereitstellungskosten ausgewählter RES-Vorzugsregionen untersucht. Dazu trifft Abschnitt 6.1 zunächst eine Auswahl an wind- bzw. sonnenreichen Regionen, um in einem nächsten Schritt das Nutzungspotential von Windenergie bzw. Photovoltaik zu analysieren. Dabei werden die in Abschnitt 4.4 eingeführten Angebots- und Kostenkurven von erneuerbarem Strom für jede ausgewählte Region ermittelt. Abschnitt 6.2 analysiert die inländischen Bereitstellungsketten der einzelnen Vorzugsregionen im Hinblick auf die erforderlichen Leistungsgrößen der Infrastrukturelemente und die maßgeblichen Kosteneinflüsse. In Abschnitt 6.3 werden die finalen regionsspezifischen Angebots- und Kostenkurven für die Wasserstoffbereitstellung umfassend dargestellt. Darauf aufbauend werden Elemente exemplarischer Bereitstellungspfade in Abschnitt 6.4 variiert. Diese Variationen werden auf ihre Auswirkung hinsichtlich der Kosten untersucht. Abschnitt 6.5 ordnet und diskutiert die Ergebnisse mit Blick auf die einschlägige Literatur. Abschließend fasst Abschnitt 6.6 die Ergebnisse und Erkenntnisse des Kapitels zusammen.

6.1 Nutzungspotential erneuerbarer Energien in ausgewählten Regionen

Die in Kapitel 4 erarbeitete Methodik soll auf verschiedene Regionen mit hohen durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten bzw. hoher solarer Einstrahlung angewendet werden. Dazu sind diese Regionen zunächst auf Basis verschiedener Kriterien auszuwählen. Anschließend sind für Wind- und PV-Standorte Ausbauszenarien als Stützstellen der Angebots- und Kostenkurven zu definieren.

6.1.1 Auswahl der Vorzugsregionen

Ein Ziel dieser Arbeit ist die Abschätzung des Wasserstofferzeugungspotentials auf Basis von Windenergie und Photovoltaik in internationalen Vorzugsregionen. Anhand globaler Betrachtungen zu mittleren Windgeschwindigkeiten des GWA [158] und solarer Einstrahlung des GSA [115] werden besonders windreiche und strahlungsintensive Regionen identifiziert. Darüber hinaus werden nur Regionen bzw. Länder mit direktem Küstenzugang gewählt, um eine Bereitstellung größerer Wassermengen für die Wasserstoffproduktion zu gewährleisten und die Bereitstellung an einem nationalen Hafenstandort zu ermöglichen.

Auf Basis von Abbildung 6.1 werden dementsprechend Regionen ausgewählt, die am oberen Ende der Windgeschwindigkeitsskala liegen. Diese sind in der Abbildung rot eingefärbt. Dabei sind besonders die Regionen der Westwindzone zwischen 40° und 60° nördlicher und südlicher Breite von Interesse. Dies zeigt sich besonders an der Südspitze Südamerikas sowie den Westküsten Kanadas und Europas.

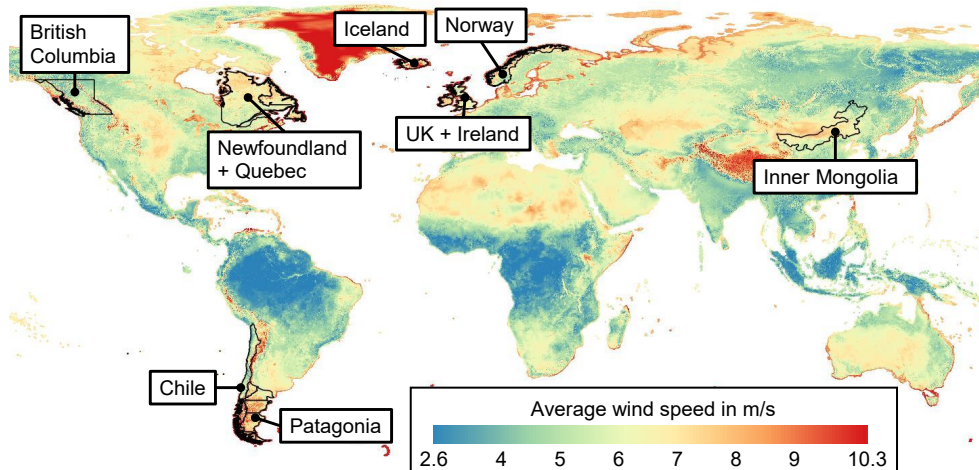


Abbildung 6.1: Auswahl der Vorzugsregionen mit hohem Windenergiepotential auf Basis der mittleren Windgeschwindigkeit in einer Höhe von 50 m, GWA [158]

Trotz hohen durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten werden Regionen wie Grönland aufgrund der Eisbedeckung, Tibet und Nepal aufgrund des mangelnden Küstenzugangs, der Höhenlage und erschwerten Zugänglichkeit ausgeschlossen. Gleichzeitig werden in einigen Ländern nur die windreichsten Teilregionen berücksichtigt. In Argentinien beschränkt sich die Analyse auf die südlichen Regionen Patagoniens, in China auf die Innere Mongolei. Die Auswahl windstarker Regionen umfasst die kanadischen Provinzen Britisch-Kolumbien, Neufundland und Quebec, Chile, den argentinischen Teil Patagoniens, Island, Norwegen, das Vereinigte Königreich und Irland sowie die autonome Region der inneren Mongolei in China (siehe Abbildung 6.1).

Analog zur Auswahl der windstarken Vorzugsregionen erfolgt die Bestimmung sonnenreicher Gebiete anhand des GSA in Abbildung 6.2.

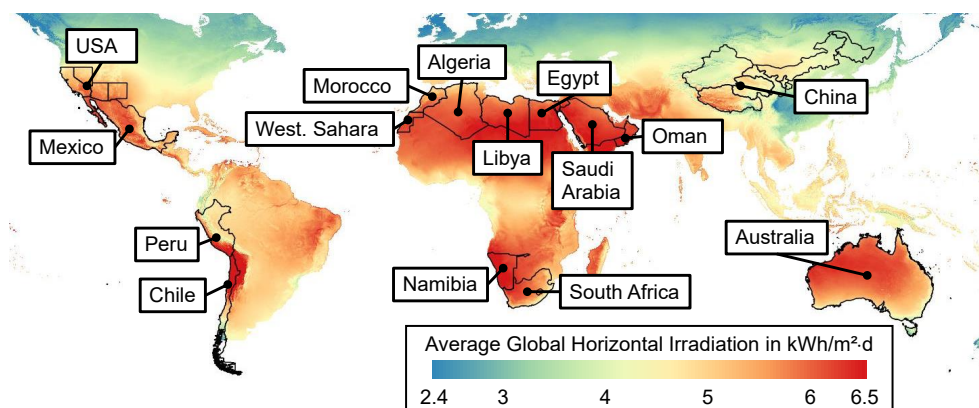


Abbildung 6.2: Auswahl der Vorzugsregionen mit hohem Solarenergiepotential auf Basis der mittleren Globalstrahlung auf der Erdoberfläche, GSA [115]

Aufgrund hoher durchschnittlicher Einstrahlung sind die tropischen und subtropischen Zonen hier von besonderem Interesse. Aride bis semiaride Gebiete, wie etwa Wüstenregionen, eignen sich besonders für die Nutzung von Sonnenenergie. Aus bereits genannten Gründen werden Betrachtungen einiger besonders großer Länder, wie der USA oder Chinas, auf einzelne einstrahlungsreiche Regionen beschränkt. Zu den gewählten strahlungsintensiven Regionen gehören die Bundesstaaten Kalifornien, Nevada, Neumexiko, Arizona und Texas der USA, Mexiko, Peru, Chile, Westsahara, Marokko, Algerien, Libyen, Ägypten, Namibia, Südafrika, Saudi-Arabien, Oman, Australien und ausgewählte Provinzen Chinas.

Diese Auswahl an RES-Vorzugsregionen bildet die Grundlage für die folgende Analyse der Ergebnisse zum Nutzungspotential erneuerbarer Energien und der damit verbundenen Bereitstellung von Wasserstoff.

6.1.2 Ergebnisse der Landverfügbarkeitsanalyse

Aus der Analyse der Landverfügbarkeit (vgl. Abschnitt 4.1) der im vorigen Unterabschnitt ausgewählten Regionen ergeben sich die verfügbaren Gesamtflächen und die relative Verfügbarkeit. Die Ergebnisse der Analyse sind in Abbildung 6.3 dargestellt. Der linke Teil der Abbildung zeigt die Resultate der Verfügbarkeit von Landflächen zur Installation von WEA in windreichen Regionen. Die Landverfügbarkeit zur Installation von PV-Modulen in sonnenreichen Regionen ist im rechten Teil der Abbildung dargestellt.

Auf Seiten der windreichen Regionen liegen die größten absoluten Flächenpotentiale in der Inneren Mongolei, der kanadischen Provinz Quebec und Patagonien. Ebenso sind die relativen Flächenpotentiale in der Inneren Mongolei und in Patagonien mit 71 bzw. 72 % vergleichsweise groß. Dies ist besonders auf relativ große Anteile an für Windenergie gut nutzbarer Steppenlandschaft und die sehr dünne Besiedelung in den beiden Regionen zurückzuführen. Die geringsten Flächenpotentiale für Windenergie finden sich in Norwegen aufgrund der Topografie und auf den Britischen Inseln aufgrund der dichten Besiedelung und des hohen Ausbaugrades an Infrastruktur in Verbindung mit den vergleichsweise kleinen Staatsgebieten.

Unter den sonnenreichen Vorzugsregionen befinden sich Australien, die nordafrikanischen Staaten Algerien, Libyen und Ägypten, Saudi-Arabien sowie China. Da die Geografie Australiens besonders von weit ausgedehnten Wüsten- und Halbwüstengebieten mit wenig Vegetation oder landwirtschaftlicher Nutzung geprägt und die Bevölkerungsdichte aufgrund der Ausdehnung des Landes recht gering ist, ergeben sich hier über 2 Mio. km² verfügbare Fläche. Ähnlich verhält es sich bei den nordafrikanischen Staaten Algerien, Libyen und Ägypten sowie Saudi-Arabien. Wegen großer Wüstengebiete liegen die relativen Landflächenverfügbarkeiten hier zwischen 72 und 86 %. Da die Steppengebiete in den betrachteten nordchinesischen Provinzen teilweise als Weideflächen genutzt werden, liegt die relative Verfügbarkeit mit 21 % deutlich niedriger. Niedrige Potentiale sind in den Vereinigten Staaten und in Mexiko festzustellen. Hier liegen die Gründe analog zu den europäischen, windreichen Ländern in einer höheren Bevölkerungsdichte und einem höheren Ausbaugrad der Infrastruktur.

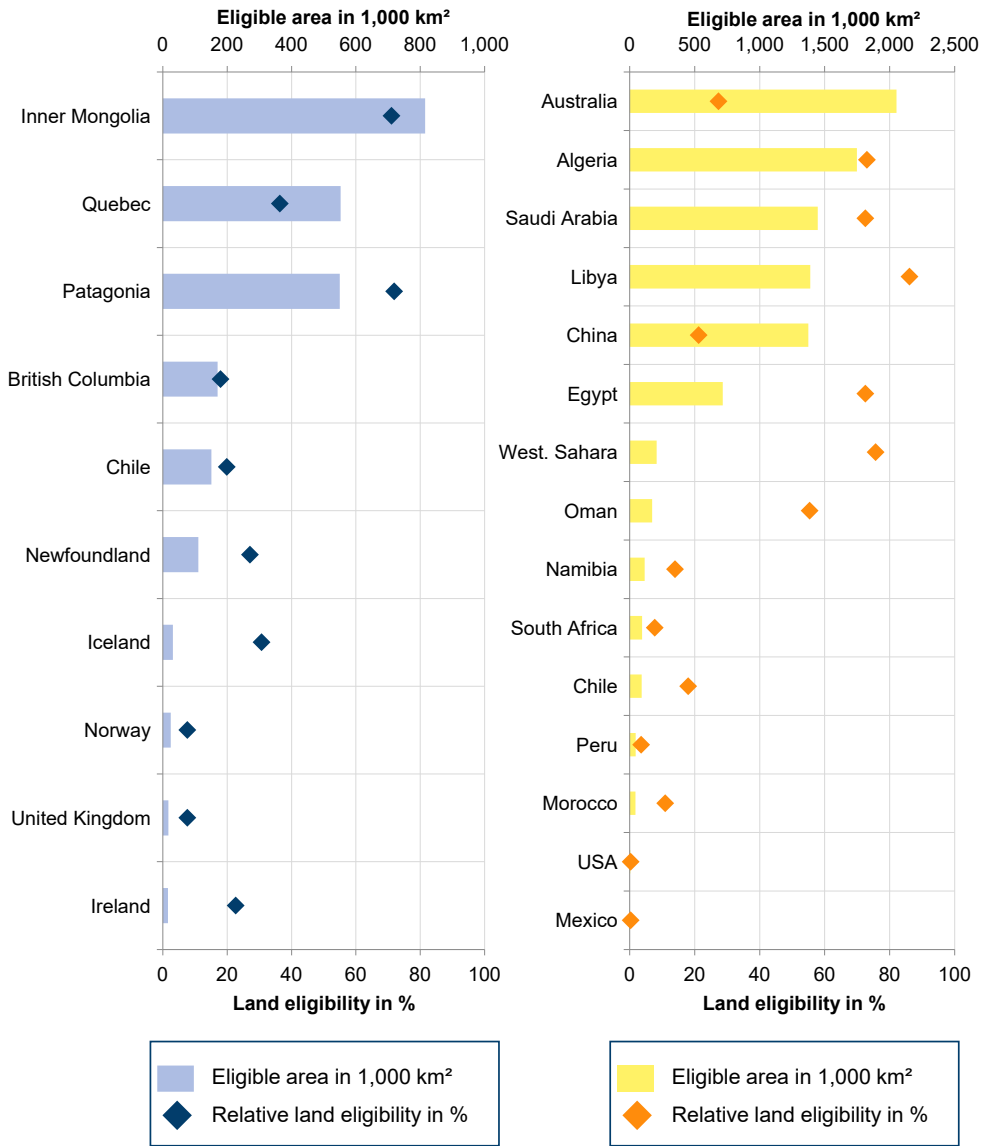


Abbildung 6.3: Ergebnisse der Landverfügbarkeitsanalyse für windreiche Regionen (links, blau) und sonnenreiche Regionen (rechts, gelb)

6.1.3 Ergebnisse der Windenergiepotentialanalyse

Nach der Feststellung der verfügbaren Landfläche erfolgt die Platzierung und Simulation der WEA mit Hilfe der in Abschnitt 3.2.1 vorgestellten historischen Wetterdaten. Es ergeben sich sowohl die Volllaststunden jedes Standortes als auch die Erzeugungszeitreihe der gesamten Region. Grundlagen hierfür sind einerseits die technischen Parameter aus Abschnitt 3.2.1 und andererseits die methodische Vorgehensweise aus Abschnitt 4.2. Da eine grafische

Darstellung und Diskussion der Ergebnisse aller windreichen Regionen den Rahmen dieses Abschnittes sprengen würde, werden drei ausgewählte Regionen im Detail vorgestellt. Die Ergebnisse der anderen Regionen sind Anhang D zu entnehmen.

Abbildung 6.4 zeigt die installierbaren Windkraftkapazitäten und die zugehörigen durchschnittlichen Volllaststunden für die betrachteten Regionen. In Summe wird ein Ausbaupotential von etwa 16,5 TW betrachtet. In Analogie zu Abbildung 6.3 liegt das größte Kapazitätspotential in der Inneren Mongolei, in Quebec und Patagonien. Für diese weit ausgedehnten Regionen liegen die durchschnittlichen Volllaststunden in einem Bereich von 2.500 bis 3.200 FLH.

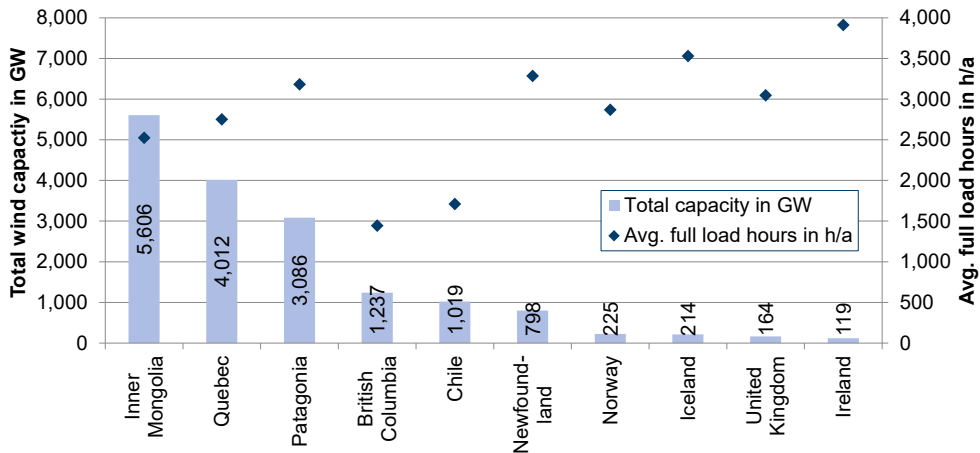


Abbildung 6.4: Installierbare Windkraftkapazitäten und durchschnittliche Volllaststunden in den Vorzugsregionen für Windenergie

Auffällig ist die Diskrepanz der durchschnittlichen FLH bei den drei kanadischen Provinzen. Während Quebec und Neufundland im Osten des Landes etwa 2.750 bzw. 3.290 FLH aufweisen, liegt der Wert für das im Westen gelegene Britisch-Kolumbien mit 1.445 FLH deutlich niedriger. Dieser Unterschied ist möglicherweise auf die am westlichen Rand von Britisch-Kolumbien gelegenen Gebirgskzüge zurückzuführen, die das Binnenland zum Teil von dem in diesen Breiten vorherrschenden Westwind abschirmen. Hinzu kommt die Lage der Hudson-Bucht im Westen Quebecs, die, obwohl im Landesinneren Kanadas gelegen, für küstenähnliche Windverhältnisse sorgt. Obwohl diese durchschnittliche Volllaststundenzahl von 1.445 h/a nicht auf eine windreiche Region schließen lässt, wird Britisch-Kolumbien im Folgenden aufgrund der Regionsausdehnung, des damit verbundenen Kapazitätspotentials und des breiten Volllaststundenbands (vgl. Tabelle 6.1) weiter berücksichtigt. Ebenso liegen die mittleren Volllaststunden von Chile deutlich unter denen in Patagonien trotz räumlicher Nähe der Regionen. Dies ist mit der großen Nord-Süd-Ausdehnung von Chile zu erklären. Besonders der Süden von Chile ist von hohen mittleren Windgeschwindigkeiten geprägt, während der Norden des Landes eher mäßiges Windenergiepotential zeigt. Die höchsten mittleren Volllaststunden ergeben sich für Irland. Dies ist nicht so sehr auf besonders windstarke Standorte, die den Durchschnitt anheben, sondern auf ein enges Volllaststundenband zwischen 3.500 und 4.500 h/a zurückzuführen, in dem mehr als drei Viertel der Standorte liegen.

Zur Illustration der unterschiedlichen Verteilung von Volllaststunden in Patagonien sind die Landverfügbarkeits- und Simulationsergebnisse der Region in Abbildung 6.5 dargestellt. Neben der Volllaststundenverteilung zeigt die Legende auch vereinfachte Stromgestehungskosten ($LCOE_{\text{simple}}$). Hier sind lediglich die Anlagenkosten (vgl. Abschnitt 3.2.1) auf die ermittelten Volllaststunden bezogen. Eine Vernetzung der WEA zu Windparks oder eine kostenoptimale Abregelung sind an dieser Stelle nicht berücksichtigt.

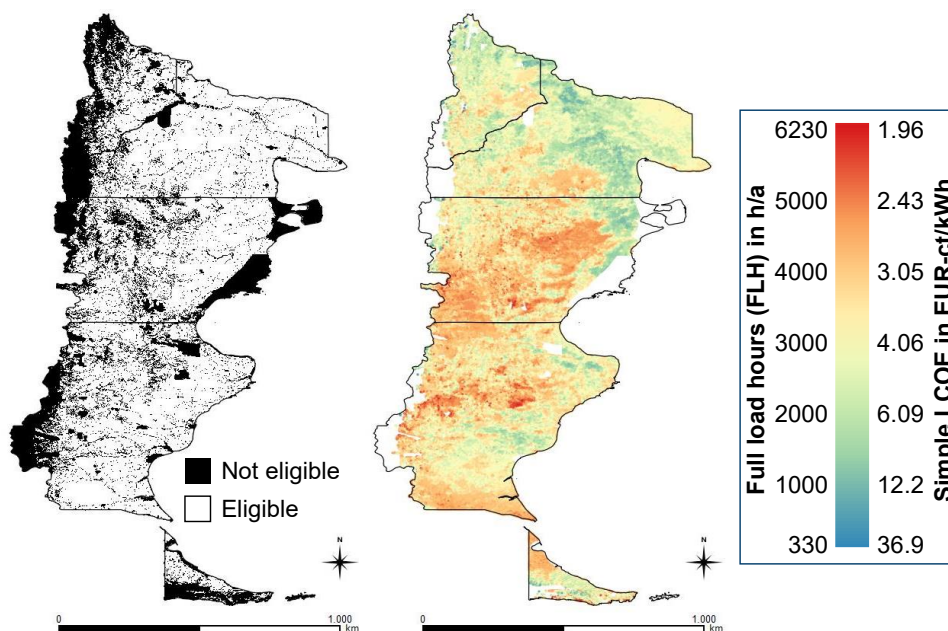


Abbildung 6.5: Ergebnisse der Landverfügbarkeitsanalyse (links) und der Simulation von Volllaststunden und vereinfachten Stromgestehungskosten für WEA (rechts) in Patagonien

Es zeigt sich, dass in großen Gebieten Patagoniens Stromgestehungskosten von 2 bis 4 EUR-ct/kWh erreicht werden können. An einzelnen Standorten sind $LCOE_{\text{simple}}$ von unter 2 EUR-ct/kWh möglich. Auf Basis der Landverfügbarkeitsanalyse ist die Installation von 617.203 Turbinen mit je 5 MW und einer Gesamtkapazität von 3.086 GW in Patagonien möglich. An dieser Stelle wird jede installierbare Turbine ungeachtet ihrer voraussichtlichen Volllaststundenzahl berücksichtigt. Unter Einbeziehung der durchschnittlichen Volllaststundenzahl von 3.183 ergibt sich ein jährliches Erzeugungspotential von 9.823 TWh. Unter Berücksichtigung minimaler zulässiger Volllaststunden für die Turbinenstandorte ergeben sich abnehmende relative Ausbaugrade und steigende durchschnittliche Volllaststunden.

Abbildung 6.6 zeigt die im Rahmen dieser Arbeit gewählte Abstufung der minimalen Volllaststunden für Patagonien. Etwa 89 % aller möglichen WEA-Standorte in Patagonien weisen mindestens 2.000 Volllaststunden auf. Mit zunehmendem unterem Grenzwert der FLH sinkt der Ausbaugrad bis auf 0,3 % im Falle von mindestens 5.500 FLH. In dieser Grafik ist ebenfalls die Kostenkurve der Stromgestehung für die einzelnen Ausbaugrade aufgetragen. Anders als in Abbildung 6.5 umfassen die $LCOE_{\text{full}}$ hier auch die Kosten der Vernetzung zu Windparks

und die kostenoptimale Abregelung für die anschließende Nutzung der Energie zur Elektrolyse (vgl. Abschnitt 4.4). Mit zunehmender minimaler und durchschnittlicher Volllaststundenzahl sinken die LCOE. Bei einem minimalen Grenzwert von 2.000 FLH können 9.252 TWh/a zu $LCOE_{full}$ von knapp 4 EUR-ct/kWh erzeugt werden, bei mindestens 5.500 FLH sinkt der potentielle Ertrag auf 47 TWh/a zu etwa 2,6 EUR-ct/kWh. Zur Einordnung beträgt die deutsche Bruttostromerzeugung 647 TWh im Jahr 2015 [209] und könnte theoretisch knapp dreimal durch den erzeugten Strom der WEA in Patagonien mit mindestens 4.500 FLH ($LCOE_{full}$: 2,83 EUR-ct/kWh) gedeckt werden.

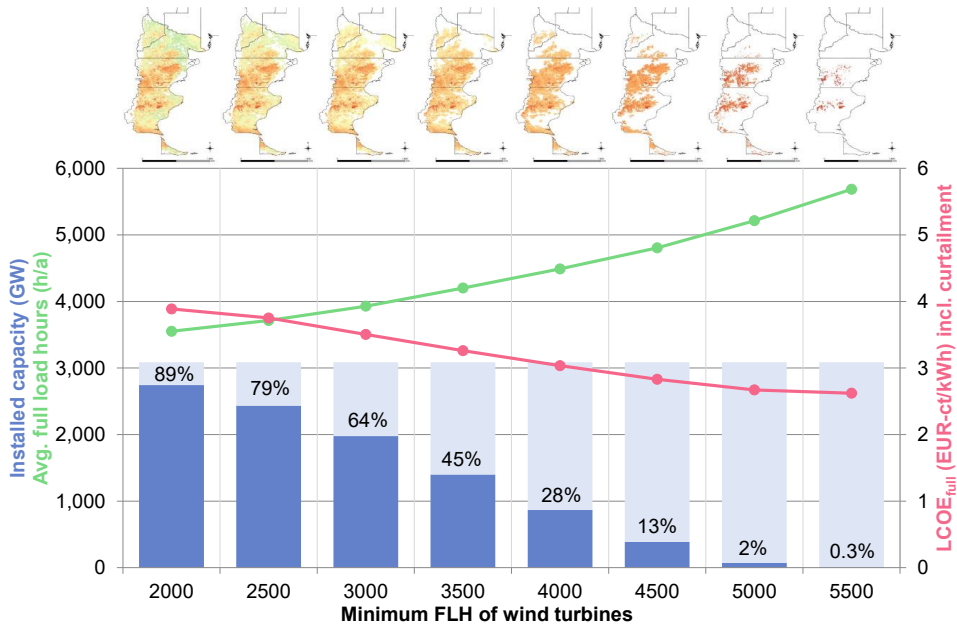


Abbildung 6.6: Ausbaugrade der Windenergie, durchschnittliche Volllaststunden und Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der minimal zulässigen Volllaststundenzahl in Patagonien

Abbildung 6.7 zeigt analog zu Abbildung 6.5 die Ergebnisse zur Landverfügbarkeitsanalyse und zum Windenergiepotential für Island. Dabei fallen besonders die ausgeschlossenen Gletschergebiete der Insel auf. Auf einer verfügbaren Fläche von 31.350 km² könnten insgesamt 42.822 WEA zu je 5 MW (~ 214 GW) installiert werden. In Verbindung mit einer durchschnittlichen Volllaststundenzahl von 3.532 h/a ergibt sich ein theoretisches jährliches Erzeugungspotential von 756 TWh, was wiederum ausreichen würde, den deutschen Strombedarf vollständig zu decken.

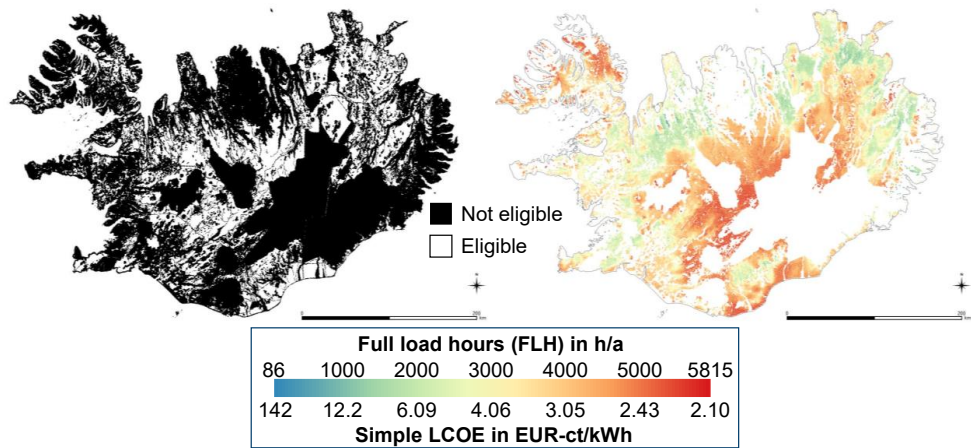


Abbildung 6.7: Ergebnisse der Landverfügbarkeitsanalyse (links) und der Simulation von Volllaststunden und vereinfachten Stromgestehungskosten für WEA (rechts) in Island

Aus der Abstufung der geforderten minimalen Volllaststunden ergeben sich die jeweiligen Ausbaugrade und die Kostenkurve der Stromgestehung in Abbildung 6.8. Die Kurven der durchschnittlichen Volllaststunden und der $LCOE_{full}$ verlaufen etwas flacher als jene von Patagonien. Außerdem ist die Spanne der $LCOE_{full}$ in Island etwas kleiner (3,78 - 2,82 EUR-ct/kWh) als in Patagonien (3,88 - 2,62 EUR-ct/kWh). Das ist auch darauf zurückzuführen, dass in Island keine WEA mit mindestens 5.500 FLH zu Windparks gruppiert werden können. Daher fällt diese Stützstelle der isländischen Kostenkurve weg.

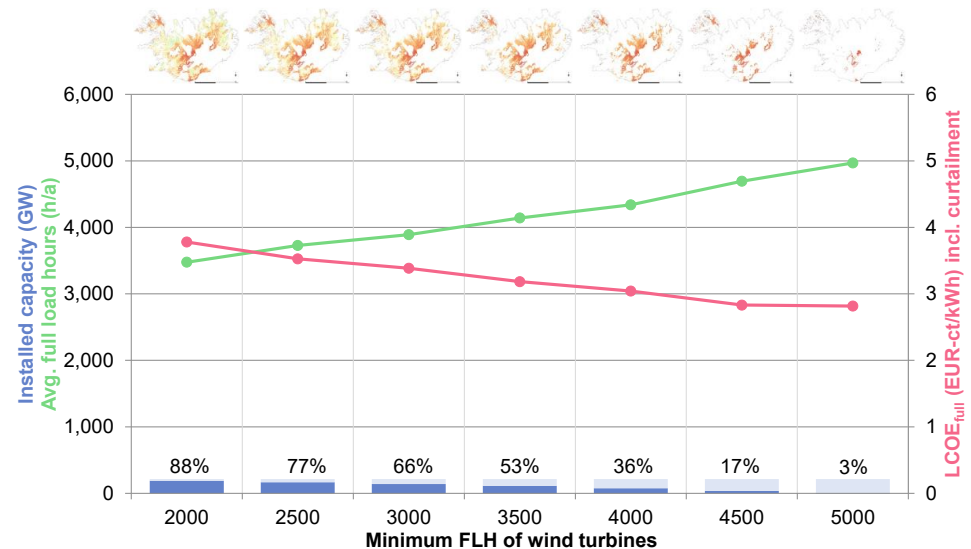


Abbildung 6.8: Ausbaugrade der Windenergie, durchschnittliche Volllaststunden und Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der minimal zulässigen Volllaststundenzahl in Island

Die Ergebnisse der größten windreichen Region im Rahmen dieser Arbeit sind in Abbildung 6.9 dargestellt. Aufgrund der enormen Fläche der Inneren Mongolei in Verbindung mit einer vergleichsweise hohen relativen Flächenverfügbarkeit für WEA ergeben sich über 1,12 Mio. potentielle Windturbinenstandorte mit einer Gesamtkapazität von 5.606 GW.

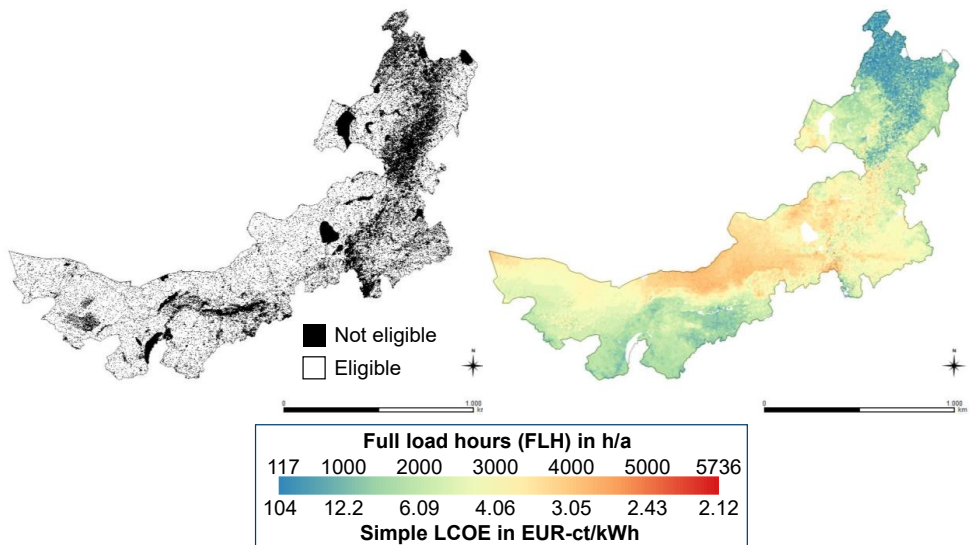


Abbildung 6.9: Ergebnisse der Landverfügbarkeitsanalyse (links) und der Simulation von Volllaststunden und vereinfachten Stromgestehungskosten für WEA (rechts) in der Inneren Mongolei

Verglichen mit Patagonien und Island liegen die durchschnittlichen Volllaststunden aller Standorte mit 2.525 h/a deutlich niedriger. Daraus ergibt sich ein Windenergiepotential von 14.155 TWh/a, welches um den Faktor 1,5 größer als das von Patagonien und um den Faktor 19 größer als das von Island ist.

Werden die gewählten minimalen Volllaststundenschritte zugrunde gelegt, zeigt sich eine rasche Abnahme des Ausbaugrades der Windenergie (siehe Abbildung 6.10). Bereits bei einem Minimum von 2.500 FLH beträgt der Ausbaugrad in der Inneren Mongolei lediglich 52 % des vorhandenen Potentials. Erhöht man die minimale Volllaststundenzahl weiter, verbleibt bei mindestens 4.000 FLH nur 1 % der potentiellen WEA-Standorte. Im Unterschied zu den anderen beiden Vorzugsregionen sinken die $LCOE_{full}$ mit zunehmenden durchschnittlichen FLH nicht monoton, sondern steigen im letzten Ausbauszenario an. Dies ist auf den unverhältnismäßigen finanziellen Mehraufwand der Windparkvernetzung von verbleibenden, weit auseinander liegenden WEA zurückzuführen.

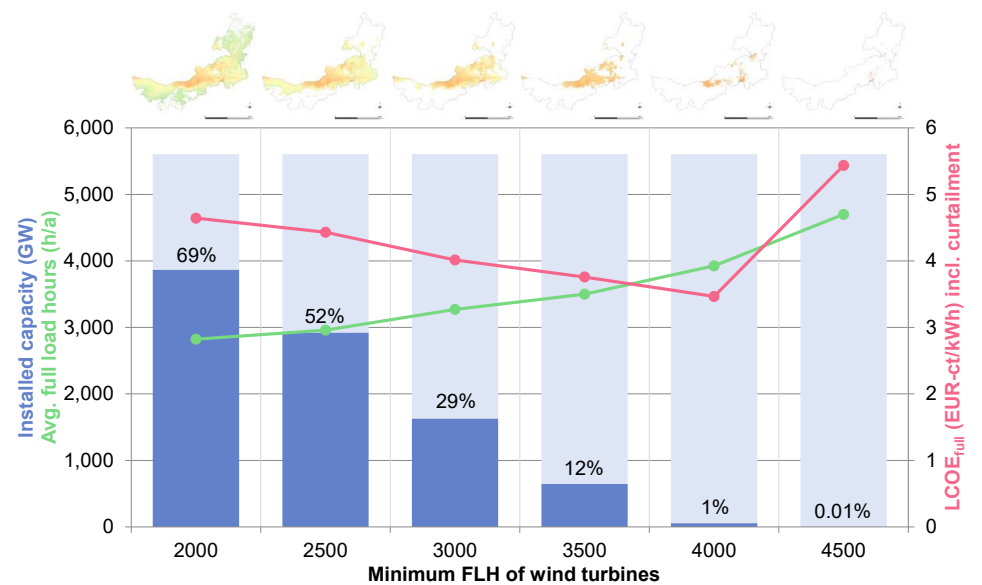


Abbildung 6.10: Ausbaugrade der Windenergie, durchschnittliche Volllaststunden und Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der minimal zulässigen Volllaststundenzahl in der Inneren Mongolei

Eine Ergebnisübersicht der Windpotentialanalyse liefert Tabelle 6.1. Im linken Bereich der Tabelle sind zu jeder Vorzugsregion die theoretische Gesamtkapazität, die durchschnittliche Volllaststundenzahl und das entsprechende jährliche Erzeugungspotential eingetragen.

Tabelle 6.1: Ergebnisübersicht der Potentialanalyse für Windenergie in den betrachteten Vorzugsregionen

Vorzugsregion	Betrachtetes Potential			Potentialabstufungen	
	Pot. Kapazität	Ø FLH	Jährl. Erzeugungspotential	Ø FLH-Bandbreite	LCOE _{full} - Bandbreite
	GW	h/a	TWh/a	h/a	EUR-ct/kWh
Innere Mongolei	5.606	2.525	14.155	2.823 - 4.699	5,44 - 3,47
Quebec	4.012	2.754	11.049	2.875 - 5.115	7,40 - 3,51
Patagonien	3.086	3.183	9.823	3.551 - 5.686	3,89 - 2,62
Neufundland	798	3.287	2.623	3.113 - 5.080	4,23 - 3,12
Britisch-Kolumbien	1.237	1.445	1.787	2.383 - 4.803	7,74 - 4,58
Chile	1.019	1.712	1.745	3.386 - 6.075	3,90 - 2,85
Island	214	3.532	756	3.476 - 4.969	3,78 - 2,82
Norwegen	225	2.871	646	3.201 - 5.104	4,17 - 3,29
Vereinigtes Königreich	164	3.049	500	2.985 - 4.666	4,46 - 3,43
Irland	119	3.913	466	3.772 - 4.537	3,49 - 3,23

Die rechte Seite der Tabelle stellt lediglich das betrachtete Potential aller WEA-Standorte über 2.000 FLH in der jeweiligen Bandbreite über alle Ausbaugrade in Analogie zu Abbildung 6.6, Abbildung 6.8 und Abbildung 6.10. In Bezug auf das Gesamtpotential sind die Innere Mongolei, Quebec und Patagonien aufgrund ihrer Landfläche die Regionen mit dem größten Kapazitäts- und Erzeugungspotential. Berücksichtigt man nur die Standorte mit den höchsten erwarteten FLH und nutzt dementsprechend nicht das volle Ausbaupotential jeder Region, weisen Patagonien, Chile und Island Standorte mit $LCOE_{full}$ unter 3 EUR-ct/kWh auf. Das macht sie zu wirtschaftlich besonders attraktiven Regionen für die Wasserstoffproduktion.

6.1.4 Ergebnisse der Solarenergiepotentialanalyse

Aus dem Ergebnis der Landverfügbarkeitsanalyse in Abbildung 6.3 geht hervor, dass die absoluten verfügbaren Flächen für PV in sonnenreichen Regionen die WEA-geeigneten Flächen in windreichen Regionen bei weitem übersteigen. Besonders die Länder Australien, Saudi-Arabien, China sowie die nordafrikanischen Staaten Algerien und Libyen weisen je ein größeres Flächenpotential auf als die Innere Mongolei, die größte Vorzugsregion für Windenergie. Eine vollständige Nutzung dieser Flächenpotentiale würde zu einer kumulierten PV-Kapazität von etwa 400 TW allein in diesen Ländern führen. Verglichen mit einem derzeitigen globalen Ausbau von gut 500 GW erscheint dieser Wert recht hoch. Aus diesem Grund werden für sämtliche sonnenreiche Regionen zunächst die 5 % der Standorte mit den höchsten erwarteten Volllaststunden in Verbindung mit einer minimalen Volllaststundenzahl von 1.900 h/a berücksichtigt.

Die Ergebnisse zu PV-Kapazitäten und durchschnittlichen Volllaststunden der ausgewählten Standorte in den Vorzugsregionen zeigt Abbildung 6.11. Aufgrund der Restriktion von mindestens 1.900 FLH pro Standort ändert sich die Reihenfolge der Regionen mit dem größten PV-Potential im Vergleich zur Landverfügbarkeit (vgl. Abbildung 6.3).

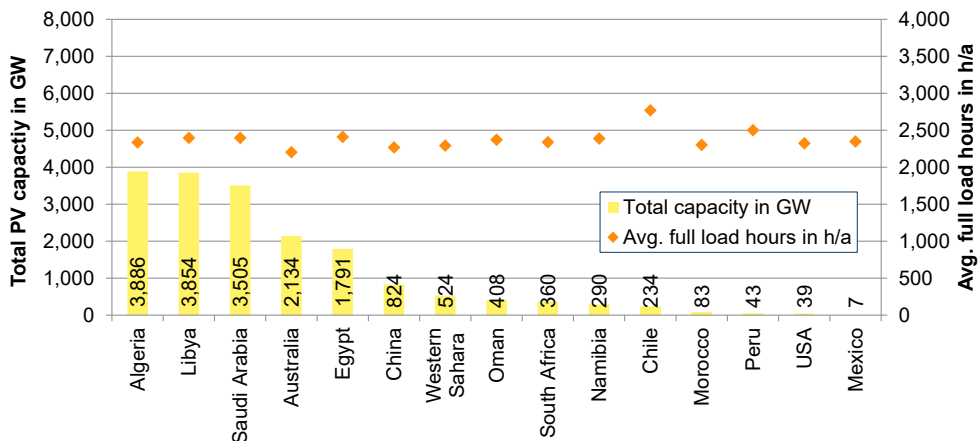


Abbildung 6.11: Photovoltaikkapazitäten und durchschnittliche Volllaststunden der Standorte mit den höchsten erwarteten Volllaststunden (top 5 %, min. 1.900 FLH) in den Vorzugsregionen für Solarenergie

So sind in Australien zwar über 2 Mio. km² Landfläche für PV verfügbar, was bei einem Flächenbedarf von 20 m²/kW (siehe Abschnitt 3.2.1) etwa 103 TW installierter PV-Leistung entsprechen würde. Berücksichtigte man nun die einstrahlungsreichsten 5 % aller verfügbaren Standorte, führte dies zu etwa 5 TW. Das Ergebnis in Abbildung 6.11 zeigt jedoch, dass lediglich 2.134 GW (42.680 km²) eine minimale Volllaststundenzahl von 1.900 h/a aufweisen. Damit rücken die nordafrikanischen Staaten Algerien und Libyen sowie Saudi-Arabien in Bezug auf das Kapazitätspotential nach vorne. Anders als bei den windreichen Regionen liegen die durchschnittlichen Volllaststunden in einem deutlich schmaleren Band zwischen 2.200 und 2.780 FLH, wobei berücksichtigt werden muss, dass 2.780 FLH nur in den höher gelegenen Regionen der Atacama-Wüste in Chile auftreten. Die zweithöchste Volllaststundenzahl beträgt etwa 2.500 und tritt in Peru auf. Aufgrund der voraussichtlichen weltweiten Bedarfsverteilung von Wasserstoff, die in Abschnitt 7.1 im Detail erläutert wird, erweist sich die pauschale Auswahl der einstrahlungsreichsten 5 % aller verfügbaren Standorte zwar als ausreichend, um den Weltwasserstoffbedarf zu decken. Das kumulierte Kapazitätspotential beträgt knapp 18 TW bei einer Begrenzung auf 5 % und übersteigt damit das summierte Kapazitätspotential der windreichen Regionen. Allerdings wird in einigen sonnenreichen Vorzugsregionen bei der Verteilung des Wasserstoffangebots dieses begrenzte PV-Kapazitätspotential vollständig ausgeschöpft, sodass der Ausbaugrad nicht mehr als Freiheitsgrad der Optimierung fungiert. Mit dem Ziel, die globale Wasserstoffversorgung möglichst kosteneffizient zu decken, erscheint eine Erweiterung der maximalen Ausbaugrade in ausgewählten Regionen sinnvoll. Daher wird der Betrachtungsrahmen der untersuchten Standorte in einzelnen Vorzugsregionen von 5 % auf 25 % bzw. 50 % erweitert. Die Ergebnisse hinsichtlich der installierbaren PV-Kapazitäten und durchschnittlichen Volllaststunden sind Abbildung 6.12 zu entnehmen. Eine Erweiterung auf 25 % der einstrahlungsreichsten Standorte wird in den Regionen Saudi-Arabien, Südafrika, Namibia, Chile, Peru und den USA vorgenommen.

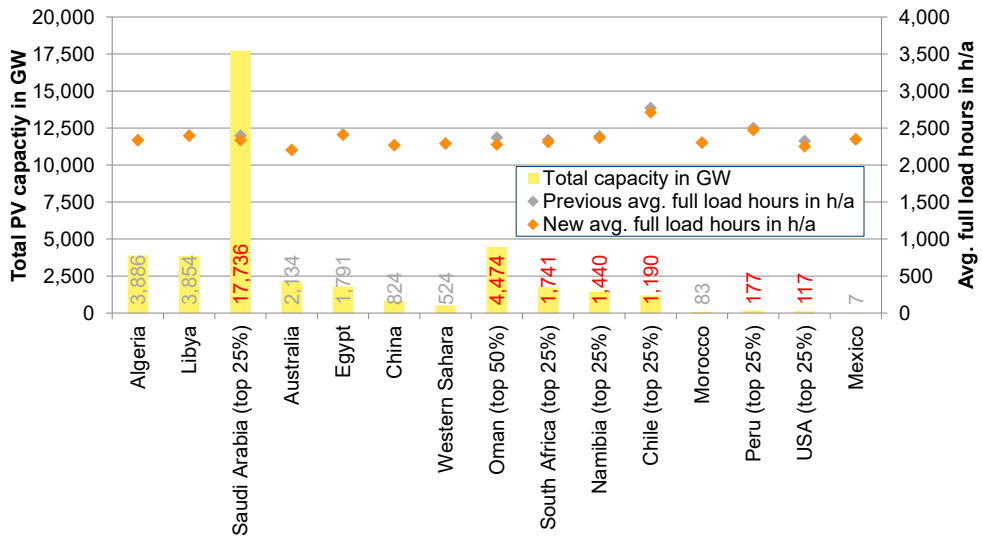


Abbildung 6.12: Erweiterte Photovoltaikkapazitäten und durchschnittliche Volllaststunden der Standorte mit den höchsten erwarteten Volllaststunden in den Vorzugsregionen für Solarenergie (Angepasste Kapazitäten in rot)

Aufgrund seiner geografischen Lage wird der Untersuchungsrahmen im Oman auf 50 % der einstrahlungsreichsten Standorte erweitert. Damit wird Saudi-Arabien zur Region mit dem größten betrachteten PV-Potential von 17.736 GW. Da im Zuge der Kapazitätserweiterung Standorte mit geringeren Volllaststunden berücksichtigt werden, kommt es bei einigen Regionen zu einer Verschiebung der durchschnittlichen FLH. Diese leichte Verschiebung zeigt sich an den Beispielen Saudi-Arabien, Oman, Chile und den USA. Aufgrund der engen Verteilung der Volllaststunden in den einzelnen Regionen lassen sich keine Schrittweiten von 500 FLH zwischen den Ausbaugraden wählen. Damit aber genügend Stützstellen für eine belastbare Kostenkurve zur Verfügung stehen, sind die Schrittweiten der minimalen Volllaststunden für jede sonnenreiche Region individuell zu wählen. Diese Schrittweiten sind Tabelle E.1 in Anhang E zu entnehmen.

Wie bereits im vorigen Abschnitt zu windreichen Regionen werden auch in diesem Abschnitt drei Regionsbeispiele detailliert vorgestellt. Anhang E stellt die Ergebnisse der übrigen Regionen vor. Die Region mit dem weitaus größten Erzeugungspotential im Rahmen dieser Analyse ist Saudi-Arabien. Die Ergebnisse der Landverfügbarkeitsanalyse und der PV-Simulation sind in Abbildung 6.13 dargestellt. Einer relativen Verfügbarkeit von 72,5 % entsprechend liegt die verfügbare Landfläche bei etwa 1,4 Mio. km². Für Saudi-Arabien werden im Rahmen dieser Arbeit, wie zuvor erwähnt, 25 % aller möglichen PV-Standorte berücksichtigt, um den maximalen Ausbaugrad nicht zwangsläufig ausreizen zu müssen.

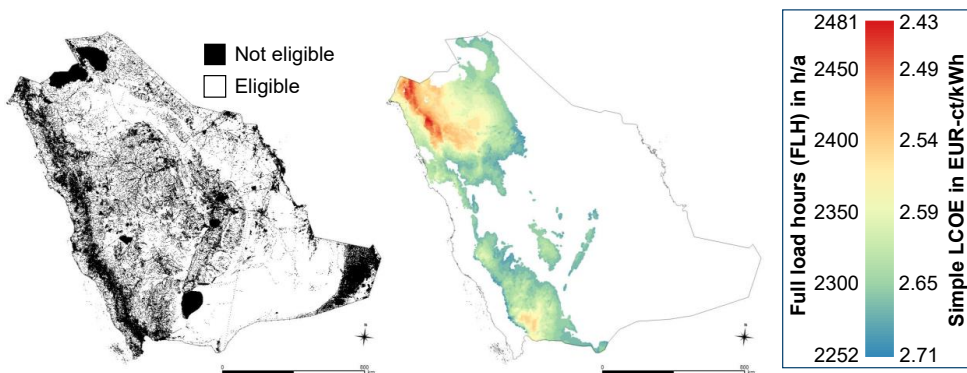


Abbildung 6.13: Ergebnisse der Landverfügbarkeitsanalyse (links) und der Simulation von Volllaststunden und vereinfachten Stromgestehungskosten für PV-Module (rechts) in Saudi-Arabien (25 % aller möglichen Standorte berücksichtigt)

So stehen in Saudi-Arabien 17.736 GW mit einer durchschnittlichen Volllaststundenzahl von 2.335 h/a zur Verfügung. Die Bandbreite der Volllaststunden reicht dabei von 2.252 bis 2.481 h/a, die vereinfachten LCOE_{simple} ohne Berücksichtigung der Vernetzung und Abregelung reichen von 2,43 bis 2,71 EUR-ct/kWh. Entsprechend vergleichsweise großer potentieller Kapazität bei einer Begrenzung auf 25 % aller Standorte ergibt sich ein jährliches Erzeugungspotential von über 41.400 TWh. Diese Energiemenge würde theoretisch ausreichen, um ein Viertel des jährlichen weltweiten Primärenergiebedarfes zu decken [5, S. 648]. Das PV-Erzeugungspotential der gesamten verfügbaren Fläche Saudi-Arabiens entspräche damit in etwa dem Weltprimärenergiebedarf, wenn die ohnehin nur geringe Abnahme der durchschnittlichen Volllaststundenzahl mit zunehmenden Ausbaugrad vernachlässigt wird.

Beginnend mit dem gewählten maximalen Ausbaugrad von 25 % stellt Abbildung 6.14 die Strom- und Kostenkurve für PV-Strom in Saudi-Arabien dar.

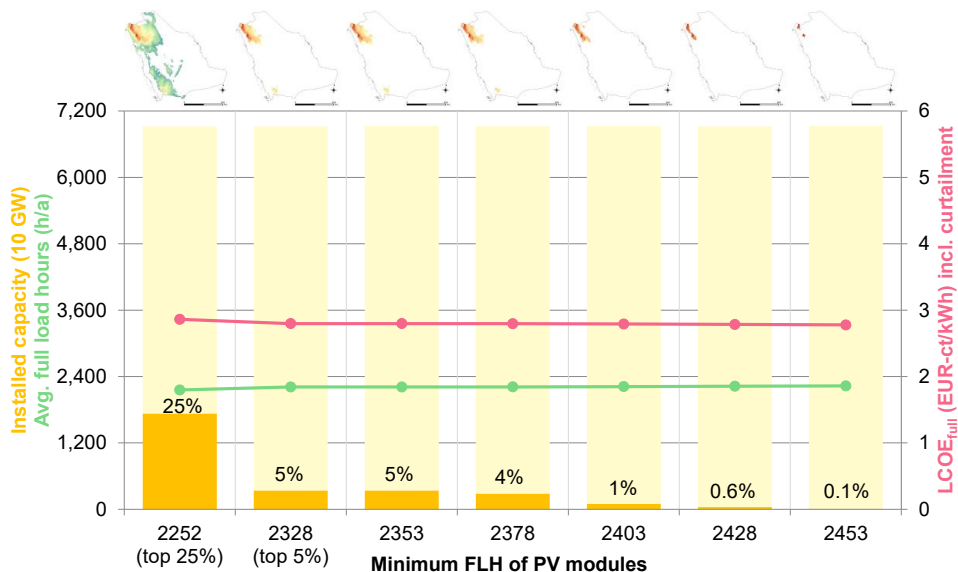


Abbildung 6.14: Ausbaugrade der Photovoltaik, durchschnittliche Volllaststunden und Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der minimal zulässigen Volllaststundenzahl in Saudi-Arabien (Der höchste betrachtete Ausbau bezieht sich auf 25 % aller möglichen Standorte)

Dabei weisen 25 % der theoretisch verfügbaren Standorte eine minimale Volllaststundenzahl von 2.252 h/a auf. Die nächste Stützstelle umfasst, wie ursprünglich vorgesehen, lediglich 5 % aller Standorte mit einer minimalen Volllaststundenzahl von 2.328 h/a. Danach erhöht sich die minimale Volllaststundenzahl der berücksichtigten PV-Module um 25 h/a bis bei einem minimalen Grenzwert von 2.453 h/a nur noch etwa 100 GW (0,1 %) der Kapazität betrachtet wird. Hier zeigt sich eine relativ geringe Variation der durchschnittlichen Volllaststunden über die Veränderung der Ausbaugrade. Dementsprechend liegen die $LCOE_{full}$ in einem schmalen Bereich von 2,80 bis 2,78 EUR-ct/kWh innerhalb der volllaststundenstärksten 5 % der Standorte. Bei einem Ausbaugrad von 25 % erhöhen sich die $LCOE_{full}$ auf etwa 2,86 EUR-ct/kWh.

Im Vergleich zu Saudi-Arabien weist der Oman (siehe Abbildung 6.15) deutlich kleinere relative und absolute Flächenverfügbarkeiten auf. Auf einer Fläche von über 170 km² ließen sich knapp 9.000 GW PV-Leistung installieren. Anders als bei den übrigen Vorzugsregionen werden im Oman die einstrahlungsreichsten 50 % der Standorte berücksichtigt. Das entspricht etwa 4.474 GW und einer durchschnittlichen Volllaststundenzahl von 2.278 h/a. Die im Verhältnis zu Saudi-Arabien etwas geringeren Volllaststunden sind auf den größeren Umfang der berücksichtigten Standorte im Oman zurückzuführen. So ergibt sich das zweitgrößte Erzeugungspotential von knapp 10.200 TWh/a mit vereinfachten $LCOE_{simple}$ von 2,76 bis 2,51 EUR-ct/kWh ohne Vernetzung der PV-Parks und ohne kostenoptimale Abregelung.

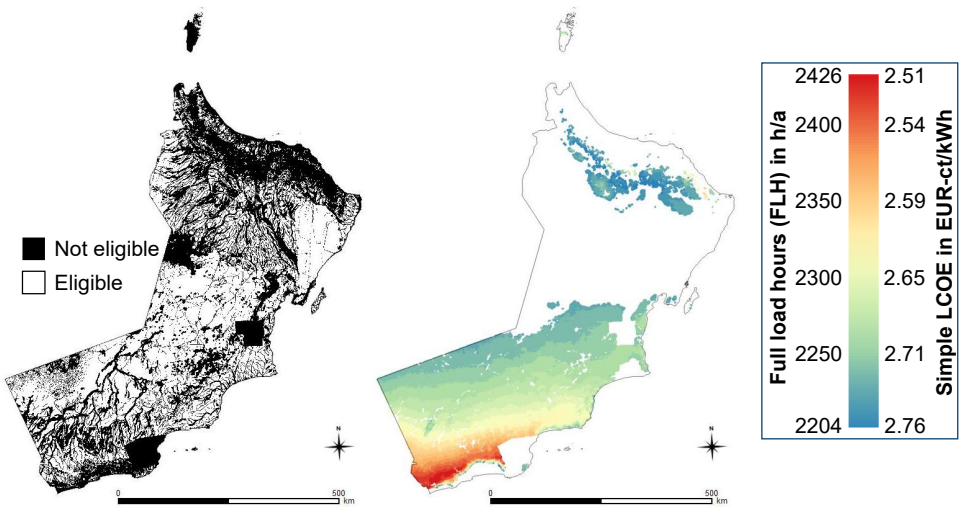


Abbildung 6.15: Ergebnisse der Landverfügbarkeitsanalyse (links) und der Simulation von Volllaststunden und vereinfachten Stromgestehungskosten für PV-Module (rechts) im Oman (50 % aller möglichen Standorte berücksichtigt)

Abbildung 6.16 zeigt das Stromangebot und die damit verbundenen Kosten in Abhängigkeit der PV-Ausbaugrade im Oman. Die einstrahlungsstärksten 50 % aller verfügbaren Standorte im Oman weisen minimale Volllaststunden von 2.204 h/a auf.

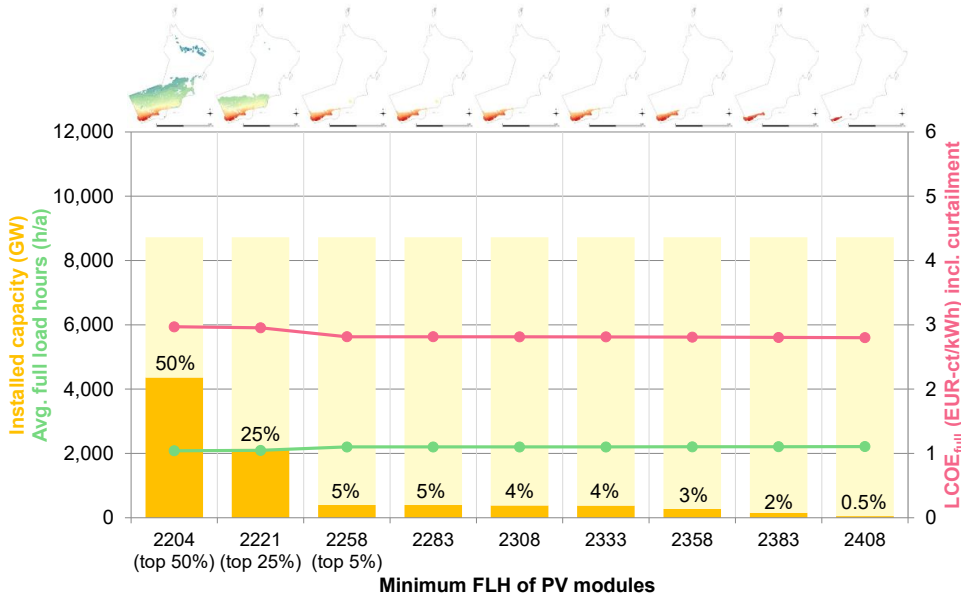


Abbildung 6.16: Ausbaugrade der Photovoltaik, durchschnittliche Volllaststunden und Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der minimal zulässigen Volllaststundenzahl im Oman (Der höchste betrachtete Ausbau bezieht sich auf 50 % aller möglichen Standorte)

Wird dieser untere Grenzwert um 17 h/a auf 2.221 h/a erhöht, verbleibt nur noch ein Viertel des Kapazitätspotentials. Nach einer weiteren Reduktion des Ausbaugrades auf 5 % werden die minimalen Volllaststunden dann schrittweise um 25 h/a erhöht, bis bei 2.408 FLH nur noch die einstrahlungsstärksten 0,5 % aller PV-Module ausgewählt werden. Aufgrund der um 100 h/a geringeren durchschnittlichen FLH in den ersten beiden Stützstellen (50 und 25 %) liegen hier auch die vollständigen $LCOE_{full}$ mit 2,97 bzw. 2,95 EUR-ct/kWh etwa 0,15 EUR-ct/kWh höher als die der übrigen Stützstellen. Nach der Reduktion auf 5 % aller Standorte verläuft die Kostenkurve vergleichsweise konstant. Eine starke Abhängigkeit der Volllaststunden bzw. der $LCOE_{full}$ vom jeweiligen Ausbaugrad ist im Oman also nicht festzustellen.

Im Unterschied zu den im vorigen Abschnitt analysierten windreichen Regionen zeigt sich, dass die Volllaststundenverteilung und die daraus abgeleiteten Kostenkurven der Strombereitstellung in den sonnenreichen Regionen kaum vom Ausbaugrad abhängen. Selbst bei drastischer Erhöhung der Kapazität auf die einstrahlungsstärksten 25 % bzw. 50 % aller verfügbaren Standorte variieren die $LCOE_{full}$ nur unwesentlich. Das ist größtenteils auf das relativ schmale Volllaststundenband der Vorzugsregionen zurückzuführen. Während ausbaugradabhängige Volllaststundenunterschiede von 2.600 h/a in windreichen Regionen möglich sind (vgl. Tabelle 6.1), variieren die FLH in sonnenreichen Regionen nur um bis zu 230 h/a.

Das abschließende Beispiel für eine repräsentative Region im Norden Afrikas ist Libyen. Abbildung 6.17 zeigt die Ergebnisse der Landverfügbarkeit und der Volllaststundensimulation. Dabei sind trotz einer verfügbaren Landfläche von knapp 1,4 Mio. km² lediglich 77.088 km² bzw. 3.854 GW PV-Leistung berücksichtigt, da diese Standorte die höchsten FLH aufweisen. Dabei liegen die $LCOE_{simple}$ ohne Berücksichtigung der Parkvernetzung oder kostenoptimaler Abregelung zwischen 2,43 und 2,58 EUR-ct/kWh. Da sich die Volllaststunden der einzelnen Standorte in Libyen kaum unterscheiden, ist auch der Unterschied der Stromgestehungskosten marginal. Bei durchschnittlichen Volllaststunden von 2.399 h/a ergibt sich ein jährliches Erzeugungspotential von 9.246 TWh. Dies entspricht in etwa dem jährlichen Erzeugungspotential von Windenergie in Patagonien. Dabei ist weiterhin zu beachten, dass nur 5 % aller Standorte in Libyen berücksichtigt werden.

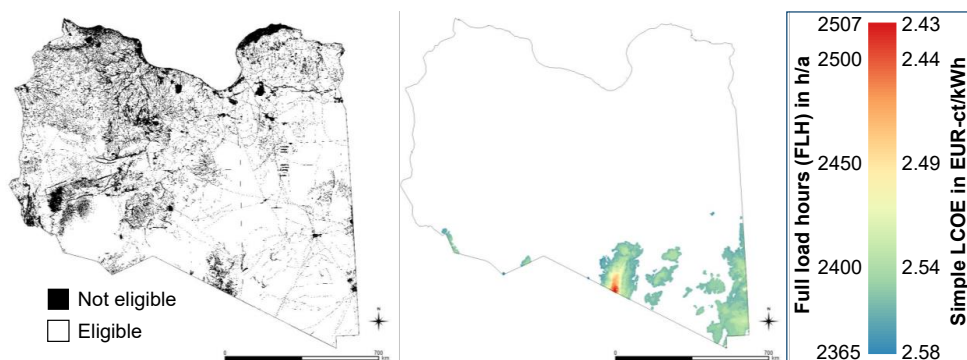


Abbildung 6.17: Ergebnisse der Landverfügbarkeitsanalyse (links) und der Simulation von Volllaststunden und vereinfachten Stromgestehungskosten für PV-Module (rechts) in Libyen (5 % aller möglichen Standorte berücksichtigt)

In Abbildung 6.18 sind die Ausbaugrade der Photovoltaik in Abhängigkeit der gewählten Schrittweiten minimaler Volllaststunden dargestellt. Dabei bezieht sich der vollständige Ausbau bei einer minimalen Volllaststundenzahl von 2.365 h/a auf die einstrahlungsstärksten 5 % aller verfügbaren Standorte. Wird der untere FLH-Grenzwert um 50 h/a auf 2.415 h/a erhöht, reduziert sich die Kapazität um 94 %, was darauf schließen lässt, dass die meisten Standorte Volllaststunden zwischen 2.390 und 2.415 h/a aufweisen. Die grüne FLH-Kurve in der Abbildung liegt jedoch deutlich niedriger im Bereich von 2.220 und 2.260 h/a. Diese niedrigeren Volllaststundenzahlen ergeben sich aus der kostenoptimalen Abregelung der PV-Parks, bei der ein nicht unerheblicher Teil der elektrischen Energie verloren geht. Das Erzeugungspotential sinkt zwischen der zweiten und dritten Stützstelle von 6.888 h/a auf 498 TWh. Trotz der sprunghaften Kapazitätsreduktion bleiben auch die $LCOE_{full}$ über alle Stützstellen relativ konstant zwischen 2,74 und 2,77 EUR-ct/kWh. Im Unterschied zum Erzeugungspotential sind sowohl Volllaststunden als auch $LCOE_{full}$ vergleichsweise unabhängig vom Ausbaugrad.

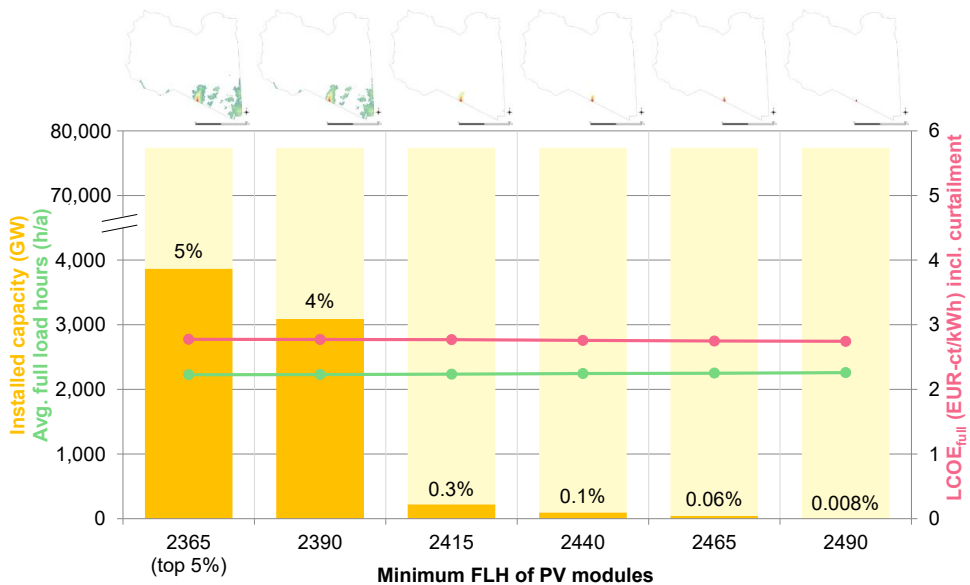


Abbildung 6.18: Ausbaugrade der Photovoltaik, durchschnittliche Volllaststunden und Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der minimal zulässigen Volllaststundenzahl in Libyen (Der maximale Ausbau bezieht sich auf 5 % aller möglichen Standorte)

Tabelle 6.2 zeigt die Ergebnisse der Solarpotentialanalyse in einer Übersicht. Hier wird auch bei den bisher nicht ausführlich diskutierten Regionen deutlich, dass sich die durchschnittlichen Volllaststunden der Regionen trotz mitunter erheblicher Kapazitätsunterschiede nur geringfügig unterscheiden. Dementsprechend richtet sich das Erzeugungspotential fast nur nach dem betrachteten Ausbaupotential. Ebenso variieren die $LCOE_{full}$ über alle Regionen und Ausbaugrade zwischen 2,48 EUR-ct/kWh in Peru und 3,29 EUR-ct/kWh in den USA. Die Übersicht der windstarken Regionen (vgl. Tabelle 6.1) zeigt dahingegen Unterschiede von über 5 EUR-ct/kWh je nach Gebiet und Ausbaugrad.

6 Angebots- und Kostenanalyse der Wasserstoffbereitstellung

Aus der Übersicht folgt, dass die größten betrachteten Erzeugungspotentiale in Saudi-Arabien, dem Oman, in Libyen und Algerien liegen. Die vergleichsweise großen Landflächen von Ägypten und Australien resultieren in relativ großen Kapazitätspotentialen. Eine vergleichende Aussage über die wirtschaftliche Attraktivität der Regionen, wie bei der Windpotentialanalyse, lässt sich an dieser Stelle aufgrund der ähnlichen Volllaststundenverteilungen noch nicht treffen.

Tabelle 6.2: Ergebnisübersicht der Potentialanalyse für Photovoltaik in den betrachteten Vorzugsregionen

Vorzugsregion	Betrachtetes Potential			Potentialabstufungen		
	Anteil am Gesamtpotential	Pot. Kapazität	Ø FLH	Jährl. Erzeugungspotential	Ø FLH-Bandbreite	LCOE _{full} -Bandbreite
	-	GW	h/a	TWh/a	h/a	EUR-ct/kWh
Saudi-Arabien	25%	17.736	2.335	41.414	2.157 - 2.229	2,86 - 2,78
Oman	50%	4.474	2.278	10.192	2.083 - 2.213	2,97 - 2,80
Libyen	5%	3.854	2.399	9.246	2.227 - 2.259	2,77 - 2,74
Algerien	5%	3.886	2.336	9.078	2.098 - 2.190	2,95 - 2,83
Australien	5%	2.134	2.205	4.705	2.052 - 2.078	3,02 - 2,98
Ägypten	5%	1.791	2.412	4.320	2.223 - 2.234	2,80 - 2,77
Südafrika	25%	1.741	2.309	4.020	2.075 - 2.167	2,99 - 2,86
Namibia	25%	1.440	2.368	3.410	2.204 - 2.219	2,82 - 2,80
Peru	25%	798	2.473	1.973	2.458 - 2.498	2,52 - 2,48
China	5%	824	2.269	1.870	2.052 - 2.281	3,02 - 2,75
West. Sahara	5%	524	2.293	1.202	2.052 - 2.053	3,02 - 3,01
Chile	25%	177	2.713	480	2.237 - 2.247	2,78 - 2,76
USA	25%	117	2.253	264	2.128 - 2.239	3,29 - 2,96
Marokko	5%	83	2.303	191	2.060 - 2.142	3,04 - 2,94
Mexico	5%	7	2.348	16	2.168 - 2.173	3,04 - 2,91

6.2 Analyse der inländischen Bereitstellungsketten

Der folgende Abschnitt analysiert die technischen und ökonomischen Ergebnisse der inländischen Bereitstellungsketten. Wie im vorigen Abschnitt werden auch hier nur einzelne, repräsentative Beispiele für Vorzugsregionen und Ausbaugrade der Wind- bzw. Solarenergie ausgewählt.

Abschnitt 6.2.1 zeigt die Ergebnisse der Bereitstellungsketten in windreichen Regionen auf Basis der Erzeugungszeitreihen sowie der Angebots- und Kostenkurven des Abschnitts 6.1.3. Zur Veranschaulichung werden die Bereitstellungsergebnisse nur für ausgewählte Ausbaugrade dargestellt. Analog dazu stellt Abschnitt 6.2.2 Resultate der Bereitstellung in ausgewählten sonnenreichen Regionen anhand einzelner Ausbaugrade dar. Eine detaillierte Aufstellung der Bereitstellungspotentiale und der damit verbundenen Kosten folgt in Abschnitt 6.3.

6.2.1 Wasserstoff aus Windenergie

Im folgenden Abschnitt wird das Wasserstoffbereitstellungspotential der drei windreichen Regionen Patagonien, Island und Innere Mongolei anhand je eines Ausbauszenarios vorgestellt. Bei allen Regionen ist jeweils der Ausbaugrad mit den geringsten Bereitstellungskosten gewählt.

Aufgrund seines großen Windenergiepotentials in Verbindung mit vergleichsweise geringen Stromgestehungskosten (vgl. Tabelle 6.1) ist Patagonien eine vielversprechende Region für die Bereitstellung von erneuerbarem Wasserstoff. Abbildung 6.19 zeigt die technischen Ergebnisse der Wasserstoffbereitstellungskette in Patagonien basierend auf einem Windenergieausbaugrad für WEA mit mindestens 5.000 FLH. Die linke Seite der Abbildung zeigt die Standorte der Windenergiestandorte und die Platzierung der Elektrolyseure (blaue Punkte) in den Zentren der festgelegten Windparks. Die Wasserstoffpipeline ist in grau eingezeichnet. Mit einem grünen Fünfeck ist der gewählte Hafenstandort Comodoro Rivadavia an der argentinischen Ostküste markiert. Die rechte Seite der Grafik zeigt schematisch die einzelnen Elemente der Bereitstellungskette von der Windenergieerzeugung bis zur Speicherung des Wasserstoffs im Hafen jeweils mit ausgewählten charakteristischen Daten.

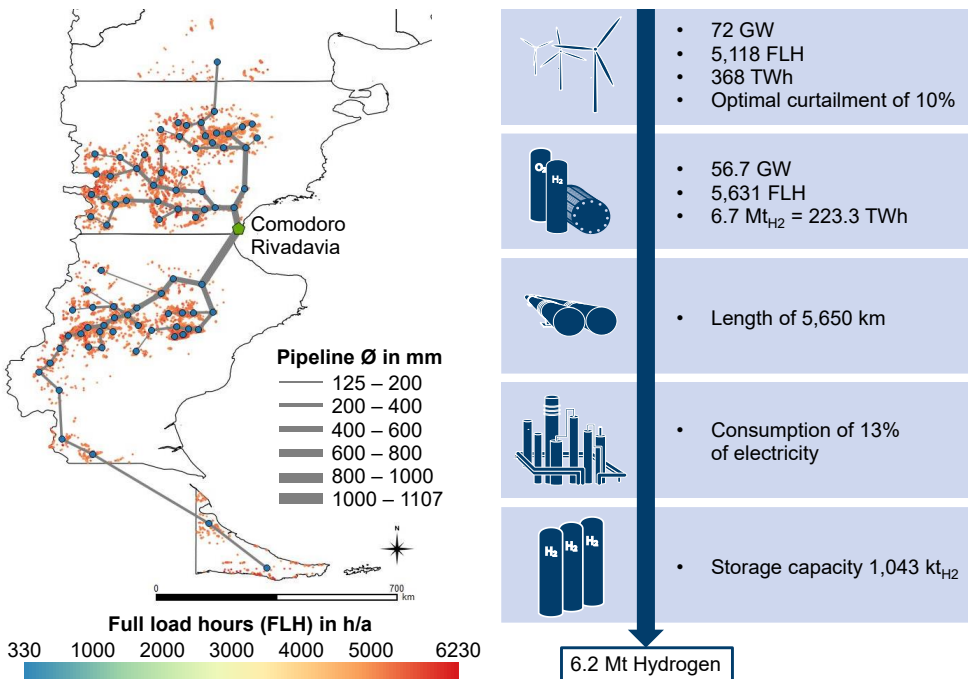


Abbildung 6.19: Technische Ergebnisse der inländischen Wasserstoffbereitstellung in Patagonien für WEA mit mindestens 5.000 FLH

Unter der Voraussetzung eines minimalen Grenzwertes von 5.000 FLH verbleibt eine installierbare Windkraftkapazität von etwa 72 GW (14.378 WEA) in Patagonien. Nach der kostenoptimalen Abregelung von 10 % in Bezug auf die installierte Windleistung erreichen diese WEA durchschnittliche Volllaststunden von 5.118 h/a und erzeugen über 368 TWh/a. Aufgrund der

Abregelung zur Reduzierung der Elektrolyseleistung und dem Vorhalten von 13 % der elektrischen Energie zur späteren Verflüssigung des Wasserstoffs ergibt sich eine Elektrolyseleistung von etwa 56,7 GW. Mit so erhöhten Volllaststunden von 5.631 h/a können 6,7 Mt_{H₂}/a erzeugt werden. Das entspricht mit 223 TWh knapp 61 % der erzeugten elektrischen Energie. Die erforderlichen Durchmesser der 5.650 km langen Wasserstoffpipeline variieren von 125 bis 1107 mm. Nach der Verflüssigung im Hafen ist eine Speicherkapazität des Flüssigspeichers von etwas über 1.000 kt_{H₂} im Hafenstandort erforderlich (vgl. Abschnitt 5.3.4, Abbildung 5.4), um einen kontinuierlichen Schifftransport trotz volatiler Energieerzeugung zu gewährleisten. Dabei ist das Volumen des durch das Wetterjahr bestimmten Speichers etwa fünfmal so groß wie das des Reservespeichers. Schlussendlich können in Patagonien bei dem betrachteten Ausbaugrad 6,2 Mt_{H₂} bereitgestellt werden. Die Differenz zur erzeugten Wasserstoffmenge von etwa 500.000 t_{H₂} geht durch den Schlupf bei den Kompressionsvorgängen und durch den unvermeidbaren Boil-off im Speicher verloren.

Zur Bewertung des Primärenergieaufwandes der Wasserstoffbereitstellung zeigt Abbildung 6.20 den energetischen Einfluss jedes Kettenelementes.

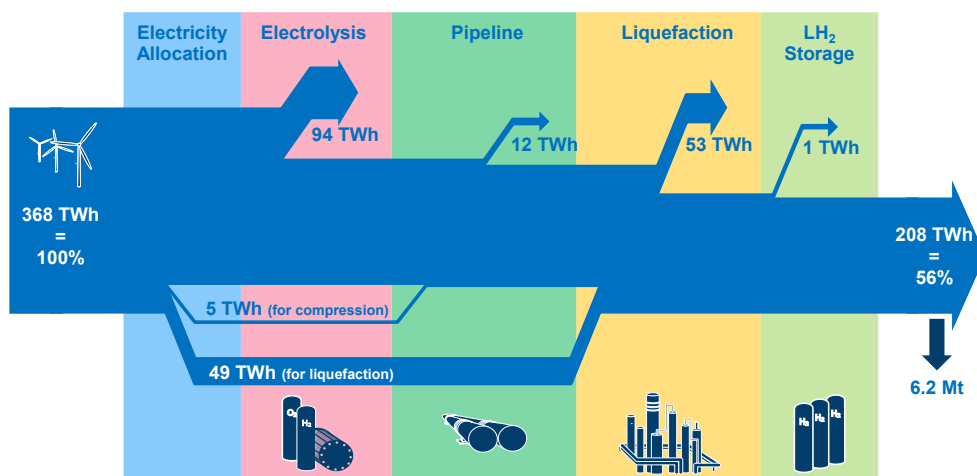


Abbildung 6.20: Sankey-Diagramm zur Illustration des Primärenergieaufwandes für die Bereitstellung von Flüssigwasserstoff in Patagonien (min. 5.000 FLH)

Nach der Erzeugung von 368 TWh elektrischer Energie werden 14 % für die Kompression vor dem Pipelinetransport und die spätere Verflüssigung vorgehalten. Von den verbleibenden 86 % Energie gehen 30 % bei der Elektrolyse verloren ($\eta_{\text{Elektrolyse}} = 0,7$, vgl. Abschnitt 3.2.2). Bezogen auf die erzeugte elektrische Energie sind dies etwa 25 %. Die Verluste während des Pipelinetransports sind vergleichsweise klein und auf den Energieaufwand und den Wasserstoffschlupf bei der Kompression zurückzuführen. Genauso entstehen Verluste bei der Verflüssigung durch energetischen Eigenbedarf und einen gewissen Schlupf im Rahmen der Verdichtung. Nach der Berücksichtigung von Boil-off-Verlusten bei der LH₂-Speicherung verbleiben 56 % der Primärenergie in Form von zum Export bereitgestelltem Wasserstoff. Dies entspricht einem spezifischen Primärenergieaufwand von 59 kWh/kg_{H₂}.

Ausgehend von den für jeden Ausbaugrad bestimmten Stromgestehungskosten werden die H₂-Bereitstellungskosten ermittelt. Die zugrundeliegende Methodik zur Ermittlung dieser Kosten ist Gegenstand der Abschnitte 5.2 und 5.3. Für jedes Element der Bereitstellungskette wird der jeweilige spezifische Kostenbeitrag berechnet. Die Zusammensetzung der Bereitstellungskosten in Patagonien ist in Abbildung 6.21 dargestellt. Der obere Teil der Abbildung zeigt die Kostenverteilung für jeden betrachteten Ausbaugrad der Windenergie. Im unteren Teil wird der ausgewählte Ausbaugrad mit mindestens 5.000 FLH je WEA nochmals im Detail dargestellt. Es wird deutlich, dass die Stromkosten und die Kosten für die Elektrolyse etwa zwei Drittel der Kosten beitragen. Besonders der Leitungstransport fällt in Bezug auf Kosten kaum ins Gewicht. Aufgrund sinkender LCOE sinken die Bereitstellungskosten für Wasserstoff mit abnehmendem Ausbaugrad bzw. mit zunehmender minimaler Volllaststundenzahl. Eine Ausnahme bildet der kleinste Ausbaugrad mit mindestens 5.500 FLH. Hier steigen die Kosten wieder leicht an, was auf eine geringere Auslastung des erforderlichen Pipelinesetzes und des Verflüssigers zurückzuführen ist. Damit sind die Wasserstoffkosten bei mindestens 5.000 FLH pro WEA mit 3,06 EUR/kg_{H2} am geringsten. Die reinen Wasserstofferzeugungskosten (Strom + Elektrolyse) liegen hier bei 2,07 EUR/kg_{H2}, was in etwa den erwarteten Kosten des Department of Energy der USA von 2,00 bis 2,30 USD/kg_{H2} für das Jahr 2020 entspricht [165].

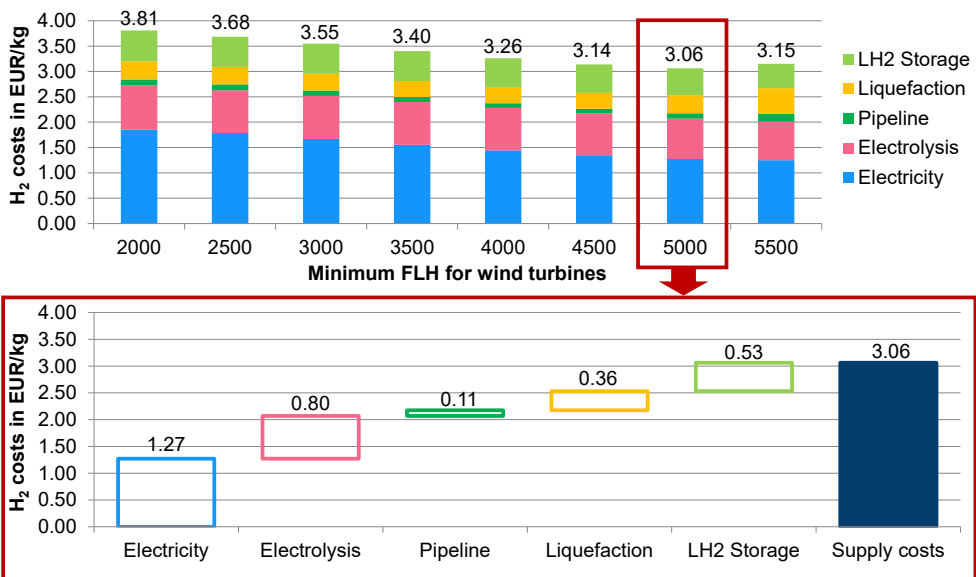


Abbildung 6.21: Kostenverteilung über alle Elemente der Wasserstoffbereitstellungskette für die betrachteten Ausbaugrade der Windenergie in Patagonien

Die Aufschlüsselung der Kostenanteile im kostengünstigsten Ausbaugrad (min. 5.000 FLH) ist in Abbildung 6.22 dargestellt. Aufgrund konstanter spezifischer Wasserkosten von 4,00 EUR/m³_{H2O} ergibt sich ein konstanter wasserstoffbezogener Kostenanteil von 4 EUR-ct/kg_{H2} für den Wasserbezug der Elektrolyse. Bei Bereitstellungskosten von 3,06 EUR/kg_{H2} machen die Wasserkosten in diesem Ausbaugrad lediglich 5 % der Elektrolysekosten und 1,3 % der Gesamtkosten aus.

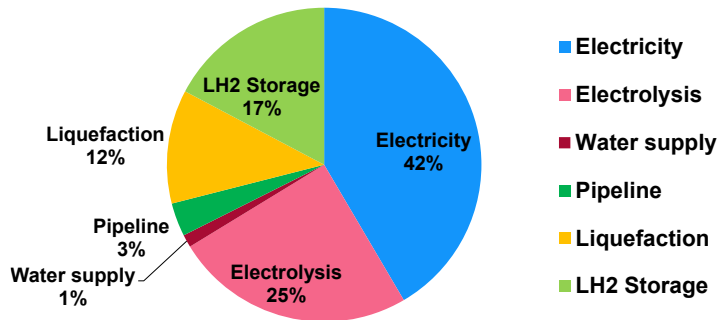


Abbildung 6.22: Aufschlüsselung der Kostenanteile aller Elemente der Wasserstoffbereitstellungskette in Patagonien (min. 5.000 FLH)

Unter den untersuchten europäischen windreichen Regionen weist Island die niedrigsten Bereitstellungskosten auf. Damit ist das Land besonders interessant für die Wasserstoffversorgung Europas. Abbildung 6.23 zeigt die technischen Ergebnisse der inländischen Bereitstellungskette auf Basis von WEA mit mindestens 4.500 FLH.

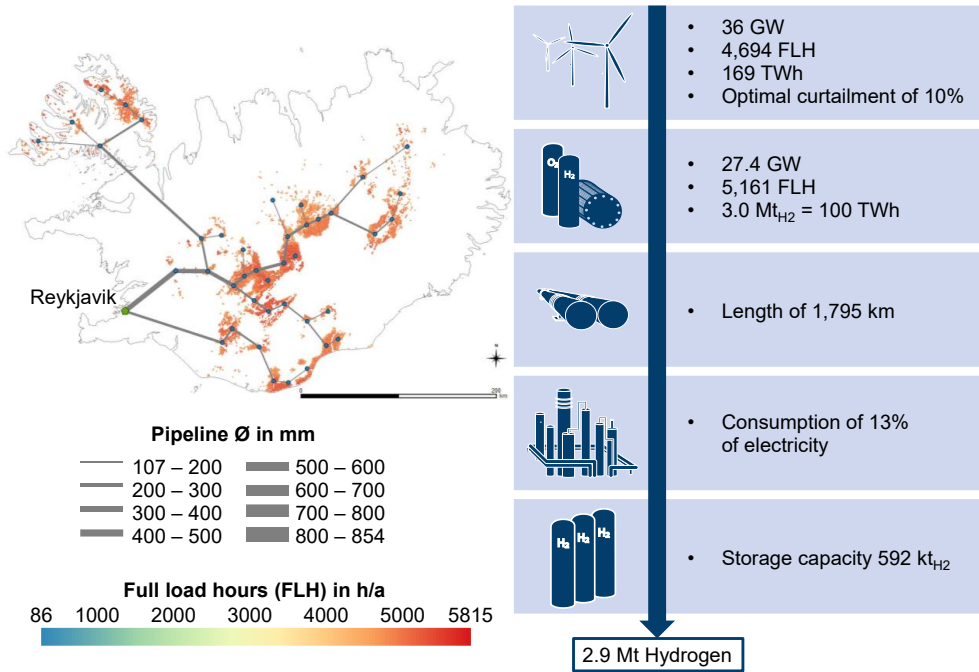


Abbildung 6.23: Technische Ergebnisse der inländischen Wasserstoffbereitstellung in Island für WEA mit mindestens 4.500 FLH

Mit einer installierten Kapazität von 36 GW und 4.694 Vollaststunden werden 169 TWh an erneuerbarem Strom erzeugt. Aufgrund der kostenoptimalen Abregelung von 10 % und unter Berücksichtigung der zur Kompression und Verflüssigung vorgehaltenen Energiemenge ergeben sich eine Elektrolysekapazität von knapp über 27 GW und Vollaststunden von 5.161 h/a. So werden jährlich knapp 3 Mt_{H2} erzeugt und über ein Pipelinesystem von knapp

1.800 km Länge nach Reykjavik transportiert. Die erforderlichen Durchmesser reichen aufgrund der geringeren Teillängen nur bis etwa 850 mm und liegen damit deutlich unter den größten Durchmessern, die in Patagonien benötigt werden. Wie schon im Falle von Patagonien werden etwa 13 % des erzeugten Windstroms zur Verflüssigung am Hafenstandort verwendet. Der erforderliche LH_2 -Speicher zur Abfederung der Erzeugungsvolatilität wird auf 592.000 t_{LH_2} ausgelegt. Hier werden, wie in Abschnitt 5.3.4 ausgeführt, eine 10-Tages-Reserve und das Wetterjahr mit der größten Speicherstanddifferenz berücksichtigt. In diesem Fall handelt es sich um das Wetterjahr 1980. Abbildung 6.24 zeigt zur Illustration dieser Dimensionierung die Speicherkurven der 37 betrachteten Wetterjahre und des der Speicherauslegung zugrundeliegenden Extremjahres.

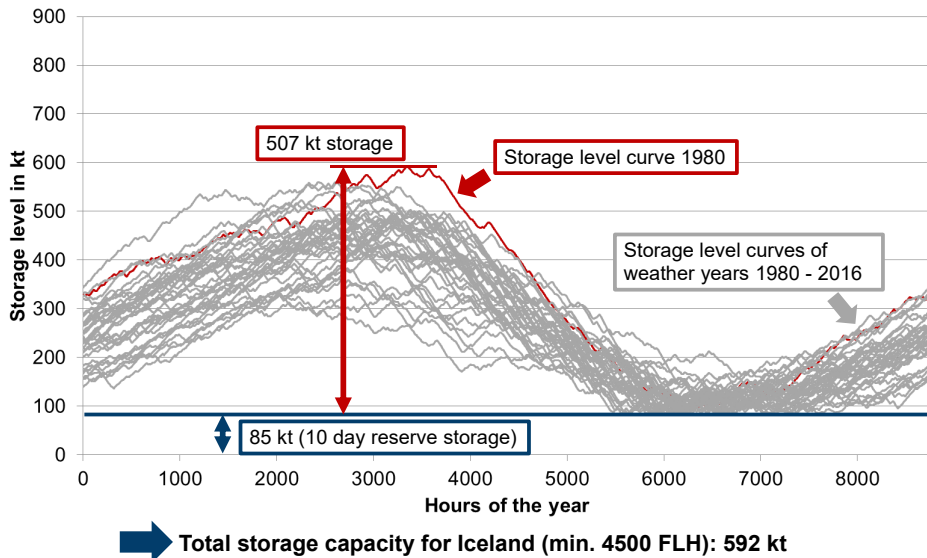


Abbildung 6.24: Dimensionierung der Speicherkapazität des LH_2 -Speichers für Island (Windenergieausbau mit mindestens 4.500 Volllaststunden)

Die Speicherkurven zeigen die charakteristische Windverteilung über das gesamte Jahr. Während die Windenergieerzeugung besonders im Frühjahr zunimmt und daher höhere Mengen an Wasserstoff eingespeichert werden müssen, nimmt sie über den Sommer stark ab, sodass die Minima der meisten Kurven zwischen August und Ende Oktober liegen. So entsteht ein saisonaler Speicherstandunterschied von 507.000 t_{H_2} im Jahr 1980. Das Verhältnis zwischen dem durch die Erzeugungszeitreihe definierten Speichervolumen und dem Volumen des Reservespeichers beträgt in diesem Fall 6:1.

Abbildung 6.25 stellt die Energieflüsse und -verluste in einem Sankey-Diagramm dar. Bezogen auf die erzeugte Energiemenge von 169 TWh/a verhalten sich die relativen Energieverluste der Bereitstellung genauso wie im Fall von Patagonien. Die Speicherverluste sind etwas kleiner, was auf längere Zeiträume mit niedrigerem Speicherstand im Fall von Island zurückzuführen ist (vgl. Abbildung 5.4 und Abbildung 6.24). Damit ist der Primärenergieaufwand mit 58 kWh/kg H_2 in Island nur geringfügig niedriger als in Patagonien.

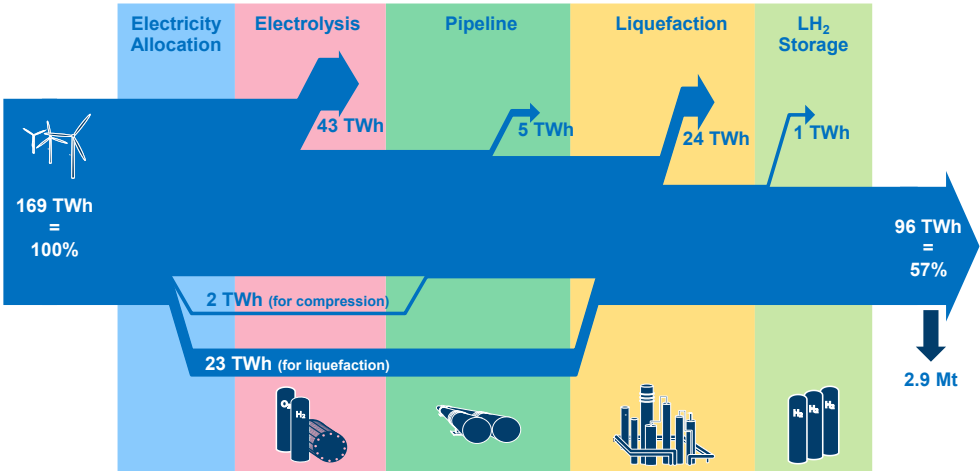


Abbildung 6.25: Sankey-Diagramm zur Illustration des Primärenergieaufwandes für die Bereitstellung von Flüssigwasserstoff in Island (min. 4.500 FLH)

Geringere Volllaststunden als in Patagonien sorgen für einen höheren Kostenbeitrag der elektrischen Energie bei den Wasserstoffbereitstellungskosten in Island. Zwei Drittel der letztendlichen Bereitstellungskosten entfallen auf Strom- und Elektrolysekosten. Der LH₂-Speicher sorgt für weitere 20 %, sodass auf den Leitungstransport und die Verflüssigung nur gut 15 % der Gesamtkosten entfallen. Abbildung 6.26 zeigt die Kostenzusammensetzung der Bereitstellung in Island für die in dieser Arbeit betrachteten Ausbaugrade.

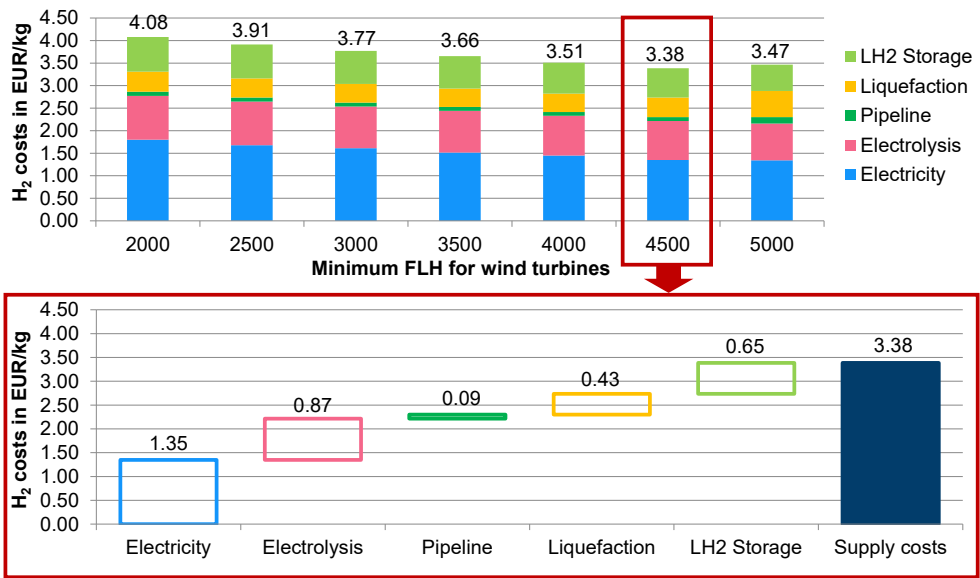


Abbildung 6.26: Kostenverteilung über alle Elemente der Wasserstoffbereitstellungskette für die betrachteten Ausbaugrade der Windenergie in Island

Dabei zeigt sich bezüglich der zunächst fallenden und schlussendlich ansteigenden Kosten der gleiche Effekt wie in Patagonien. Im Hinblick auf den gewählten Ausbaugrad mit einem unteren Grenzwert von 4.500 FLH liegen die Bereitstellungskosten im Hafen von Reykjavik bei 3,38 EUR/kg_{H₂} und damit etwa 35 EUR-ct/kg_{H₂} über den Kosten im günstigsten Ausbaugrad Patagoniens.

Im Rahmen der windreichen Regionen soll die Innere Mongolei als abschließendes Beispiel für die Bereitstellung von Wasserstoff dienen. Abbildung 6.27 zeigt die diesbezüglichen Ergebnisse für WEA mit mindestens 4.000 FLH. Unter dieser Rahmenbedingung beträgt die installierbare Windkapazität 57 GW. Eine Abregelungsrate von 20 % sorgt für deutlich niedrigere Volllaststunden als in Patagonien oder Island. Dementsprechend niedrig fällt die Elektrolysekapazität mit 40 GW aus. Im Gegenzug lassen sich die Volllaststunden der Elektrolyse, verglichen mit denen der erneuerbaren Energieerzeugung, um mehr als 900 h/a steigern. Damit werden 4 Mt_{H₂} hergestellt.

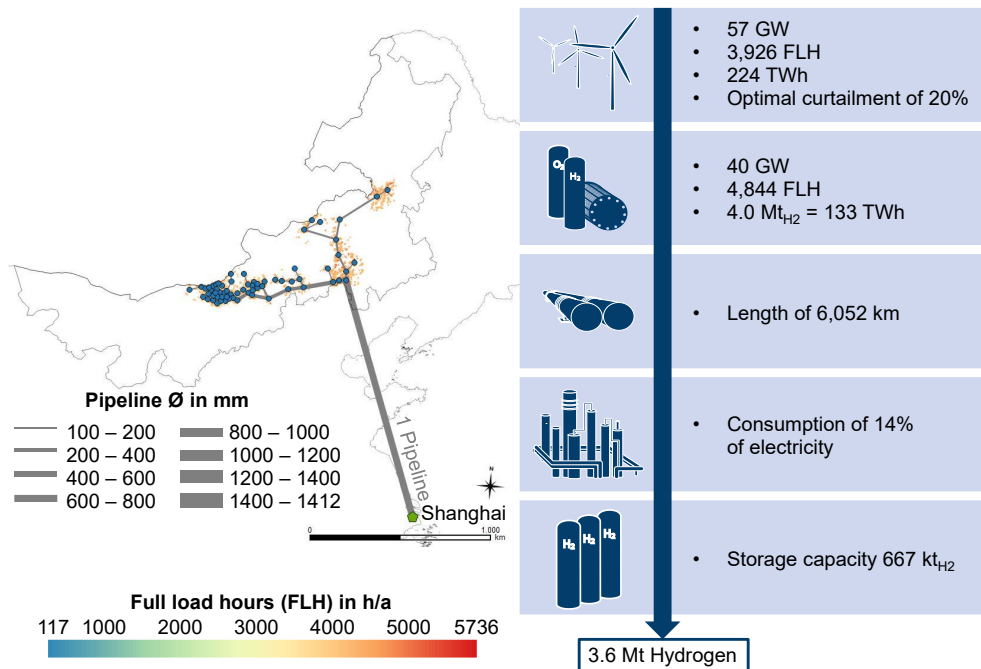


Abbildung 6.27: Technische Ergebnisse der inländischen Wasserstoffbereitstellung in der Inneren Mongolei für WEA mit mindestens 4.000 FLH

Da eine Bereitstellung von Wasserstoff nicht nur für den Export, sondern auch für den inländischen Bedarf vorgesehen ist, eignet sich Shanghai als großer und zentral gelegener Hafenstandort. Aufgrund der Entfernung zur Inneren Mongolei fällt die Länge der Pipeline trotz geringem Ausbaugrad der Windenergie recht hoch aus. Gleichzeitig erfordern die großen Entfernungen zwischen Erzeugungs- und Bereitstellungsstandorten trotz eines vergleichsweise geringen Jahresdurchsatzes einen Pipelinedurchmesser von über 1.400 mm. Ähnlich zu Island beträgt die erforderliche Speicherkapazität 667.000 t_{H₂}. Dies ist vor allem auf die ähnliche Bereitstellungsmenge der beiden Regionen in den gewählten Ausbauszenarien

zurückzuführen. Hier sinkt das Verhältnis aus Zeitreihenspeicher und Reservespeicher auf 5:1, da etwas mehr Wasserstoff als in Island bereitgestellt wird. Nach Abzug der Verluste werden in Shanghai etwa 3,6 Mt_{H₂} bereitgestellt. Diese Verluste entstehen vor allem bei der Kompression für den Pipelinetransport und der Verflüssigung.

Der Energieaufwand und alle Verluste der Bereitstellungskette sind in Abbildung 6.28 dargestellt. Der Primärenergieaufwand für die Wasserstoffbereitstellung liegt hier bei etwa 62 kWh/kg_{H₂} und damit deutlich über dem Aufwand in Patagonien und Island.

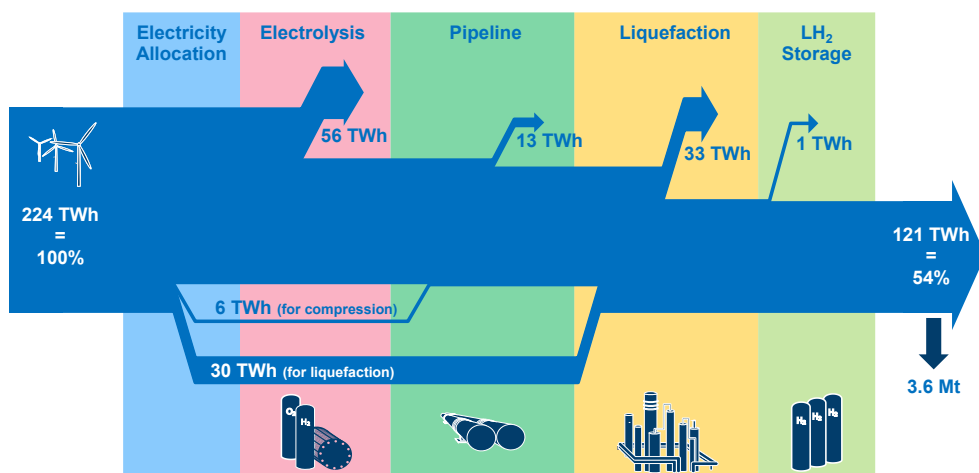


Abbildung 6.28: Sankey-Diagramm zur Illustration des Primärenergieaufwandes für die Bereitstellung von Flüssigwasserstoff in der Inneren Mongolei (min. 4.000 FLH)

Aufgrund geringerer Volllaststunden bei der Stromerzeugung liegen die Bereitstellungskosten für Wasserstoff in der Inneren Mongolei tendenziell höher als in Patagonien oder Island. Die Kostenverteilung der einzelnen Ausbaugrade ist in Abbildung 6.29 dargestellt. Während in den beiden letztgenannten Regionen die Bereitstellungskosten für alle Ausbaugrade unter 4 EUR/kg_{H₂} liegen, fallen die Kosten in der Inneren Mongolei erst bei einem unteren Grenzwert von 3.500 FLH unter diese Marke. Strom- und Elektrolysekosten machen etwa zwei Drittel der gesamten Bereitstellungskosten aus. Dieser vergleichsweise große Kosteneinfluss in Verbindung mit geringeren Volllaststunden der Windenergieerzeugung sorgt für ein insgesamt erhöhtes Kostenniveau der Wasserstoffbereitstellung. Auffällig ist ein abrupter Anstieg der Kosten beim niedrigsten Ausbaugrad (mindestens 4.500 FLH). Besonders die spezifischen Kosten für die Stromerzeugung und die Pipelineverbindung steigen im kleinsten Ausbaugrad an.

Die Weitläufigkeit der Inneren Mongolei macht bei einem geringen Ausbaugrad der Windenergie die Vernetzung von weiter voneinander entfernten WEA mit relativ hohen Volllaststunden teuer. So steigen trotz höherer FLH die spezifischen Kosten für die elektrische Energie. Zudem trägt die Verbindungspipeline zwischen der Inneren Mongolei und Shanghai aufgrund der geringen Auslastung erheblich zu einer Kostenerhöhung bei.

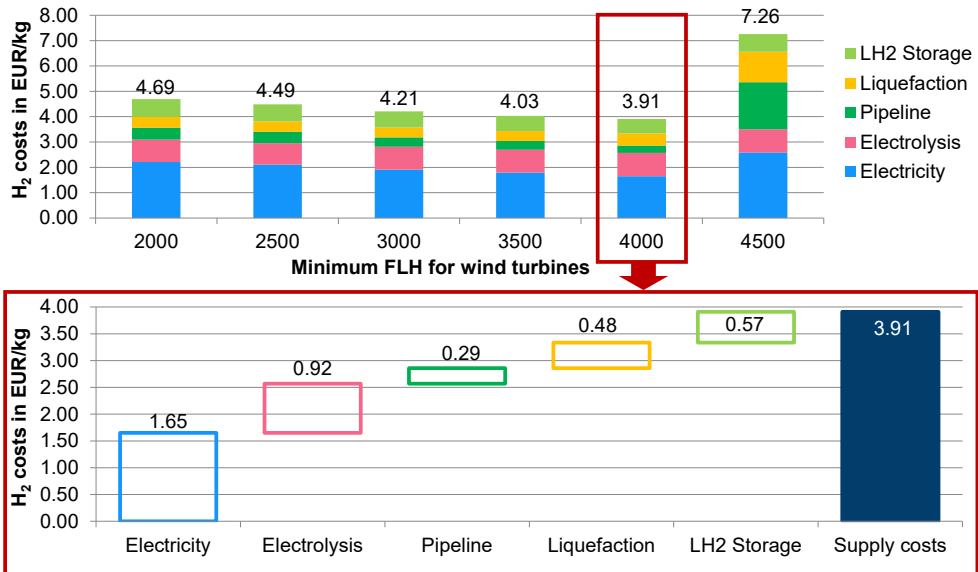


Abbildung 6.29: Kostenverteilung über alle Elemente der Wasserstoffbereitstellungskette für die betrachteten Ausbaugrade der Windenergie in der Inneren Mongolei

Beim Vergleich der ausgewählten Regionsbeispiele zeigt sich, dass geringe Stromerzeugungskosten besonders für weitläufige Regionen eine entscheidende Rolle bei der kostengünstigen Wasserstoffbereitstellung spielen. Das Ansteigen der Kosten im kleinsten Ausbaugrad bzw. bei den höchsten minimalen Volllaststunden jeder Region ist auf die geringe Auslastung der Anlagenkapazitäten und Leitungssysteme zurückzuführen. Besonders deutlich ist diese Kostensteigerung in der Inneren Mongolei. Während die Kostensteigerung vom jeweils günstigsten zum kleinsten Ausbaugrad in Patagonien und Island etwa 3 % beträgt, erhöhen sich die Wasserstoffkosten der Inneren Mongolei um 86 %. Dementsprechend ist ein entsprechender Ausbaugrad der Windenergie für eine kostenoptimale Bereitstellung von erneuerbarem Wasserstoff sinnvoll. Eine Übersicht der Primärenergiebedarfe für die Bereitstellung von Wasserstoff findet sich in Anhang D. Darüber hinaus bestehen bei der Speicherdimensionierung anhand eines extremen Wetterjahres Kostensenkungspotentiale. An dieser Stelle würde eine etwas weniger konservative Dimensionierung zu geringeren Kosten führen. Abschnitt 6.4.1 diskutiert in einer Sensitivitätsanalyse den Einfluss von Dimensionierungsparametern auf die Bereitstellungskosten.

6.2.2 Wasserstoff aus Solarenergie

Aus den Ergebnissen zum Solarenergiepotential der sonnenreichen Regionen geht hervor, dass die Kosten der Strombereitstellung vergleichsweise unabhängig vom Ausbaugrad sind. Daher ist die Wahl eines Ausbaugrades insbesondere von der nachgefragten Energiemenge und nicht maßgeblich von den zugrundeliegenden Stromkosten abhängig. Aus Gründen der Veranschaulichung diskutiert dieser Abschnitt die H₂-Bereitstellungsergebnisse von Saudi-Arabien, dem Oman und Libyen daher an für die Darstellung sinnvollen Ausbaugraden.

Abbildung 6.30 stellt die Bereitstellungsergebnisse auf Basis eines Photovoltaikausbaus mit mindestens 2.403 FLH dar. Eine Kapazität von 974 GW entspricht hier einem Ausbau von etwa 1,4 % des theoretischen PV-Potentials Saudi-Arabiens. Die volllaststundenstärksten Standorte befinden sich im Nordwesten des Landes (vgl. Abbildung 6.13).

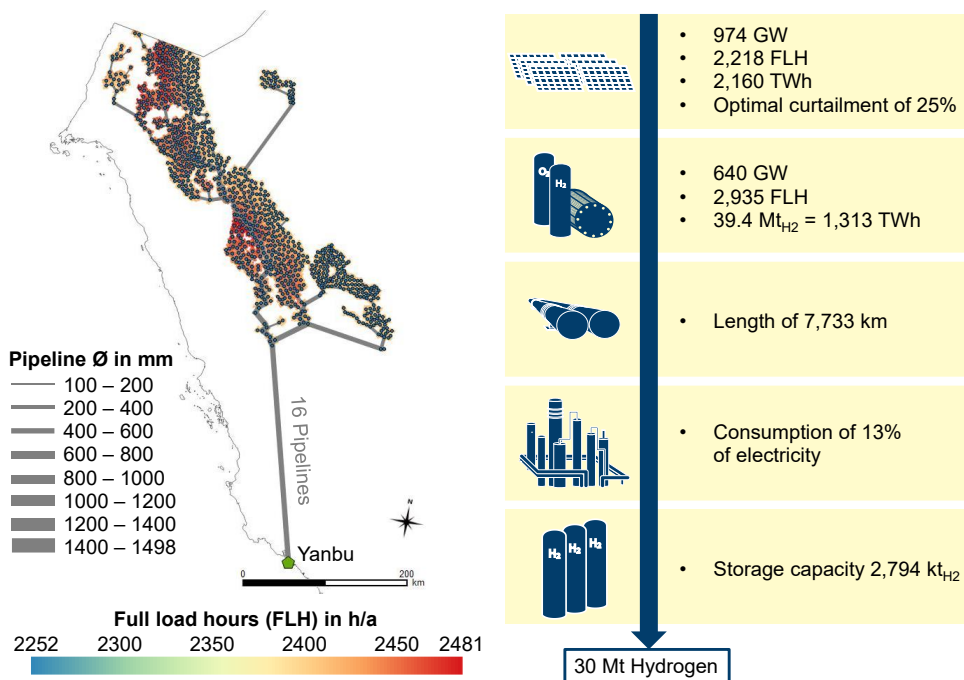


Abbildung 6.30: Technische Ergebnisse der inländischen Wasserstoffbereitstellung in Saudi-Arabien für PV-Module mit mindestens 2.403 FLH

Die in diesem Fall für die Wasserstoffherstellungskosten optimale Abregelungsrate von 25 % senkt die Volllaststunden der Stromerzeugung auf 2.218 h/a. So ergibt sich eine Stromerzeugung von 2.160 TWh. Durch die Abregelung der PV-Leistung stellen sich Volllaststunden der Elektrolyse von 2.935 h/a ein und eine erforderliche Kapazität von 640 GW ein. Dies ermöglicht eine Wasserstoffproduktion von über 39 Mt_{H₂}. Der Ausbaugrad der Photovoltaik beträgt hier 1,4 % und damit vergleichbar mit den betrachteten Raten in Patagonien und der Inneren Mongolei. An den damit verbundenen Produktionsmengen zeigt sich das erhebliche Potential dieser Regionen. Gleichzeitig erfordert der Transport des Wasserstoffs von den Erzeugungsstandorten in die Hafenstadt Yanbu ein Pipelinesystem von 7.733 km Gesamtlänge. Weite Transportwege ohne Zwischenverdichtung erfordern hier, ähnlich wie in der Inneren Mongolei, große Pipelinedurchmesser bis 1.498 mm. Damit ist die in Abschnitt 3.2.2 eingeführte Begrenzung von 1.500 mm pro Pipelinestrang annähernd ausgereizt. Für den besonders langen Pipelineabschnitt zwischen den Erzeugungsstandorten und dem Hafenstandort sind 16 parallele Pipelinestränge von je 1.498 mm Durchmesser und einer Länge von fast 350 km erforderlich. Des Weiteren ist ein LH₂-Speicher von knapp 2,8 Mt_{LH₂} erforderlich, um die volatile Stromerzeugung ausgleichen zu können. Hier beträgt das Verhältnis von zeitreihenbestimmtem Speicher und 10-Tages-Reserve aufgrund der, vergleichsweise geringen,

Volatilität und einer hohen Jahresproduktion lediglich 1,5:1 und ist damit deutlich geringer als im Fall der windreichen Regionen. Am Hafenstandort werden letztlich etwa 30 Mt_{H₂} bereitgestellt.

Abbildung 6.31 zeigt die Energieflüsse und Verluste über die Bereitstellungskette in Saudi-Arabien. Im Unterschied zu den bisher analysierten Regionen ist ein relativ hoher Energieverlust bei der Kompression vor dem Pipelinetransport zu verzeichnen. Dies ist besonders auf den großen jährlichen Wasserstoffdurchsatz und die lange Transportstrecke bis zum Küstenstandort zurückzuführen. Hierfür ist eine relativ große Kompressorleistung erforderlich. Der dabei zu berücksichtigende Schlupf reduziert den energetischen Wirkungsgrad der Bereitstellungskette, sodass der Primärenergieaufwand etwa 72 kWh/kg_{H₂} beträgt. Damit liegt die Gesamteffizienz der Kette fast 10 %-Punkte unter denen der windreichen Regionen.

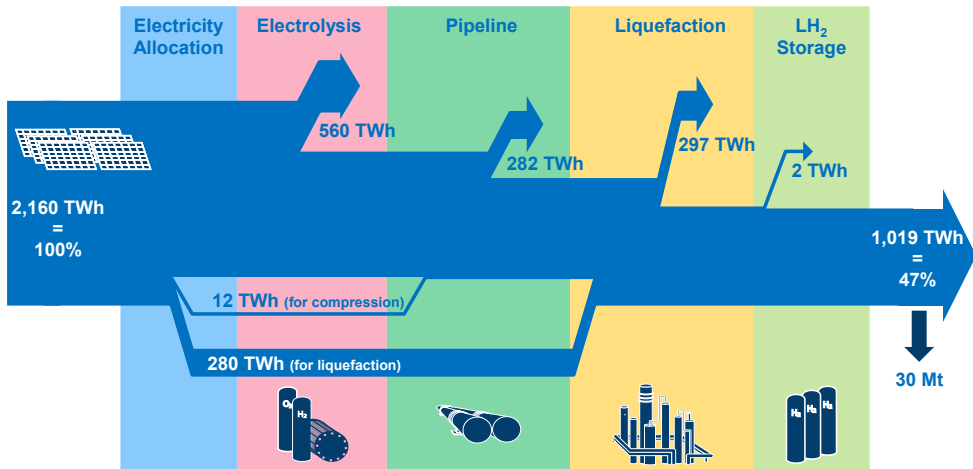


Abbildung 6.31: Sankey-Diagramm zur Illustration des Primärenergieaufwandes für die Bereitstellung von Flüssigwasserstoff in Saudi-Arabien (min. 2.403 FLH)

Obwohl der technische Aufwand für den Pipelinetransport in Saudi-Arabien relativ hoch ist, zeigt Abbildung 6.32, dass der spezifische Kostenbeitrag des Rohrleitungstransports eine untergeordnete Rolle spielt. Dahingegen steigt der Anteil von Strom- und Elektrolysekosten an den H₂-Bereitstellungskosten auf über 75 % an. Insbesondere die spezifischen Kosten für die Elektrolyse machen etwa 40 % der spezifischen Gesamtkosten aus, während sie bei den untersuchten Windregionen zwischen 19 und 26 % ausmachen. Der Grund hierfür liegt in den verhältnismäßig niedrigen Volllaststunden der Elektrolyse. Aufgrund der mangelnden Stromerzeugung zu Nachtzeiten liegen diese trotz kostenoptimaler Abregelung unter 3.000 h/a und damit deutlich unter denen der Windregionen. Die Kosten der H₂-Bereitstellung in Saudi-Arabien variieren lediglich in einem kleinen Bereich von 3,64 bis 3,77 EUR/kg_{H₂} und sind damit relativ unabhängig vom Ausbaugrad. Während die Dimensionierung der Pipeline und der jährliche Wasserstoffdurchsatz einen maßgeblichen Einfluss auf den Primärenergiebedarf haben, zeigt sich dieser kostenseitig nur eingeschränkt. Große Kompressionskapazitäten haben einen größeren Wasserstoffschlupf zur Folge, tragen aber aufgrund des hohen Wasserstoffdurchsatzes nicht sonderlich zu den Kosten bei. Der Beitrag des LH₂-Speichers liegt mit 10 % der Gesamtkosten deutlich unter dem der windreichen Regionen.

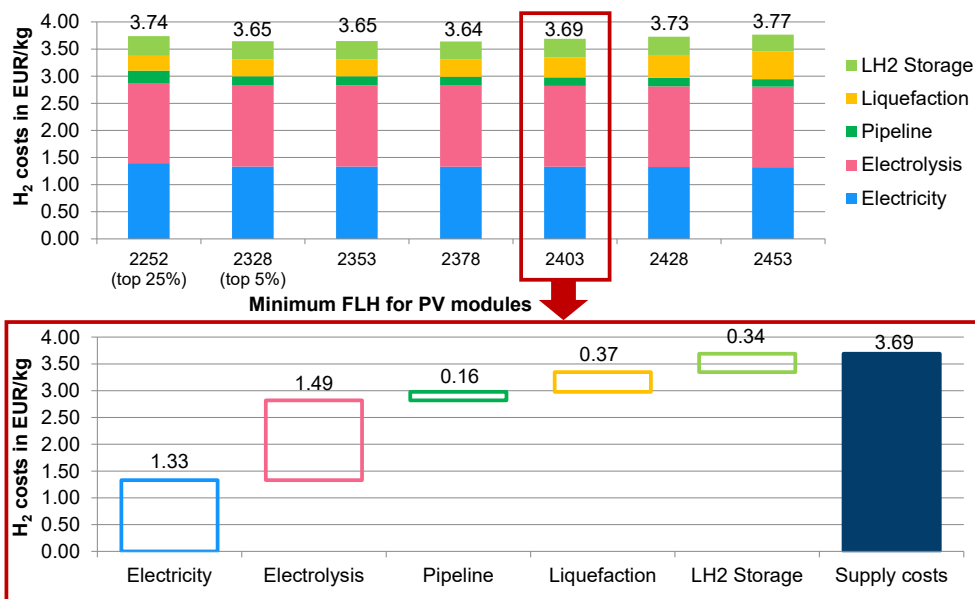


Abbildung 6.32: Kostenverteilung über alle Elemente der Wasserstoffbereitstellungskette für die betrachteten Ausbaugrade der Photovoltaik in Saudi-Arabien

Abbildung 6.33 zeigt die Aufschlüsselung der Kostenanteile der Wasserstoffbereitstellung bei minimalen PV-Volllaststunden von 2.403 h/a. Hier wird deutlich, wie sehr die Kosten für Strom und Elektrolyse die Bereitstellungskosten dominieren. Gleichzeitig bleibt der Wasserkostenanteil mit 2,7 % der Elektrolysekosten und 1,1 % der gesamten Bereitstellungskosten gering.

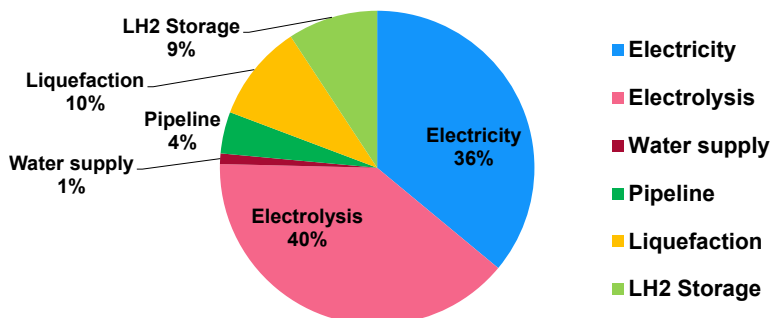


Abbildung 6.33: Aufschlüsselung der Kostenanteile aller Elemente der Wasserstoffbereitstellungskette in Saudi-Arabien (min. 2.403 FLH)

Die größte betrachtete Spanne an Ausbaugraden liegt im Oman vor. Abbildung 6.34 zeigt beispielhaft die technischen Ergebnisse für die Bereitstellung von 13,5 Mt_{H₂} am Hafen von Salala im Süden des Landes. Dazu ist die Installation einer PV-Kapazität von 377 GW erforderlich. Bei durchschnittlichen FLH von 2.202 h/a beträgt die jährliche Energieerzeugung etwa 830 TWh. Mit einer auf lediglich 247 GW ausgelegten Elektrolysekapazität lassen sich ihre Volllaststunden auf 2.913 h/a erhöhen. Damit werden etwa 15 Mt_{H₂} produziert und anschließend per Pipeline zur Küste transportiert.

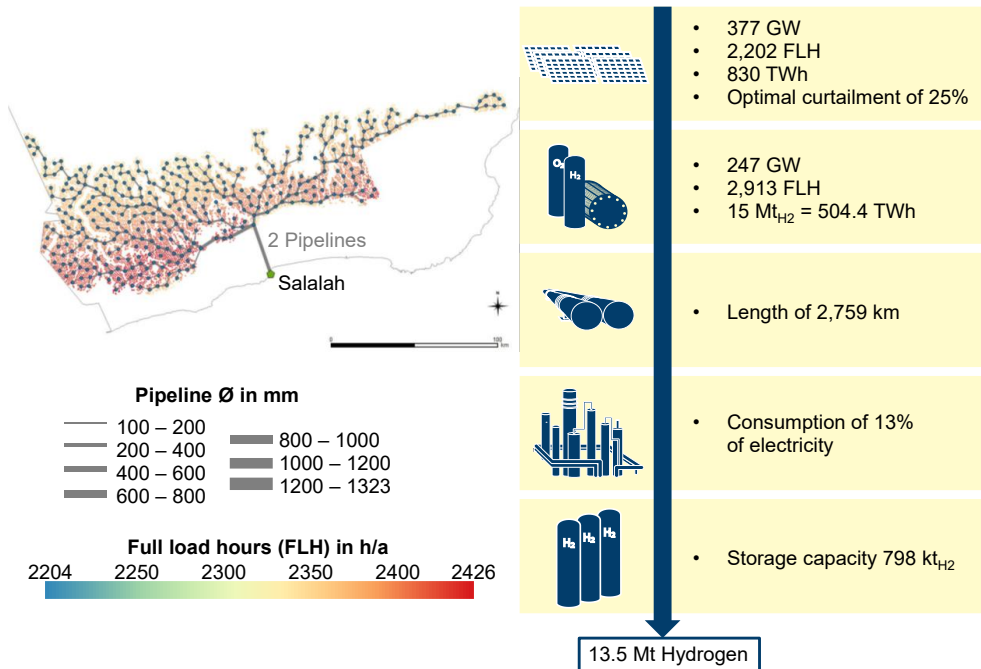
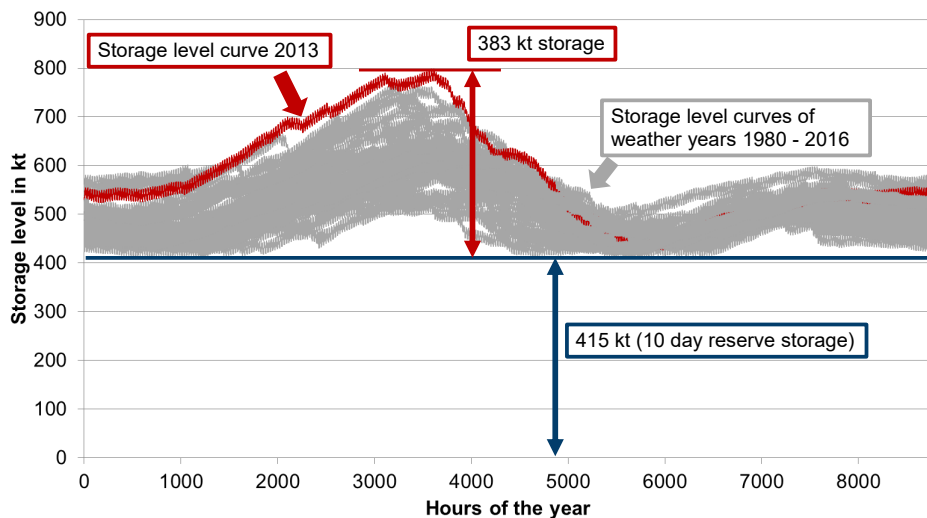


Abbildung 6.34: Technische Ergebnisse der inländischen Wasserstoffbereitstellung im Oman für PV-Module mit mindestens 2.333 FLH

Die der Speicherdimensionierung zugrunde liegenden Speicherkurven aus den Wetterjahren 1980 bis 2016 sind in Abbildung 6.35 dargestellt. Die berechnete Kapazität von 798.000 t_{LH₂} setzt sich in etwa zu gleichen Teilen aus der 10-Tages-Reserve (415 kt_{H₂}) und der zeitreihenabhängigen Kapazitätskomponente (383 kt_{H₂}) zusammen.

Im Unterschied zu den Speicherzeitreihen der windkraftbasierten Wasserstoffspeicherung in Patagonien (vgl. Abbildung 5.4) oder Island (vgl. Abbildung 6.24) zeigt der Oman eine deutlich geringere Varianz im Verlauf der unterschiedlichen Speicherkurven. Dementsprechend geringer ist der Einfluss der Wahl des Wetterjahres auf die Speicherdimensionierung. Eine stärkere Tagesvolatilität in der Wasserstofferzeugung im Oman aufgrund der Nachtzeiten ohne solare Strahlung zeigt sich durch die gezackte Struktur der Speicherkurven.



➡ Total storage capacity for Oman (min 2333 FLH): 798 kt

Abbildung 6.35: Dimensionierung der Speicherkapazität des LH₂-Speichers für den Oman (Photovoltaikausbau mit mindestens 2.333 Volllaststunden)

Anhand von Abbildung 6.36 wird deutlich, dass der Energieverlust beim Pipelinetransport im Oman deutlich unter dem in Saudi-Arabien liegt. Anders als in Saudi-Arabien sind zur Erreichung eines größeren Hafenstandortes drei Pipelinestränge von 40 km Länge erforderlich. Das reduziert zudem die erforderliche Kompressionskapazität und den damit verbundenen Schlupf. Da die Bereitstellungskette im Oman darüber hinaus eine ähnliche energetische Effizienz aufweist, können 54 % der erzeugten elektrischen Energie als Wasserstoff im Hafen bereitgestellt werden.

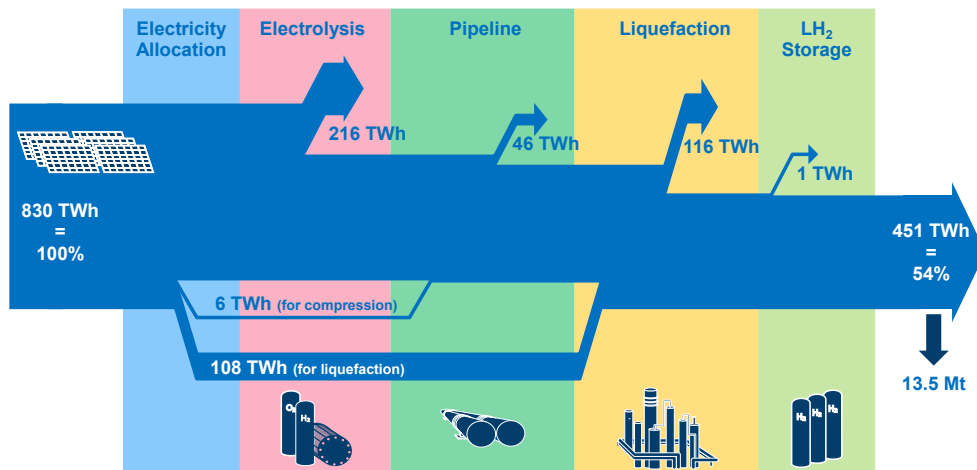


Abbildung 6.36: Sankey-Diagramm zur Illustration des Primärenergieaufwandes für die Bereitstellung von Flüssigwasserstoff im Oman (min. 2.333 FLH)

Wie bereits im Fall von Saudi-Arabien zeigt die Kostenverteilung der Wasserstoffbereitstellung im Oman über alle betrachteten Ausbaugrade keine signifikante Varianz (siehe Abbildung 6.37). Die spezifischen Gesamtkosten variieren zwischen 3,56 und 3,64 EUR/kg_{H₂}, wobei lediglich der kleinste Ausbaugrad höhere Kosten mit 3,77 EUR/kg_{H₂} aufweist.

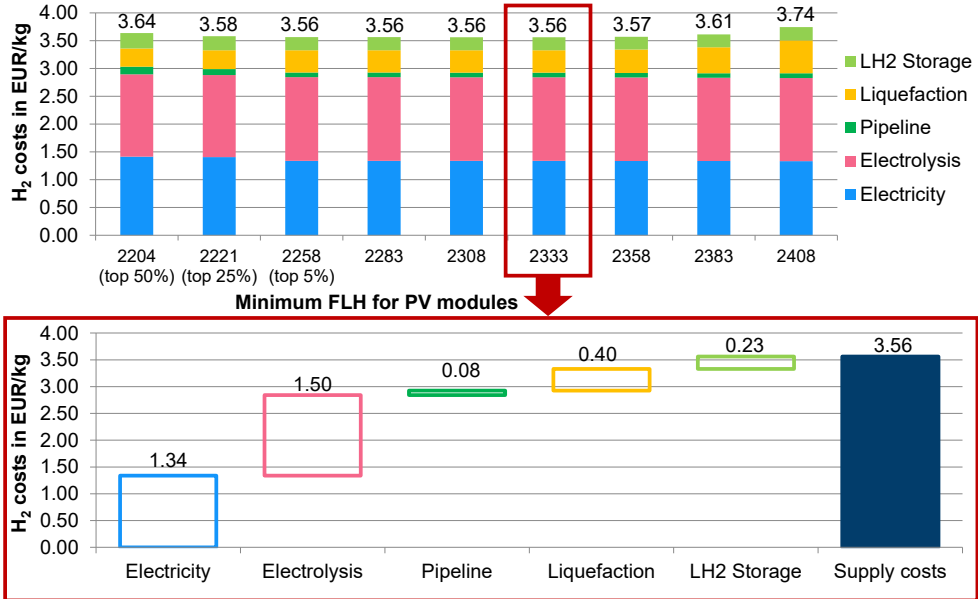


Abbildung 6.37: Kostenverteilung über alle Elemente der Wasserstoffbereitstellungskette für alle Ausbaugrade der Photovoltaik im Oman

Selbst unter Berücksichtigung der beiden zusätzlichen Ausbaugrade von 50 % und 25 % ist keine deutliche Kostensteigerung festzustellen. Auffällig groß ist allerdings der Anteil der spezifischen Strom- und Elektrolysekosten an den Gesamtkosten. Im Fall des Omans beträgt er knapp 80 %, wobei die Kostenanteile der elektrischen Energie und der Elektrolyse etwa gleich groß sind. Auch hier zeigt sich der Einfluss der nächtlichen Stillstandzeiten der Elektrolyse. Kostensenkungspotentiale für die Wasserstoffbereitstellung liegen also vor allem in den sonnenreichen Regionen bei der Elektrolyse durch geringere Investitionskosten oder eine Erhöhung der entsprechenden Volllaststunden durch einen zwischengeschalteten Batteriespeicher. Dieser wird im Rahmen dieser Arbeit jedoch nicht berücksichtigt.

Zur umfassenden Bewertung der energetischen Effizienz und der Kostenverteilung der Wasserstoffbereitstellung in sonnenreichen Regionen ist eine Betrachtung höherer Ausbaugrade und größerer Bereitstellungsmengen sinnvoll. Mit einem Ausbaugrad von 4 % (mindestens 2.390 FLH) dient Libyen an dieser Stelle als Ergebnisbeispiel. Abbildung 6.38 zeigt, dass eine PV-Kapazität von 3.090 GW mit 2.229 Volllaststunden nach kostenoptimaler Abregelung jährlich 6.888 TWh liefert. Nach Abzug der zur Kompression und Verflüssigung erforderlichen Energie werden per Elektrolyse 126 Mt_{H₂} hergestellt.

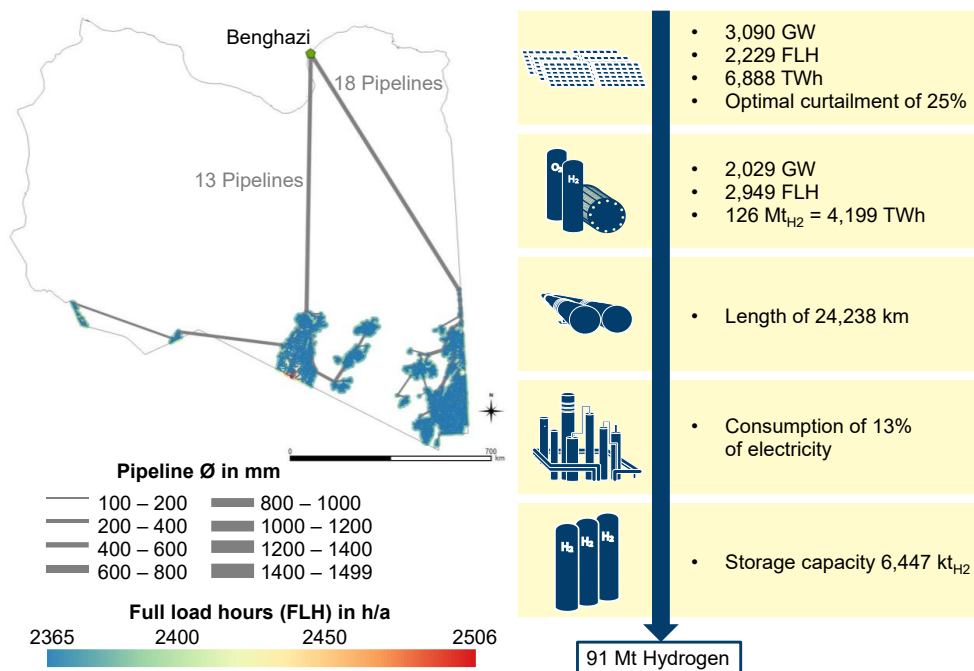


Abbildung 6.38: Technische Ergebnisse der inländischen Wasserstoffbereitstellung in Libyen für PV-Module mit mindestens 2.390 FLH

Die weit im Südosten gelegenen Erzeugungsstandorte machen danach einen Pipelinetransport über 24.238 km bis nach Bengasi ans Mittelmeer erforderlich. Für die letzten beiden Pipelineabschnitte bis nach Bengasi werden insgesamt 18 parallele Rohrleitungen mit je 1.500 mm und 13 parallele Leitungen mit je 1.470 mm benötigt. Der dortige LH₂-Speicher wird auf knapp 6,5 Mt_{LH₂} ausgelegt. Aufgrund des großen jährlichen H₂-Durchsatzes beträgt das Verhältnis aus zeitreihenabhängigem Speicheranteil und Reserveanteil 1:1,2. Damit ist Libyen die einzige detailliert betrachtete Region, bei der sich dieses Verhältnis umkehrt.

Das in Abbildung 6.39 dargestellte Sankey-Diagramm zeigt, dass sich die Energieströme und Verluste ähnlich zu denen der vorigen Beispiele verhalten. Einzig die Verluste während des Pipelinetransportes bzw. bei der damit verbundenen Kompression sind deutlich höher als in den übrigen, bereits diskutierten Regionen. Das ist auf die häufige erforderliche Rekompresion des Wasserstoffs an jedem Erzeugungsstandort (vgl. Abschnitt 5.3.3) zurückzuführen.

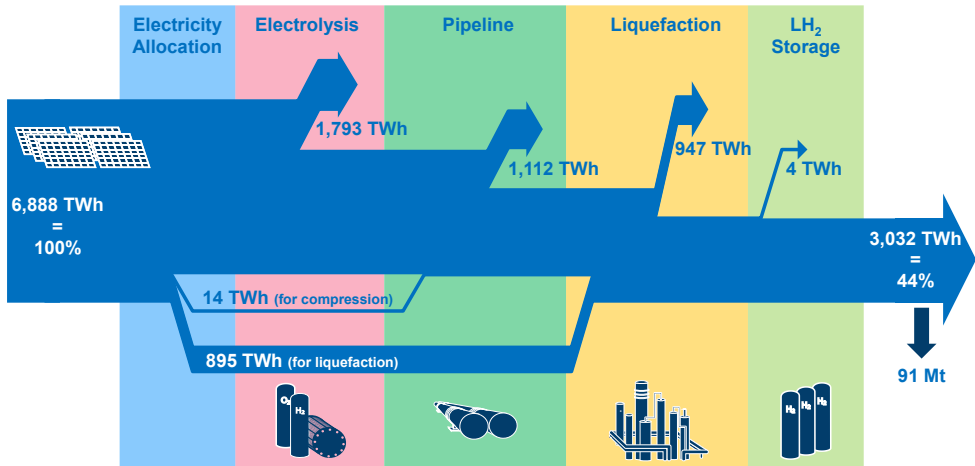


Abbildung 6.39: Sankey-Diagramm zur Illustration des Primärenergieaufwandes für die Bereitstellung von Flüssigwasserstoff in Libyen (min. 2.390 FLH)

Mit knapp 75 % der spezifischen Bereitstellungskosten machen Strom- und Elektrolysekosten wiederum den mit Abstand größten Teil in Libyen aus (siehe Abbildung 6.40). Mehr als die Hälfte davon entfallen aufgrund der niedrigen Volllaststunden auf die Elektrolyse. In den beiden größten betrachteten Ausbaugraden (mindestens 2.365 bzw. 2.390 FLH der PV-Module) tragen die übrigen Elemente der Infrastruktur zu etwa gleichen Teilen zu den Kosten bei.

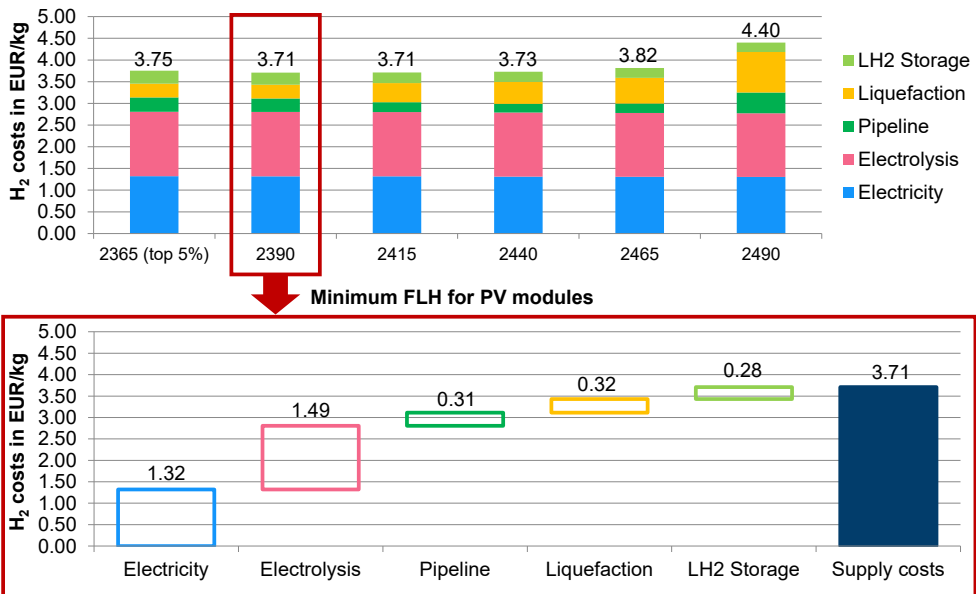


Abbildung 6.40: Kostenverteilung über alle Elemente der Wasserstoffbereitstellungskette für die betrachteten Ausbaugrade der Photovoltaik in Libyen

Erst bei abnehmendem Ausbaugrad steigt der Kostenanteil der Verflüssigung auf über 20 %. Das sorgt trotz geringer LCOE (vgl. Abbildung 6.18) für erhöhte Wasserstoffbereitstellungskosten in den beiden niedrigsten Ausbaugraden (mindestens 2.465 bzw. 2.490 FLH der PV-Module).

Für die Bereitstellung von Wasserstoff auf Basis von Photovoltaik in sonnenreichen Regionen ergeben sich selbst bei Betrachtung von nur 5 % aller möglichen Standorte hohe Erzeugungspotentiale. Dies ist insbesondere auf die vergleichsweise hohe Flächenverfügbarkeit in Wüstenregionen zurückzuführen. Im Unterschied zu windreichen Regionen verschiebt sich das Verhältnis der beiden Speicherkomponenten hin zum Reservespeicher, der nur vom jährlichen Durchsatz abhängig ist. Im direkten Vergleich der energetischen Effizienzen der Bereitstellungsketten in verschiedenen Vorzugsregionen zeigt sich eine Sensitivität in Bezug auf die Pipelinelänge und den jährlichen Durchsatz. Besonders große Kompressionskapazitäten senken die Effizienz der Bereitstellungskette aufgrund des Schlupfes. Dies führt zu einem erhöhten Primärenergieaufwand von 62 bis 76 kWh/kg_{H₂} in den betrachteten Beispielen. Anhang E liefert eine Übersicht über alle Primärenergiebedarfe der sonnenreichen Regionen.

Kostenseitig zeigt sich ein großer Einfluss der reinen Erzeugungskosten von Wasserstoff. Aufgrund relativ geringer Volllaststunden durch die nächtlichen Stillstandzeiten der Elektrolyse trägt diese in besonderem Maße zu den Wasserstoffkosten bei. Trotz vergleichsweise hoher energetischer Verluste während des Pipelinetransportes trägt dieser nur unwesentlich zu den Kosten bei. Damit liegt das größte Kostensenkungspotential in den sonnenreichen Regionen in einer Investitionskostenreduktion bzw. Volllaststundenerhöhung der Elektrolyse. Hierzu wird in Abschnitt 6.4.2 eine Sensitivitätsanalyse in Bezug auf die Investitionskosten durchgeführt.

6.3 Regionsspezifische Angebots- und Kostenkurven

Auf Basis der im letzten Abschnitt anhand einzelner Beispiele für definierte Ausbaugrade in verschiedenen Vorzugsregionen im Detail diskutierten Ergebnisse stellt dieser Abschnitt die Angebots- und Kostenkurven für die Wasserstoffbereitstellung aller Vorzugsregionen vor. Dabei werden sowohl die windreichen als auch die sonnenreichen Regionen aus Gründen der Vergleichbarkeit nach der Größenordnung ihres Bereitstellungspotentials aufgeteilt. Wie bereits erläutert, richten sich die Ausbaugrade nach der minimalen Volllaststundenzahl, die von den jeweils berücksichtigten WEA bzw. PV-Modulen noch erfüllt werden. Damit sinkt der Ausbaugrad mit zunehmendem unterem Grenzwert der FLH. An dieser Stelle sei nochmals darauf hingewiesen, dass sich die hier betrachteten Bereitstellungskosten auf das Ende der inländischen Bereitstellungskette in der Erzeugungsregion beziehen und den anschließenden Schifftransport nicht umfassen.

6.3.1 Windreiche Vorzugsregionen

In Abbildung 6.41 sind die H₂-Bereitstellungsmengen und die zugehörigen Kosten für die vier potentialstärksten windreichen Regionen Patagonien, Neufundland, Innere Mongolei und Quebec dargestellt. Dabei weist die Innere Mongolei das größte Bereitstellungspotential von über 140 Mt_{H₂} für den höchsten Ausbaugrad der Windenergie (min. 2.000 FLH) auf. Dieses Potential nimmt mit abnehmendem Ausbaugrad vergleichsweise zügig ab. Bei einem Grenzwert von mindestens 4.000 FLH beträgt die jährlich bereitgestellte Menge an Wasserstoff nur

noch 3,6 Mt_{H₂}. Ähnlich verhält sich der Angebotsverlauf in Quebec. Mit einer Erhöhung der minimalen Volllaststunden auf 4.000 verbleiben noch etwa 7 % der Gesamtmenge. Etwas kleiner als in der Inneren Mongolei ist das Gesamtpotential in Patagonien. Hier ist allerdings die Volllaststundenverteilung der WEA deutlich gleichmäßiger. Daher nimmt die Bereitstellungsmenge deutlich langsamer ab. Hier kann bei mindestens 4.000 FLH noch knapp die Hälfte des Gesamtpotentials an Wasserstoff bereitgestellt werden. Verglichen mit den drei vorgenannten Regionen ist das Bereitstellungspotential in Neufundland deutlich kleiner. Anders als im benachbarten Quebec nimmt das Potential mit abnehmendem Ausbaugrad nicht so stark ab. Bei mindestens 4.000 Windvolllaststunden verbleibt noch etwa ein Viertel des Gesamtpotentials.

Die niedrigsten Bereitstellungskosten ergeben sich für Patagonien. Diese liegen über alle Ausbaugrade zwischen 3,80 und 3,06 EUR/kg_{H₂}. Da die Stromgestehungskosten der Windenergie mit zunehmender minimaler Volllaststundenzahl sinken, reduzieren sich auch die Kosten für die Wasserstoffherstellung. Lediglich im kleinsten Ausbaugrad ist ein erneuter Anstieg der Kosten festzustellen. Dieser ist auf die nur mäßig ausgelastete Pipeline und ausbleibenden Skaleneffekte bei der Verflüssigung (vgl. Abschnitt 3.2.2, Tabelle 3.5) zurückzuführen.

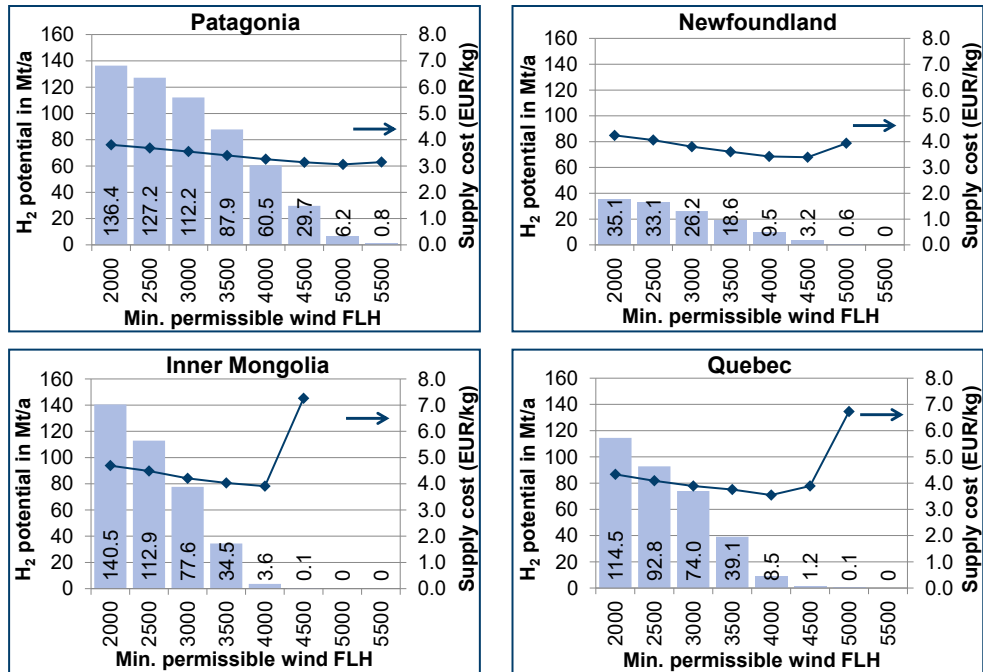


Abbildung 6.41: Wasserstoffangebots- und -kostenkurven für die Bereitstellung in windreichen Vorzugsregionen mit hohem Potential (Die Balkendiagramme zeigen die Bereitstellungsmengen in Mt_{H₂}/a, die Liniendiagramme zeigen die zugehörigen Bereitstellungskosten in EUR/kg_{H₂} ohne den anschließenden Schiffs-transport)

Dieser Effekt ist bei der Inneren Mongolei und Quebec noch deutlicher zu erkennen. Hier ist aufgrund der Gebietsausdehnung ein vergleichsweise langer Pipelineabschnitt für die Transmission des Wasserstoffs zum Hafenstandort in jedem Ausbaugrad erforderlich. In Verbindung

mit erhöhten Kosten für längere Microgrids in den Windparks und höheren spezifischen Verflüssigungskosten führt das zu einem starken Anstieg der Kosten für kleine Ausbaugrade.

Die windreichen Regionen mit kleinerem Wasserstoffbereitstellungspotential werden in Abbildung 6.42 behandelt. In Chile können selbst bei mindestens 6.000 FLH noch gut 100.000 t_{H₂} pro Jahr bereitgestellt werden.

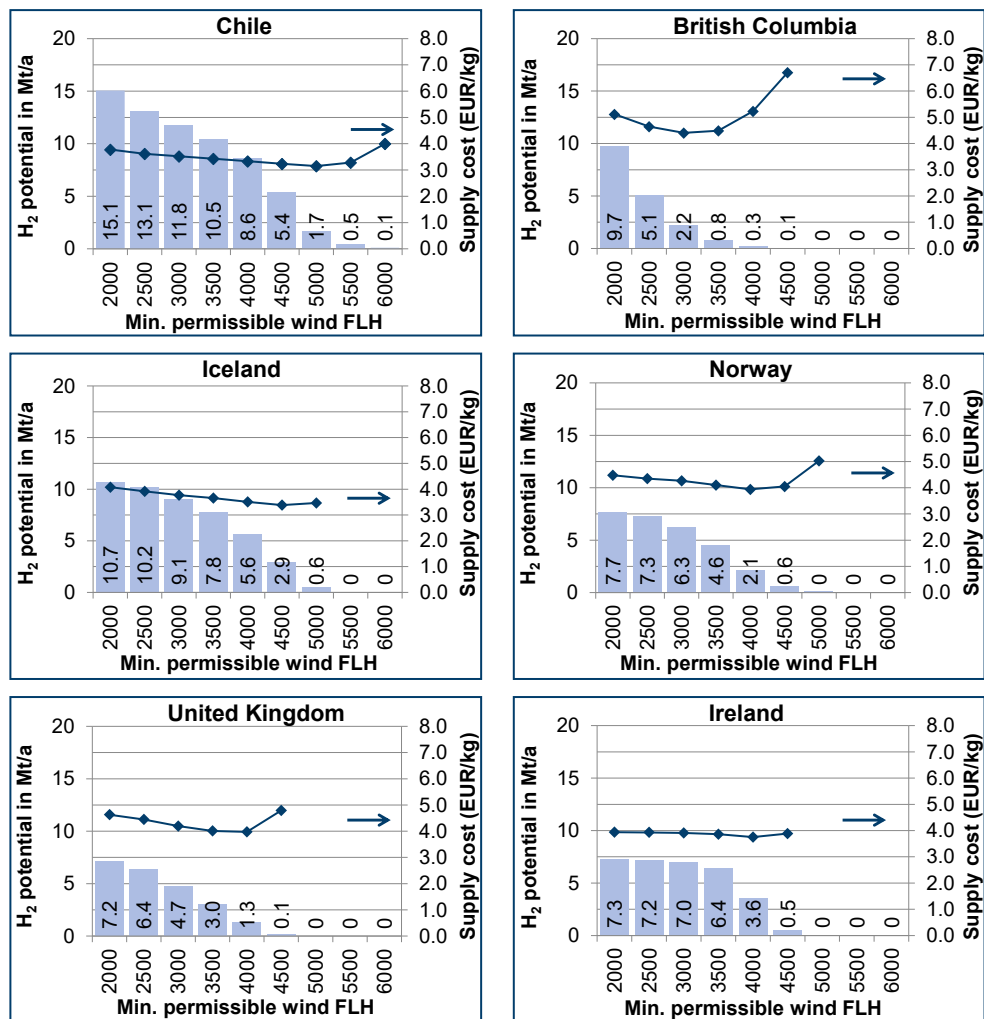


Abbildung 6.42: Wasserstoffangebots- und -kostenkurven für die Bereitstellung in windreichen Vorzugsregionen mit geringem Potential (Die Balkendiagramme zeigen die Bereitstellungsmengen in Mt_{H₂}/a, die Liniendiagramme zeigen die zugehörigen Bereitstellungskosten in EUR/kg_{H₂} ohne den anschließenden Schiffs-transport)

In Island reichen die Ausbaugrade bis zu einem Grenzwert von mindestens 5.000 FLH. Das führt zu vergleichsweise geringen Stromgestehungskosten und in Verbindung mit geringen Infrastrukturkosten aufgrund geringerer inländischer Transportdistanzen zu

Bereitstellungskosten für Chile und Island zwischen 3,00 und 4,00 EUR/kg_{H₂}. In allen weiteren Regionen erreicht keine WEA ein Minimum von 5.000 FLH. Daher liegen die Bereitstellungskosten hier meist über 4 EUR/kg_{H₂}. Wie bei den in Abbildung 6.41 diskutierten Regionen ergeben sich auch bei den kleineren Regionen leichte Kostenanstiege für die jeweils kleinsten Ausbaugrade. Besonders deutlich wird dieser Anstieg in Britisch-Kolumbien, da er bereits bei einem unteren Grenzwert von mindestens 3.500 FLH auftritt. Weniger stark ausgeprägt ist dieses Phänomen im Fall von Irland. Hier liegen die Kosten nur bei einem Ausbaugrad etwas niedriger als in den übrigen.

Das gesamte Bereitstellungspotential über alle windreichen Regionen beträgt im größten Ausbaugrad (min. 2.000 FLH) knapp 485 Mt_{H₂}/a. Diese Menge hätte theoretisch ausgereicht, um knapp 15 % des weltweiten Endenergiebedarfs im Jahr 2015 [5, S. 648] zu decken und übersteigt die derzeitige jährliche Wasserstoffproduktion um das Neunfache [6, S. 247-251]. Etwa 23 % bzw. 57 % des Wasserstoffpotentials können mit Kosten von unter 3,50 bzw. unter 4,00 EUR/kg_{H₂} bereitgestellt werden. Des Weiteren ergeben sich für alle Kostenkurven in windreichen Regionen mehr oder weniger ausgeprägte Minima. Daraus lässt sich schließen, dass es einen in Bezug auf die Wasserstoffbereitstellung kostenoptimalen Ausbaugrad der Windenergie gibt. Entgegen der naheliegenden Vermutung, dass die Wasserstoffbereitstellung bei möglichst kleinen Ausbaugraden und dementsprechend hohen Volllaststunden der Stromerzeugung am kostengünstigsten erfolgt, liegen die kostenoptimalen Bereitstellungsmengen relativ deutlich höher, sodass sich für kleinere Regionen optimale Werte zwischen 1,3 und 3,6 Mt_{H₂}/a und für größere Regionen Werte zwischen 3,2 und 8,5 Mt_{H₂}/a ergeben.

6.3.2 Sonnenreiche Vorzugsregionen

Die Angebots- und Kostenkurven der sonnenreichen Vorzugsregionen lassen sich in drei Potentialkategorien einteilen. Die Ergebnisse der angebotsstärksten Regionen sind in Abbildung 6.43 dargestellt. Grundsätzlich wird das Bereitstellungspotential auf Basis der volllaststundenstärksten 5 % aller theoretisch installierbaren PV-Module gezeigt. Für einzelne Regionen werden diese Ausbaugrade um eine bzw. zwei Stützstellen erweitert.

In Saudi-Arabien können bei Berücksichtigung von 25 % aller Standorte (min. 2.252 FLH) über 517 Mt_{H₂}/a bereitgestellt werden. Wird der Ausbaugrad auf 5 % (min. 2.328 FLH) reduziert, so verbleibt ein jährliches Potential von 105 Mt_{H₂}. Ausgehend von dieser Stützstelle wird der untere Volllaststundengrenzwert um 25 h/a erhöht, bis bei mindestens 2.453 FLH etwa 3,6 Mt_{H₂}/a verbleiben. Während sich das Wasserstoffangebot mit abnehmendem Ausbaugrad deutlich reduziert, bleiben die Bereitstellungskosten relativ konstant. Dieser Effekt zeigt sich auch am Beispiel des Omans. Selbst bei einer zusätzlichen Erweiterung auf 50 % aller möglichen PV-Standorte (min. 2.204 FLH) verändern sich die Kosten kaum. In Algerien kommt es erst im kleinsten Ausbaugrad zu einer nennenswerten Kostensenkung. In Libyen zeigt sich der umgekehrte Effekt. Aufgrund der in Abschnitt 6.2.2 diskutierten, erforderlichen Pipelineverbindung zwischen den Erzeugungsstandorten und der Hafenstadt Bengasi steigen die Kosten bei einer geringen jährlichen Bereitstellungsmenge. Obwohl in Saudi-Arabien 25 %, im Oman 50 %, in Algerien und Libyen sogar nur 5 % aller PV-Standorte berücksichtigt werden, ließen sich in diesen vier Vorzugsregionen in Summe 827 Mt_{H₂}/a bereitstellen. Diese Größenordnung verdeutlicht das enorme Potential der sonnenreichen Vorzugsregionen. Allerdings erreicht

keine der Regionen die niedrigen Kostenniveaus von Patagonien, Chile oder Island in deren kostenoptimalen Windenergieausbaugraden.

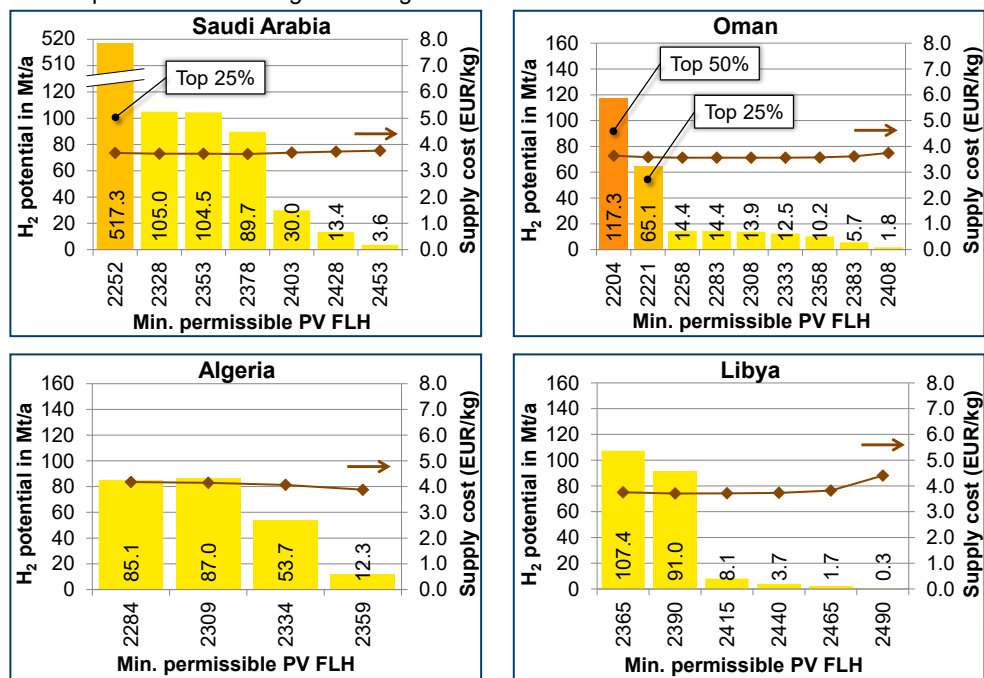


Abbildung 6.43: Wasserstoffangebots- und -kostenkurven für die Bereitstellung in sonnenreichen Vorzugsregionen mit hohem Potential (Die Balkendiagramme zeigen die Bereitstellungsmengen in Mt_{H2}/a, die Liniendiagramme zeigen die zugehörigen Bereitstellungskosten in EUR/kg_{H2} ohne den anschließenden Schiffs-transport)

Sechs der 15 untersuchten sonnenreichen Vorzugsregionen bieten ein mittleres Bereitstellungspotential. Die zugehörigen Ergebnisse der Angebots- und Kostenkurven sind in Abbildung 6.44 dargestellt. Auch hier wurde die Analyse dreier Regionen um einen zusätzlichen Ausbaugrad von 25 % erweitert. Für diese drei Regionen bleiben die Kosten dennoch vergleichsweise konstant. Lediglich bei sehr kleinen Bereitstellungsmengen in den niedrigsten Ausbaugraden steigen die Kosten aufgrund unzureichend ausgelasteter Infrastrukturen leicht an. Chile weist an dieser Stelle die niedrigsten Kosten der Regionsauswahl auf. Diese liegen mit etwa 3,55 - 3,60 EUR/kg_{H2} im Bereich der Kosten im Oman und unter denen in Saudi-Arabien. Dies ist auf die einstrahlungsreiche Höhenlage der Atacama-Wüste zurückzuführen, in der die meisten betrachteten PV-Module Chiles platziert werden.

In Australien zeigt sich ein drastischer Rückgang der Bereitstellungsmenge zwischen dem zweiten und dritten Ausbaugrad von fast 90 %. Das zeigt das äußerst enge Volllaststundenfenster, in dem sich die meisten PV-Module befinden. Ein ähnlicher Effekt ist in Ägypten zu beobachten. Auch hier fällt das Wasserstoffangebot um 70 % von 42,5 auf 12,4 Mt_{H2}/a ab, ohne dass sich die spezifischen Bereitstellungskosten nennenswert verändern. Im kleinsten Ausbaugrad steigen die Kosten transportbedingt wiederum leicht an.

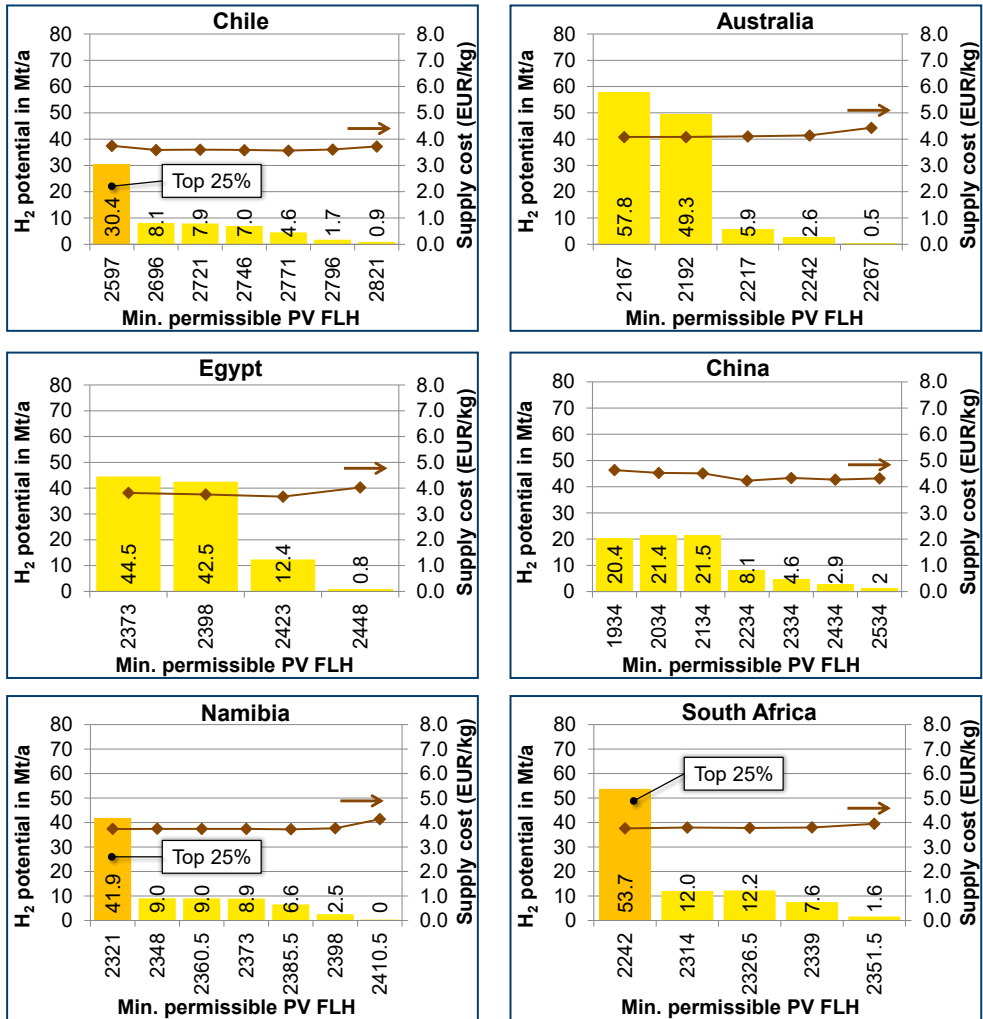


Abbildung 6.44: Wasserstoffangebots- und -kostenkurven für die Bereitstellung in sonnenreichen Vorzugsregionen mit mittlerem Potential (Die Balkendiagramme zeigen die Bereitstellungsmengen in Mt_{H₂}/a, die Liniendiagramme zeigen die zugehörigen Bereitstellungskosten in EUR/kg_{H₂} ohne den anschließenden Schiffs-transport)

In den verbleibenden fünf Regionen (siehe Abbildung 6.45) sind aufgrund mäßiger Landverfügbarkeit und etwas niedrigerer Volllaststunden geringere Wasserstoffpotentiale festzustellen. Dieses relativ niedrige Volllaststundenniveau sorgt auch dafür, dass die Kosten in den meisten Fällen über 4 EUR/kg_{H₂} liegen. Lediglich in Peru liegen die minimalen Volllaststunden aufgrund der stärkeren Einstrahlung in den Höhenlagen des Landes deutlich über denen der anderen Regionen. Dementsprechend geringer sind die Stromgestehungs- und letztendlich auch die Wasserstoffbereitstellungskosten. Sie erreichen dennoch nicht das niedrige Niveau des Nachbarlandes Chile.

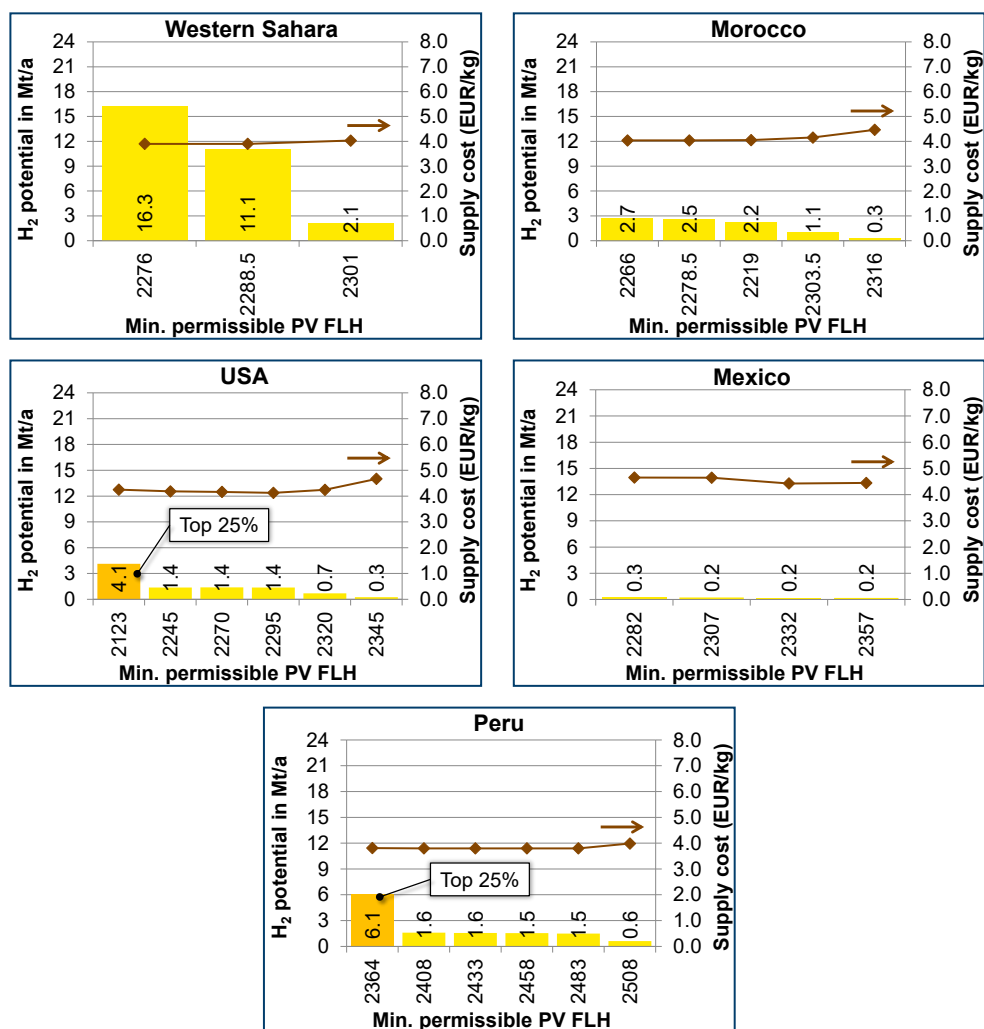


Abbildung 6.45: Wasserstoffangebots- und -kostenkurven für die Bereitstellung in sonnenreichen Vorzugsregionen mit geringem Potential (Die Balkendiagramme zeigen die Bereitstellungsmengen in $\text{Mt}_{\text{H}_2}/\text{a}$, die Liniendiagramme zeigen die zugehörigen Bereitstellungskosten in $\text{EUR}/\text{kg}_{\text{H}_2}$ ohne den anschließenden Schiffs-transport)

Summiert man das Potential aller Regionen mit hoher solarer Einstrahlung in den jeweils betrachteten höchsten Ausbaugraden auf, so ergibt sich ein jährliches Wasserstoffpotential von über $1.105 \text{ Mt}_{\text{H}_2}$. Addiert man das Potential der Regionen mit hohem Windaufkommen von $485 \text{ Mt}_{\text{H}_2}$, entspricht die Summe von $1.590 \text{ Mt}_{\text{H}_2}$ ($\sim 53 \text{ PWh}$) knapp der Hälfte des weltweiten jährlichen Endenergieverbrauchs [5, S. 648]. Im Unterschied zu den Kostenkurven der windreichen Regionen sind die spezifischen Wasserstoffkosten auf Basis von Photovoltaik deutlich konstanter und damit relativ unabhängig vom jeweiligen Ausbaugrad. Die Kosten liegen in einem deutlich schmalen Bereich zwischen $3,55$ und $4,60 \text{ EUR}/\text{kg}_{\text{H}_2}$. Über 85% des

Potentials von 1.105 Mt_{H₂} können mit Kosten von unter 4 EUR/kg_{H₂} bereitgestellt werden. Dennoch ist die Wasserstoffbereitstellung bei sehr kleinen PV-Ausbaugraden meist etwas kostenintensiver. Dieser Effekt lässt sich sowohl für wind- als auch für sonnenreiche Standorte feststellen.

6.4 Sensitivitätsanalyse der Bereitstellungspfade

Eine Parametervariation ermöglicht die Abschätzung von Ergebnissensitivitäten in Bezug auf die Eingangsgrößen des Modells. Dieser Abschnitt untersucht die Auswirkungen von technischen und ökonomischen Parametervariationen auf die Ergebnisse der Wasserstoffbereitstellung. Die bisher vorgestellten und diskutierten Ergebnisse gelten unter den in den Abschnitten 3.2 und 5.3 definierten Annahmen. Für diese Sensitivitätsanalysen werden die beiden windreichen Regionen Patagonien und Island sowie die beiden sonnenreichen Regionen Saudi-Arabien und Oman herangezogen. In jeder Analyse werden je eine windreiche und eine sonnenreiche Region einander gegenübergestellt.

Zunächst werden in Abschnitt 6.4.1 die der Speicherdimensionierung zugrundeliegenden Zeiträume für ausgewählte Ausbaugrade in Patagonien und Saudi-Arabien variiert. Dies zeigt den Einfluss der Stromerzeugungszeitreihen aus Wind- bzw. Solarenergie auf die Speicherdimensionen und -kosten. Abschnitt 6.4.2 beleuchtet den Einfluss deutlich geringerer spezifischer Investitionskosten der Elektrolyse für alle Ausbaugrade in Island und dem Oman. Einen Vergleich von verschiedenen Kostenvariationen und ihren Auswirkungen auf die H₂-Bereitstellungskosten in Patagonien und dem Oman liefert Abschnitt 6.4.3. Hier werden die spezifischen Investitionskosten aller maßgeblichen Infrastrukturelemente variiert und ihre Einflüsse bewertet. Ein Vergleich der Bereitstellung von Flüssigwasserstoff und der Nutzung der Speicher- und Transporttechnologie der flüssigen, organischen Wasserstoffträger (LOHC) wird in Abschnitt 6.4.5 angestellt. Hierbei beschränkt sich der Abschnitt auf die Regionen Patagonien und Oman sowie auf einen reinen Kostenvergleich. Die Bewertung des Primärenergiebedarfs und der THG-Emissionen bei der Nutzung von LOHC ist Gegenstand von Abschnitt 7.3.3.

6.4.1 Variation der Speicherdimensionierung

Im Referenzfall setzen sich die Speicherkapazitäten des küstennahen Speichers aus einer zeitreihenabhängigen Komponente und einer pauschalen Reservekomponente zusammen. Dabei wird erstere aus der H₂-Erzeugungszeitreihe und der daraus resultierenden Speicherkurve jedes betrachteten Wetterjahres bestimmt. Diese Speicherkurve wird über einen Zeitraum von jeweils einem Jahr ermittelt (vgl. Abschnitt 5.3.4). Da besonders extreme Wetterjahre mit großen saisonalen Unterschieden in Bezug auf die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten und solare Einstrahlung einen großen Einfluss auf die Dimensionierung haben können, soll im Folgenden der Einfluss des berücksichtigten Zeitraumes für die Bestimmung der Speicherkurven untersucht werden. Dazu werden die Speicherkapazitäten für die Zeiträume eines, eines halben und zweier Jahre bestimmt.

Am bereits diskutierten Beispiel Patagoniens und einem Ausbaugrad der Windenergie mit mindestens 5.000 FLH für alle WEA ergibt sich für den Referenzfall eine Gesamtspeicherkapazität von 1.043 kt_{H₂} (vgl. Abbildung 5.4). Abbildung 6.46 zeigt die zeitreihenabhängigen Kapazitäten bei verschiedenen zugrundeliegenden Speicherzeiträumen. Wird der Speicher auf ein halbes

Jahr ausgelegt, so sinkt die Gesamtkapazität im Vergleich zum Referenzfall um fast 45 %. Bei einer Auslegung auf zwei Jahre steigt sie wiederum nur um 10 %. Dementsprechend sinken die spezifischen Kosten für den Halbjahresspeicher im Vergleich zum Referenzfall von 53 EUR-ct/kg_{H2} auf etwa 30 EUR-ct/kg_{H2}. Für den Zweijahresspeicher steigen die Kosten um lediglich 5 EUR-ct/kg_{H2}.

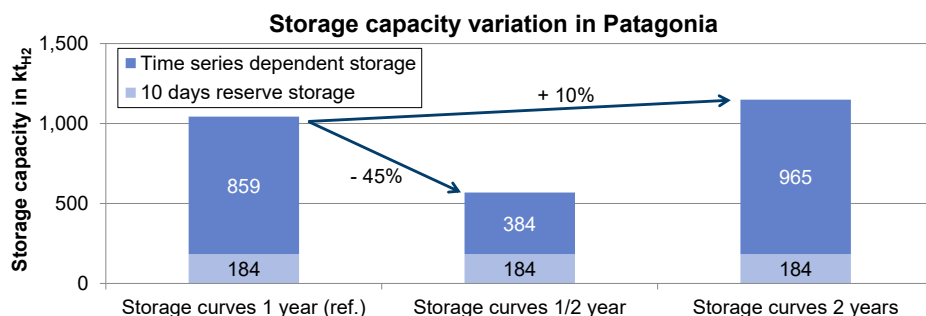


Abbildung 6.46: Vergleich der erforderlichen Speicherkapazitäten auf Basis einer Variation des Speicherzeitraumes für Patagonien (min. 5.000 FLH)

Das große Kapazitäts- und Kostensenkungspotential bei der Reduzierung des Speicherzeitraumes von einem auf ein halbes Jahr lässt sich mit der Glättung saisonaler Unterschiede insbesondere in Bezug auf Sommermonate in der nördlichen bzw. Wintermonate in der südlichen Hemisphäre erklären. In diesem Zusammenhang muss erwähnt werden, dass eine Speicherauslegung auf ein halbes Jahr aufgrund der saisonalen Schwankungen der Windgeschwindigkeit innerhalb eines Jahres zu einer Unterschätzung der Speicherkapazität und damit möglicherweise zu Einschränkungen in der Lieferfähigkeit führen kann. Bezogen auf Wetterjahr 1998, das der 1-Jahres-Speicherauslegung in Patagonien zugrunde liegt (vgl. Abbildung 5.4), gewährleistet ein auf ein halbes Jahr ausgelegter Speicher eine Lieferfähigkeit von etwa 75 %. Dementsprechend kann der Bedarf über etwa 2.100 Stunden im Jahr nicht gedeckt werden. Im Falle eines auf zwei Jahre ausgelegten Speichers besteht diese Gefahr nicht. Die gleiche Variation für Saudi-Arabien mit einem Ausbaugrad von mindestens 2.403 FLH ist in Abbildung 6.47 dargestellt.

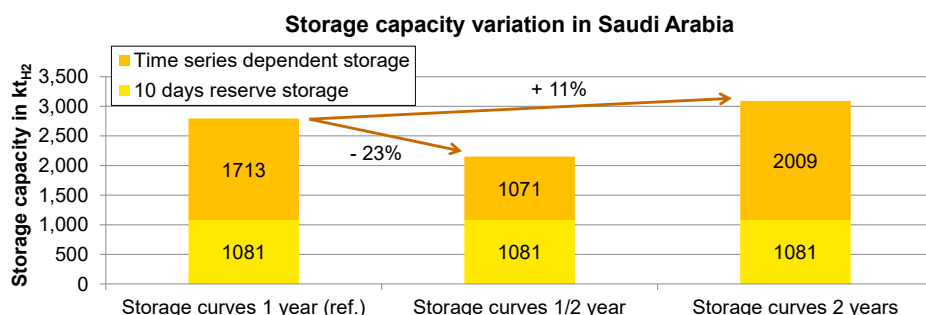


Abbildung 6.47: Vergleich der erforderlichen Speicherkapazitäten auf Basis einer Variation des Speicherzeitraumes für Saudi-Arabien (min. 2.403 FLH)

Hier zeigt sich zwar ebenfalls eine Kapazitätssenkung vom Jahres- zum Halbjahresspeicher von 23 %, diese ist aufgrund der geringeren saisonalen Einstrahlungsschwankungen in Saudi-Arabien jedoch deutlich geringer als in Patagonien. Dementsprechend geringer ist das Kostensenkungspotential von 34 auf 28 EUR-ct/kg_{H₂} für die spezifischen Speicherkosten. Eine Kapazitätssteigerung zur Versorgungssicherheit über zwei Jahre erhöht die Kosten lediglich um 3 EUR-ct/kg_{H₂}. Die Wahl eines Wetterjahres als der Speicherdimensionierung zugrundeliegenden Zeitraum kann also aufgrund größerer saisonaler Unterschiede in windreichen Regionen zu deutlich höheren Kosten im Vergleich zu kleineren Zeiträumen führen. In Vorzugsregionen mit hoher solarer Einstrahlung ist dieser saisonale Effekt auf die Speicherkapazitäten deutlich geringer.

6.4.2 Variation der Elektrolysekosten

Aufgrund des vergleichsweise großen Kostenbeitrages der Elektrolyse zu den Bereitstellungskosten von Wasserstoff lohnt sich eine Parametervariation der Investitionskosten im Rahmen der Literaturanalyse. Wie bereits in Abschnitt 3.2.2 ausgeführt gehen Saba et al. [166] von deutlich niedrigeren Kosten für die PEM-Elektrolyse aus, als im Referenzfall angenommen. Daher zeigt Abbildung 6.48 den Vergleich der Wasserstoffbereitstellungskosten für Island über alle betrachteten Ausbaugrade der Windenergie.

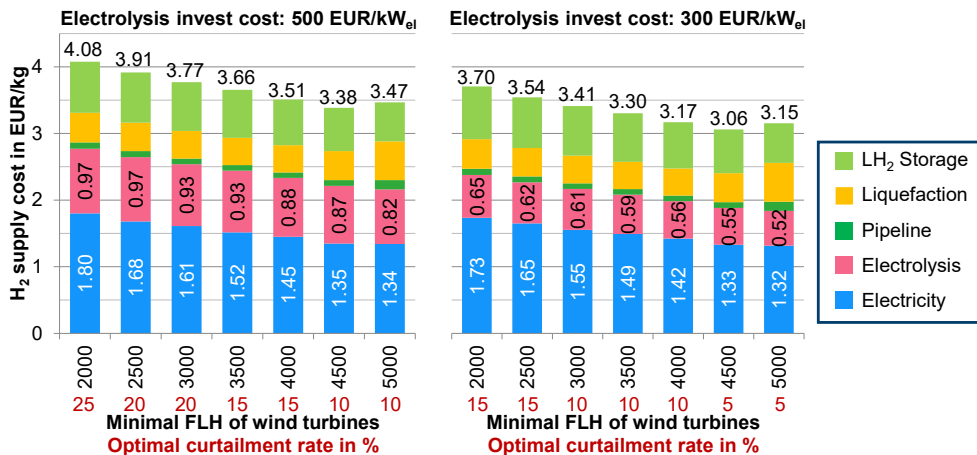


Abbildung 6.48: Sensitivität der H₂-Bereitstellungskosten am Exporthafen in Bezug auf die Variation von Investitionskosten der Elektrolyse für Island. Links: Referenzfall mit Kosten von 500 EUR/kW_{el}. Rechts: Variation mit Kosten von 300 EUR/kW_{el}

Im linken Teil der Abbildung sind die Kosten für den Referenzfall mit spezifischen Investitionskosten für die Elektrolyse von 500 EUR/kW_{el} zu sehen. Die Abszisse zeigt neben den unteren Grenzwerten für die Volllaststunden der WEA auch die kostenoptimalen Abregelungsraten (vgl. Abschnitt 4.4). Die Bereitstellungskosten unter der Annahme von Elektrolysekosten von 300 EUR/kW_{el} sind auf der rechten Seite der Abbildung zu sehen. Aufgrund der reduzierten Elektrolysekosten sind die Raten der Windleistungsabregelung hier deutlich geringer. Damit sinken auch die LCOE (in blau) um 2 bis 4 % im Vergleich zum Referenzfall. Der gesamte

Kostenvorteil für die Wasserstoffbereitstellung liegt allerdings bei lediglich knapp 10 % trotz einer Investitionskosten senkung für die Elektrolyse von 40 %.

Abbildung 6.49 zeigt den Einfluss geringerer Investitionskosten der Elektrolyse für die Bereitstellung von Wasserstoff im Oman. Während der Kostenvorteil der LCOE für geringere Elektrolysekosten bei etwa 3 bis 6 % liegt, sinken die Gesamtkosten der Wasserstoffbereitstellung um etwa 16 %. Besonders die geringeren Volllaststunden der Elektrolyse aufgrund der nächtlichen Stillstandzeiten fallen bei geringeren Investitionskosten etwas weniger ins Gewicht. Damit ist der gesamte Kostenvorteil bei Kombination einer kostengünstigeren Elektrolyse mit Photovoltaik vorteilhafter als bei der Kopplung mit Windenergie.

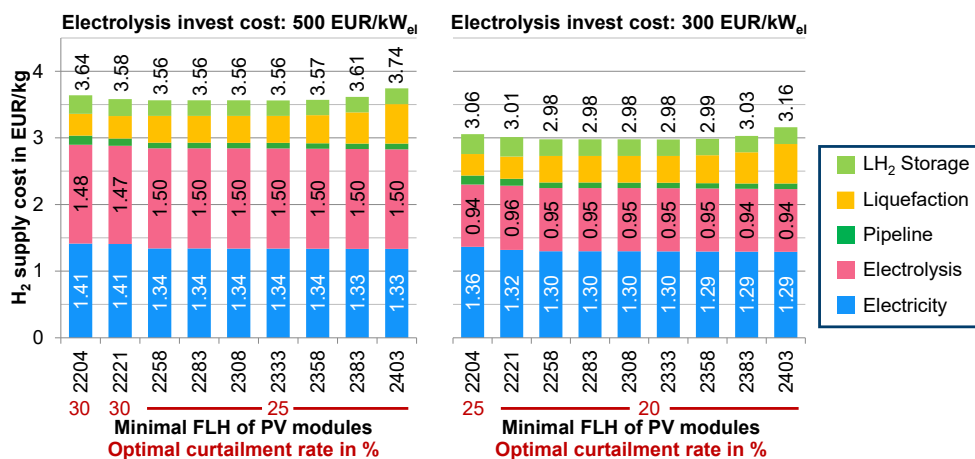


Abbildung 6.49: Sensitivität der H₂-Bereitstellungskosten am Exporthafen in Bezug auf die Variation von Investitionskosten der Elektrolyse für den Oman. Links: Referenzfall mit Kosten von 500 EUR/kW_{el}. Rechts: Variation mit Kosten von 300 EUR/kW_{el}

6.4.3 Vergleich von Investitionskostenvariationen

Nach der Einflussanalyse einzelner technischer und ökonomischer Parameter werden in diesem Abschnitt die Einflüsse der Investitionskosten aller maßgeblichen Infrastrukturelemente bewertet. In Form von Tornadodiagrammen zeigt Abbildung 6.50 die Einflüsse einer Investitionskostenvariation von +/- 20 % bezogen auf den Referenzfall.

Besonders interessant hierbei ist der erneute Vergleich einer windreichen und einer sonnenreichen Vorzugsregion. Im oberen Teil der Abbildung 6.50 werden die Veränderungen der Bereitstellungskosten in Patagonien und im unteren Teil die Veränderungen im Oman gezeigt. Im Fall der windreichen Region Patagonien lassen sich stärkere Kostensensitivitäten für die Variation der Investitionskosten für Windenergieanlagen und des Kapitalkostensatzes WACC feststellen. Dahingegen spielen Änderungen der Investitionskosten der Konditionierungs- und Transporttechnologien keine signifikante Rolle in Bezug auf die Gesamtkosten.

Deutlich extremer ist die Sensitivität der Bereitstellungskosten im Oman auf eine Änderung der Investitionskosten für PV-Module. Hier reagieren die Gesamtkosten mit einer annähernd gleichen Änderungsrate von +/- 20 % auf eine entsprechende Anpassung der PV-Kosten. Der

Einfluss des Kapitalkostensatzes ist vergleichbar mit dem in Patagonien. Aufgrund deutlich geringerer Volllaststunden der Elektrolyse in sonnenreichen Regionen reagieren die Gesamtkosten hier auch stärker auf Investitionskostenänderungen als in windreichen Regionen. Bezogen auf die Konditionierung und den Transport von Energie sind im Oman ebenfalls keine großen Sensitivitäten festzustellen.

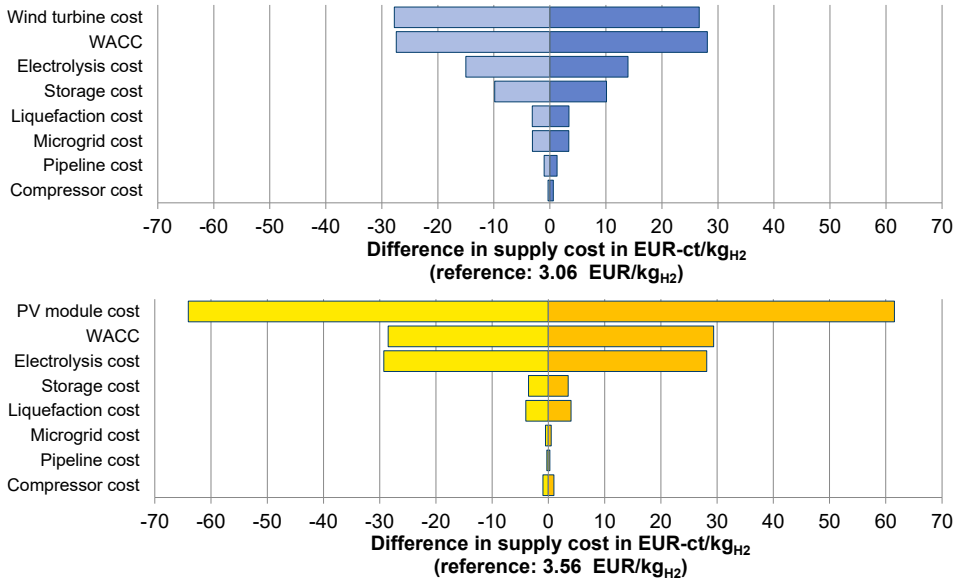


Abbildung 6.50: Einflüsse der Investitionskostenvariation um +/- 20 % bezogen auf die Referenzkostenparameter. Oben: Patagonien (min. 5.000 FLH). Unten: Oman (min. 2.333 FLH)

Mit Blick auf die aus der derzeitigen Studienlage abgeleitete Forderung nach einem räumlich aufgelösten Ansatz zur Abbildung einer Transportinfrastruktur ist festzuhalten, dass diese Infrastrukturkomponenten zumindest kostenseitig nur eine untergeordnete Rolle spielen.

6.4.4 Analyse eines Szenarios mit reduzierten Investitionskosten

Während der vorangegangene Abschnitt die jeweilige Kostenreduktion einzelner Infrastrukturelemente diskutiert, wird in diesem Abschnitt eine gleichzeitige Investitionskostenreduktion aller Elemente der Bereitstellungskette betrachtet. Abbildung 6.51 zeigt den Vergleich zwischen Wasserstoffbereitstellungskosten in Island ohne und mit Reduktion der Investitionskosten. Links sind die Bereitstellungskosten mit den ursprünglichen Investitionskosten aus den Abschnitten 3.2.1 und 3.2.2 dargestellt (vgl. Abbildung 6.26, Abschnitt 6.2.1). Auf der rechten Seite der Abbildung sind die reduzierten Bereitstellungskosten aufgetragen, die sich bei einer Reduktion der Investitionskosten aller Infrastrukturelemente um 20 % ergeben.

Für Island ergibt sich eine Bereitstellungskostenreduktion von etwa 20 % über alle Ausbaugrade der Windenergie. Dies ist auf den hohen Einfluss der Investitionskosten zurückzuführen. Neben den Kapitalkosten hängen auch die fixen Betriebskosten von der Gesamtinvestition eines jeden Infrastrukturelements ab. Variable Betriebskosten fallen nur bei der Elektrolyse für

den Wasserbezug an. Da diese aber bei 4 EUR-ct/kg_{H2} liegen, ist ihr Einfluss vernachlässigbar gering.

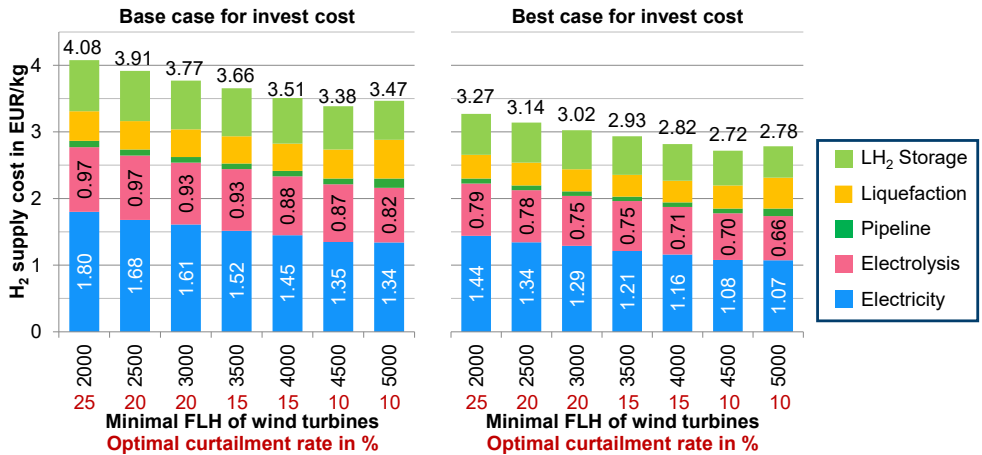


Abbildung 6.51: Sensitivität der H₂-Bereitstellungskosten am Exporthafen in Bezug auf die Reduzierung der Investitionskosten um 20 % im windreichen Island. Links: Referenzfall. Rechts: Gleichzeitige Reduzierung aller Investitionskosten

Analog zum Beispiel einer windreichen Region stellt Abbildung 6.52 die Auswirkungen einer Investitionskostenreduktion für den sonnenreichen Oman dar. Auch hier reduzieren sich die Bereitstellungskosten um etwa 20 % in allen Ausbaugraden der Photovoltaik. Anhand dieser Sensitivitätsanalyse zeigt sich, dass sich geringere Investitionskosten, unabhängig vom Ausbaugrad der erneuerbaren Energien, direkt auf die Bereitstellungskosten auswirken.

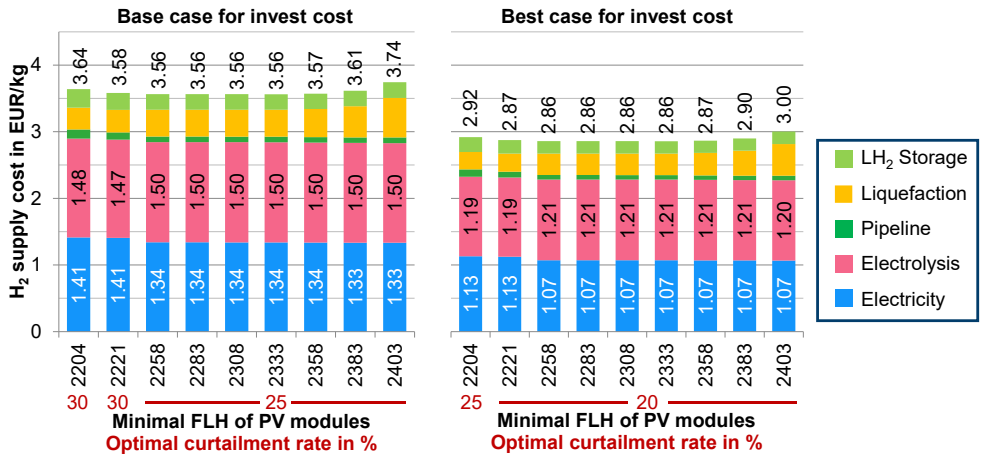


Abbildung 6.52: Sensitivität der H₂-Bereitstellungskosten am Exporthafen in Bezug auf die Reduzierung der Investitionskosten um 20 % im sonnenreichen Oman. Links: Referenzfall. Rechts: Gleichzeitige Reduzierung aller Investitionskosten

6.4.5 Kostenvergleich der Bereitstellungspfade LH₂ und LOHC

Der Aufbau der inländischen Bereitstellungsketten für Flüssigwasserstoff und der für chemisch gebundenen Wasserstoff unterscheidet sich lediglich in der Konditionierung und der Speicherung. Abbildung 6.53 zeigt die Kostenunterschiede der Bereitstellung von LH₂ und beladenem LOHC in Patagonien für alle berücksichtigten Ausbaugrade der Windenergie.

Mit Ausnahme des kleinsten Ausbaugrades liegen die Kosten für die Bereitstellung von beladenem LOHC trotz der, im Vergleich zur Verflüssigung, deutlich günstigeren Hydrierung im Durchschnitt etwa 15 EUR-ct/kg_{H₂} über denen von Flüssigwasserstoff. Ausschlaggebend für diesen Kostenunterschied sind besonders die Investitionskosten für den LOHC-Speicher, da diese auch die Kosten für das LOHC-Material (in diesem Fall DBT, vgl. Abschnitt 3.2.2) einschließen. Der leichte Kostennachteil des Flüssigwasserstoffs im kleinsten Ausbaugrad der Windenergie ist auf die vergleichsweise kostenintensive Auslegung der Verflüssigung aufgrund geringer Skaleneffekte zurückzuführen.

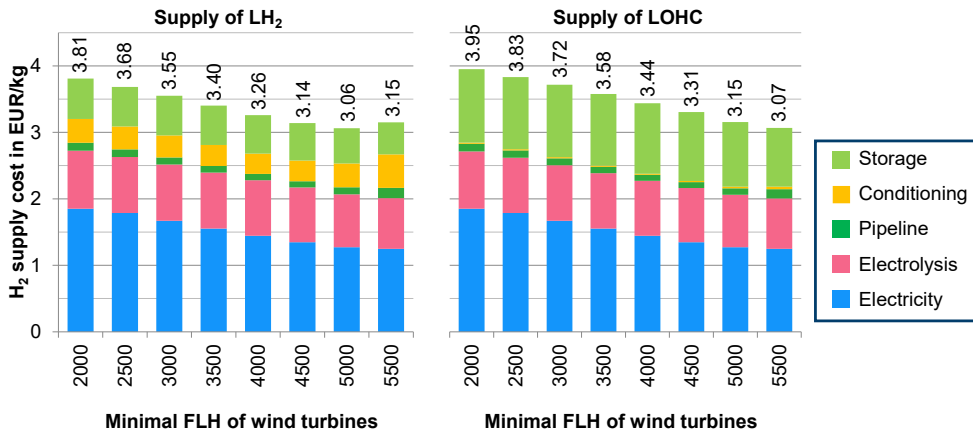


Abbildung 6.53: Sensitivität der H₂-Bereitstellungskosten am Exporthafen in Bezug auf die Bereitstellung von LH₂ und LOHC im windreichen Patagonien. Links: Referenzfall LH₂. Rechts: Bereitstellung von LOHC

Aus Abschnitt 6.4.1 geht hervor, dass die Speicherdimensionierung in windreichen Regionen aufgrund der höheren saisonalen Erzeugungsschwankungen deutlich kostenintensiver als in sonnenreichen Regionen ist. Daher ist ein zusätzlicher Vergleich von LH₂ und LOHC für eine sonnenreiche Vorzugsregion an dieser Stelle sinnvoll, um den Einfluss des LOHC-Speichers zu analysieren.

Die Kosten der Bereitstellung von LH₂ und beladenem LOHC im Oman sind in Abbildung 6.54 über alle betrachteten PV-Ausbaugrade dargestellt. Im Unterschied zu Patagonien zeigt sich in diesem Beispiel ein Kostenvorteil der LOHC-Technologie von durchschnittlich 28 EUR-ct/kg_{H₂}. Die Einsparungen aufgrund der wegfallenden Verflüssigung überwiegen die zusätzlichen Kosten für die Speicherung. Bezüglich der Bereitstellungskosten bis einschließlich Exporthafen ist damit die LOHC-Technologie vor allem für Regionen und Ausbaugrade mit kleineren Speicherkapazitäten eine attraktive Option.

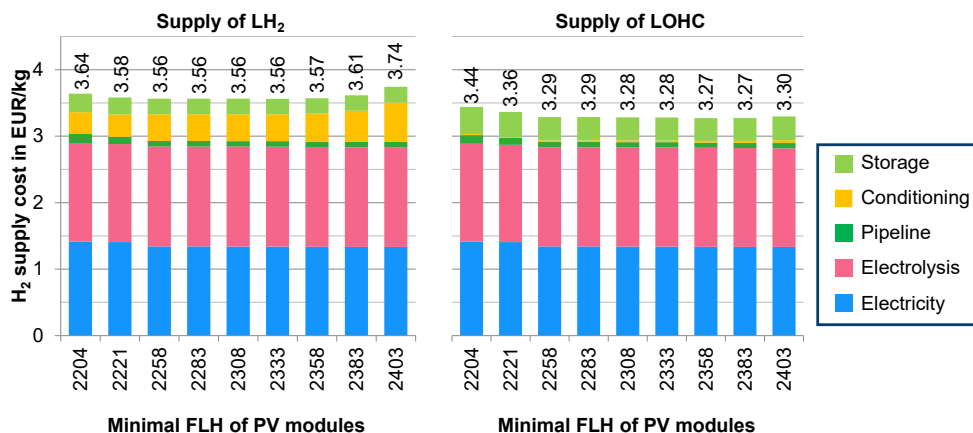


Abbildung 6.54: Sensitivität der H₂-Bereitstellungskosten am Exporthafen in Bezug auf die Bereitstellung von LH₂ und LOHC im sonnenreichen Oman. Links: Referenzfall LH₂. Rechts: Bereitstellung von LOHC

Mit Bezug auf die erforderlichen Mehrkosten für die Dehydrierung, die in Abschnitt 5.4.2 bereits diskutiert werden, verbleibt ein Kostennachteil über die gesamte Wasserstoffinfrastruktur auf Seiten der LOHC-Technologie. Abgesehen davon stellen die im Zuge des Überseetransportes anfallenden THG-Emissionen einen weiteren Nachteil der LOHC-Technologie für den Einsatz in einer internationalen Wasserstoffinfrastruktur dar, es sei denn auch hier würde der Schiffsantrieb mit Wasserstoff betrieben werden. In diesem Fall sind allerdings erhöhte Investitionskosten für den LOHC-Tanker aufgrund der erforderlichen Onboard-Dehydrierung zu berücksichtigen.

6.5 Einordnung und Diskussion der Ergebnisse

Dieser Abschnitt diskutiert die in diesem Kapitel vorgestellten Ergebnisse hinsichtlich der H₂-Bereitstellungsmengen sowie der damit verbundenen Kosten und vergleicht diese mit Ergebnissen aus der in Kapitel 2 beleuchteten Literatur. Diese Einordnung ist allerdings aufgrund schwer vergleichbarer methodischer Ansätze und unterschiedlicher Datenquellen nur eingeschränkt möglich. Daher liegt der Fokus im Folgenden besonders auf einem Kostenvergleich. In Abbildung 6.55 werden ausgewählte Ergebnisse dieser Arbeit mit einschlägigen Werten aus der in Abschnitt 2.3.3 diskutierten Literatur verglichen. Dabei beziehen sich die miteinander verglichenen Bereitstellungsketten jeweils auf die gleiche Region.

Kamiya et al. [61] ermitteln für eine jährliche Bereitstellungsmenge von 225.500 t_{H₂} auf Basis der Braunkohlevergasung in Australien Kosten von etwa 2,69 EUR/kg_{H₂} ohne Berücksichtigung des anschließenden Schiffstransportes. Im Verhältnis dazu liegen die in dieser Arbeit ermittelten Bereitstellungskosten von Wasserstoff in Australien mit über 4 EUR/kg_{H₂} deutlich höher. Das ist insbesondere auf die äußerst kostengünstige Produktion von Wasserstoff aus Braunkohlevergasung zurückzuführen. Die spezifischen Herstellungskosten liegen laut Kamiya et al. bei lediglich 1,38 EUR/kg_{H₂}. Dieses Kostenniveau wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit in Australien bereits bei der auf Wasserstoff bezogenen PV-Stromproduktion erreicht.

Addiert man noch die Kosten für die Elektrolyse, so liegen die Wasserstofferzeugungskosten bei knapp 3 EUR/kg_{H₂}. Wie in Abschnitt 2.3.3 bereits erwähnt liegt der Vorteil des erneuerbaren Wasserstoffs in der vollständigen Emissionsfreiheit, die selbst bei der von Kamiya et al. vorgesehenen CO₂-Abscheidung nicht gewährleistet ist.

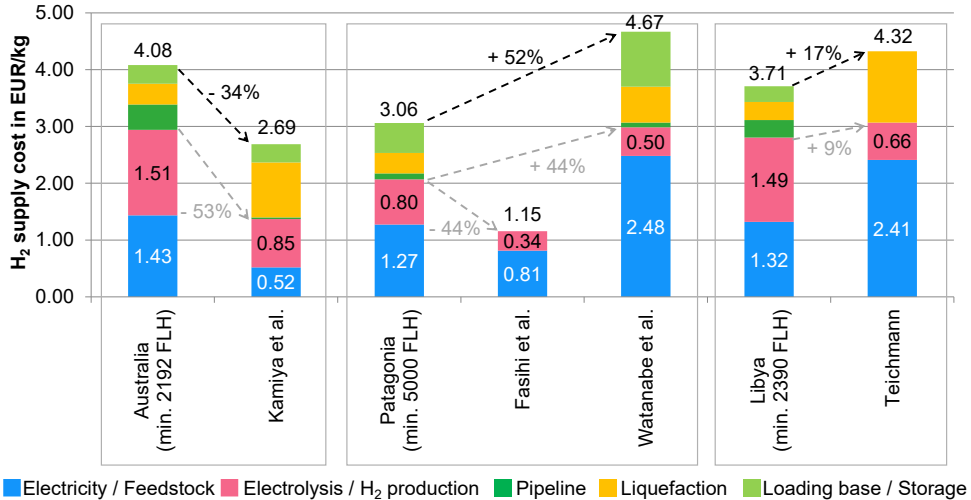


Abbildung 6.55: Einordnung ausgewählter Ergebnisse in die derzeitige Studienlage. Literaturwerte basierend auf Kamiya et al. [61], Fasihi et al. [34], Watanabe et al. [35] und Teichmann [11]

Die Erzeugung von Wasserstoff auf Basis von kombinierter Wind- und Solarenergie in Patagonien wird von Fasihi et al. [34] als Ausgangspunkt für den Export von synthetischen Flüssigkraftstoffen untersucht. Dabei gehen die Autoren von 5.200 Wind-FLH aus. Dies entspricht in etwa dem in dieser Arbeit untersuchten Ausbaugrad mit mindestens 5.000 FLH. Hier liegen die durchschnittlichen Volllaststunden bei etwa 5.214 h/a. Auch die Kostenannahmen für WEA entsprechen den in dieser Arbeit zugrundeliegenden Parametern. Aufgrund der Kopplung mit Photovoltaik und den daraus resultierenden hohen Volllaststunden für die Stromerzeugung und Elektrolyse von 6.840 h/a errechnen Fasihi et al. Wasserstofferzeugungskosten von lediglich 1,15 EUR/kg_{H₂}. Dieser Wert liegt deutlich unter dem Wert von 2,07 EUR/kg_{H₂} in dieser Arbeit. Außerdem ist einschränkend zu erwähnen, dass die Kostenannahmen zur Elektrolyse bei Fasihi et al. unter denen dieser Arbeit liegen. Einerseits werden Investitionskosten von 319 EUR/kW_{el}, andererseits eine Betriebsdauer von 20 Jahren angenommen. Werden diese Werte im Rahmen dieser Analyse für eine beispielhafte Rechnung angesetzt, so reduzieren sich die Wasserstofferzeugungskosten von 2,07 EUR/kg_{H₂} auf 1,60 EUR/kg_{H₂}. Die verbleibende Differenz von 45 EUR-ct/kg_{H₂} ist auf die unterschiedlichen Volllaststunden der Stromerzeugung zurückzuführen. Dies zeigt, wie sensitiv die Ergebnisse auf Kostenparameter und diesbezügliche Annahmen reagieren.

Eine Einschätzung des Wasserstoffpotentials auf Basis der Windenergie in Patagonien liefern Watanabe et al. [35] in ihrer Arbeit. Im Unterschied zu vielen anderen vergleichbaren Studien berücksichtigen die Autoren hier auch die inländische Bereitstellungskette der Erzeugungsregion und die damit verbundenen Kostenbeiträge. Bei einem Kapitalkostensatz von 5 % geben

Watanabe et al. die H₂-Bereitstellungskosten in Patagonien ohne Schiffstransport mit 14 EUR-ct/kWh an. Dies entspricht spezifischen Kosten von 4,67 EUR/kg_{H₂}. Diese im Vergleich zur vorliegenden Arbeit deutlich höheren Kosten sind unter anderem auch auf die von Watanabe et al. niedrigeren Volllaststunden der Stromerzeugung von knapp 4.300 h/a zurückzuführen.

Teichmann [11] ermittelt in seiner Arbeit Produktionskosten für Wasserstoff auf Basis von Solarenergie in Nordafrika. Mit Stromkosten von 5 EUR-ct/kWh liegen seine Wasserstoffproduktionskosten bei gut 3 EUR/kg_{H₂}. Nach der Verflüssigung betragen die spezifischen Kosten dann 4,33 EUR/kg_{H₂}. Für Algerien, Libyen und Ägypten werden im Rahmen der vorliegenden Analyse Erzeugungskosten von 2,80 - 2,87 EUR/kg_{H₂} und Bereitstellungskosten am Hafenstandort je nach Region und Ausbaugrad von 3,70 - 4,20 EUR/kg_{H₂} errechnet. Die letzteren Werte umfassen im Unterschied zu Teichmann auch den Pipelinetransport und den küstennahen Speicher.

Der Vergleich von ausgewählten Bereitstellungsketten mit Literaturwerten zeigt, dass unterschiedliche Energiequellen und Annahmen zur Wasserstoffproduktion große Einflüsse auf die Bereitstellungskosten haben. Fossile Energieträger, wie etwa Kohle, bieten im Vergleich zu erneuerbaren Energien zwar die Möglichkeit, den Wasserstoff deutlich günstiger zu produzieren, dennoch sind Emissionen nicht zu vermeiden. Werden Ergebnisse auf Basis erneuerbarer Energien verglichen, so zeigt sich, dass die Volllaststunden der Stromerzeugung und die Annahmen zur Elektrolyse einen erheblichen Einfluss auf die Kosten haben. So wird einerseits der Kostenvorteil der Wasserstoffgewinnung aus Braunkohlevergasung (vgl. Kamiya et al. [61]) nochmals deutlich erhöht. Andererseits zeigt sich der Volllaststundeneinfluss besonders bei der Einordnung der Ergebnisse in Patagonien anhand von Fasihi et al. [34] und Watanabe et al. [35].

Der inländische Pipelinetransport wirkt sich zwar maßgeblich auf den Primärenergieaufwand aus, trägt aber kaum zu den Kosten bei. Eine Auswahl von Wind- bzw. Solarenergieerzeugungsstandorten mit möglicherweise geringeren Volllaststunden aber kürzerer Distanz zum Hafenstandort würde den Primärenergiebedarf und den ohnehin geringen Kostenanteil der Pipeline senken, aber die gesamten Bereitstellungskosten aufgrund der kostenintensiveren Stromerzeugung erhöhen. Mit Bezug auf die in Abschnitt 2.1 geforderte räumliche Auflösung des verwendeten Modellansatzes kann gefolgert werden, dass eine detaillierte räumliche Analyse des RES-Potentials einen deutlich höheren Kosteneinfluss hat als eine genaue Abbildung der räumlichen Transportinfrastruktur. Das in Abschnitt 2.6 gezogene Fazit in Bezug auf die mangelnde räumliche Auflösung für die Transportinfrastruktur vieler Literaturansätze muss daher relativiert werden.

Die Berücksichtigung der zeitlichen Auflösung der Erzeugung bietet dahingegen eine dynamische Simulation der Verflüssigung und verschiedene Möglichkeiten zur Speicherauslegung. Besonders auf Seiten der Verflüssigung ist das Kostenniveau in dieser Arbeit vergleichsweise gering. Dieses wird in der Literatur tendenziell überschätzt. Des Weiteren zeigen die im Rahmen der Sensitivitätsanalyse erarbeiteten Kostensenkungspotentiale der Speicherauslegung (Abschnitt 6.4), dass eine Orientierung an einem extremen Wetterjahr mitunter zu einer kostenintensiven Dimensionierung führen kann. Gleichzeitig würde eine Orientierung an einem gemäßigten Wetterjahr oder an einem kürzeren Bezugszeitraum (z. B. Auslegung auf ein halbes Jahr) zu einer Reduktion der Lieferfähigkeit führen, die im Hinblick auf eine

weltweite Wasserstoffinfrastruktur von anderen Erzeugungsregionen ausgeglichen werden müsste. Eine weitere Möglichkeit der Kostenreduktion für den Speicher liegt in dem Verzicht auf die im Rahmen dieser Arbeit geforderte 10-Tages-Reserve. Diese geht über die saisonal notwendige Speichergröße hinaus und wirkt sich insbesondere bei großen jährlichen Wasserstoffdurchsätzen, wie etwa in sonnenreichen Regionen, maßgeblich auf die Dimensionierung und die damit verbundenen Kosten aus (vgl. Abschnitt 6.2.2). Speicherdimensionen in der Größenordnung von mehreren Tausend Kilotonnen Flüssigwasserstoff sind sicherheitstechnisch aufgrund der hohen punktuellen Energiekonzentration diskutabel. Insbesondere vor dem Hintergrund des derzeit größten geplanten Flüssigwasserstoffspeichers mit lediglich 335 t_{LH2} (vgl. Abschnitt 3.2.2) erscheinen die in dieser Arbeit ermittelten Speicherdimensionen vergleichsweise hoch. In Bezug auf die gespeicherte Energiemenge entspricht die Kapazität des weltweit größten, derzeit geplanten Rohölspeichers in den Vereinigten Arabischen Emiraten von 5,75 Mio. t (~ 71,4 TWh, vgl. Abschnitt 3.2.2) einem Flüssigwasserstoffspeicher von 2,14 Mt_{LH2}. Dieser Vergleich relativiert die in dieser Arbeit ermittelten Speicherdimensionen für das Jahr 2050 von bis zu 6,5 Mt_{LH2} (~ 216,7 TWh).

Eine Reduktion der energetischen Konzentration kann entweder mit der bereits beschriebenen Wahl eines weniger extremen Wetterjahres oder einer Verteilung der Speicherkapazität auf mehrere Hafenstandorte begegnet werden. Bezogen auf Literaturwerte zeigt sich bei der Wahl eines extremen Wetterjahres allerdings keine deutliche Kostenüberschätzung für den Kostenbeitrag des Speichers.

Folglich ist festzuhalten, dass der hier gewählte Ansatz zur modellhaften Abbildung einer international übertragbaren Wasserstoffbereitstellung zu belastbaren Ergebnissen führt und aufgrund eines, im Vergleich zur Literatur, höheren Detaillierungsgrades gleichzeitig individuelle Kostensenkungspotentiale aufzeigen kann. Diese liegen im Falle windreicher Vorzugsregionen in der Speicherauslegung, im Falle sonnenreicher Regionen besonders in den Investitionskosten der Elektrolyse bzw. in einer möglichen Erhöhung der entsprechenden Volllaststunden, etwa durch Kopplung mit einem Batteriespeicher.

6.6 Zusammenfassung

Dieses Kapitel stellt die Ergebnisse der Erzeugungspotentialanalysen für erneuerbaren Wasserstoff und der inländischen Bereitstellungsketten vor. Dabei basieren die Ergebnisse der Potentialanalyse in Abschnitt 6.1 auf der in Kapitel 4 vorgestellten Methodik. Der methodische Ansatz für die Bereitstellung ist den Abschnitten 5.2 und 5.3 zu entnehmen.

So werden in Abschnitt 6.1 insgesamt zehn Vorzugsregionen mit hohem Windaufkommen und 15 Regionen mit hoher solarer Einstrahlung auf Basis der jeweiligen langfristigen Mittelwerte identifiziert und für die weitere Analyse ausgewählt. Anhand einer Landverfügbarkeitsanalyse zeigen sich besonders große Windenergiepotentiale in Regionen wie der Inneren Mongolei, Quebec und Patagonien. Auf Seiten der sonnenreichen Regionen ergeben sich besonders hohe relative Landverfügbarkeiten in den nordafrikanischen und arabischen Regionen. Trotz geringerer relativer Verfügbarkeiten zeigen China und Australien aufgrund der jeweiligen Gesamtfläche ein hohes Potential für die Installation von PV-Modulen.

Die Simulation der Stromerzeugung aus Windenergie zeigt hohe Erzeugungspotentiale für die Innere Mongolei, Quebec und Patagonien aufgrund ihres großen Ausbaupotentials und vergleichsweise hohen mittleren Volllaststunden. Darüber hinaus bieten auch europäische Länder, wie Island und Irland, gute Bedingungen für die Nutzung des Windpotentials. Aufgrund der hohen Volllaststunden einzelner Standorte in den betrachteten südamerikanischen Regionen lassen sich hier mitunter Stromgestehungskosten von 2,6 EUR-ct/kWh realisieren. Da die LCOE in dieser Arbeit auch die Vernetzungskosten der Wind- und Solarparks einschließen, ergeben sich für einige Regionen höhere LCOE in kleineren Ausbaugraden mit höheren mittleren Volllaststunden. Hier ist die Netzlänge des Microgrids verantwortlich für den Kostenanstieg.

Die Verteilung der Volllaststunden in den sonnenreichen Regionen hingegen ist deutlich kleiner. Hier liegen alle untersuchten Regionen zwischen 2.200 und 2.500 FLH. Zur Reduzierung der Rechenzeiten werden in den meisten Regionen nur die volllaststundenstärksten 5 % aller PV-Standorte berücksichtigt. Für einige ausgewählte Regionen wird diese Auswahl auf 25 bzw. 50 % erweitert, um für die später folgende weltweite Allokation keine Engpässe zu provozieren. Im Unterschied zur Windenergie variieren die mittleren Volllaststunden unterschiedlicher PV-Ausbaugrade kaum. Daher ergeben sich sehr flache LCOE-Kurven mit Werten zwischen 2,5 und 3 EUR-ct/kWh.

Auf Basis der RES-Potentialanalyse beschreibt Abschnitt 6.2 ausgewählte Ergebnisse der inländischen H₂-Bereitstellungsketten. Diese Ergebnisse umfassen neben den Bereitstellungsmengen und den zugehörigen Kosten auch die Primärenergiebedarfe. Die größten Energieverluste über die inländische Infrastruktur fallen grundsätzlich bei der Elektrolyse und der Verflüssigung an. Für besonders große Mengen an Wasserstoff und hohen Entfernungen zwischen Erzeugung und Hafenstandort steigert der bei der Kompression im Zuge des Leitungstransportes auftretende H₂-Schlupf den Primärenergiebedarf zusätzlich.

Mit abnehmenden Ausbaugraden und damit ansteigenden mittleren Volllaststunden der RES- und H₂-Erzeugung sinken die Bereitstellungskosten. Allerdings sorgt der auf das erforderliche Mindestmaß an Infrastruktur entfallende Kostenanteil für einen Anstieg der Gesamtkosten im kleinsten betrachteten Ausbaugrad. Damit ergeben sich ein ausgeprägtes Minimum der Kostenkurven und damit ein kostenoptimaler Ausbaugrad der Windenergie in Bezug auf die Wasserstoffbereitstellung. Entsprechend der flachen LCOE-Kostenkurven ergibt sich bei den Wasserstoffbereitstellungskosten in den Regionen mit hoher solarer Einstrahlung ein ähnliches Bild. Relativ unabhängig von Ausbaugrad und Wasserstoffmenge variieren die Kosten deutlich weniger als in den windstarken Regionen. Allerdings wird der erhöhte Energieverlust während des Pipelinetransportes aufgrund großer Bereitstellungsmengen und hoher Entfernungen deutlich. Damit sinkt zwar die Gesamteffizienz der Bereitstellungsketten, es besteht jedoch kein signifikanter Einfluss auf die Gesamtkosten.

Abschnitt 6.3 zeigt die Angebots- und Kostenkurven aller betrachteten Vorzugsregionen. Insgesamt liegt das gesamte Wasserstoffpotential bei knapp 1.600 Mt_{H₂}/a. Während die Kosten der Bereitstellung in den windreichen Regionen zwischen 3,00 und 5,00 EUR/kg_{H₂}, in Fällen besonders kleiner Ausbaugrade sogar bei 7,00 EUR/kg_{H₂} liegen, reichen die Kostenniveaus in sonnenreichen Regionen nur von 3,50 bis 5,00 EUR/kg_{H₂}. Hier zeigen sich keine ausgeprägten Minima, die auf einen optimalen Ausbaugrad schließen lassen. Insgesamt können etwa 7,5 %

bzw. 77 % des Wasserstoffpotentials für Kosten unter 3,50 bzw. 4,00 EUR/kg_{H₂} bereitgestellt werden.

Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse werden in Abschnitt 6.4 verschiedene technische und ökonomische Parameter variiert, um deren Einfluss auf die Gesamtkosten zu untersuchen. Bei einer Änderung des Bezugszeitraumes für die Speicherdimensionierung von einem auf ein halbes Jahr zeigt sich ein deutliches Kostensenkungspotential besonders für Regionen mit hohem Windaufkommen. Im Vergleich zu sonnenreichen Standorten zeigen sich hier größere saisonale Erzeugungsunterschiede, die über ein ganzes Jahr zu hohen Speicherkapazitäten führen würden.

Eine Reduzierung der Investitionskosten für die Elektrolyse von 500 auf 300 EUR/kW_{el} hingegen zeigt einen größeren Effekt in Verbindung mit Photovoltaik. Da die Volllaststunden der Stromerzeugung aufgrund der nächtlichen Stillstandzeiten geringer sind als in Verbindung mit Windenergie, wirken sich reduzierte Investitionskosten in sonnenreichen Regionen besonders positiv auf die Gesamtkosten aus. Dieser Effekt zeigt sich nochmals bei einer Variation diverser Investitionskostenparameter. Während Investitionsänderungen für die Transportinfrastruktur nur eine untergeordnete Rolle spielen, reagieren die Bereitstellungskosten besonders auf eine Anpassung der Investitionskosten der Erzeugungsanlagen (WEA, PV-Module und Elektrolyse) sowie auf den Kapitalkostensatz.

Der Vergleich der Bereitstellung von LH₂ und LOHC zeigt den besonderen Kosteneinfluss der Speicherdimensionierung. Für Patagonien als Beispiel einer windreichen Vorzugsregion stellt die LOHC-Technologie kein vorteilhaftes Element in der Bereitstellungskette dar, weil der Kostenvorteil aufgrund wegfallender Verflüssigung durch die Investitionskosten für den Speicher und das dort erforderliche LOHC-Material kompensiert wird. Im Oman hingegen zeigt sich aufgrund der kleineren Speicherkapazität ein Kostenvorteil für LOHC. Für sonnenreiche Länder kann diese Technologie also eine sinnvolle Option bieten. Vor dem Hintergrund eines anschließenden dieselbetriebenen Überseetransportes und der dann erforderlichen Dehydrierung kann allerdings gefolgert werden, dass die Kostennachteile der LOHC-Technologie im Rahmen einer internationalen Wasserstoffinfrastruktur überwiegen.

Eine Einordnung in die Literatur und Diskussion der Ergebnisse in Abschnitt 6.5 zeigen, dass besonders die Stromerzeugung und die Wasserstoffproduktion erheblichen Einfluss auf die Bereitstellungskosten haben. Dabei sind fossile Energieträger aufgrund ihrer geringen Kosten und hoher Volllaststunden bei der Produktion derzeit noch im Vorteil. Die damit verbundenen THG-Emissionen schmälern diesen Vorteil allerdings beträchtlich. Optimistische Annahmen zu RES-Volllaststunden oder Elektrolysekosten sorgen mitunter für niedrigere H₂-Bereitstellungskosten in der Literatur. Darüber hinaus zeigt der Vergleich den geringen Kosteneinfluss der Transportinfrastruktur. Im Gegensatz zur räumlichen Auflösung ist der Einfluss der zeitlichen Auflösung auf die Effizienz der Verflüssigung und die Speicherdimensionierung und damit auf die Bereitstellungskosten deutlich größer.

7 Weltweite Wasserstoffallokation zur Bedarfsdeckung

Dieses Kapitel stellt die Ergebnisse der weltweiten Wasserstoffallokation auf Basis der im vorigen Kapitel ermittelten Angebots- und Kostenkurven der Wasserstoffbereitstellung vor. Voraussetzungen dafür sind eine Abschätzung des weltweiten, räumlich aufgelösten Wasserstoffbedarfs und die Kenntnis der Überseetransportkosten zwischen den exportierenden RES-Vorzugsregionen (Erzeugungsregionen) und den importierenden Weltregionen (Bedarfsregionen).

Abschnitt 7.1 schätzt dazu den voraussichtlichen weltweiten Wasserstoffbedarf mit Hilfe der in Abschnitt 3.2.3 vorgestellten Bedarfsparameter und des in Abschnitt 5.5.1 definierten methodischen Ansatzes ab. In Abschnitt 7.2 werden dann die Ergebnisse der Wasserstoffallokation zur weltweiten Bedarfsdeckung analysiert. Diese Ergebnisse setzen sich aus den kostenoptimalen Importmengen, den zugehörigen Importkosten sowie dem Primärenergiebedarf und den etwaigen THG-Emissionen der gesamten H₂-Infrastruktur zusammen. Die zur Allokation erforderlichen, spezifischen Überseetransportkosten werden mit Hilfe der in Abschnitt 5.4 abgeleiteten Kostenfunktion und den jeweiligen Entfernungen zwischen Export- und Importhäfen berechnet. Die Abhängigkeit der Ergebnisse von den gewählten Eingangsparametern wird in Abschnitt 7.3 untersucht. Diese Sensitivitätsanalyse wird sowohl in Bezug auf die Transporttechnologie als auch das weltweite H₂-Angebot durchgeführt. Nachdem Abschnitt 7.4 die Ergebnisse in die Literatur einordnet und diskutiert, folgt in Abschnitt 7.5 die Zusammenfassung des Kapitels.

7.1 Abschätzung des voraussichtlichen Wasserstoffbedarfs

Dieser Abschnitt liefert eine Abschätzung für den zukünftigen Weltwasserstoffbedarf. Dem zugrunde liegen die in Abschnitt 3.2.3 abgeleiteten, szenarioabhängigen Bedarfe für den deutschen Transport- und Industriesektor. Diese deutschen Gesamtbedarfe werden dann über den voraussichtlichen weltweiten, räumlich aufgelösten Endenergiebedarf auf alle Weltregionen skaliert. Die genaue Aufschlüsselung des Wasserstoffbedarfs im Transport- und Industriesektor kann Abschnitt 3.2.3 und Anhang C entnommen werden. Der zur Skalierung dienende Endenergiebedarf und die zugehörigen Weltregionen sind in Abbildung 3.6 dargestellt. Den drei definierten Bedarfsszenarien in Deutschland entsprechend ergeben sich drei Szenarien für den Weltwasserstoffbedarf.

Die Bedarfsmengen des Referenzszenarios sind in Abbildung 7.1 dargestellt. Der gesamte Weltbedarf an Wasserstoff im Referenzszenario beläuft sich auf über 365 Mt_{H₂}/a. Mit fast 170 Mt_{H₂}/a entfällt knapp die Hälfte davon auf Ostasien. China sorgt hier wiederum für knapp die Hälfte des ostasiatischen Bedarfs. Jeweils etwa ein Viertel des ostasiatischen Bedarfs entfällt auf Indien und Südostasien. Der gesamte nordamerikanische Kontinent kommt auf etwa ein Drittel des ostasiatischen Bedarfs. Der zukünftige Bedarf der Vereinigten Staaten ist dabei etwa viermal höher als der von Kanada und Mexiko zusammen. Für Europa ergibt sich ein Bedarf, der nur etwa einem Viertel des ostasiatischen Bedarfs entspricht. Damit liegen die Bedarfe von Europa, Indien und Südostasien ungefähr gleichauf. Die Bedarfe der übrigen Weltregionen liegen in einer ähnlichen Größenordnung zwischen 20 und 30 Mt_{H₂}/a.

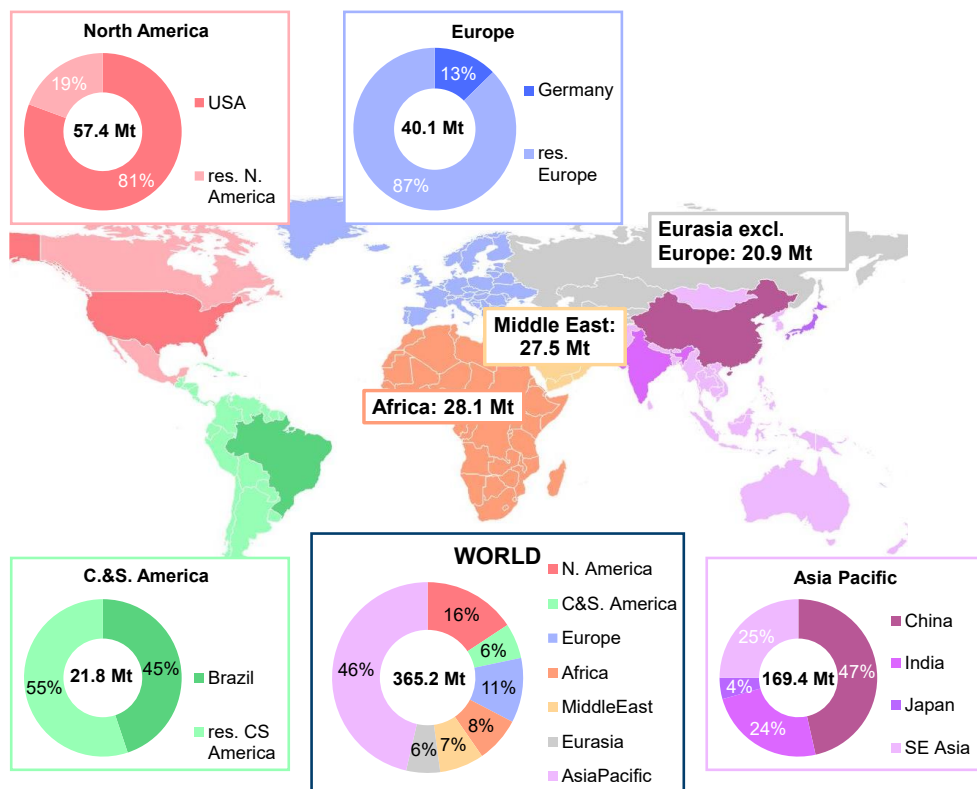


Abbildung 7.1: Abgeschätzter zukünftiger weltweiter Wasserstoffbedarf nach Weltregionen im Referenzszenario, regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]

Die relativen Anteile der Bedarfe sind über alle drei Szenarien konstant, da sich lediglich die Bezugsgröße des zukünftigen deutschen Bedarfs ändert. Daher sind die absoluten Ergebnisse der drei Bedarfsszenarien in Tabelle 7.1 als Übersicht dargestellt. Für das „Low“-Szenario liegt der Gesamtbedarf bei etwa 245 Mt_{H₂}/a, während der Gesamtbedarf im „High“-Szenario knapp doppelt so hoch ist. Würde man eine vollständige Versorgung durch Importe annehmen, würde das Bereitstellungspotential von Saudi-Arabien im größten betrachteten Ausbaugrad (25 %) mit über 517 Mt_{H₂} theoretisch ausreichen, um diesen Bedarf zu decken.

Tabelle 7.1: Abgeschätzte zukünftige Wasserstoffbedarfe in Abhängigkeit der drei definierten Bedarfsszenarien, regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]

Weltregion	Zukünftiger Wasserstoffbedarf in Mt _{H2} /a		
	Referenz	Low	High
Nordamerika	57,4	38,4	76,6
davon USA	46,3	31,0	61,8
Zentral- und Südamerika	21,8	14,6	29,0
davon Brasilien	9,8	6,5	13,0
Europa	40,1	26,8	53,5
davon Deutschland	5,1	3,4	6,8
Ostasien	169,4	113,5	225,9
davon China	78,8	52,8	105,0
davon Indien	40,9	27,4	54,6
davon Japan	7,4	5,0	9,9
davon Südostasien	42,3	28,3	56,4
Eurasien (ohne Europa)	20,9	14,0	27,8
Nahe Osten	27,5	18,4	36,6
Afrika	28,1	18,8	37,5
Summe	365,2	244,5	486,9

7.2 Analyse der Allokationsergebnisse

Die Ergebnisse der kostenoptimalen Allokation des in Kapitel 6 bestimmten Wasserstoffangebots sind Gegenstand dieses Abschnitts. Auf Basis des in Abschnitt 5.5.2 abgeleiteten Ansatzes werden zunächst in Abschnitt 7.2.1 die gesamtkostenoptimalen Importmengen zur weltweiten Bedarfsdeckung im Rahmen der drei definierten Bedarfsszenarien ermittelt und analysiert. Abschnitt 7.2.2 diskutiert die zugehörigen Importkosten in Abhängigkeit der Bedarfsszenarien während der jeweilige Primärenergieaufwand für den Überseetransport sowie etwaige THG-Emissionen im darauffolgenden Abschnitt 7.2.3 behandelt werden.

7.2.1 Kostenoptimale Wasserstoffimporte

Im Referenzszenario wird der zuvor bestimmte Weltwasserstoffbedarf von 365,2 Mt_{H2}/a von insgesamt neun windreichen und vier sonnenreichen Vorzugsregionen gedeckt. Abbildung 7.2 zeigt die internationalen Wasserstoffströme (in Mt_{H2}/a) von diesen Vorzugsregionen zu den sieben Bedarfsregionen. Dabei sind die Importmengen der Bedarfsregionen angegeben, die in Summe dem jeweiligen jährlichen Bedarf aus Tabelle 7.1 entsprechen. Während Abbildung 7.2 lediglich Wasserstoffströme in die sieben großen Weltregionen zeigt, ist die detaillierte Verteilung entsprechend der im vorigen Abschnitt gewählten räumlichen Auflösung in Tabellen in Anhang H dargestellt. Darüber hinaus finden sich Abbildungen der

Wasserstoffströme in TWh/a zum Vergleich mit den fossilen Energieströmen aus Kapitel 2.2 ebenfalls in Anhang H.

Der Wasserstoffbedarf von Nordamerika wird zum größten Teil aus den kanadischen windreichen Regionen Quebec und Neufundland gedeckt. Dazu tragen einerseits das große Angebot und andererseits die geringen Transportkosten aufgrund der geringen Entfernung bei. Die verbleibenden 22 % des Wasserstoffs kommen aus den südamerikanischen Vorzugsregionen Chile und Patagonien. Hier werden etwas höhere Transportkosten in Kauf genommen, da die Bereitstellungskosten für Wasserstoff aus Windenergie hier besonders niedrig sind.

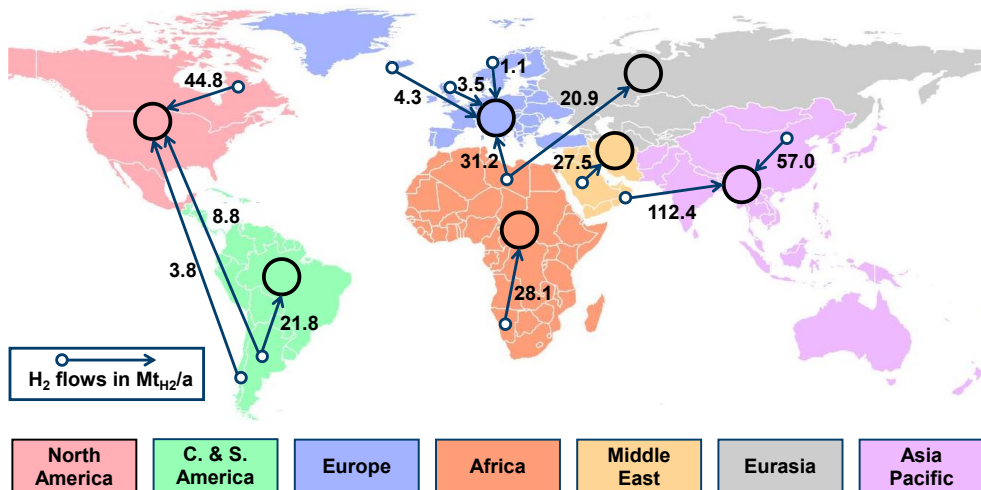


Abbildung 7.2: Gesamtkostenoptimale Wasserstoffallokation zur weltweiten Bedarfsdeckung im Referenzszenario (Ströme in MtH_2/a), regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]

Südamerika kann sich durch das vergleichsweise große Potential Patagoniens vollständig selbst mit windenergiebasiertem Wasserstoff versorgen. Ebenso sind Afrika und der Nahe Osten jeweils autark. Hier liefern Namibia bzw. Saudi-Arabien die erforderlichen Mengen an solarenergiebasiertem Wasserstoff. Die kostenoptimale Bedarfsdeckung Eurasiens geschieht in diesem Szenario durch den Import von Wasserstoff aus Libyen.

In Europa stellt sich die Wasserstoffversorgung etwas diversifizierter dar. Etwa 22 % des europäischen Bedarfs werden durch die Vorzugsregionen für Windenergie im Norden Europas gedeckt. Darin enthalten ist der gesamte deutsche Bedarf, da die Überseedistanzen aus Island, Norwegen und den Britischen Inseln bis an die Nordküste Deutschlands vergleichsweise kurz sind. Der verbleibende europäische Bedarf wird durch den Import über das Mittelmeer aus Libyen gedeckt.

Der gesamte ostasiatische Raum wird durch zwei Quellen gedeckt. Zunächst wird das Windpotential der Inneren Mongolei für einen Großteil der Versorgung Chinas genutzt. Etwa 66 % des gesamten ostasiatischen Bedarfs stammen aus dem Oman, wobei aufgrund dessen geografisch günstiger Lage und der annähernd konstanten und relativ günstigen Bereitstellungskosten das gesamte ermittelte Potential (Ausbaugrad von 50 %) genutzt wird. Da die Bereitstellungskosten des Omans keine signifikante Abhängigkeit vom Ausbaugrad zeigen

und die Überseetransportkosten bis in den ostasiatischen Raum vergleichsweise gering sind, ist eine vollständige Nutzung des Potentials hier besonders vorteilhaft.

Insgesamt zeigt sich im Referenzszenario eine räumlich recht regionalisierte Versorgungsstruktur. Es findet kein Wasserstoffaustausch der amerikanischen Kontinente mit anderen Erdteilen statt. Zwar importieren Europa und Eurasien einen Großteil des nachgefragten Wasserstoffs aus dem nahegelegenen Libyen, der afrikanische Bedarf wird aber intrakontinental gedeckt. Ähnlich verhält es sich im Nahen Osten, der zwar eine erhebliche Wasserstoffmenge nach Ostasien exportiert, sich ansonsten jedoch selbst versorgt. Obwohl windreiche Regionen wie Patagonien oder Chile im kostenoptimalen Ausbaugrad die niedrigsten Bereitstellungskosten aller Vorzugsregionen erreichen, verhindern die konvexe Struktur der Kostenfunktionen und die großen Distanzen zu Regionen wie Europa oder Ostasien entsprechende Wasserstoffströme. Während fast alle windreichen Regionen Teil der Optimierungslösung sind, exportieren nur vier der 15 Regionen mit hoher solarer Einstrahlung Wasserstoff. Diese weisen einerseits vergleichsweise niedrige Bereitstellungskosten auf und liegen andererseits geografisch günstig. Im Gegensatz dazu können sich andere sonnenreiche Regionen, wie Peru und Chile, trotz ebenfalls niedriger Bereitstellungskosten aufgrund ihrer geografischen Lage und der nahegelegenen windreichen Region Patagonien nicht durchsetzen.

Bei reduziertem Weltbedarf an Wasserstoff gemäß dem „Low“-Szenario ergibt sich die in Abbildung 7.3 gezeigte Allokationsstruktur.

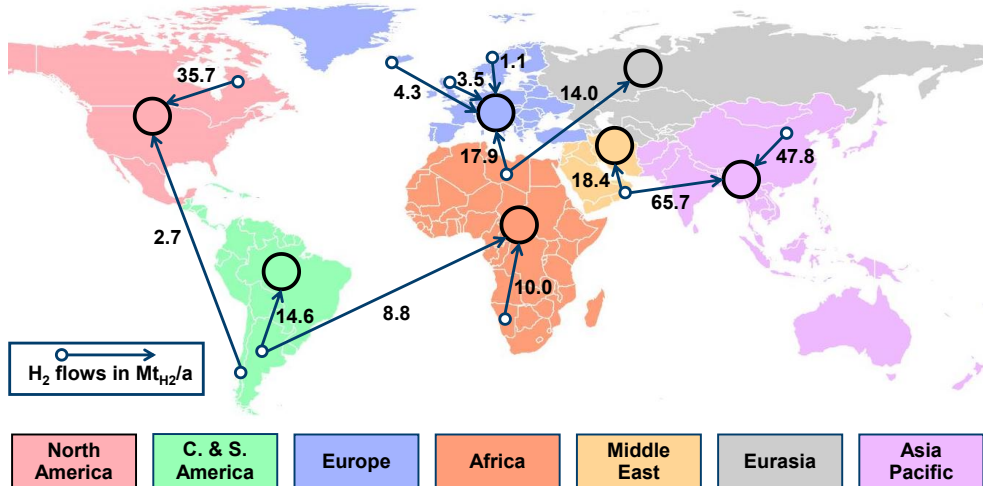


Abbildung 7.3: Gesamtkostenoptimale Wasserstoffallokation zur weltweiten Bedarfsdeckung im „Low“-Szenario (Ströme in MtH₂/a), regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]

Im Vergleich zum Referenzszenario ändert sich die Struktur nur geringfügig in Richtung stärkerer Regionalisierung. Das Windpotential Patagoniens wird nicht mehr zur Teilversorgung Nordamerikas, sondern in Afrika genutzt. So substituiert windenergiebasierter Wasserstoff aus Patagonien den solarenergiebasierten Wasserstoff Namibias. Die Nutzung des nordeuropäischen Windpotentials bleibt im Vergleich zum Referenzszenario unverändert. Der Bedarfsreduktion folgt lediglich eine Senkung des Importes libyschen Wasserstoffs. Während die Zahl

der berücksichtigten windreichen Region konstant bleibt, fällt Saudi-Arabien aufgrund höherer Bereitstellungskosten im Vergleich zum Oman aus der Lösung. Dementsprechend wird auch Ostasien weiterhin durch Wasserstoff aus der Windenergie der Inneren Mongolei und Solarenergie des Omans versorgt. Damit kann gefolgert werden, dass eine Begrenzung des Ausbaugrades im Oman auf 50 % im Referenzszenario zur Einbindung Saudi-Arabien in die Lösung führt. Sobald dieses Potential nicht mehr vollständig in Ostasien genutzt wird, verbleibt genug Wasserstoff, um den Nahen Osten aus dem Oman zu versorgen.

Abbildung 7.4 zeigt die kostenoptimale Wasserstoffverteilung im „High“-Szenario. Die Bedarfssteigerung in Nordamerika wird neben einer Erhöhung der Importmengen aus Kanada und Südamerika durch Wasserstoff aus Island ausgeglichen. In Europa verschiebt sich der Import daraufhin leicht von den nordeuropäischen Vorzugsregionen hin zu Wasserstoff aus Libyen. Der bereits im Referenzszenario beobachtete Effekt einer vollständigen Potentialnutzung im Oman tritt in diesem Szenario wieder auf. Die Kosten einer Eigenversorgung Chinas durch eigenen windenergiebasierten Wasserstoff übersteigen im entsprechenden Ausbaugrad die Kosten für einen Import aus dem Oman. Gleichzeitig reicht das Potential des Omans nicht für den ostasiatischen Bedarf aus. So wird Wasserstoff aus Saudi-Arabien, Australien und, in geringem Maße, aus Britisch-Kolumbien importiert.

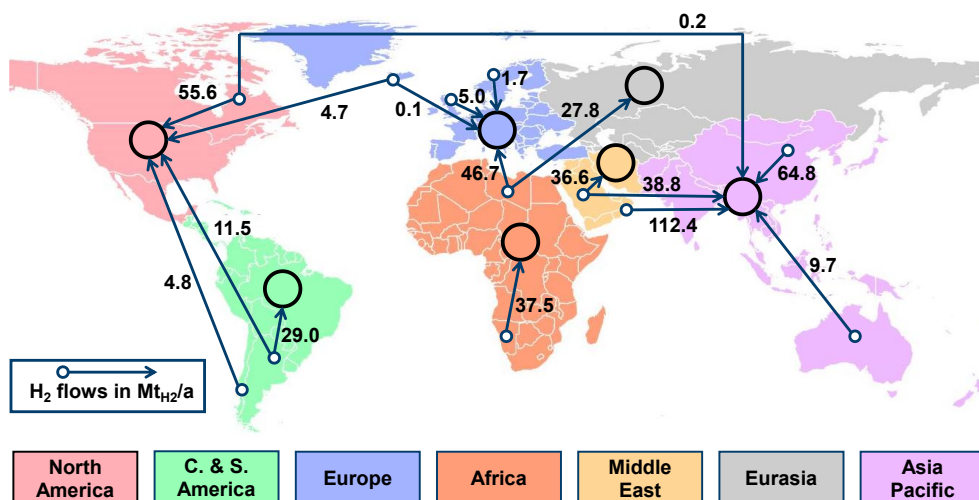


Abbildung 7.4: Gesamtkostenoptimale Wasserstoffallokation zur weltweiten Bedarfsdeckung im „High“-Szenario (Ströme in MtH_2/a), regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]

Die detaillierten Aufstellungen der Importmengen in den Szenarien „Low“ und „High“ sind Tabelle H.2 und Tabelle H.3 in Anhang H zu entnehmen. Außerdem finden sich Abbildungen der Wasserstoffströme in TWh/a der beiden Szenarien in Anhang H.

Bis auf den vernachlässigbaren Import von Wasserstoff aus Kanada nach Ostasien zeigt sich auch bei hohem Weltbedarf eine regionalisierte Versorgungsstruktur. Im Vergleich zum Referenzszenario sind nur für Nordamerika und Ostasien neue Versorgungsquellen erforderlich. Damit wird Wasserstoff aus allen windreichen und aus fünf von 15 sonnenreichen Vorzugsregionen exportiert. Dabei ist besonders die ausbleibende Nutzung des Solarpotentials in den

übrigen nordafrikanischen Regionen sowie den höhergelegenen südamerikanischen Regionen um die Atacama-Wüste bemerkenswert. Als Begründung sind hier die verhältnismäßig kleinen Unterschiede der konstanten Kostenkurven in Nordafrika und die geografisch ungünstige Lage von Peru und Chile zu nennen.

7.2.2 Export- und Importkosten

Die im vorigen Abschnitt analysierten Importmengen ergeben sich aus der Wasserstoffverteilung mit den geringsten absoluten Gesamtkosten. Diese werden als Produkt der Exportmengen und der spezifischen Bereitstellungskosten zuzüglich der Transportkosten berechnet. Die sich im jeweiligen Kostenoptimum der drei Bedarfsszenarien ergebenden Exportkosten sind zusammen mit den zugehörigen Exportmengen der Erzeugungsregionen in Abbildung 7.5 dargestellt. Die windreichen Regionen sind in der Abbildung blau, die sonnenreichen Regionen gelb hinterlegt. Aufgrund des Wasserstoffbedarfs im Rahmen des Schifftransportes liegt die Summe der Bereitstellungsmengen in den jeweiligen Szenarien leicht über dem globalen Gesamtbedarf.

Die Bereitstellungskosten der windreichen Regionen liegen in allen Bedarfsszenarien sehr nahe am jeweiligen Kostenminimum (vgl. Abbildung 6.41 und Abbildung 6.42). So exportieren Patagonien und Chile je nach Szenario zu Bereitstellungskosten zwischen 3,00 und 3,10 EUR/kg_{H₂} bzw. 3,05 und 3,15 EUR/kg_{H₂}.

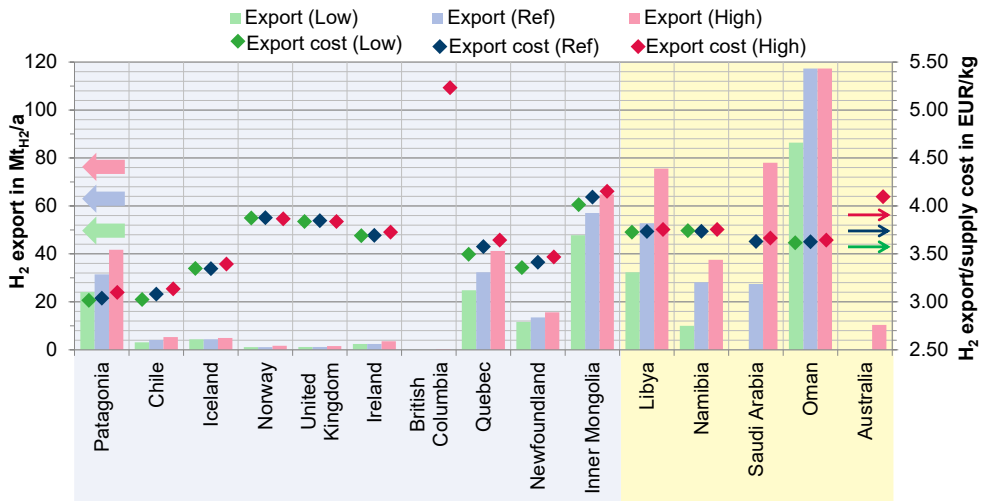


Abbildung 7.5: Exportmengen und -kosten nach Erzeugungsregion und nach Szenarien

In den europäischen Vorzugsregionen für Windenergie verhalten sich die Exportmengen und -kosten relativ konstant und unabhängig vom jeweiligen Bedarfsszenario. Dahingegen ist mit zunehmendem Weltbedarf eine leichte Kostensteigerung bei den kanadischen Regionen zu verzeichnen. Diese ist auf die zur Deckung des nordamerikanischen Wasserstoffbedarfs erforderliche Steigerung der Ausbaugrade und damit verbundenen höheren LCOE in Quebec und Neufundland zurückzuführen. Der gleiche Effekt zeigt sich in Bezug auf den steigenden chinesischen Bedarf in der Inneren Mongolei. Der Export von 0,2 Mt_{H₂}/a aus Britisch-

Kolumbien nach Japan im „High“-Szenario ist aufgrund des niedrigen Ausbaugrades der Windenergie mit recht hohen Kosten verbunden, gleichzeitig aber eher als Ausreißer aufgrund eines vernachlässigbar kleinen globalen Kostenvorteils im Optimierungsmodell zu verstehen.

Die Steigerungsraten der Exportmengen aus sonnenreichen Regionen sind in Abhängigkeit der Bedarfsszenarien erheblich ausgeprägter als im Fall der windreichen Regionen. Aufgrund der annähernd konstanten spezifischen Bereitstellungskosten verändern sich die Exportkosten in Libyen, Namibia, Saudi-Arabien und im Oman dagegen kaum merklich. Der Export von australischem Wasserstoff nach Japan ist auf die bereits im Referenzszenario erreichte PV-Ausbaugrenze von 50 % im Oman zurückzuführen. Dort liegen die Exportkosten deutlich niedriger als in Australien. Gleichzeitig sind die Transportkosten zwischen Saudi-Arabien und Japan gerade hoch genug, sodass das näher an Japan gelegene Australien einen leichten Kostenvorteil hat.

Abbildung 7.6 zeigt die Importmengen der Bedarfsregionen und die zugehörigen Importkosten in Abhängigkeit der drei Bedarfsszenarien. In den meisten Regionen steigen die Importkosten mit zunehmendem Bedarf leicht an. Das Kostenniveau der Versorgung Nordamerikas und der USA liegt in etwa auf dem Niveau der Bereitstellungskosten in Quebec und Neufundland, da der Großteil des Wasserstoffs aus diesen Regionen importiert wird und keine bzw. nur geringe Überseetransportkosten anfallen. Allerdings zeigt sich die Auswirkung der steigenden Ausbaugrade kanadischer Windkraft in den steigenden Importkosten in Nordamerika und den USA.

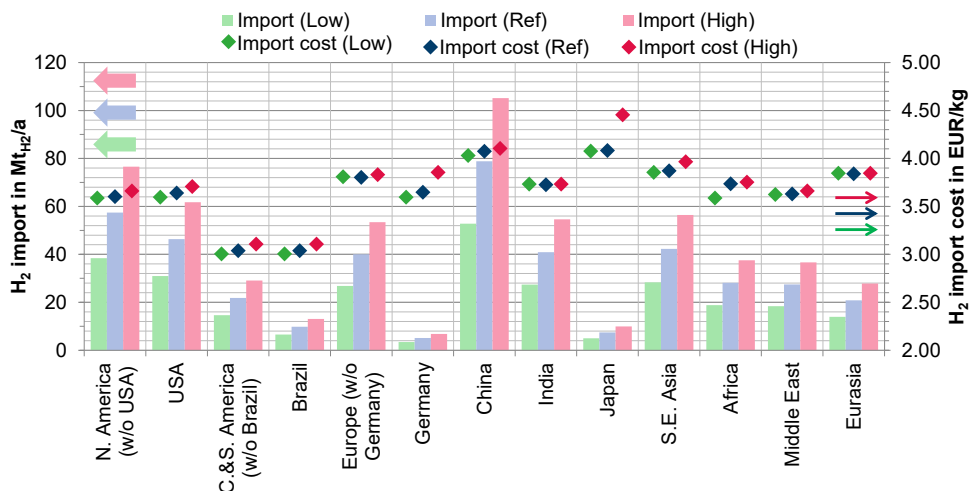


Abbildung 7.6: Importmengen und -kosten nach Bedarfsregionen und nach Szenarien, regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]

Da kein Überseetransport für die Versorgung Südamerikas mit windenergiebasiertem Wasserstoff aus Patagonien und Chile erforderlich ist, entsprechen sich die Ex- und Importkosten der dortigen Regionen.

Die Importkosten für die Versorgung Europas mit Ausnahme Deutschlands und Eurasiens bleiben aufgrund der annähernd konstanten Bereitstellungskosten Libyens recht ähnlich. Im Gegensatz dazu steigen die Importkosten in Deutschland, die im Referenz- und „Low“-Szenario

noch unter den Kosten Europas liegen, auf das gleiche Niveau an. Zurückzuführen ist das auf die Allokationsänderung von isländischem Wasserstoff hin zum nordamerikanischen Kontinent und damit auf die erhöhte Versorgung Deutschlands durch die Britischen Inseln und Norwegen.

Die Kosten der Eigenversorgung Chinas durch Windenergie gehören mit über 4 EUR/kg_{H2} zu den höchsten der drei Bedarfsszenarien. Des Weiteren sind sie, ähnlich zu Nordamerika, von einem leichten Anstieg geprägt. Indien profitiert von der relativ kurzen Transportdistanz zum Oman und zeigt dementsprechend über alle Szenarien aufgrund der dortigen konstanten Bereitstellungskosten keine Kostenänderung. Die erhöhten Importkosten für Japan im „High“-Szenario ergeben sich aus dem bereits beschriebenen Engpass im Oman und den höheren Exportkosten Australiens. Ohne exogene Begrenzung des PV-Ausbaugrades im Oman kann davon ausgegangen werden, dass die japanischen Importkosten auch bei erhöhter Nachfrage im Referenzszenario bei etwas über 4 EUR/kg_{H2} bleiben.

Insgesamt variieren die Importkosten global etwa zwischen 3,00 EUR/kg_{H2} (Zentral- und Südamerika, „Low“-Szenario) und 4,50 EUR/kg_{H2} (Japan, „High“-Szenario). Dabei liegen die meisten Regionen unabhängig vom globalen Gesamtbedarf zwischen 3,50 und 4,00 EUR/kg_{H2}. Obwohl der Weltbedarf an Wasserstoff im „High“-Szenario etwa doppelt so groß ist wie im „Low“-Szenario, verändern sich die Importkosten nur in geringem Maße. Dies ist einerseits auf das Überangebot an Wasserstoff von 1.590 Mt_{H2}/a im Vergleich zur Nachfrage zwischen 250 und 500 Mt_{H2}/a, andererseits auf die kostenstabile Bereitstellung in sonnenreichen Regionen zurückzuführen.

7.2.3 Primärenergieaufwand

Die Annahme eines Wasserstoffantriebes für den Überseetransport von Flüssigwasserstoff (vgl. Abschnitt 5.4.1) bedingt einen Verbrauch von Wasserstoff während des Transportes und damit eine Steigerung des spezifischen Primärenergiebedarfs. Die Effizienzen des Überseetransportes variieren je nach Entfernung der Export- von der Importregion zwischen 82 und annähernd 100 %. In den kostenoptimalen Allokationen aller drei Szenarien werden tendenziell Transportrouten zwischen Export- und Importregionen mit hoher Effizienz bevorzugt. So ergibt sich im Referenzszenario bei einer Gesamtmenge an importiertem Wasserstoff von 365,2 Mt_{H2}/a eine erforderliche Exportmenge in den entsprechenden Vorzugsregionen von insgesamt 373,1 Mt_{H2}/a. Damit gehen, bezogen auf den Export, etwa 2 % des bereitgestellten Wasserstoffs verloren.

Abbildung 7.7 zeigt die Aufteilung der Primärenergie in ausgewählten Erzeugungsregionen auf den Wasserstoffimport und die Verluste der inländischen Bereitstellungskette und des Überseetransportes. Die ersten fünf ausgewählten Importpfade stammen dabei aus dem Referenzszenario, die übrigen vier sind aus Vergleichsgründen ausgewählte Beispielpfade mit vergleichsweise großen Überseeentfernungen.

Die relativ kurze Distanz zwischen Nordafrika und Europa führt beim Import von Wasserstoff aus Libyen zu einer höheren Effizienz des Überseetransportes. Im Referenzszenario beträgt der Wasserstoffimport aus Libyen 33 Mt_{H2}/a. Dazu müssen am Hafen in Bengasi etwa 33,5 Mt_{H2}/a bereitgestellt werden. Die Effizienz der Bereitstellungskette in Libyen beträgt aufgrund der Verluste im Rahmen des Pipelinetransportes 44 % (vgl. Abschnitt 6.2.2). So ergibt

sich eine erforderliche Primärenergiemenge von 2.536 TWh/a an PV-Strom. Der Primärenergieaufwand beträgt damit 76 kWh/kg_{H₂} bei der Bereitstellung am Hafenstandort. Zur Überwindung der etwa 1.900 km langen Entfernung zwischen Libyen und Europa bedarf es etwa 1,5 % der exportierten Wasserstoffmenge. Der Gesamtwirkungsgrad und der Primärenergiebedarf der Wasserstoffinfrastruktur liegen damit bei etwa 43 % bzw. bei 77 kWh/kg_{H₂}.

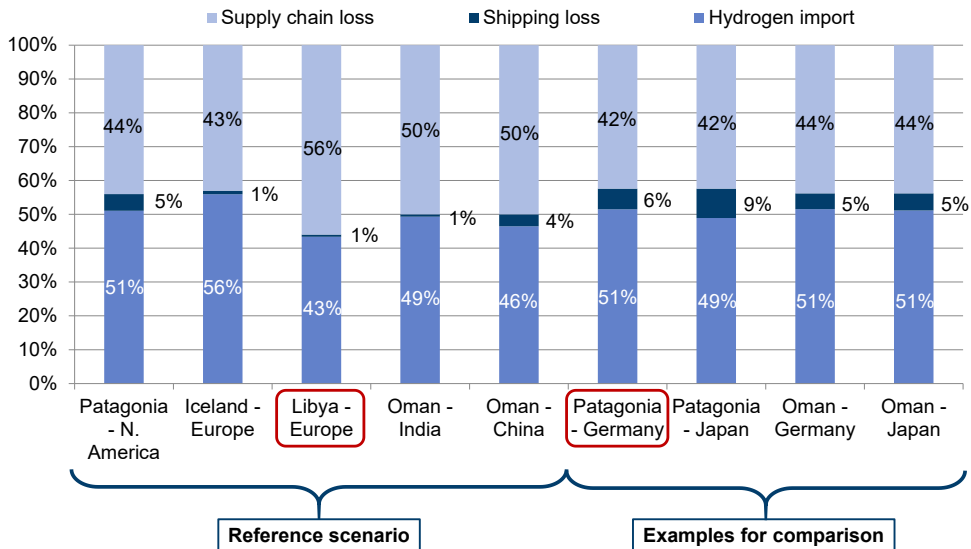


Abbildung 7.7: Ausgewählte Aufteilungen der eingesetzten Primärenergie für Transportbeziehungen in Verluste der Bereitstellungsketten und des Überseetransportes sowie in verbleibende importierte Energiemengen (Referenzszenario und weitere Beispielpfade)

Am zusätzlich betrachteten Beispiel des Wasserstoffimports von 5,1 Mt_{H₂}/a von Patagonien nach Deutschland im Referenzszenario soll der Einfluss eines vergleichsweise weiten Schiffsverkehrs auf den Primärenergieaufwand deutlich werden. Bei der Bereitstellung des Wasserstoffs am Hafenstandort in Patagonien beträgt der Primärenergieaufwand etwa 59 kWh/kg_{H₂}, entsprechend einem primärenergetischen Wirkungsgrad von 56 %. Dementsprechend gehen im Zuge der inländischen Bereitstellungskette gut 44 % des erzeugten Windstroms verloren. Die erforderliche Primärenergiemenge beträgt knapp 368 TWh/a. Damit also 5,1 Mt_{H₂}/a in Deutschland importiert werden können, müssen 6,25 Mt_{H₂}/a in Patagonien bereitgestellt werden. Bei einer Distanz von etwa 13.285 km beläuft sich die Effizienz des Schiffstransports bezogen auf die Bereitstellungsmenge auf etwa 89 %. Bezogen auf die eingesetzte Primärenergie macht der energetische Verlust durch den Wasserstoffantrieb etwa 6 % aus. Damit beträgt die Effizienz der gesamten Infrastrukturkette von Patagonien nach Deutschland etwa 51 %. Der entsprechende Primärenergiebedarf liegt damit bei etwa 66 kWh/kg_{H₂}.

7.3 Sensitivitätsanalyse der Ergebnisse

In diesem Abschnitt erfolgt eine Variation von technischen und ökonomischen Parametern zur Analyse der Auswirkungen auf die Ergebnisse der weltweiten Wasserstoffallokation im Referenzszenario. Dazu wird in Unterabschnitt 7.3.1 zunächst das weltweite Wasserstoffangebot variiert bzw. begrenzt. Unterabschnitt 7.3.3 diskutiert den Einfluss der LOHC-Technologie auf den Primärenergiebedarf und die THG-Emissionen des Überseetransports.

7.3.1 Variation des Wasserstoffangebots

Im bisher betrachteten Referenzszenario kann das gesamte theoretische Exportpotential aller Vorzugsregionen genutzt werden, um den weltweiten Wasserstoffbedarf möglichst kostenoptimal zu decken. Aufgrund der Struktur der Kostenkurven werden aus windreichen Regionen Wasserstoffmengen exportiert, die besonders kostengünstigen Ausbaugraden der Windenergie entsprechen. Aufgrund der flachen, fast konstanten Kostenkurven in den betrachteten sonnenreichen Regionen wird hier das Potential der über alle Ausbaugrade kostengünstigsten bzw. geografisch günstig gelegenen Anbieter genutzt. Ein Beispiel hierfür ist der Oman, dessen Wasserstoffpotential sowohl im Referenz- als auch im „High“-Szenario vollständig genutzt wird. Auf Basis dieser Erkenntnisse bietet sich eine Variation des Wasserstoffangebots an, um die Auswirkungen auf die Importströme und die zugehörigen Kosten zu analysieren.

Zunächst werden dazu keine Ausbaugraderweiterungen auf 25 bzw. 50 % in einigen sonnenreichen Regionen (vgl. Abschnitt 6.1.4) berücksichtigt. Dementsprechend liegen die Ausbaugrenzen in all diesen Regionen bei 5 % (Variation 1). Wie bereits in Abschnitt 6.1.4 erläutert, genügt das so reduzierte globale Wasserstoffangebot weiterhin, um den globalen Bedarf im Referenzszenario zu decken, es ergeben sich jedoch Differenzströme, die in Abbildung 7.8 dargestellt sind.

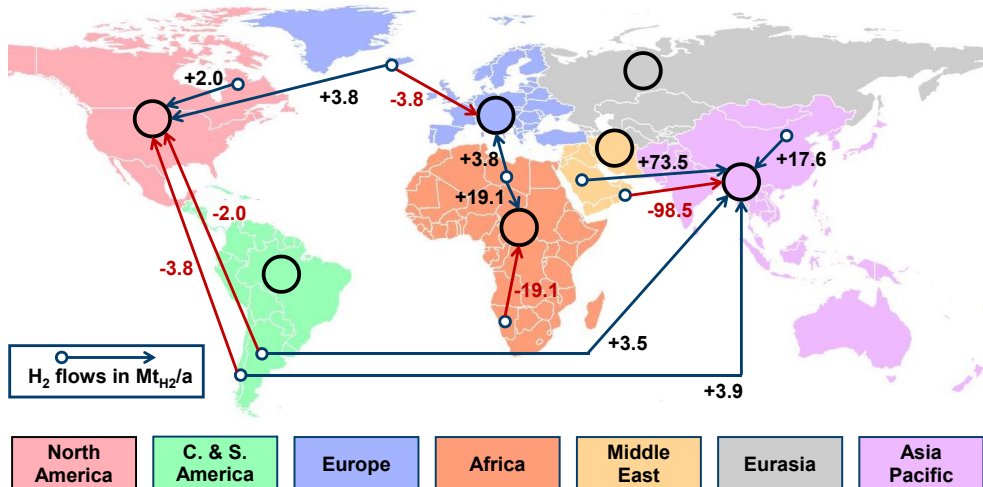


Abbildung 7.8: Differenzströme der Wasserstoffallokation (in MtH_2/a) bei Begrenzung der Ausbaugrade in sonnenreichen Regionen auf 5 % (Variation 1) im Vergleich zum Referenzszenario (vgl. Abbildung 7.2), regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]

Die größten Änderungen treten bei der Wasserstoffbereitstellung in Libyen, Namibia, im Oman und Saudi-Arabien sowie in China auf. So wird ein Großteil des Wasserstoffimports aus dem Oman nach Ostasien durch Importe aus Saudi-Arabien und durch Eigenproduktion in China substituiert. Des Weiteren tragen die südamerikanischen Vorzugsregionen Patagonien und Chile zur Versorgung Ostasiens bei. Die in Nordamerika wegfallenden Importe aus Südamerika werden durch Island aufgefangen. Ebenso gleicht Libyen die Versorgungslücke in Afrika aus, welche durch die Begrenzung des PV-Ausbaus in Namibia entsteht. Für die Bedarfsregionen Zentral- und Südamerika, Eurasien und den Nahen Osten ändert sich in dieser Angebotsvariation nichts. Selbst eine signifikante Reduktion, wie im Fall des Omans, kann durch andere Regionen ausgeglichen werden.

Reduziert man das Bereitstellungspotential nochmals um die Hälfte (Variation 2), sodass in windreichen Regionen noch 50 % und in sonnenreichen 2,5 % des Gesamtpotentials verbleiben, ergeben sich deutlich stärkere Verschiebungen in der Allokationsstruktur. Abbildung 7.9 zeigt die Differenzströme im Vergleich zum Referenzszenario.

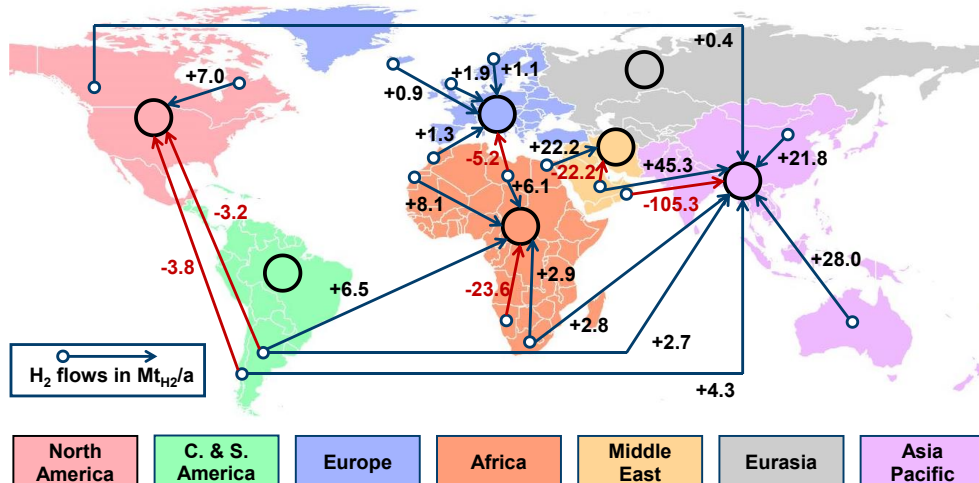


Abbildung 7.9: Differenzströme der Wasserstoffallokation (in MtH_2/a) bei Begrenzung der Ausbaugrade in windreichen Regionen auf 50 % und in sonnenreichen Regionen auf 2,5 % (Variation 2) im Vergleich zum Referenzszenario (vgl. Abbildung 7.2), regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]

Erneut hat die Reduktion des Ausbaupotentials im Oman die weitreichendsten Auswirkungen. Da in diesem Fall der Großteil des omanischen Exportes nach Ostasien nicht mehr vollständig von Saudi-Arabien aus ersetzt werden kann, wird erstmals Wasserstoff aus Südafrika und Australien bezogen. Auch für die Deckung des Bedarfs im Nahen Osten erfolgt nun ein Import aus Ägypten, um die saudi-arabischen Importe zu ersetzen. In Afrika verschiebt sich die Versorgung von Wasserstoff von Namibia hin zu einem diversifizierten Import aus Südamerika, Westsahara, Libyen und Südafrika. Der in Europa fehlende Wasserstoff aus Libyen wird durch Importe aus Marokko und den nordeuropäischen windreichen Regionen abgedeckt. Insgesamt kommen so sieben neue Vorzugsregionen hinzu, die das reduzierte Exportpotential ausgleichen. Zwar wird in windreichen Regionen wie Patagonien und Quebec insgesamt etwas mehr

Wasserstoff exportiert, der überwiegende Teil der Angebotsreduktion wird allerdings durch sonnenreiche Regionen wie Ägypten, Westsahara, Südafrika und Australien aufgefangen.

Analog zu den Allokationsergebnissen aus Abschnitt 7.2.1 finden sich zu den hier diskutierten Variationsergebnissen entsprechende Abbildungen mit den Energiestromänderungen in TWh/a in Anhang I. Darüber hinaus werden in Anhang I für beide Angebotsvarianten auch Nutzungsgrade des RES-Potentials der betrachteten Vorzugsregionen im globalen Kostenoptimum der Wasserstoffallokation gezeigt.

Die zugehörigen Importkostenänderungen für die Bedarfsregionen beider Variationen im Vergleich zum Referenzszenario finden sich in Abbildung 7.10. Im Rahmen der ersten Angebotsvariation ergeben sich für Nord-, Zentral- und Südamerika, Afrika, Eurasien und Europa mit Ausnahme von Deutschland keine nennenswerten Kostenänderungen. Mit über 17 EUR-ct/kg_{H2} ergibt sich die größte Kostenänderung für Deutschland, da günstiger isländischer Wasserstoff nach Nordamerika exportiert wird. Abgesehen von Japan steigen die Importkosten in Ostasien, da weniger Wasserstoff aus dem Oman importiert werden kann. Japan hingegen profitiert vom Import aus den südamerikanischen Regionen Patagonien und Chile.

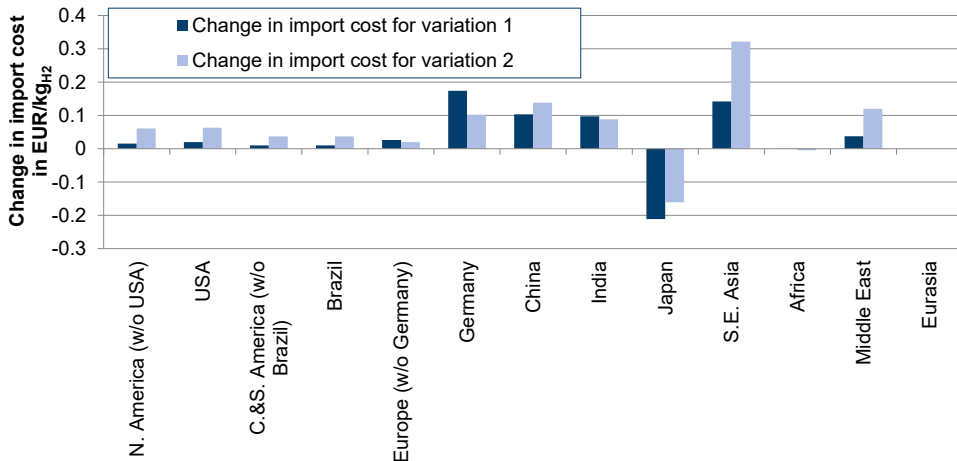


Abbildung 7.10: Änderung der Importkosten bei Begrenzung der PV-Ausbaugrade auf 5 % (Variation 1) und bei Begrenzung der Ausbaugrade in windreichen Regionen auf 50 % und in sonnenreichen Regionen auf 2,5 % (Variation 2) im Vergleich zum Referenzszenario (vgl. Abbildung 7.6), regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]

Die stärkere Reduktion des weltweiten Wasserstoffangebots auf 50 % in windreichen bzw. 2,5 % in sonnenreichen Regionen (Variation 2) lässt die Importkosten in Nordamerika um etwa 6 EUR-ct/kg_{H2} und in Zentral- und Südamerika um 4 EUR-ct/kg_{H2} ansteigen. Während sich die Importkosten in Europa aufgrund der relativ stabilen Importmengen aus Norwegen und von den Britischen Inseln sowie der konstanten Kosten in Libyen kaum verändern, erhöhen sich die Kosten in Deutschland im Vergleich zum Referenzszenario um etwa 10 EUR-ct/kg_{H2}. Da Südostasien nun auf Importe aus Australien und Südafrika angewiesen ist, erhöhen sich dort die Kosten am stärksten. Auch im Nahen Osten führt der Wechsel zu ägyptischem Wasserstoff zu einer Kostenerhöhung von über 12 EUR-ct/kg_{H2}. Bei einer weltweiten Angebotsreduktion

um 50 % liegen die relativen Importkostenänderungen also zwischen -4 % in Japan und +8 % in Südostasien (vgl. Abbildung 7.10). Trotz einer vergleichsweise radikalen Angebotseinschränkung bleibt die Versorgung mit erneuerbarem Wasserstoff stabil, während sich die Importkosten nur unwesentlich verändern.

7.3.2 Reduzierung der Investitionskosten für den LH₂-Schifftransport

Derzeit existiert kein Tankschiff für den großskaligen Überseetransport von Flüssigwasserstoff. Im Rahmen dieser Arbeit wird das Tankerkonzept von Kawasaki Heavy Industries [61] mit Investitionskosten von 500 Mio. EUR pro Tankschiff verwendet. Aufgrund dieser relativ groben Kostenabschätzung und der damit verbundenen Unsicherheit behandelt dieser Abschnitt die Auswirkungen einer Investitionskostenreduktion des Tankerkonzepts auf die globale Allokation des Wasserstoffangebots und die entsprechenden Importkosten. Dazu werden die Investitionskosten um 40 % auf 300 Mio. EUR pro Tankschiff reduziert.

Die sich ergebenden Differenzströme der Wasserstoffallokation sind in Abbildung 7.11 in Mt_{H₂}/a und in Anhang H in TWh/a dargestellt. Veränderungen treten bei der kostenoptimalen Versorgung von Nordamerika und Ostasien auf. Nordamerika bezieht nun weniger kanadischen und keinen chilenischen Wasserstoff mehr. Diese Veränderungen werden durch einen erhöhten Import aus Patagonien aufgefangen. Während im Referenzszenario keine südamerikanische Region nach Ostasien exportierte, liefern hier Patagonien und Chile zusammen 7,4 Mt_{H₂} nach Ostasien.

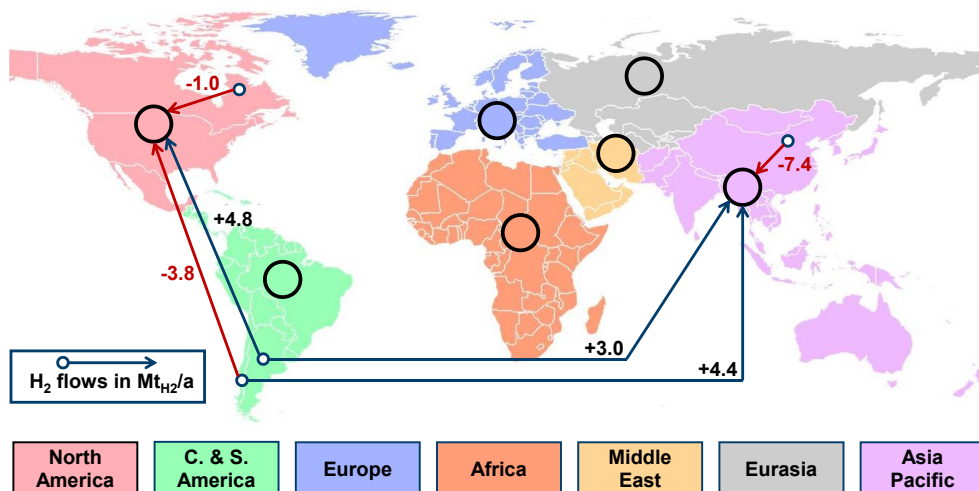


Abbildung 7.11: Differenzströme der Wasserstoffallokation (in Mt_{H₂}/a) bei Reduzierung der Investitionskosten des LH₂-Tankers um 40 % im Vergleich zum Referenzszenario (vgl. Abbildung 7.2), regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]

Ein günstigerer Schifftransport führt daher zur vermehrten Nutzung von Importpfaden mit größeren Überseentfernungen. Während im Referenzszenario die Bedarfe in Nordamerika und Ostasien durch regionale Quellen wie Kanada bzw. China gedeckt wurden, reduzieren sich diese regionalen Importvolumina bei geringeren Investitionskosten für den LH₂-Tanker. Gleichzeitig ergibt sich im globalen Kostenoptimum ein stärkerer Ausbau der Windenergie in den

windreichen Regionen Patagonien und Chile, da diese Regionen Wasserstoff günstiger bereitstellen können. Dieser Kostenvorteil fällt bei reduzierten Überseetransportkosten höher ins Gewicht. So verschiebt sich die globale Wasserstoffallokation von einer regionalisierten Verteilung hin zu einer etwas stärkeren überregionalen Vernetzung.

Die Änderung der Importkosten im Vergleich zum Referenzszenario ist in Abbildung 7.12 dargestellt. Während die Importkosten in Nordamerika, Europa und Ostasien sinken, steigen sie in Südamerika leicht an. Da Südamerika weiterhin allein von Patagonien und Chile ohne Überseetransport versorgt wird, ist dies auf den verstärkten Ausbau der Windenergie in beiden Regionen zurückzuführen, der zu einem leichten Anstieg der Stromgestehungskosten und damit zu höheren Wasserstoffbereitstellungskosten führt. Die Kostensenkungen in Europa und Eurasien sind auf den vergünstigten Überseetransport zurückzuführen, da hier keine Differenzströme auftreten. Besonders auffällig ist die Importkostensenkung in Japan. Hier zeigt sich der sinkende Einfluss der geografisch ungünstigen Lage und der damit verbundenen längeren Seewege für den Import von Wasserstoff. Afrika und der Nahe Osten werden durch Importe aus sonnenreichen Regionen versorgt, die keinen Überseetransport erfordern. Hier treten weder Differenzströme noch Importkostenänderungen auf.

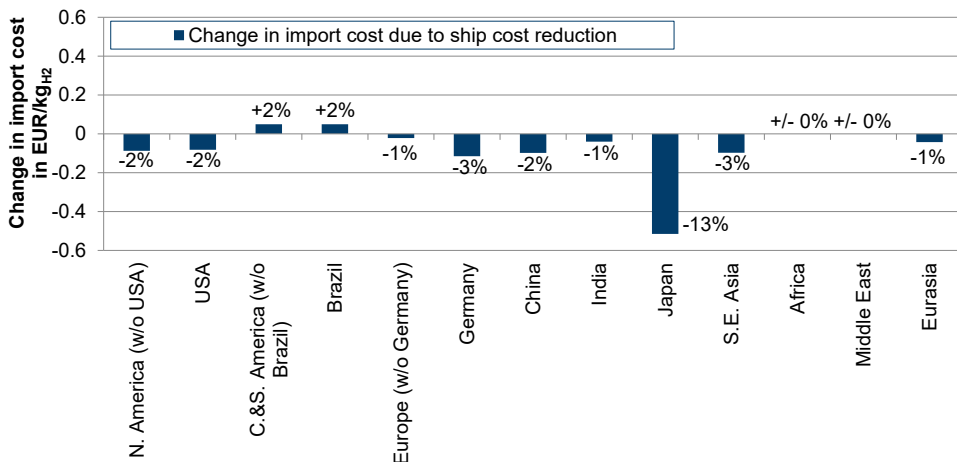


Abbildung 7.12: Änderung der Importkosten bei Reduzierung der Investitionskosten des LH₂-Tankers um 40 % im Vergleich zum Referenzszenario (vgl. Abbildung 7.6), regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]

7.3.3 Technischer Vergleich von LH₂ und LOHC

Wie in den Abschnitten 5.4.2 und 6.4.5 bereits erläutert wird, zeigt sich kein Kostenvorteil bei der Nutzung der LOHC-Technologie für die Speicherung und den Überseetransport von Wasserstoff im Zuge einer internationalen Infrastruktur. In diesem Abschnitt werden der Primärenergiebedarf und die THG-Emissionen für den Import von mit Wasserstoff beladenem LOHC untersucht und mit dem Import von Flüssigwasserstoff verglichen.

Zunächst wird dazu der Import von Wasserstoff aus Patagonien (min. 5.000 FLH) nach Deutschland betrachtet. Im Falle des Importes von Flüssigwasserstoff können aus einer erzeugten Windenergiemenge von 368 TWh/a etwa 6,2 Mt_{H₂}/a am Hafenstandort in Patagonien

bereitgestellt werden (vgl. Abschnitt 6.2.1, Abbildung 6.20). Bezogen auf die Primärenergie werden aufgrund des Wasserstoffantriebes etwa 6 % während des Überseetransportes nach Deutschland benötigt. Damit können in Deutschland etwa 5,5 Mt_{H₂} pro Jahr mit einem spezifischen Primärenergiebedarf von gut 67 kWh/kg_{H₂} importiert werden. Abbildung 7.13 zeigt die Energieströme eines LOHC-Importes aus Patagonien nach Deutschland. Neben der oben genannten Windenergieerzeugung von 368 TWh/a werden auch 15 TWh an Diesel für den Schiffsantrieb und 87 TWh Erdgas für die Dehydrierung in Deutschland benötigt. Damit steigt der Energieaufwand auf 470 TWh/a.

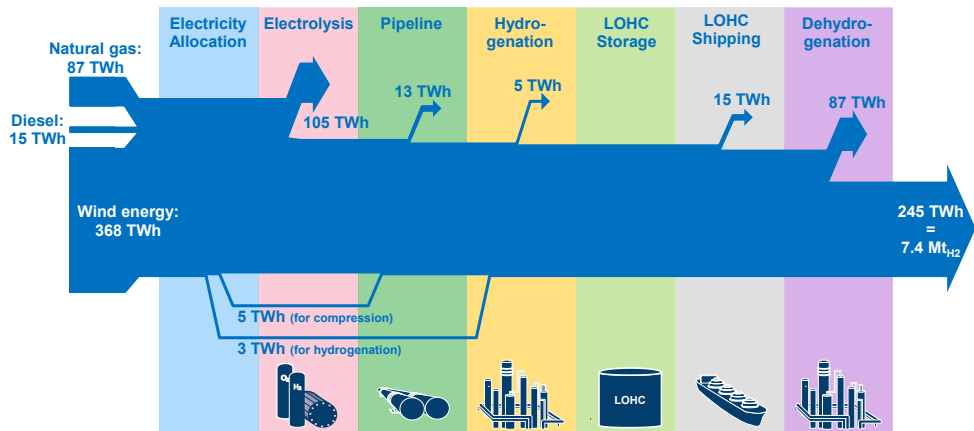


Abbildung 7.13: Sankey-Diagramm zur Illustration des Primärenergieaufwandes für den Import von mit Wasserstoff beladenem LOHC von Patagonien (min. 5.000 FLH) nach Deutschland, Energieaufwand und Verluste in absoluten Zahlen

Da der Stromaufwand der exothermen Hydrierung im Vergleich zur Verflüssigung kaum ins Gewicht fällt und kein Verlust bei der Speicherung und dem Schiffstransport von LOHC entsteht, steigt der Import in Deutschland auf 7,4 Mt_{H₂}/a. Trotz des zusätzlichen absoluten Primärenergieaufwandes sinkt der spezifische Aufwand auf etwa 64 kWh/kg_{H₂}. Theoretisch könnte die im Zuge der Hydrierung frei werdende Wärme am Hafenstandort genutzt werden. Da aber davon ausgegangen wird, dass die frei werdende Reaktionswärme im Exporthafen den dortigen Bedarf übersteigt, wird eine Wärmegutschrift in der vorliegenden Arbeit nicht berücksichtigt.

Einen weiteren Vergleich bietet der Wasserstoffimport aus dem Oman nach Deutschland. Gemäß Abbildung 6.36 in Abschnitt 6.2.2 können auf Basis von 830 TWh PV-Energie etwa 13,4 Mt_{H₂} im Oman pro Jahr bereitgestellt werden. Nach Abzug des Wasserstoffverbrauchs durch den Schiffsantrieb können in Deutschland noch 12,5 Mt_{H₂}/a importiert werden. Der Primärenergiebedarf liegt damit ebenfalls bei knapp 67 kWh/kg_{H₂}. Wird statt Flüssigwasserstoff LOHC nach Deutschland importiert, erhöht sich zwar die eingesetzte Primärenergie um den Diesel- und Erdgasbedarf (vgl. Abbildung 7.14), der spezifische Primärenergiebedarf sinkt jedoch leicht auf unter 66 kWh/kg_{H₂}.

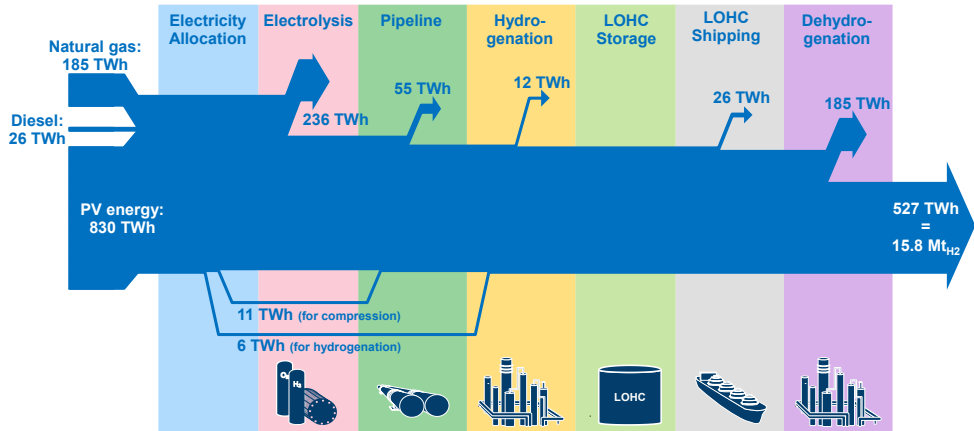


Abbildung 7.14: Sankey-Diagramm zur Illustration des Primärenergieaufwandes für den Import von mit Wasserstoff beladenem LOHC vom Oman (min. 2.333 FLH) nach Deutschland, Energieaufwand und Verluste in absoluten Zahlen

Abbildung 7.15 zeigt die Aufschlüsselung der Primärenergiebedarfe der beiden Importpfade nach Infrastrukturelementen. Grundsätzlich trägt die Wasserstoffherstellung durch Elektrolyse mit 47,6 kWh/kg_{H₂} den größten Teil zum Primärenergiebedarf bei. Für den Import von Flüssigwasserstoff folgen danach die Verflüssigung und der Schiffstransport. Diese Elemente fallen beim LOHC-Import kaum ins Gewicht. Trotz des vergleichsweise hohen Energiebedarfs bei der Dehydrierung erfordert eine Wasserstoffinfrastruktur auf Basis von LOHC etwas weniger Primärenergie. Da beim Überseetransport von Flüssigwasserstoff auf eben diesen als Treibstoff zurückgegriffen wird, entstehen für diesen Importpfad keinerlei THG-Emissionen. Der Einsatz von Diesel für den Schiffsantrieb und von Erdgas zur Wärmebereitstellung für die Dehydrierung im Rahmen des LOHC-Importpfades führt allerdings zwangsläufig zu Emissionen.

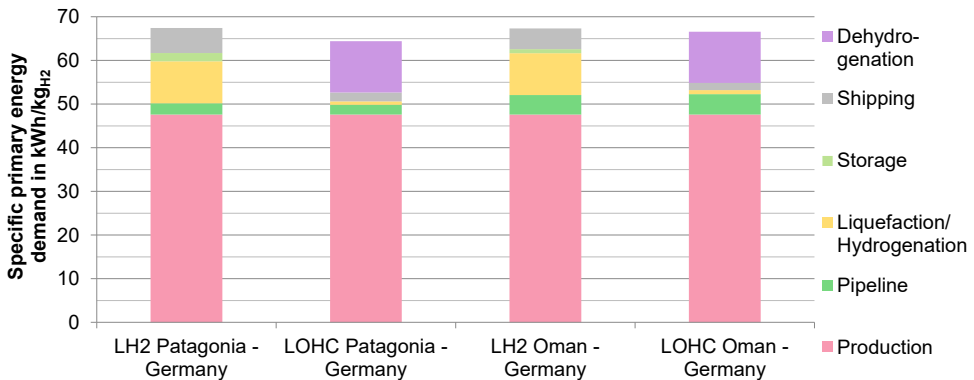


Abbildung 7.15: Primärenergiebedarfe der Importpfade LH₂ und LOHC von Patagonien bzw. vom Oman nach Deutschland

In Abhängigkeit der Schifffahrtdistanz sind die spezifischen CO₂-Emissionen aufgrund des Dieselverbrauchs in Abbildung 7.16 dargestellt. Eine zweite Kurve zeigt die vollständigen Emissionen des LOHC-Importpfades unter Berücksichtigung der Dehydrierung. Drei Beispiele

für unterschiedliche Routen des LOHC-Importpfades zeigen die energiebezogenen CO_2 -Emissionen. Für deutschen LOHC-Wasserstoffimport aus Patagonien, dem Oman oder Island fallen zwischen 75 und 90 Gramm CO_2 pro kWh_{H_2} an. Verglichen mit den Emissionsfaktoren für Erdgas von $0,2 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}_{\text{NG}}$ und Diesel von $0,266 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}_{\text{Diesel}}$ [181] liegen diese Werte zwar deutlich niedriger. Allerdings würden durch ein Brennstoffzellenfahrzeug mit einem durchschnittlichen Verbrauch von LOHC-Wasserstoff von $0,7 \text{ kg}_{\text{H}_2}$ pro 100 km [56] noch immer 17 bis 21 Gramm Kohlenstoffdioxid anfallen. Diese ließen sich durch den LH_2 -Importpfad vermeiden.

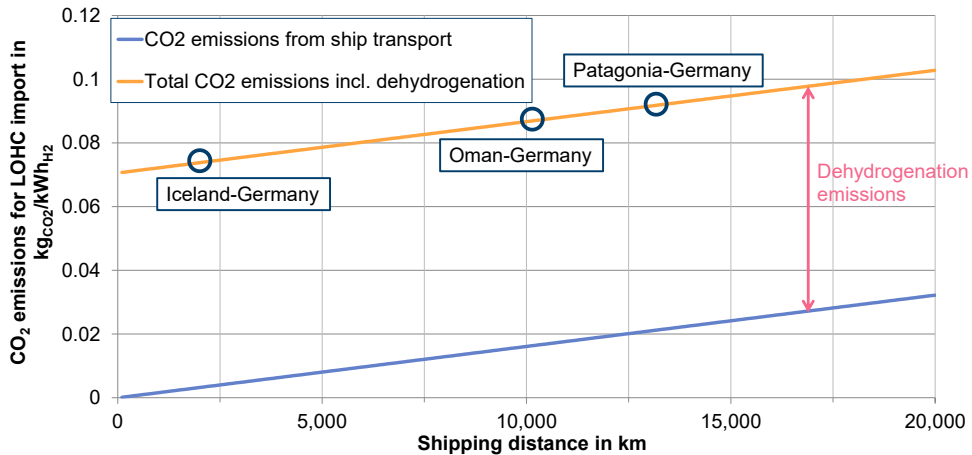


Abbildung 7.16: Spezifische THG-Emissionen für den Import von mit Wasserstoff beladenem LOHC in Abhängigkeit der Überseedistanz

7.4 Einordnung und Diskussion der Ergebnisse

Im folgenden Abschnitt werden die Allokationsergebnisse anhand bestehender internationaler Energieinfrastrukturen und der einschlägigen Literatur aus Kapitel 2 diskutiert. Darüber hinaus lassen sich die Importkosten mit Hilfe von Anschlussinfrastrukturen in den Bedarfsregionen um die Folgekosten erweitern, sodass eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit möglich ist.

Während sich die Allokation des Wasserstoffangebots zur weltweiten Bedarfsdeckung an dem globalen Gesamtkostenoptimum orientiert, stellen sich die Handelsflüsse von Erdöl und Erdgas in Abhängigkeit von Marktprinzipien und wirtschaftlichen sowie politischen Interessen der Marktteilnehmer ein [23]. Ein direkter Vergleich der Energieströme bestehender internationaler Infrastrukturen wie der Erdöl- und Erdgasinfrastruktur und der in dieser Arbeit untersuchten Wasserstoffinfrastruktur ist daher nicht sinnvoll. Allerdings zeigen die Allokationsergebnisse strukturelle Ähnlichkeiten bzw. Differenzen mit beiden bestehenden Energieinfrastrukturen, die an dieser Stelle diskutiert werden können.

Gemäß Abschnitt 2.2.1 sind die derzeitigen Nettoimporteure von Erdöl Nordamerika, Europa und Asien. Erdölnettoexporteure sind der Nahe Osten, Südamerika, Eurasien und Afrika. Bis auf Eurasien stimmt diese Aufteilung mit der Wasserstoffallokation im Referenzszenario überein. Da die Überseetransportkosten beim Erdöl nur eine untergeordnete Rolle spielen, werden

hier im Vergleich zur Wasserstoffallokation deutlich größere Energiemengen über größere Distanzen gehandelt (vgl. Abschnitt 2.2.1, Abbildung 2.2). Kostenvorteile bei der Erdölförderung überwiegen gegenüber höheren Transportkosten. Diese Kostenvorteile aus überregionalen Angeboten sind bei der Wasserstoffallokation aufgrund höherer spezifischer Transportkosten nicht von Bedeutung. So wird in China der inländisch produzierte Wasserstoff auf Basis von Windenergie zu vergleichsweise hohen Bereitstellungskosten im kostenoptimalen Modell dem internationalen Angebot vorgezogen, da die Überseetransportkosten einen Import teurer machen. Dahingegen importieren und exportieren einzelne Regionen derzeit Erdöl in großen Mengen, um Kostenvorteile aus überregionalen Angeboten zu nutzen. Wie die weltweite Wasserstoffverteilung ist auch der Erdgashandel ebenfalls von den internationalen Transportbedingungen, in diesem Fall vom Überseetransport, abhängig (vgl. Abschnitt 2.2.2). In beiden Fällen tragen die Überseetransportkosten einen erheblichen Teil zu den Gesamtkosten bei. Deutlich zeigt sich diese ausgeprägte Regionalisierung bei der LH₂- und LNG-Versorgung von Ostasien durch Regionen im Nahen Osten und von Europa durch Regionen in Afrika.

Ein Vergleich ausgewählter Importkostenergebnisse dieser Arbeit mit Werten aus der Literatur ist in Abbildung 7.17 dargestellt. Für den Wasserstoffimport auf Basis von Braunkohle aus Australien errechnen Kamiya et al. [61] Importkosten von umgerechnet 2,93 EUR/kg_{H₂}. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit ergeben sich aus der Wasserstoffallokation Importkosten für Japan in Höhe von gut 4 EUR/kg_{H₂} im Referenzszenario. Dieser Ergebnisunterschied ist einerseits auf unterschiedliche Bereitstellungskosten und andererseits auf höhere Transportkosten zurückzuführen. Der Wasserstoffimport für Japan erfolgt im Referenzszenario aus dem Oman bei Bereitstellungskosten von etwa 3,55 EUR/kg_{H₂}. Dazu kommen gemittelte Transportkosten von gut 0,45 EUR/kg_{H₂}. Diese liegen über den spezifischen Transportkosten von Australien nach Japan in Höhe von etwa 0,30 EUR/kg_{H₂}. Da die Bereitstellung von PV-basiertem Wasserstoff in Australien bereits Kosten von etwa 4 EUR/kg_{H₂} verursacht, lohnt ein Export nach Japan nicht. Im direkten Vergleich der beiden Importoptionen von braunkohlebasierendem Wasserstoff aus Australien und erneuerbarem Wasserstoff aus dem Oman besteht zwar ein Kostenvorteil für die erste Option, unter der Prämisse einer emissionsfreien Wasserstoffversorgung ist die zweite jedoch vorzuziehen.

Auf Basis von Wasserstoffbereitstellungskosten in Patagonien in Höhe von etwa 4,67 EUR/kg_{H₂} ermitteln Watanabe et al. [35] Importkosten von 6,10 EUR/kg_{H₂} in Japan. Obwohl sich die Kostenbeiträge der inländischen Infrastruktur in Patagonien im Rahmen dieser Arbeit kaum von denen von Watanabe et al. unterscheiden, liegen deren Importkosten aufgrund von hohen Erzeugungskosten fast 58 % höher.

Die europäischen Importkosten von Flüssigwasserstoff aus Afrika liegen in der Arbeit von Teichmann [11] bei 5,37 EUR/kg_{H₂} und damit deutlich über den Ergebnissen in dieser Arbeit. Für den Import von PV-basiertem Wasserstoff aus Libyen nach Europa fallen Kosten im Rahmen dieser Analyse von 3,94 EUR/kg_{H₂} an. Dies ist neben den von Teichmann ermittelten Bereitstellungskosten für Wasserstoff in Afrika von 4,33 EUR/kg_{H₂} (vgl. Abschnitt 6.5) insbesondere auf deutlich höher angesetzte spezifische Überseetransportkosten von über 1,00 EUR/kg_{H₂} zurückzuführen.

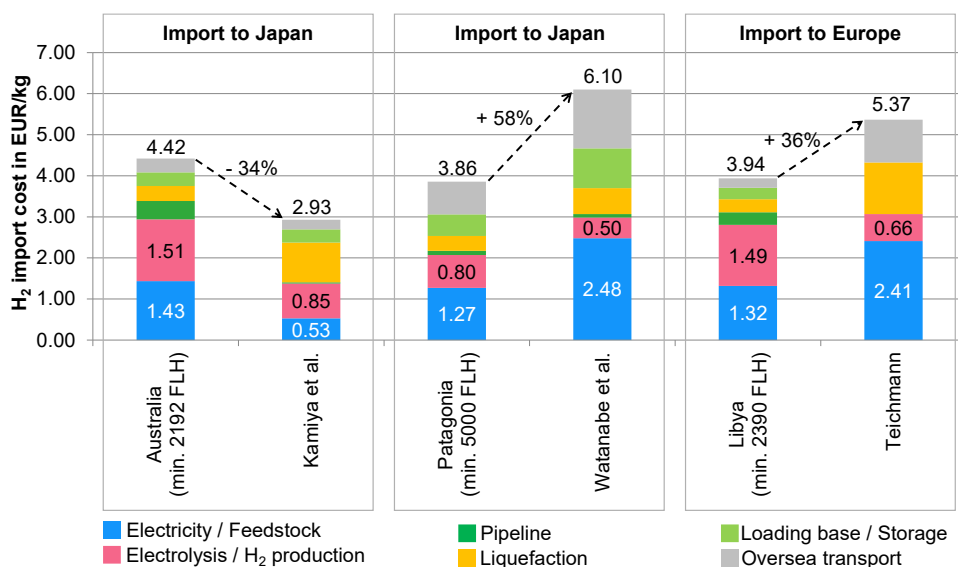


Abbildung 7.17: Einordnung ausgewählter Ergebnisse in die derzeitige Studienlage. Literaturwerte basierend auf Kamiya et al. [61], Watanabe et al. [35] und Teichmann [11]

Fasihi et al. [34] bewerten in ihrer Arbeit den Import von synthetischem Diesel auf der Basis von in Patagonien erneuerbar erzeugtem Wasserstoff nach Europa. Dazu errechnen die Autoren Importkosten von 75,54 EUR/MWh_{Diesel}. Im Vergleich dazu liegen die Importkosten für Wasserstoff im Referenzszenario dieser Arbeit im Bereich von 3,80 EUR/kg_{H₂} bzw. 114 EUR/MWh_{H₂}. Dieser Kostenunterschied ist einerseits auf die nicht von Fasihi et al. betrachtete inländische Transport- und Speicherinfrastruktur und andererseits auf günstigere Annahmen hinsichtlich der Elektrolyse zurückzuführen. Betrachtet man den Einsatz beider Energieträger für die Treibstoffversorgung von Pkw und unterstellt ferner einen Treibstoffbedarf von 0,7 kg_{H₂} pro 100 km für ein Brennstoffzellenfahrzeug und 3,3 l_{Diesel} pro 100 km [21] für ein konventionelles Dieselfahrzeug, so ergeben sich streckenspezifische Energiebedarfe von 23,3 kWh_{H₂} pro 100 km für das Brennstoffzellenfahrzeug und 47 kWh_{Diesel} pro 100 km für das Dieselfahrzeug. Daraus folgen streckenspezifische Kosten pro 100 km von 2,66 EUR für das Brennstoffzellenfahrzeug und 3,55 EUR für das Dieselfahrzeug. Dementsprechend besteht ein deutlicher Kostenvorteil für den Wasserstoffimport im Vergleich zum Import synthetischer Kraftstoffe. Diese Bewertung schließt allerdings die inländische Infrastruktur im Importland nicht ein. Für eine vollständige Bewertung müssen dementsprechende Kostenbeiträge zusätzlich berücksichtigt werden.

In der Studie des Fraunhofer IWES [12] geben die Autoren Importkosten von umgerechnet 3,62 - 3,87 EUR/kg_{H₂} und eine Primärenergiebedarfsspanne von 72 - 66 kWh/kg_{H₂} für den Import von Flüssigwasserstoff aus internationalen Vorzugsregionen nach Deutschland im Jahr 2050 an. Trotz mangelnder räumlicher Auflösung und deutlich kürzerer Zeitspanne von betrachteten historischen Wetterjahren liegt diese Studie sehr nah an den Ergebnissen der vorliegenden Arbeit. Das ist zurückzuführen auf ähnliche Kostenannahmen für WEA,

PV-Module und Elektrolyse, da diese Anlagen den maßgeblichen Kostenbeitrag für die Wasserstoffbereitstellung liefern.

In einem Exkurs leitet Reuß [21] die Wasserstoffkosten an einer deutschen Tankstelle auf Basis eines Importkostenszenarios ab. Die dazu verwendeten Kostenanteile der inländischen Verteilungsinfrastruktur in Deutschland dienen im Folgenden für die Ermittlung von „Well-to-Tank“-Kosten auf Basis des Allokationsergebnisses in allen drei Bedarfsszenarien. Reuß zeigt, dass die Verdampfung des Flüssigwasserstoffs im deutschen Imпорthafen, eine Speicherung in Salzkavernen und eine anschließende Pipelinedistribution bis zur Tankstelle die günstige Option für die inländische Infrastruktur bei einer Versorgung von 75 % des Straßenverkehrs mit Wasserstoff darstellt. Aus Vergleichsgründen wird diese Infrastrukturoption an dieser Stelle für alle Bedarfsszenarien genutzt. Abbildung 7.18 zeigt den Vergleich der energiespezifischen Wasserstoffkosten an einer Tankstelle in Deutschland in Abhängigkeit der Bedarfsszenarien „Low“, Referenz und „High“. Dabei sind sowohl die Importkosten in Deutschland aus Abbildung 7.6 (Abschnitt 7.2.2) als auch die finalen Kosten an der Tankstelle angegeben. Diese finalen Kosten schwanken je nach Bedarfsszenario zwischen 18,6 und 20,6 EUR-ct/kWh.

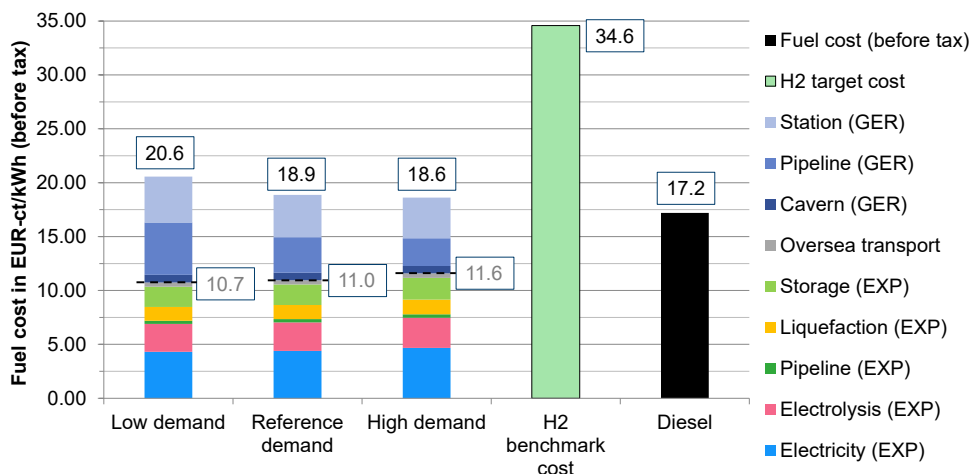


Abbildung 7.18: Vergleich der Vor-Steuer-Kosten an einer Tankstelle in Deutschland nach Bedarfsszenarien (GER = Germany, EXP = Exportierende Vorzugsregion)

Mit größerer Auslastung der Infrastruktur in Deutschland sinken die finalen Kosten trotz leicht steigender Importkosten. Zur Abschätzung der wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit sind die energiespezifischen Vor-Steuer-Kosten von Diesel für das Jahr 2050 ebenfalls dargestellt. Diese sind mit 1,73 EUR/l_{Diesel} der Arbeit von Reuß [21] entnommen. Bei einem durchschnittlichen Dieselverbrauch eines Pkw von 3,3 l_{Diesel} pro 100 km und einem durchschnittlichen Wasserstoffverbrauch von 0,7 kg_{H₂} pro 100 km liegen die Vergleichskosten für Wasserstoff bei 34,6 EUR-ct/kWh und damit deutlich über den kombinierten Kostenwerten aus der Arbeit von Reuß [21] und dieser Arbeit.

7.5 Zusammenfassung

Kapitel 7 stellt die Ergebnisse der globalen Allokation des Wasserstoffangebots zur weltweiten Bedarfsdeckung vor.

Dazu wird in Abschnitt 7.1 zunächst eine detaillierte Abschätzung des weltweiten Wasserstoffbedarfs für das Jahr 2050 durchgeführt. Der in Abschnitt 3.2.3 angenommene künftige Wasserstoffbedarf in Deutschland für das Jahr 2050 wird dazu mit Hilfe des voraussichtlichen weltweiten Endenergiebedarfs auf einen globalen Wasserstoffbedarf skaliert. Ausgehend von drei Bedarfsszenarien ergeben sich globale Bedarfe von 365,2 Mt_{H₂}/a (Referenzszenario), 244,5 Mt_{H₂}/a („Low“-Szenario) und 486,9 Mt_{H₂}/a („High“-Szenario). Davon entfallen 46 % auf Ostasien und Australien, 16 % auf Nordamerika und lediglich 11 % auf Europa. Der Bedarf der verbleibenden Weltregionen Zentral- und Südamerika, Afrika, Eurasien und der Nahe Osten liegt jeweils zwischen 6 und 8 % des globalen Bedarfs.

Abschnitt 7.2 analysiert die Ergebnisse der kostenoptimalen globalen Wasserstoffallokation. Auf der Basis der Wasserstoffangebots- und -kostenkurven des vorigen Kapitels und der im vorigen Abschnitt definierten Bedarfsszenarien werden die gesamtkostenoptimalen Importmengen und zugehörigen Importkosten bestimmt. Grundsätzlich ist, unabhängig vom Bedarfsszenario, eine regionalisierte Struktur der globalen Wasserstoffströme aufgrund des erheblichen Kosteneinflusses der Überseetransportkosten festzustellen. Während der Bedarf Nordamerikas durch kanadische und südamerikanische Vorzugsregionen gedeckt wird, versorgen sich Zentral- und Südamerika, Afrika und der Nahe Osten im Referenzszenario jeweils selbst. Der Bedarf Europas wird zu 22 % durch Windenergie aus Nordeuropa und zu 78 % durch Solarenergie aus Nordafrika gedeckt. Die geografische Nähe zum pazifischen Raum und die relativ geringen Wasserstoffbereitstellungskosten machen den Oman zur bevorzugten Wasserstoffquelle für zwei Drittel des ostasiatischen Bedarfs. Das verbleibende Drittel deckt China durch die Nutzung des eigenen Windpotentials. Für die weiteren Bedarfsszenarien ergeben sich bis auf kleine interregionale Ströme ähnlich regionalisierte Versorgungsstrukturen. Ausgeprägte Minima der Kostenkurven sorgen für vom Weltbedarf relativ unabhängige Exportmengen in den meisten windreichen Regionen. Gleichzeitig variiert die Anzahl der exportierenden solaren Vorzugsregionen je nach Bedarfsszenario zwischen drei und fünf. Die Begründung hierfür liegt in den vergleichsweise flachen Kostenkurven und vergleichbaren Kostenniveaus.

Bis auf wenige Ausreißer liegen die Importkosten der Bedarfsregionen zwischen 3,50 und 4,00 EUR/kg_{H₂}. Zentral- und Südamerika profitieren mit gut 3 EUR/kg_{H₂} von ihrer geografischen Nähe zu der Vorzugsregion Patagonien, während Japan aufgrund der Entfernung im „High“-Szenario zu Kosten von knapp 4,50 EUR/kg_{H₂} importiert. Auch bei sich veränderndem Weltbedarf sind nur geringe Schwankungen der Importkosten zu verzeichnen, da in windreichen Regionen Ausbaugrade in der Nähe des Kostenoptimums gewählt werden und die Bereitstellung in sonnenreichen Regionen recht kostenstabil ist. In Abhängigkeit von Pipelineverlusten bei der Bereitstellung und Überseeentfernungen stellen sich Wirkungsgrade der Infrastrukturen von 43 - 56 % ein. Dies entspricht Primärenergiebedarfen zwischen 78 und 60 kWh/kg_{H₂}. Aufgrund größerer Bereitstellungsverluste in sonnenreichen Regionen liegen die Primärenergiebedarfe von Wasserstoffimporten aus windreichen Regionen etwas niedriger.

Dies erlaubt im Gegenzug längere Überseetransportstrecken für den Import von windenergiebasiertem Wasserstoff in den Allokationen.

Eine Sensitivitätsanalyse in Abschnitt 7.3 untersucht sowohl den Variationseinfluss des globalen Wasserstoffangebots auf die kostenoptimalen Allokationen und die zugehörigen Importkosten als auch die technischen Vor- und Nachteile des Einsatzes der LOHC-Technologie im Rahmen der internationalen Wasserstoffinfrastruktur. Im Rahmen einer strikten Reduktion des Wasserstoffangebots in Regionen mit hoher solarer Einstrahlung auf 5 % des theoretischen PV-Potentials zeigt sich eine Substitution von Exporten aus dem Oman nach Ostasien durch windenergiebasierten Wasserstoff aus Patagonien und Chile aufgrund der niedrigen Bereitstellungskosten in diesen beiden Regionen. Fehlendes Potential zur Versorgung Afrikas wird durch libyschen Wasserstoff ausgeglichen. Die größten Importkostenänderungen ergeben sich daraufhin für Deutschland, da günstiger isländischer Wasserstoff vermehrt nach Nordamerika fließt, und für den ostasiatischen Raum aufgrund der größeren Entfernung zu den südamerikanischen Vorzugsregionen, welche den Importrückgang aus dem Oman kompensieren. Wird das globale Wasserstoffangebot nochmal um 50 % in allen Vorzugsregionen reduziert, stellen sich signifikante Importkostenänderungen in allen Bedarfsregionen ein.

Der Einsatz von LOHC als Speicher- und Transportmedium verringert den Primärenergiebedarf der gesamten Infrastrukturkette, da Boil-off-Verluste und ein Verbrauch des Wasserstoffs als Schiffstreibstoff vermieden werden. Neben den in Abschnitt 6.4.5 gezeigten Kostennachteilen der LOHC-Technologie verursachen der Einsatz von Diesel als Treibstoff für den Überseetransport und der Einsatz von Erdgas als Wärmequelle für die Dehydrierung THG-Emissionen, die insbesondere vor dem Anspruch einer nachhaltigen Energieversorgung einen zusätzlichen signifikanten Nachteil darstellen.

Eine Einordnung und Diskussion der Ergebnisse in Abschnitt 7.4 zeigt strukturelle Ähnlichkeiten zwischen der kostenoptimalen Wasserstoffallokation und dem derzeitigen globalen Erdgashandel. Aufgrund der Abhängigkeit von Überseetransportkosten weisen beide Energieträger eine regionalisierte Verteilung der größeren Energieströme auf. Diese ist aufgrund deutlich geringerer Transportkosten beim Erdölhandel nicht festzustellen.

Anhand der Ergebnisse bilateraler Wasserstoffinfrastrukturen wird deutlich, dass die im Rahmen dieser Arbeit ermittelten Wasserstoffimportkosten oberhalb derer für braunkohlebasierten Wasserstoff liegen, gegenüber anderen internationalen Infrastrukturstudien aber deutlich optimistischer sind. Insbesondere zeigt eine Kopplung dieser internationalen Infrastruktur mit dem von Reuß [21] erarbeiteten deutschen Infrastrukturkonzept, dass eine importbasierte Wasserstoffversorgung des deutschen Straßenverkehrs in Zukunft gegenüber konventionellen Kraftstoffen konkurrenzfähig ist.

8 Diskussion

Dieses Kapitel diskutiert den methodischen Ansatz und die Ergebnisse dieser Arbeit. Dabei werden die Vorgehensweise und die Ergebnisse technisch eingeordnet, die wirtschaftlichen Ergebnisse und mögliche sozio-politische Auswirkungen einer weltweiten Wasserstoffinfrastruktur beurteilt und fortführende Analysemöglichkeiten aufgezeigt.

Im Zuge der RES-Potentialanalyse ergibt sich für die ausgewählten windreichen Regionen ein gesamtes Onshore-Ausbaupotential von knapp 16,5 TW für WEA mit mindestens 2.000 Volllaststunden pro Jahr (vgl. Abbildung 6.4). Zum Vergleich: Die derzeit installierte globale Kapazität (Onshore und Offshore) beträgt 591 GW (2018) [90, S. 118]. Auf Seiten der Photovoltaik ergibt sich in den im Rahmen dieser Arbeit betrachteten sonnenreichen Vorzugsregionen ein Gesamtpotential von knapp 40 TW (vgl. Abbildung 6.12). Derzeit sind weltweit 505 GW (2018) an Photovoltaik installiert [90, S. 94]. Zur Deckung des ermittelten Weltwasserstoffbedarfs von 365 Mt_{H₂}/a laut dem Referenzszenario der vorliegenden Arbeit ist eine vollständige Nutzung des berechneten Potentials bei weitem nicht erforderlich. Aus der Allokationsoptimierung im Referenzszenario ergeben sich eine globale Windenergiekapazität von etwa 2,4 TW und eine PV-Kapazität von knapp 8 TW in den betrachteten Vorzugsregionen. Bei den entsprechenden Volllaststunden reicht diese Gesamtkapazität zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffmenge.

Vor dem Hintergrund einer Versorgung Europas mit erneuerbarem Wasserstoff könnte die Nutzbarmachung des europäischen Offshore-Windenergiepotentials eine Zusatzoption sein, da die Transportentfernung zur Küste kürzer wäre. Zur Einordnung der im Rahmen dieser Arbeit ermittelten Onshore-Windenergiekapazitäten sei an dieser Stelle auf das von Caglayan et al. [43] berechnete europäische Offshore-Potential von 3,3 TW verwiesen. Die Autoren ermitteln durchschnittliche Volllaststunden von 4.910 h/a, eine potentielle Stromproduktion von etwa 16.200 TWh und zugehörige LCOE von etwa 6 EUR-ct/kWh. Die im Vergleich zur vorliegenden Arbeit etwas höheren LCOE für den Offshore-Windstrom in Europa sind auf die höheren Investitionskosten für Offshore-WEA und die Stromanbindung zur Küste zurückzuführen. Dieser LCOE-Wert ergibt sich im Rahmen der vorliegenden Analyse nur für große Ausbaugrade in Kanada und liegt ansonsten deutlich über den LCOE der übrigen Vorzugsregionen (vgl. Tabelle 6.1). Werden nur die Strombereitstellung und die Elektrolysekosten auf Basis des europäischen Offshore-Windstroms betrachtet, lassen sich überschlägig Wasserstoffherstellungskosten berechnen. Der H₂-Kostenanteil des Stroms liegt dann bei 2,86 EUR/kg_{H₂}, der Kostenanteil der Elektrolyse unter der Annahme von etwa 4.910 FLH bei etwa 0,90 EUR/kg_{H₂}. Damit liegen die Bereitstellungskosten von gasförmigem Wasserstoff auf Basis von Offshore-Windstrom in Europa bei etwa 3,76 EUR/kg_{H₂}. Obwohl dieses Kostenniveau in etwa den Importkosten des Referenzszenarios entspricht, muss allerdings einschränkend erwähnt werden, dass die vorliegende Arbeit den Import von energetisch höherwertigem Flüssigwasserstoff und die obige Überschlagsrechnung gasförmigen Wasserstoff betrachtet. Unter der Annahme, dass in den Bedarfsregionen eine Distribution von gasförmigem Wasserstoff vorgesehen ist, kann Wasserstoff aus europäischem Offshore-Windstrom eine zusätzliche konkurrenzfähige Energiequelle sein.

Im Rahmen der Wasserstoffbereitstellung entfallen die größten Kostenbeiträge auf die Stromerzeugung und die Wasserstoffproduktion mit Hilfe der Elektrolyse. Der gemeinsame Anteil

liegt für windreiche Regionen bei etwa zwei Drittel, im Falle der sonnenreichen Regionen bei über drei Viertel der gesamten Bereitstellungskosten. Die Sensitivitätsanalyse in Abschnitt 6.4 zeigt, dass Anpassungen der zugrundeliegenden Kostenparameter, wie Investitionskosten und Kapitalkostensatz, einen erheblichen Einfluss auf die Wasserstoffkosten haben. Darüber hinaus birgt die Erhöhung der Elektrolysevolllaststunden ein Kostensenkungspotential. Insbesondere in den sonnenreichen Regionen könnte durch die Einbindung eines Batteriespeichers eine Volllaststundenerhöhung der Elektrolyse erreicht werden. Ein sich daraus möglicherweise ergebender Kostenvorteil hängt allerdings maßgeblich von den Investitionskosten für den Batteriespeicher ab. Dieser Aspekt bedarf weiterer Analysen.

Hinsichtlich des Primärenergieaufwandes der Wasserstoffbereitstellung zeigt die vorliegende Arbeit, dass sowohl im Zuge der Elektrolyse als auch während des Pipelinetransports und der Verflüssigung erhebliche Teile der eingangs zugeführten Primärenergie verloren gehen. Die spezifischen Beiträge von Elektrolyse und Verflüssigung sind dabei abhängig von den jeweiligen Prozesswirkungsgraden und damit vergleichsweise unabhängig von den Rahmenbedingungen der Infrastruktur. Der Verlust während des Pipelinetransportes ist hingegen auf die erforderliche Rekompensation und den damit verbundenen Wasserstoffschlupf zurückzuführen. Besonders für große jährliche Durchsatzmengen und lange Pipelineabschnitte zum Hafenstandort, die eine Kompression von großen Wasserstoffmengen erfordern, erhöht sich der Primärenergiebedarf des Transports signifikant. Zur Vermeidung bzw. Reduzierung dieser energetischen Verluste empfehlen sich kurze Transportverbindungen. Dies kann einerseits durch küstennahe WEA- und PV-Standorte oder eine geschickte Wahl der geografischen Standortlage des Exporthafens erfolgen. Allerdings ist im Falle der erstgenannten Option von einer Erhöhung der LCOE aufgrund geringerer Volllaststunden der Stromerzeugung auszugehen. Vor dem Hintergrund des ohnehin relativ geringen Kostenbeitrages des inländischen Pipelinetransportes wäre gegebenenfalls ein näher gelegener Hafenstandort vorzuziehen.

Eine Nutzung der LOHC-Technologie hat in Bezug auf den Primärenergiebedarf der gesamten Wasserstoffinfrastruktur einen leichten Vorteil gegenüber der Nutzung von Flüssigwasserstoff als Speicher- und Überseetransportmedium. Ohne eine Betrachtung der Dehydrierung wäre der Schiffstransport von beladenem LOHC etwas kostengünstiger als der LH₂-Transport (vgl. Abbildung 5.6). Für kleine Wasserstoffumsätze zeigt Reuß in seiner Arbeit auch einen wirtschaftlichen Vorteil der LOHC-Technologie gegenüber LH₂ für die inländische Infrastruktur der Bedarfsregionen. Dieser Vorteil gilt allerdings nur bei jährlichen Bedarfsmengen von etwa 7.300 t_{H2}, was mehrere Größenordnungen unter den im Rahmen dieser Arbeit abgeschätzten Wasserstoffbedarfen liegt. Wie in Abschnitt 5.4.2 gezeigt, würde ein direkter Vergleich des LH₂- und LOHC-Importes ohne Dehydrierung im Hafen den unterschiedlichen energetischen Zuständen des Wasserstoffs nicht gerecht werden. Selbst unter Berücksichtigung der Dehydrierung besteht grundsätzlich weiterhin ein energetischer Vorteil auf Seiten des Flüssigwasserstoffs gegenüber gasförmigem Wasserstoff, der an dieser Stelle aber vernachlässigt wird. Darüber hinaus ergeben sich für die Nutzung der LOHC-Technologie THG-Emissionen, die auf den dieselbetriebenen LOHC-Tanker und die erdgasbetriebene Dehydrierung zurückzuführen sind. Möglichkeiten zur Reduktion dieser Emissionen wären eine Onboard-Dehydrierung auf dem LOHC-Tanker und eine emissionsarme Wärmebereitstellung für die Dehydrierung am Hafen. Eine Kostenreduktion der Wasserstoffbereitstellung durch eine sinnvolle Nutzung der Hydrierungswärme in der Erzeugungsregion stellt eine weitere Option dar,

die LOHC-Technologie konkurrenzfähiger zu gestalten. Im Rahmen der vorliegenden Analyse bietet sich eine Nutzung zur Bereitstellung der erforderlichen Wärme im Zuge der Meerwasserentsalzung an (vgl. Abschnitt 3.2.2). Da die Wasserkosten mit 4 EUR-ct/kg_{H₂} im Zuge der Wasserstoffinfrastruktur allerdings nur eine untergeordnete Rolle spielen, ist zwar keine nennenswerte Kostensenkung durch die Einkopplung der Hydrierungswärme zu erwarten, das entsalzte Wasser könnte aber zur Bereitstellung von Trinkwasser besonders in ariden Regionen verwendet werden.

Bei der im Rahmen der vorliegenden Analyse bevorzugten Transporttechnologie LH₂ fallen über die gesamte Wasserstoffinfrastruktur keine THG-Emissionen an. Damit liegt der Fokus der vorliegenden Analyse auf den Wasserstoffkosten und dem Primärenergiebedarf. THG-Emissionen spielen nur im Zusammenhang der Sensitivitätsanalyse bezüglich der LOHC-Technologie und dem damit verbundenen Diesel- und Erdgasbedarf eine untergeordnete Rolle. Selbst diese Emissionen könnten, wie in Abschnitt 6.4.5 ausgeführt, durch einen Wasserstoffantrieb des LOHC-Tankers und eine emissionsfreie Wärmequelle für die Dehydrierung vermieden werden.

Die Analyse einer kostenoptimalen Allokation des in Kapitel 6 identifizierten Wasserstoffangebots zeigt den Einfluss der unterschiedlichen Charakteristika der Bereitstellungskostenkurven in wind- und sonnenreichen Vorzugsregionen. Aufgrund des gegenläufigen Effekts sinkender LCOE und steigender spezifischer Kosten der Infrastruktur mit abnehmendem Windkapazitätsausbau zeigen die Bereitstellungskostenkurven vergleichsweise ausgeprägte Minima. Im globalen Kostenoptimum stellen sich in den windreichen Regionen Exportmengen in der Nähe dieser jeweiligen Kostenkurvenminima ein. Daraus folgt, dass in Abhängigkeit der weltweiten Wasserstoffnachfrage kostenoptimale Ausbaugrade der Windenergie in den betrachteten Vorzugsregionen existieren und dass eine diversifizierte Nutzung des weltweiten Angebots von windenergiebasiertem Wasserstoff zur kosteneffizienten Wasserstoffversorgung sinnvoll ist. Aufgrund des in sonnenreichen Regionen annähernd konstanten Verlaufs der Bereitstellungskosten in Abhängigkeit des Ausbaugrades konzentriert sich der Export von PV-basiertem Wasserstoff auf einige wenige Vorzugsregionen mit geringen Bereitstellungskosten. Hier sind im Besonderen die Regionen Oman und Saudi-Arabien im Nahen Osten und Libyen im Norden Afrikas zu nennen, die aufgrund ihrer günstigen geografischen Lage für die Versorgung der großen Nachfrageregionen Europa und Asien bevorzugt werden. Vor dem Hintergrund der so entstehenden Abhängigkeiten von wenigen sonnenreichen Vorzugsregionen, insbesondere im Nahen Osten und Nordafrika, ist die Berücksichtigung sozio-politischer Stabilität zur Vermeidung von Krisen und Konflikten erforderlich. Da im Rahmen dieser Arbeit eine exklusive Nutzung des erzeugten Stroms zur Wasserstoffbereitstellung betrachtet wird, ist keine Verwendung der relativ günstigen erneuerbaren Energie für die Deckung des jeweiligen inländischen Strombedarfs vorgesehen. Im Hinblick auf das eingangs formulierte Ziel einer nachhaltigen Energieversorgung ist der exklusive Energieexport gegenüber einer vorrangigen Deckung des inländischen Bedarfs zu diskutieren. So könnte der Frage nach sozialer Akzeptanz eines massiven RES-Ausbaus, die im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht Teil der Landverfügbarkeitsanalyse ist, Rechnung getragen werden.

9 Zusammenfassung

Vor dem Hintergrund einer künftig steigenden, weltweiten Energienachfrage und der THG-Reduktionsziele des Pariser Klimaabkommens erfordert die Gestaltung einer nachhaltigen globalen Energieversorgung eine massive Einbindung erneuerbarer Energiequellen. In diesem Zusammenhang stellt die globale Nutzbarmachung des vergleichsweise hohen RES-Potentials klimatisch und geografisch günstig gelegener Vorzugsregionen eine attraktive Option zur Versorgung von Regionen mit geringeren RES-Ressourcen dar. Dabei besteht besonders auf globaler Ebene die Herausforderung räumlicher und zeitlicher Diskrepanzen von Energieangebot und -nachfrage. Dieser kann durch die Verwendung von Wasserstoff als Speicher- und Transportmedium im Rahmen einer internationalen Wasserstoffinfrastruktur begegnet werden.

Das **Ziel der vorliegenden Arbeit** besteht in der Konzeption und der Bewertung einer weltweiten Infrastruktur zur Wasserstoffversorgung auf Basis von Wind- und Solarenergie. Dazu ist zunächst das techno-ökonomische Bereitstellungspotential von erneuerbar erzeugtem Wasserstoff in ausgewählten internationalen Vorzugsregionen zu ermitteln. Darauf folgt eine möglichst kosteneffiziente Allokation des Wasserstoffangebots zur Deckung einer voraussichtlichen weltweiten Nachfrage im Jahr 2050. Im Rahmen der Analyse ergeben sich damit folgende Aufgaben:

- Ermittlung des techno-ökonomischen Erzeugungspotentials von Wasserstoff auf Basis von Windenergie und Photovoltaik in ausgewählten Vorzugsregionen
- Simulation einer inländischen Wasserstoffbereitstellungsinfrastruktur
- Ermittlung von Angebots- und Kostenkurven der Bereitstellung
- Bewertung der Technologieoptionen für den Überseetransport
- Ermittlung der internationalen Wasserstoffströme und zugehörigen Ex- und Importkosten unter der Voraussetzung einer kostenoptimalen weltweiten Bedarfsdeckung

Der Betrachtungsrahmen des aufzubauenden Modells umfasst alle Infrastrukturelemente von der erneuerbaren Stromerzeugung bis zur Anlieferung des Wasserstoffs in den jeweiligen Bedarfsregionen. Die maßgeblichen Bewertungskriterien umfassen die Wasserstoffkosten und den Primärenergiebedarf. THG-Emissionen fallen nur bei der Verwendung der LOHC-Technologie an und spielen als zusätzliches Bewertungskriterium eine untergeordnete Rolle im Rahmen der vorliegenden Analyse.

In **Kapitel 2** wird die Studienlage zu Ansätzen der RES-Potentialbestimmung und zu bilateralen sowie regionalen Wasserstoffinfrastrukturen vorgestellt. Die Bewertungskriterien der Infrastruktur werden mit den Kosten, dem Primärenergiebedarf und, sofern auftretend, THG-Emissionen festgelegt. Im Gegensatz zu regionalen Infrastrukturkonzepten für eine Wasserstoffversorgung existieren nur wenige Ansätze zur Abbildung einer internationalen Wasserstoffinfrastruktur. Darüber hinaus handelt es sich dabei lediglich um Analysen bilateraler Quelle-Senke-Beziehungen.

Auf Basis der zu Beginn des Kapitels abgeleiteten Anforderungen an einen geeigneten Modellansatz zeigt sich, dass keine der aus der Literatur bekannten Studien diese Anforderungen in Gänze erfüllt. So ergibt sich die Notwendigkeit einer sequenziellen Kombination und

Erweiterung von bestehenden Ansätzen zur RES-Potentialbestimmung, zur Abbildung von H₂-Bereitstellungspfaden und zur Verknüpfung von Wasserstoffquellen und -senken mit Hilfe eines Verteilungsansatzes.

Kapitel 3 definiert und evaluiert die erforderlichen technischen und ökonomischen Parameter. Im Hinblick auf die RES-Potentialanalyse werden Geodaten zur Bestimmung der Landverfügbarkeit und räumlich sowie zeitlich aufgelöste Wetterdaten zur Simulation von Erzeugungsprofilen vorgestellt. Die Landverfügbarkeitsanalyse berücksichtigt physische Geländeausprägungen, Siedlungsflächen, Infrastruktur, Geländehöhe und -neigung sowie geschützte Landflächen und erfordert entsprechende räumlich aufgelöste Geodaten. Aufgrund der hohen zeitlichen Auflösung von satellitengestützten Wetterdaten und der hohen räumlichen Auflösung von Potentialatlanten werden beide Wetterdatenquellen kombiniert. Die technischen Spezifikationen von Windenergieanlagen und PV-Modulen werden entsprechend der hohen erwarteten RES-Potentiale ausgewählt.

Die Komponenten der Wasserstoffinfrastruktur umfassen neben der Elektrolyse aufgrund der vergleichsweise niedrigen volumetrischen Energiedichte von Wasserstoff verschiedene Technologieoptionen zum Transport und zur Speicherung. Für den großskaligen nationalen und internationalen Transport bieten sich der Pipeline- und Schiffstransport an. Die Speicherung erfolgt komprimiert, flüssig oder – unter Zuhilfenahme der LOHC-Technologie – chemisch gebunden. Eine Speicherung in unterirdischen Strukturen, wie Salzkavernen, wird aufgrund des mangelnden Potentials in den Vorzugsregionen nicht betrachtet.

Die Grundlage für die Abschätzung des zukünftigen weltweiten Wasserstoffbedarfs bilden die Transport- und Industriesektoren in Deutschland. Unter Zuhilfenahme von Kennzahlen und Durchdringungsraten zum Straßen- und Schienenverkehr sowie zum Wasserstoffverbrauch der Industriebereiche Raffinerie, Ammoniak- und Methanolherstellung ergibt sich der voraussichtliche H₂-Bedarf in Deutschland im Jahr 2050. Des Weiteren liefert das Kapitel eine Abschätzung des künftigen weltweiten Endenergiebedarfs, der in Kapitel 7 zur Abschätzung des künftigen Weltwasserstoffbedarfs erforderlich ist.

Die aus in Kapitel 2 abgeleitete methodische Vorgehensweise zur Windenergie- und PV-Potentialbestimmung wird in **Kapitel 4** vorgestellt. Der aus der Literatur stammende Ansatz zur Bestimmung des Potentials ausgewählter Regionen umfasst eine Analyse der verfügbaren Landfläche, die räumliche Platzierung von Windenergieanlagen bzw. von PV-Modulen und die Simulation von zeitlichen Erzeugungsprofilen.

Im Rahmen dieser Arbeit wird dieser Ansatz um die Funktionalität der Gruppierung und Vernetzung von Erzeugungsanlagen zu Parks auf Basis von Clusteralgorithmen erweitert. Weiterhin werden für beide betrachteten Stromerzeugungstechnologien Ausbaugradstaffelungen definiert, die als Stützstellen der Angebots- und Kostenkurven fungieren.

Zur Minimierung der Wasserstoffgestehungskosten wird eine kostenoptimale Abregelungsrate der Stromproduktion für jeden Ausbaugrad einer Vorzugsregion bestimmt. Mit Hilfe dieser Abregelung wird eine Erhöhung der Volllaststunden und damit eine Reduzierung der Investitionskosten der Elektrolyse erreicht. Auf Basis der so modifizierten Stromerzeugungszeitreihen und der in Kapitel 3 definierten Kostenparameter lassen sich die Stromerzeugung und die damit verbundenen LCOE für jeden Ausbaugrad der Windenergie bzw. Photovoltaik berechnen.

Kapitel 5 beschreibt den methodischen Aufbau der inländischen Wasserstoffbereitstellungskette in den Erzeugungsregionen, die Modellierung des Überseetransports und die in dieser Arbeit verwendeten Ansätze zur Bedarfsbestimmung und zur Wasserstoffallokation. Die Abbildung der inländischen Bereitstellung von Wasserstoff erfolgt mit Hilfe eines Simulationsmodells. Auf Basis der regionsspezifischen RES-Potentialanalyse wird die zur Verfügung stehende Strommenge auf die Wasserstofferzeugung und die später folgenden Prozessschritte der Kompression und Konditionierung aufgeteilt. Die Modellierung des inländischen Pipelinetransports erfolgt über die Bestimmung der Topologie, des Flusses und der Rohrleitungsdurchmesser. In Ermangelung von Kandidatennetzen wird die Netztopologie auf der Grundlage einer vollständigen Distanzmatrix aller Elektrolysestandorte und eines zuvor gewählten Hafenstandortes mit Hilfe des Dijkstra-Algorithmus bestimmt. Zur Gewährleistung einer kontinuierlichen Bereitstellung ist eine technisch und ökonomisch sinnvolle Speicherung des Wasserstoffs erforderlich. Diese geschieht in flüssiger oder chemisch gebundener Form. In Abhängigkeit der Wasserstofferzeugungszeitreihe wird der lastabhängige Energiebedarf der Verflüssigung für jeden Zeitschritt ermittelt. Die Dimensionierung des Speichers erfolgt ebenfalls zeitreihenabhängig.

Im direkten Kostenvergleich schneidet der Überseetransport von mit Wasserstoff beladenem LOHC gegenüber LH_2 für große Entfernungen etwas günstiger ab. Berücksichtigt man jedoch die im Importhafen erforderliche Dehydrierung, so liegen die Kosten für den LOHC-Transport etwa 35 EUR-ct/kg H_2 über denen für den LH_2 -Transport. Aufgrund dieses Nachteils wird der LOHC-Überseetransport im Rahmen der Arbeit nur noch zu Vergleichszwecken im Hinblick auf THG-Emissionen und den Primärenergiebedarf herangezogen. Anders als die inländische Wasserstoffbereitstellung in den Erzeugungsregionen wird die weltweite Verteilung als Optimierungsmodell mit Hilfe des Transportproblems aus dem Bereich des Operations Research abgebildet.

Die Ergebnisse der RES-Potentialanalyse sowie die Angebots- und Kostenkurven der Wasserstoffbereitstellung werden in **Kapitel 6** vorgestellt und im Hinblick auf verschiedene Bewertungskriterien analysiert. Insgesamt werden 10 windreiche und 15 sonnenreiche Regionen untersucht. Dabei zeigen die wesentlichen Erkenntnisse des Kapitels:

- Die größten Erzeugungspotentiale ergeben sich für Windenergie in der Inneren Mongolei, Quebec und Patagonien, für Photovoltaik in Saudi-Arabien, dem Oman, in Algerien und Libyen.
- Aufgrund hoher mittlerer Volllaststunden sind in Patagonien und Chile LCOE für Windstrom von 2,6 EUR-ct/kWh zu realisieren. Die geringsten LCOE in sonnenreichen Regionen ergeben sich mit 2,5 bis 2,8 EUR-ct/kWh für die hochgelegenen Regionen Peru und Chile sowie für die Regionen in Nordafrika und dem Nahen Osten.
- Im Rahmen der inländischen Bereitstellungskette fallen die größten Energieverluste bei der Elektrolyse und der Verflüssigung an. Für große jährliche Wasserstoffdurchsätze erhöht sich der Energieverlust aufgrund des Kompressorschlupfes im Zuge des Pipelinetransports.
- Die Kostenkurven für die Wasserstoffbereitstellung zeigen in windreichen Regionen ein ausgeprägtes Minimum. In sonnenreichen Regionen sind die Bereitstellungskosten unabhängig vom Ausbaugrad relativ konstant.

- Das kumulierte Bereitstellungspotential aller Windenergie-Vorzugsregionen liegt bei etwa 485 Mt_{H₂}/a. Die zugehörigen Kosten liegen für windreiche Regionen zwischen 3,00 und 5,00 EUR/kg_{H₂}, wobei Patagonien und Chile zusammen etwa 8 Mt_{H₂}/a zu etwa 3 EUR/kg_{H₂} am Exporthafen bereitstellen können.
- Für sonnenreiche Regionen ergibt sich ein Gesamtpotential von 1.105 Mt_{H₂}/a. Die Bereitstellungskosten spanne reicht von 3,50 bis 5,00 EUR/kg_{H₂}. Die niedrigsten Bereitstellungskosten am Exporthafen zeigen sich in Saudi-Arabien, im Oman, in Chile und in Libyen.
- Insgesamt können etwa 7,5 % bzw. 77 % des Gesamtpotentials von 1.590 Mt_{H₂} für Kosten von unter 3,50 bzw. 4,00 EUR/kg_{H₂} bereitgestellt werden.

Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse zeigt sich, dass in sonnenreichen Regionen der Kosteneinfluss von geringeren Investitionskosten für die Strom- und Wasserstoffherstellungsanlagen deutlich höher ist als in windreichen Regionen. Dies ist auf die geringeren Volllaststunden der PV-Module zurückzuführen. Des Weiteren kann die Nutzung der LOHC-Technologie aufgrund tendenziell kleinerer Speicherkapazitäten in sonnenreichen Regionen wirtschaftlich vorteilhaft sein. Bei Berücksichtigung der Dehydrierung im Zielhafen überwiegt allerdings der Kostennachteil für die LOHC-Technologie.

Auf Basis des in Kapitel 6 ermittelten Wasserstoffangebots und einer Abschätzung des künftigen Weltwasserstoffbedarfs präsentiert **Kapitel 7** die kostenoptimalen Allokationsergebnisse im Rahmen der weltweiten Wasserstoffinfrastruktur. Für drei Bedarfsszenarien werden die jeweiligen internationalen Wasserstoffströme im globalen Kostenoptimum und die zugehörigen Ex- und Importkosten bestimmt. Der Weltwasserstoffbedarf liegt dabei je nach Szenario bei 365,2 Mt_{H₂}/a (Referenz), 244,5 Mt_{H₂}/a („Low“) und 486,9 Mt_{H₂}/a („High“). Aufgrund des signifikanten Kostenbeitrags des Überseetransports ergibt sich auf weltweiter Ebene eine regionalisierte Versorgungsstruktur. Dabei wird erneuerbarer Wasserstoff aus fast allen betrachteten windreichen aber nur aus wenigen sonnenreichen Vorzugsregionen bezogen. Die zugehörigen Importkosten liegen, vergleichsweise unabhängig vom jeweiligen Bedarfsszenario, zwischen 3,00 und 4,50 EUR/kg_{H₂}. Die energetischen Effizienzen der einzelnen Versorgungspfade betragen zwischen 43 und 56 %. Die zentralen Ergebnisse der Analyse zeigen:

- Das internationale Wasserstoffangebot der betrachteten Vorzugsregionen übersteigt den voraussichtlichen Weltwasserstoffbedarf selbst im höchsten Bedarfsszenario um einen Faktor 3.
- Unabhängig vom Bedarfsszenario ergibt sich eine regionalisierte Versorgungsstruktur. Diese ist durch einen hohen Grad an Eigenversorgung bzw. Versorgung aus dem näheren räumlichen Umfeld geprägt.
- Stärkere Anpassungen des Weltbedarfs beeinflussen die Importkosten nur unwesentlich, da der Export aus windreichen Regionen in der Nähe des Kostenminimums erfolgt und die Exportkosten in sonnenreichen Regionen recht unabhängig von der Exportmenge sind.
- Eine Verringerung des weltweiten Angebots beeinflusst vornehmlich die Importkosten in Deutschland und im ostasiatischen Raum, wobei Japan von einer Angebotsreduktion profitiert, da mehr günstiger, windenergiebasierter Wasserstoff nach Ostasien exportiert wird.

- Die LOHC-Technologie zeigt gegenüber Flüssigwasserstoff Effizienzvorteile. Höhere Kosten von 7 bis 50 EUR-ct/kg_{H₂} und THG-Emissionen zwischen 70 und 100 g_{CO₂}/kg_{H₂} aus dem Schiffsantrieb und der Dehydrierung sprechen allerdings gegen einen Einsatz der Technologie im Rahmen der Wasserstoffinfrastruktur.

Eine Erweiterung der hier erarbeiteten Importinfrastruktur um die inländische Infrastruktur in Deutschland bis zur Wasserstoffbereitstellung an Tankstellen zeigt, dass importierter Wasserstoff zukünftig eine konkurrenzfähige Alternative zu fossilen Treibstoffen im Straßenverkehr sein kann.

Aus der vorliegenden Analyse einer weltweiten Infrastruktur zur Wasserstoffversorgung auf Basis erneuerbarer Energien ergeben sich folgende zentrale Schlussfolgerungen:

- Aufgrund der kostenoptimalen Ausbaugrade der Windenergie ist ein diversifizierter und begrenzter Wasserstoffbezug aus windreichen Regionen wirtschaftlich sinnvoll. Im Gegensatz dazu bietet sich ein massiver Ausbau in wenigen, geografisch besonders günstig gelegenen sonnenreichen Vorzugsregionen an.
- Die größten Kostenbeiträge im Rahmen der Wasserstoffinfrastruktur entfallen auf die Stromproduktion, die Elektrolyse und den Überseetransport. Aufgrund der hohen spezifischen Überseetransportkosten ergibt sich, ähnlich wie beim internationalen Erdgashandel, eine regionalisierte Versorgungsstruktur. Die Kosten werden maßgeblich beeinflusst durch:
 - Die Volllaststunden der Strom- und Wasserstofferzeugung
 - Die Investitionskosten der RES-Erzeugungsanlagen und der Elektrolyse
 - Die Entfernungen zwischen Wasserstoffquellen und -senken
 - Die spezifischen Kosten des Überseetransportes

Neben technischen Maßnahmen zur Volllaststundenerhöhung, wie der Einbindung eines Batteriespeichers, sind insbesondere Maßnahmen zur Reduktion von Investitionskosten der Elektrolyse und des LH₂-Tankers sinnvoll.

- Wegen der Kostenvorteile und entfallender THG-Emissionen stellt LH₂ die bevorzugte Technologieoption zur Speicherung und zum Transport dar. Zur Senkung des Primärenergiebedarfs der LH₂-Bereitstellungspfade bedarf es Maßnahmen, um den Kompressorschlupf und den Energiebedarf der Verflüssigung zu reduzieren.
- Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit zeigen, dass Wasserstoffimporte auf Basis erneuerbarer Energien zukünftig eine kostengünstigere Alternative zu fossilen Treibstoffen sein können.

Anhang

A Algorithmen zur Clusteranalyse

Clusteranalysen sind nach **Ester & Sander** [44] Verfahren zur Ermittlung von Ähnlichkeitsstrukturen innerhalb von Datenmengen. Das Ziel hierbei ist die Identifikation von Datengruppen mit jeweils ähnlichen Merkmalen [46, S. 362]. Beim Clustern können Gruppen graphentheoretisch, hierarchisch, partitionierend oder optimierend gefunden werden. Grundsätzlich muss dazu zunächst die Ähnlichkeit zwischen Datenobjekten modelliert werden. Dies geschieht meist durch eine Distanzfunktion. Dabei gilt, dass je kleiner die Distanz, desto ähnlicher sind sich die Objekte. Ein typisches Beispiel für die Definition einer Distanzfunktion ist die euklidische Distanz im zweidimensionalen Raum zwischen zwei nicht identischen Punkten:

$$\text{dist}(x, y) = \sqrt{(x_1 - y_1)^2 + \dots + (x_n - y_n)^2} \quad (\text{A1})$$

Partitionierende Verfahren dienen zur Zerlegung von Datenpunktmengen in k Cluster. Dabei enthält jeder Cluster mindestens ein Objekt und jedes Objekt wird genau einem Cluster zugeordnet. Ein bekanntes Beispiel für ein iteratives Minimaldistanzverfahren ist der **k-Means Algorithmus**. [44, S. 45-51; 45]

k-Means-Algorithmus

Dieser Algorithmus verfolgt das Ziel, eine gegebene Punktmenge in k Klassen zu unterteilen, sodass die Summe der quadratischen euklidischen Distanzen der Punkte eines Clusters zum Zentroid des Clusters minimiert wird. Der Zentroid stellt den Mittelwert aller Punkte im Cluster dar und repräsentiert damit den Cluster. Die Anzahl k der Cluster wird im Vorhinein festgelegt. Das prinzipielle Vorgehen im Zuge des k -Means-Algorithmus ist schematisch in Abbildung A.1 dargestellt.

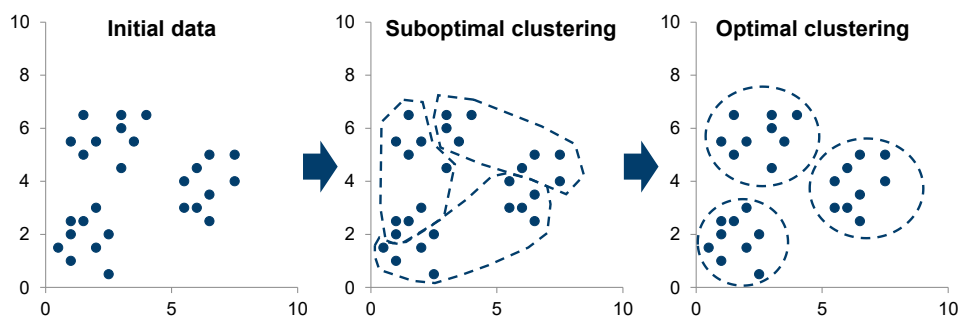


Abbildung A.1: Schematische Darstellung des iterativen Clusterverfahrens k -Means mit $k = 3$, eigene Darstellung nach Ester & Sander [44, S. 52]

Zunächst zerlegt der Algorithmus die Datenmenge initial in k Cluster, ordnet jeden Datenpunkt einem Cluster zu und berechnet die Position des Zentroiden und die Summe aller quadratischen Abstände aller Datenpunkte zu diesem. Sind die Abstände einiger Datenpunkte zum Zentroiden ihres Clusters größer als zum Zentroiden eines Nachbarclusters, so werden diese

Datenpunkte dem nächstgelegenen Zentroiden zugeordnet. Dann werden die Lagen der Zentroiden neu bestimmt. Dieser Vorgang wird so lange iterativ wiederholt, bis sich die Clusterzusammensetzung nicht mehr ändert. [44, S. 54; 49, S. 285-288]

Neben den Zentroid-orientierten Verfahren gehören auch dichtebasierte Clusteralgorithmen wie der **DBSCAN** zu den partitionierenden Verfahren. [44, S. 68-76; 45; 48]

DBSCAN-Algorithmus

Der Algorithmus DBSCAN (Density-Based Spatial Clustering of Applications with Noise) wurde von Ester, Kriegel, Sander und Xu im Jahr 1996 [48] entwickelt, um Cluster einer vorgegebenen Grenzdichte zu erkennen und Punkte, die zu weit entfernt sind, als Rauschen zu separieren. Die Grenzdichte wird dabei durch die Parameter ϵ und MinPts vorgegeben. Punkte, die also dicht beieinander liegen, sind dementsprechend von Gebieten getrennt, die weniger dicht sind. Ein Objekt wird dann einem Cluster zugeordnet, wenn die lokale Punktdichte einen Grenzwert überschreitet. Diese Punktdichte hängt von der Anzahl an Objekten in einer festgelegten Umgebung ab. Objekte werden nach drei Kriterien unterschieden: Kernobjekte, Randobjekte und Rauschen. Ein Objekt ist Kernobjekt, wenn in seiner ϵ -Umgebung mindestens MinPts viele Objekte liegen.

$$|N_{\epsilon}(o)| \geq \text{MinPts}, \text{ wobei } N_{\epsilon}(o) = \{o' \in O \mid \text{dist}(o, o') \leq \epsilon\} \quad (\text{A2})$$

Ein Cluster ist dann eine Menge von Objekten, die miteinander dichte-verbunden sind oder von einem Kernobjekt aus dichte-erreichbar sind. Die vollständige formale Beschreibung findet sich bei Ester & Sander [44, S. 69-73].

Die sich aus diesem Verfahren ergebenden Cluster können je nach Dichteverteilung stark unterschiedliche Größen aufweisen. Ebenso ist die Anzahl der Cluster nicht vorgegeben, sondern vielmehr Ergebnis des Verfahrens. Außerdem werden Punkte, welche nicht Kernobjekt sind und weder erreichbar noch verbunden sind, als Rauschen identifiziert und keinem Cluster zugeordnet. Nachteile des Verfahrens liegen bei der Verarbeitung von Datenmengen mit stark unterschiedlicher Dichte in verschiedenen Bereichen des Raumes und einer womöglich schlechten Trennung von Clustern und Rauschen. Die maßgebenden Vorteile bleiben aber die Unabhängigkeit von einer Vorgabe der Clusteranzahl und die Identifizierung von Rauschen. Damit unterscheidet sich dieser Algorithmus vom k-Means-Verfahren, das jedes Objekt einem der k Cluster zuordnet. [44, S. 67, 76]

B Parameter der Konditionierungstechnologien

Tabelle B.1: Annahmen und Berechnung zu Kompressionswirkungsgraden, nach Reuß [21] und Nexant [171]

Wirkungsgrade	Wert bzw. Berechnungsvorschrift	Literatur
$\eta_{isentrop}$	0,88	[21, S. 31]
$\eta_{mechanisch}$	0,95	[21, S. 31]
$\eta_{elektrisch}$	$\eta_{el} = 8 \cdot 10^{-5} \cdot x^4 - 0,0015 \cdot x^3 + 0,0061 \cdot x^2 + 0,0311 \cdot x + 0,7617$ mit $x = \log(P_{mech})$	[171, S. 2.53]

Tabelle B.2: Spezifischer Strombedarf der IdealHy-Verflüssigungsanlage bei Voll- und Teillast, nach Stolzenburg & Mubbala [175]

Lastfaktor		100 %	75 %	50 %	25 %
Spezifischer Strombedarf	kWh _{el} /kg _{LH2}	6,76	7,18	7,40	10,20

C Parameter zur Bestimmung des zukünftigen Wasserstoffbedarfs

Tabelle C.1: Verwendete Kennzahlen zum Verkehrssektor, nach Grube [208], GermanHy [56] und KBA [207]

Fahrzeugklasse	Pkw	Lkw < 3,5 t	Lkw 3,5 - 6 t	Lkw > 6 t	Sattelzugmaschinen	Busse
Jährliche Fahrleistung in Mio. km [207]	618719	42568	3537	12829	18702	4378
Spezifischer Verbrauch in kg_{H2}/100 km	0,65	1,52	4,2	5,65	7,6	8,5
Gesamtbedarf (Referenz) in Mth₂/a	2,01	0,32	0,07	0,36	0,71	0,22
Gesamtbedarf („Low“) in Mth₂/a	1,01	0,16	0,04	0,18	0,36	0,11
Gesamtbedarf („High“) in Mth₂/a	3,02	0,49	0,11	0,54	1,07	0,35

D Ergebnisse der Windenergiepotentialanalyse

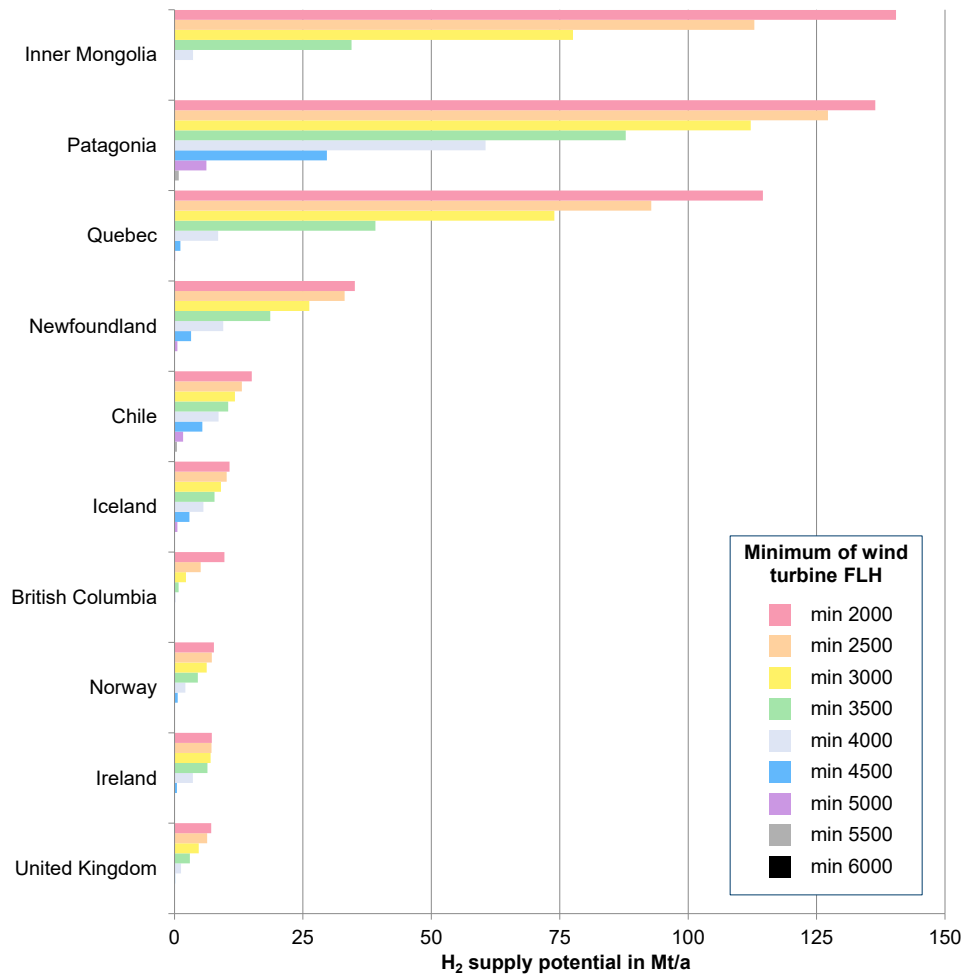


Abbildung D.1: Potentiale der Wasserstoffbereitstellung in windreichen Vorzugsregionen nach minimalen Volllaststunden der Windstromerzeugung

Tabelle D.1: Kostenoptimale Abregelungsraten der Stromproduktion in windreichen Vorzugsregionen nach minimalen Volllaststunden der Windstromproduktion

Region	Stützstellen (minimale FLH der Windenergie)								
	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000	5500	6000
Patagonien	35 %	35 %	30 %	25 %	20 %	15 %	10 %	5 %	-
Chile	40 %	30 %	20 %	15 %	15 %	10 %	10 %	10 %	10 %
Island	25 %	20 %	20 %	15 %	15 %	10 %	10 %	-	-
Norwegen	35 %	30 %	25 %	20 %	15 %	10 %	10 %	-	-
Vereinigtes Königreich	30 %	30 %	25 %	20 %	15 %	10 %	-	-	-
Irland	15 %	15 %	15 %	15 %	15 %	10 %	-	-	-
Britisch-Kolumbien	45 %	40 %	35 %	30 %	25 %	15 %	-	-	-
Quebec	45 %	45 %	40 %	35 %	30 %	30 %	20 %	-	-
Neufundland	35 %	35 %	35 %	30 %	30 %	20 %	15 %	-	-
Innere Mongolei	45 %	45 %	35 %	30 %	20 %	5 %	-	-	-

Tabelle D.2: Primärenergiebedarfe der Wasserstoffbereitstellung im Exporthafen der windreichen Vorzugsregionen nach minimalen Volllaststunden der Windstromerzeugung in kWh/kg_{H2}

Vorzugsregion	Stützstellen (minimale FLH der Windenergie)								
	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000	5500	6000
Patagonien	68	67	65	64	62	61	60	56	
Chile	63	61	60	60	58	57	57	56	56
Island	62	61	61	61	58	58	57		
Norwegen	67	64	64	62	60	57	56		
Vereinigtes Königreich	60	60	58	58	57	56			
Irland	58	58	58	58	58	56			
Britisch-Kolumbien	62	60	58	56	56	56			
Quebec	77	76	69	67	60	56	56		
Neufundland	65	64	63	61	60	57	56		
Innere Mongolei	77	77	69	65	62	56			

E **Ergebnisse der Solarenergiepotentialanalyse**

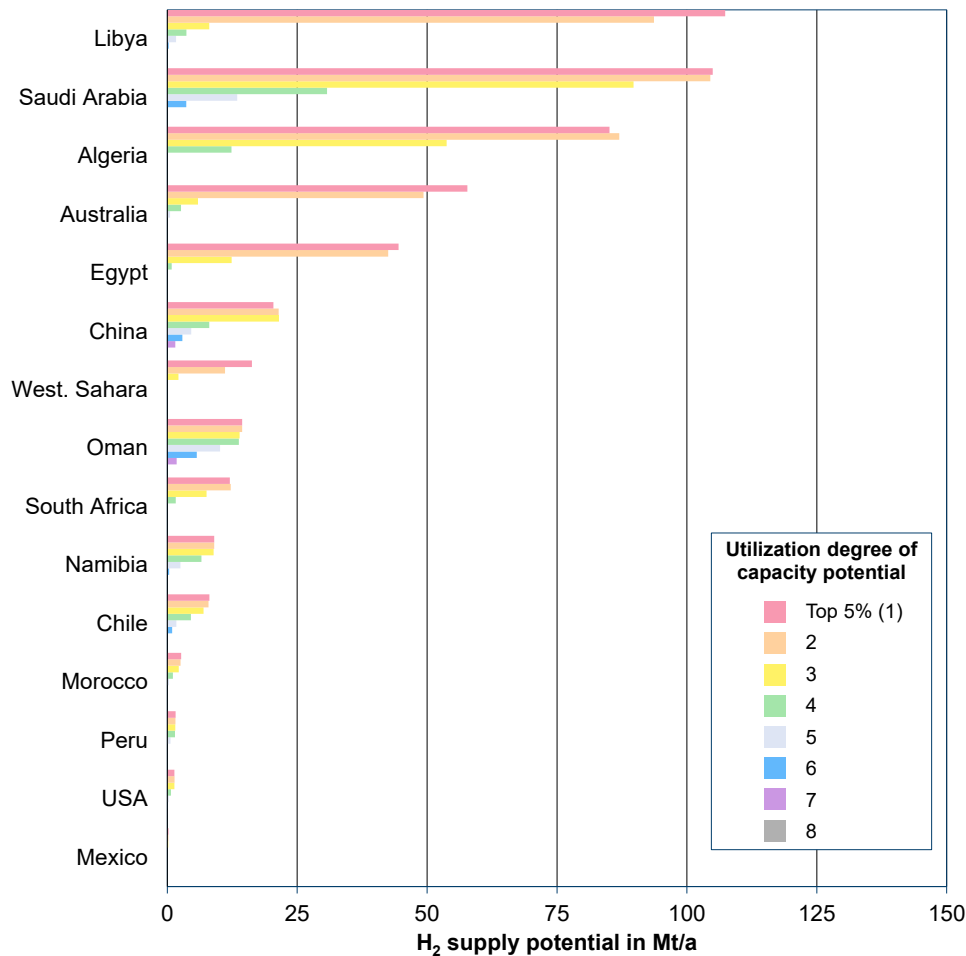


Abbildung E.1: Potentiale der Wasserstoffbereitstellung in sonnenreichen Regionen nach minimalen Volllaststunden der PV-Stromerzeugung (ohne Erweiterung)

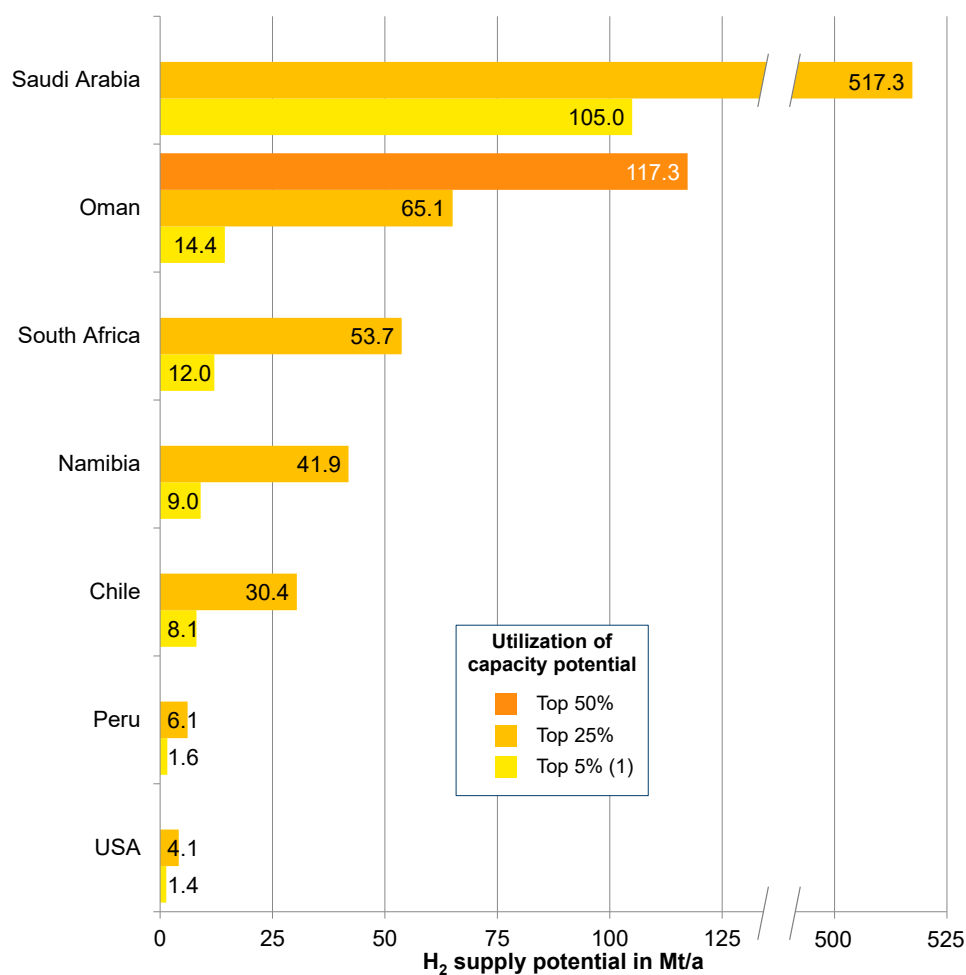


Abbildung E.2: Erweiterte Potentiale der Wasserstoffbereitstellung in ausgewählten sonnenreichen Vorzugsregionen

Tabelle E.1: Gewählte Schrittweiten der minimalen Volllaststunden in sonnenreichen Vorzugsregionen nach minimalen Volllaststunden der PV-Stromproduktion

Region	Schrittweite	Stützstellen (minimale FLH der Photovoltaik)								
		top 50 %	top 25 %	top 5 % (1)	Individuelle minimale FLH					
USA	25		2123	2245	2270	2295	2320	2345	2370	
Mexiko	25			2282	2307	2332	2357			
Peru	25		2364	2408	2433	2458	2483	2508		
Chile	25		2597	2696	2721	2746	2771	2796	2821	
West. Sahara	12,5		-	2276	2288,5	2301				
Marokko	12,5		-	2266	2278,5	2291	2303,5	2316		
Algerien	25		-	2284	2309	2334	2359			
Libyen	25		-	2365	2390	2415	2440	2465	2490	
Ägypten	25		-	2373	2398	2423	2448			
Namibia	12,5		2321	2348	2360,5	2373	2385,5	2398	2410,5	
Südafrika	12,5		2242	2314	2326,5	2339	2351,5			
Saudi-Arabien	25		2252	2328	2353	2378	2403	2428	2453	
Oman	25	2204	2221	2258	2283	2308	2333	2358	2383	2408
China	100			1934	2034	2134	2234	2334	2434	2534
Australien	25			2167	2192	2217	2242	2267		

Tabelle E.2: Kostenoptimale Abregelungsraten der Stromproduktion in sonnenreichen Vorzugsregionen nach minimalen Volllaststunden der PV-Stromproduktion (Teil 1)

Region	Stützstellen (minimale FLH der Photovoltaik)								
	top 50 %	top 25 %	top 5 % (1)	Individuelle minimale FLH					
USA		25 %	30 %	25 %	25 %	25 %	25 %	25 %	20 %
Mexiko			25 %	25 %	25 %	25 %			
Peru		25 %	25 %	25 %	25 %	25 %	25 %		
Chile		20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	
West. Sahara			30 %	30 %	25 %				
Marokko			30 %	30 %	30 %	25 %	25 %		
Algerien			30 %	25 %	25 %	25 %			
Libyen			25 %	25 %	25 %	25 %	25 %	25 %	25 %
Ägypten			25 %	25 %	25 %	25 %			

Tabelle E.3: Kostenoptimale Abregelungsraten der Stromproduktion in sonnenreichen Vorzugsregionen nach minimalen Volllaststunden der PV-Stromproduktion (Teil 2)

Region	Stützstellen (minimale FLH der Photovoltaik)							
	top 50 %	top 25 %	top 5 % (1)	Individuelle minimale FLH				
Namibia		25 %	25 %	25 %	25 %	25 %	25 %	25 %
Südafrika		30 %	25 %	25 %	25 %	25 %		
Saudi-Arabien		25 %	25 %	25 %	25 %	25 %	25 %	25 %
Oman	30 %	30 %	25 %	25 %	25 %	25 %	25 %	25 %
China			30 %	30 %	30 %	25 %	25 %	25 %
Australien			30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	

Tabelle E.4: Primärenergiebedarfe der Wasserstoffbereitstellung im Exporthafen der sonnenreichen Vorzugsregionen nach minimalen Volllaststunden der PV-Stromerzeugung in kWh/kg_{H2}

Vorzugsregion	Stützstellen (minimale FLH der Photovoltaik)							
	top 50 %	top 25 %	top 5 % (1)	Individuelle minimale FLH				
USA		58	60	58	60	56	56	56
Mexiko			56	56	56	56		
Peru		63	60	60	60	60	58	
Chile		93	69	69	68	64	60	57
West. Sahara			64	62	58			
Marokko			63	62	62	58	57	
Algerien			93	90	81	63		
Libyen			79	76	62	60	58	56
Ägypten			88	81	63	57		
Namibia		74	69	69	69	64	58	56
Südafrika		65	63	62	60	57		
Saudi-Arabien		72	72	72	71	71	68	62
Oman	77	69	61	61	61	61	60	60
China			81	77	76	64	64	63
Australien			72	72	67	65	58	

F Gewählte Hafenstandorte



Abbildung F.1: Ausgewählte Exporthäfen der wind- und sonnenreichen Vorzugsregionen, regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]



Abbildung F.2: Ausgewählte Importhäfen der Bedarfsregionen, regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]

G Spezifische Kosten des Überseetransportes

Tabelle G.1: Spezifische Überseetransportkosten in EUR/kg_{H2} in Abhängigkeit der Transportverbindungen (Teil 1)

	Nord-amerika	USA	Zentral- und Süd-amerika	Brasilien	Europa	Deutsch-land
Patagonien	0,49	0,49	0	0	0,52	0,54
Chile	0,45	0,45	0	0	0,54	0,58
Island	0,21	0,21	0,44	0,44	0,11	0,11
Norwegen	0,29	0,29	0,47	0,47	0,08	0,08
Vereinigtes Königreich	0,25	0,25	0,41	0,41	0,09	0,09
Irland	0,25	0,25	0,40	0,40	0,08	0,08
Britisch-Kolumbien	0,11	0,11	0,45	0,66	0,71	0,71
Quebec	0,13	0,13	0,40	0,40	0,26	0,26
Neufundland	0,13	0,13	0,40	0,40	0,26	0,26
Innere Mongolei	0,43	0,43	0,83	0,88	0,67	0,85
USA	0	0	0,37	0,58	0,61	0,61
Mexiko	0,04	0,04	0,36	0,55	0,60	0,60
Peru	0,25	0,25	0	0	0,48	0,48
Chile	0,34	0,34	0	0	0,58	0,58
Westsahara	0,27	0,27	0,30	0,30	0,10	0,15
Marokko	0,26	0,26	0,32	0,32	0,09	0,14
Algerien	0,30	0,30	0,36	0,36	0,06	0,16
Libyen	0,36	0,36	0,43	0,43	0,10	0,23
Ägypten	0,41	0,41	0,48	0,48	0,13	0,27
Namibia	0,51	0,51	0,26	0,26	0,39	0,44
Südafrika	0,52	0,52	0,27	0,44	0,44	0,48
Saudi-Arabien	0,45	0,45	0,52	0,52	0,18	0,31
Oman	0,56	0,56	0,56	0,56	0,27	0,42
China	0,43	0,43	0,83	0,88	0,67	0,85
Australien	0,70	0,70	0,64	0,64	0,63	0,79

Tabelle G.2: Spezifische Überseetransportkosten in EUR/kg_{H2} in Abhängigkeit der Transportverbindungen (Teil 2)

	Afrika	Naher Osten	Eurasien	China	Indien	Japan	Süd-ostasien
Patagonien	0,38	0,73	0,64	0,81	0,69	0,79	0,80
Chile	0,40	0,72	0,66	0,76	0,68	0,74	0,75
Island	0,34	0,58	0,16	0,57	0,54	1,00	0,70
Norwegen	0,31	0,55	0,13	0,90	0,54	0,97	0,71
Vereinigtes Königreich	0,26	0,49	0,14	0,83	0,48	0,90	0,64
Irland	0,25	0,48	0,14	0,82	0,47	0,88	0,63
Britisch-Kolumbien	0,71	0,86	0,32	0,38	0,74	0,32	0,53
Quebec	0,38	0,63	0,29	0,93	0,62	0,87	0,79
Neufundland	0,38	0,63	0,29	0,93	0,62	0,87	0,79
Innere Mongolei	0,53	0,45	0,10	0	0,35	0,10	0,18
USA	0,61	0,92	0,37	0,43	0,81	0,38	0,59
Mexiko	0,60	0,95	0,39	0,44	0,83	0,38	0,62
Peru	0,48	0,86	0,56	0,72	0,89	0,66	0,86
Chile	0,46	0,82	0,66	0,83	1,05	0,75	1,02
Westsahara	0	0,42	0,21	0,75	0,41	0,81	0,56
Marokko	0	0,41	0,19	0,74	0,39	0,80	0,54
Algerien	0	0,36	0,15	0,67	0,34	0,73	0,50
Libyen	0	0,30	0,11	0,61	0,29	0,67	0,44
Ägypten	0	0	0,12	0,55	0,23	0,60	0,38
Namibia	0	0,43	0,50	0,66	0,40	0,71	0,48
Südafrika	0	0,38	0,55	0,59	0,35	0,66	0,42
Saudi-Arabien	0,07	0	0,15	0,51	0,20	0,56	0,34
Oman	0,16	0	0,26	0,40	0,10	0,46	0,24
China	0,53	0,45	0,10	0	0,35	0,10	0,18
Australien	0,33	0,40	0,36	0,30	0,30	0,34	0,18

H Kostenoptimale Allokationsmengen

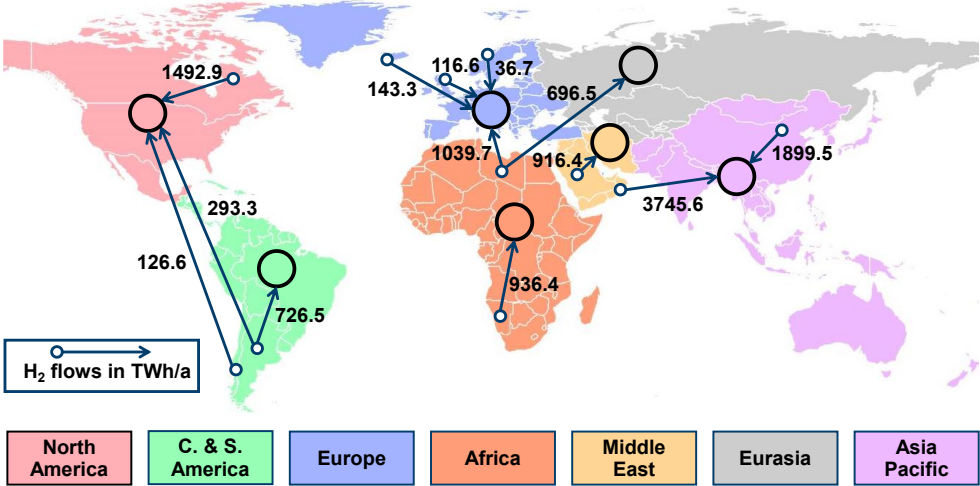


Abbildung H.1: Gesamtkostenoptimale Wasserstoffallokation zur weltweiten Bedarfsdeckung im Referenzszenario (Ströme in TWh/a), regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]

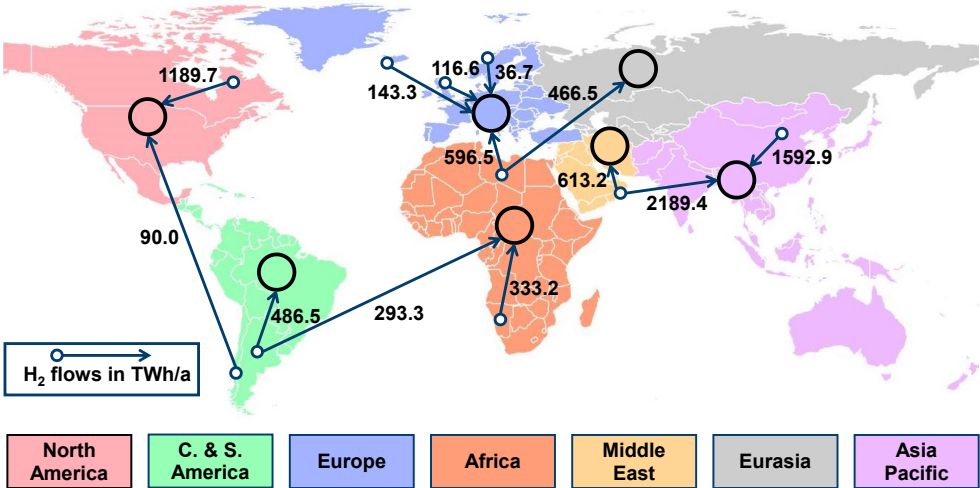


Abbildung H.2: Gesamtkostenoptimale Wasserstoffallokation zur weltweiten Bedarfsdeckung im „Low“-Szenario (Ströme in TWh/a), regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]

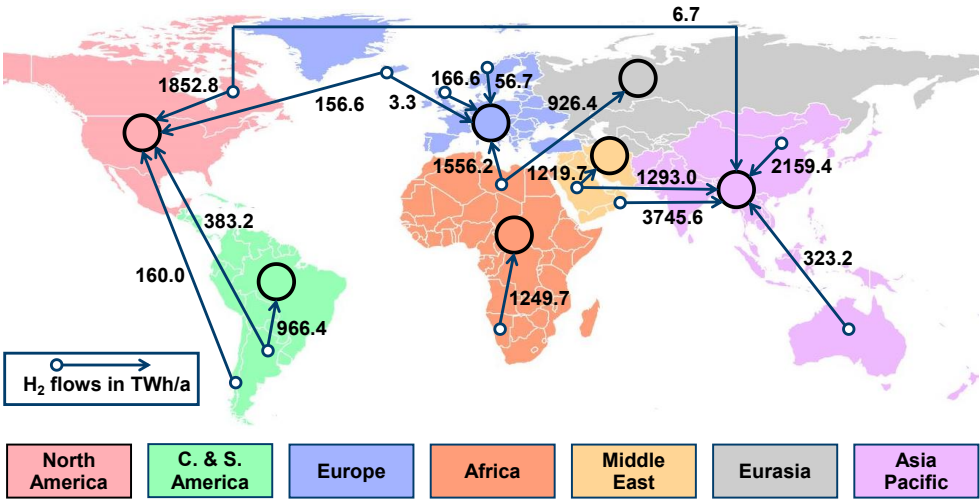


Abbildung H.3: Gesamtkostenoptimale Wasserstoffallokation zur weltweiten Bedarfsdeckung im „High“-Szenario (Ströme in TWh/a), regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]

Tabelle H.1: Ergebnisse der gesamtkostenoptimalen Wasserstoffallokation zur weltweiten Bedarfsdeckung im Referenzszenario in Mt_{H2}/a, regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]

Weltregion	Wasserstoffimporte aus windreichen Vorzugsregionen							Wasserstoffimporte aus sonnenreichen Vorzugsregionen				Summe
	Patagonien	Chile	Island	Norwegen	UK + Irland	Kanada	Innere Mongolei	Libyen	Namibia	Saudi-Arabien	Oman	
Nordamerika	8.8	3.8	-	-	-	44.8	-	-	-	-	-	57.4
davon USA	5.6	2.8	-	-	-	37.9	-	-	-	-	-	46.3
Zentral- und Südamerika	21.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21.8
davon Brasilien	9.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.8
Europa	-	-	4.3	1.1	3.5	-	-	31.2	-	-	-	40.1
davon Deutschland	-	-	2.6	0.5	2.0	-	-	-	-	-	-	5.1
Ostasien	-	-	-	-	-	-	57.0	-	-	-	112.4	169.4
davon China	-	-	-	-	-	-	57.0	-	-	-	21.8	78.8
davon Indien	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40.9	40.9
davon Japan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.4	7.4
davon Südostasien	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	42.3	42.3
Eurasien	-	-	-	-	-	-	-	20.9	-	-	-	20.9
Mittlerer Osten	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27.5	-	27.5
Afrika	-	-	-	-	-	-	-	-	28.1	-	-	28.1
Summe	30.6	3.8	4.3	1.1	3.5	44.8	57.0	52.1	28.1	27.5	112.4	365.2

Tabelle H.2: Ergebnisse der gesamtkostenoptimalen Wasserstoffallokation zur weltweiten Bedarfsdeckung im „Low“-Szenario in Mt_{H₂}/a, regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]

Weltregion	Wasserstoffimporte aus windreichen Vorzugsregionen							Wasserstoffimporte aus sonnenreichen Vorzugsregionen			Summe
	Patagonien	Chile	Island	Norwegen	UK + Irland	Kanada	Innere Mongolei	Libyen	Namibia	Oman	
Nordamerika	-	2.7	-	-	-	35.7	-	-	-	-	38.4
davon USA	-	1.8	-	-	-	29.2	-	-	-	-	31.0
Zentral- und Südamerika	14.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.6
davon Brasilien	6.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.5
Europa	-	-	4.3	1.1	3.5	-	-	17.9	-	-	26.8
davon Deutschland	-	-	2.3	0.3	0.8	-	-	-	-	-	3.4
Ostasien	-	-	-	-	-	-	47.8	-	-	65.7	113.5
davon China	-	-	-	-	-	-	47.8	-	-	5.0	52.8
davon Indien	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27.4	27.4
davon Japan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.0	5.0
davon Südostasien	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28.3	28.3
Eurasien	-	-	-	-	-	-	-	14	-	-	14.0
Mittlerer Osten	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.4	18.4
Afrika	8.8	-	-	-	-	-	-	-	10	-	18.8
Summe	23.4	2.7	4.3	1.1	3.5	35.7	47.8	31.9	10	84.1	244.5

Tabelle H.3: Ergebnisse der gesamtkostenoptimalen Wasserstoffallokation zur weltweiten Bedarfsdeckung im „High“-Szenario in Mt_{H2}/a, regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]

Weltregion	Wasserstoffimporte aus windreichen Vorzugsregionen							Wasserstoffimporte aus sonnenreichen Vorzugsregionen					Summe
	Patagonien	Chile	Island	Norwegen	UK + Irland	Kanada	Innere Mongolei	Libyen	Namibia	Saudi-Arabien	Oman	Australien	
Nordamerika	11.5	4.8	4.7	-	-	55.6	-	-	-	-	-	-	76.6
davon USA	7.6	3.4	3.1	-	-	47.7	-	-	-	-	-	-	61.8
Zentral- und Südamerika	29.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29.0
davon Brasilien	13.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13.0
Europa	-	-	0.1	1.7	5.0	-	-	46.7	-	-	-	-	53.5
davon Deutschland	-	-	0.1	1.7	5.0	-	-	-	-	-	-	-	6.8
Ostasien	-	-	-	-	-	0.2	64.8	-	-	38.8	112.4	9.7	225.9
davon China	-	-	-	-	-	-	64.8	-	-	-	40.4	-	105.2
davon Indien	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	54.6	-	54.6
davon Japan	-	-	-	-	-	0.2	-	-	-	-	-	9.7	9.9
davon Südostasien	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38.8	17.6	-	56.4
Eurasien	-	-	-	-	-	-	-	27.8	-	-	-	-	27.8
Mittlerer Osten	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36.6	-	-	36.6
Afrika	-	-	-	-	-	-	-	-	37.5	-	-	-	37.5
Summe	40.5	4.8	4.8	1.7	5.0	55.8	64.8	74.5	37.5	75.4	112.4	9.7	486.9

I Sensitivitätsanalyse der Wasserstoffallokation

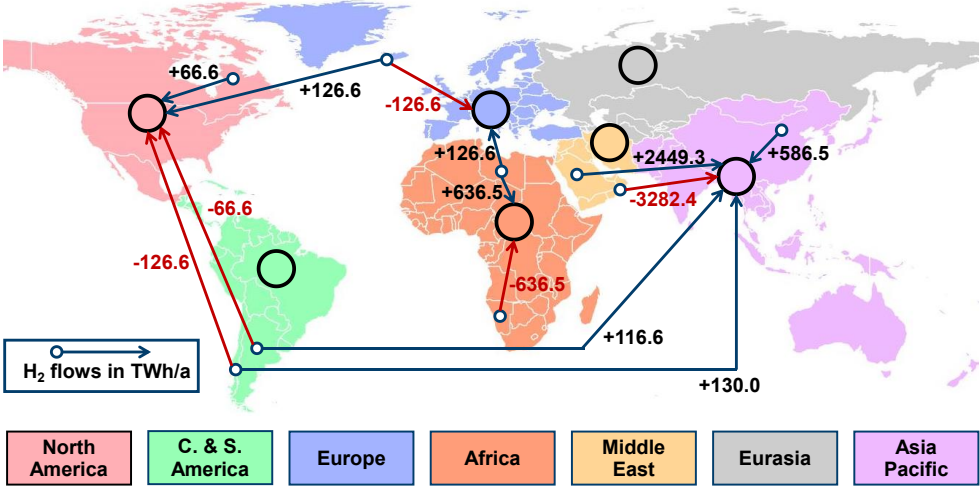


Abbildung I.1: Differenzströme der Wasserstoffallokation (in TWh/a) bei Begrenzung der Ausbaugrade in sonnenreichen Regionen auf 5 % (Variation 1) im Vergleich zum Referenzszenario, regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]

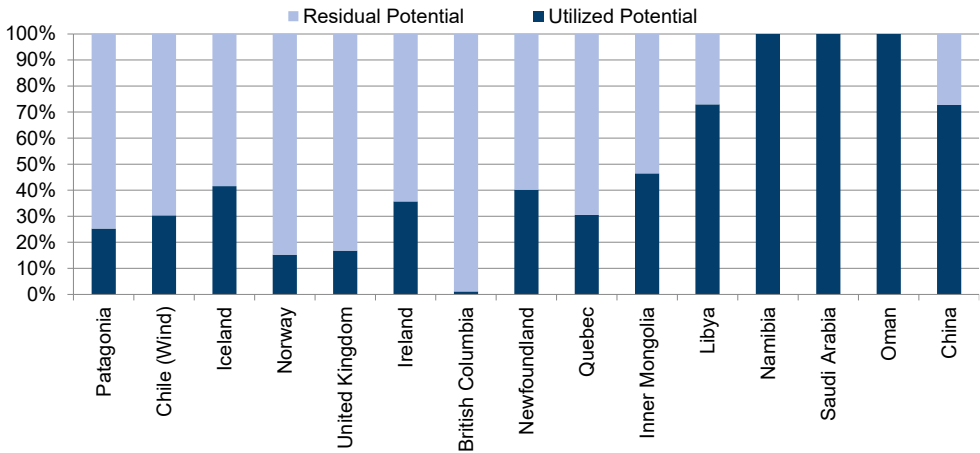


Abbildung I.2: Nutzungsgrade des RES-Potentials der betrachteten Vorzugsregionen im globalen Kostenoptimum der Wasserstoffallokation (Variation 1: Begrenzung der Ausbaugrade in sonnenreichen Regionen auf 5 %)

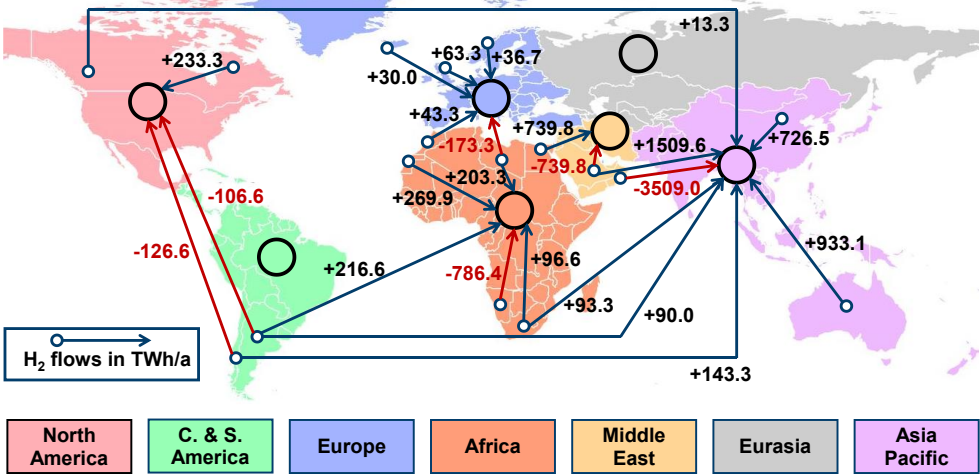


Abbildung I.3: Differenzströme der Wasserstoffallokation (in TWh/a) bei Begrenzung der Ausbaugrade in windreichen Regionen auf 50 % und in sonnenreichen Regionen auf 2,5 % (Variation 2) im Vergleich zum Referenzszenario, regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]

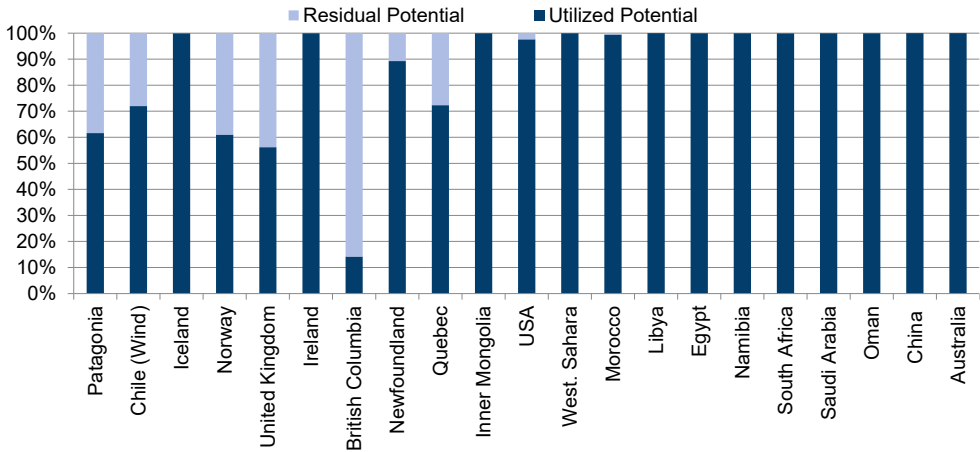


Abbildung I.4: Nutzungsgrade des RES-Potentials der betrachteten Vorzugsregionen im globalen Kostenoptimum der Wasserstoffallokation (Variation 2: Begrenzung der Ausbaugrade in windreichen Regionen auf 50 % und in sonnenreichen Regionen auf 2,5 %)

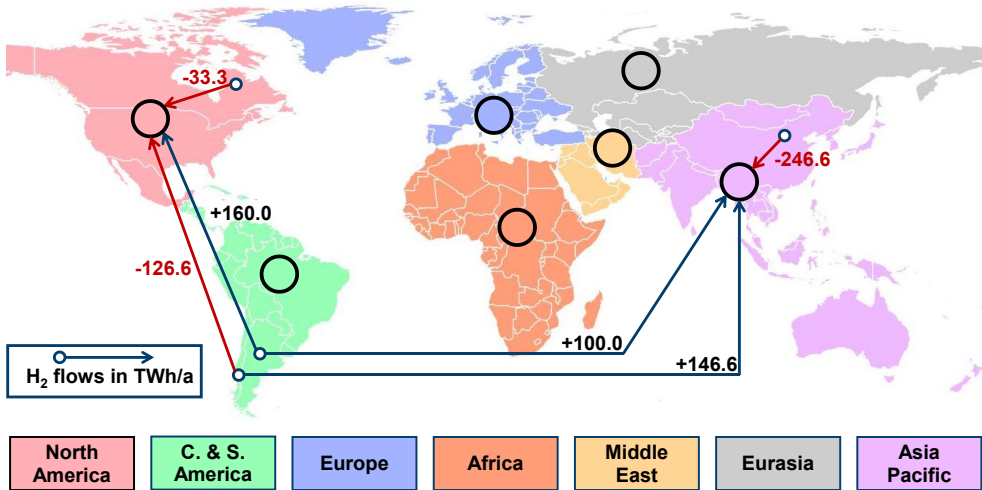


Abbildung I.5: Differenzströme der Wasserstoffallokation (in TWh/a) bei Reduzierung der Investitionskosten des LH₂-Tankers um 40 % im Vergleich zum Referenzszenario, regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]

ABKÜRZUNGS- UND SYMBOLVERZEICHNIS

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung

AEL	Alkalische Elektrolyse (<i>engl. Alkaline Electrolysis</i>)
ANN	Annuitätenfaktor
BIP	Bruttoinlandsprodukt
Cap	Installierte Leistung (<i>engl. capacity</i>)
CAPEX	Spezifische Kapitalkosten pro Jahr (<i>engl. capital expenditures</i>)
CCS	CO ₂ -Abscheidung und –Speicherung (<i>engl. carbon dioxide capture and storage</i>)
CSP	Solarthermie (<i>engl. concentrated solar power</i>)
D	Rotordurchmesser der Windenergieanlage
DBSCAN	Dichtebasierte räumliche Clusteranalyse mit Rauschen (<i>engl. Density-Based Spatial Clustering of Applications with Noise</i>)
DBT	Dibenzyltuluol
DNI	Direktstrahlung (<i>engl. Direct Normal Irradiation</i>)
DOE	U.S. Energieministerium (<i>engl. Department of Energy</i>)
DTU	Dänische Technische Universität
EQHHP	Euro-Québec Hydro-Hydrogen Pilot Project
EXP	Exportierende Vorzugsregion
fixOPEX	fixe spezifische Betriebskosten (<i>engl. fixed operational expenditures</i>)
FLH	Volllaststunden (<i>engl. full-load hours</i>)
GER	Deutschland (<i>engl. Germany</i>)
(C)GH ₂	(Komprimierter) gasförmiger Wasserstoff (<i>engl. compressed gaseous hydrogen</i>)
GHI	Globalstrahlung (<i>engl. Global Horizontal Irradiation</i>)
GIS	Geoinformationssysteme
GLAES	Geospatial Land Eligibility for Energy Systems
GSA	Global Solar Atlas
GUS	Gemeinschaft Unabhängiger Staaten
GWA	Global Wind Atlas
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

Abkürzung

IEA	Internationale Energieagentur (<i>engl. International Energy Agency</i>)
IGC	Internationale Vorgaben der Konstruktion und Ausrüstung von Schiffen für den Transport flüssiger Gase (<i>engl. International Code of the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk</i>)
Invest	Gesamtinvestition
IPCC	Weltklimarat, zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen (<i>engl. Intergovernmental Panel on Climate Change</i>)
k	Anzahl der Cluster beim k-Means-Algorithmus
KBA	Kraftfahrtbundesamt
LBST	Ludwig-Bölkow-Stiftung
LE	Landverfügbarkeit (<i>engl. land eligibility</i>)
LH ₂	Flüssigwasserstoff (<i>engl. liquid hydrogen</i>)
LNG	Flüssigerdgas (<i>engl. liquefied natural gas</i>)
LOHC	Flüssige, organische Wasserstoffträger (<i>engl. Liquid Organic Hydrogen Carrier</i>)
LP	Lineares Optimierungsprogramm
LRA	Langfristiger zeitlicher Mittelwert (<i>engl. long-run average</i>)
MCH	Methylcyclohexan
MERRA-2	Modern Era Retrospective Space Analysis for Research and Application, Version 2
MILP	Gemischt-ganzzahliges Optimierungsprogramm (<i>engl. Mixed-Integer Linear Programing</i>)
MST	Minimaler Spannbaum (<i>engl. Minimum Spanning Tree</i>)
n	Abschreibungsdauer in Jahren
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NEFZ	Neuer Europäischer Fahrzyklus
NG	Erdgas (<i>engl. natural gas</i>)
O&M	Betrieb und Instandhaltung (<i>engl. operation & maintenance</i>)
OECD	Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (<i>engl. Organization for Economic Co-operation and Development</i>)
OPEC	Organisation erdölexportierender Länder (<i>engl. Organization of the Petroleum Exporting Countries</i>)
PEM	Polymerelektrolytmembran (<i>engl. Polymer Electrolyte Membrane</i>)

Abkürzung

PtL	Power-to-Liquid
PV	(Freiflächen-)Photovoltaik
RES	Erneuerbare Energiequellen (<i>engl. Renewable Energy Sources</i>)
SOEC	Festoxidelektrolyse (<i>engl. Solid Oxide Electrolysis Cell</i>)
SWATH	Doppelrumpf-Schiff (<i>engl. Small Waterplane Area Twin Hull</i>)
THG	Treibhausgas
TOTEX	Spezifische Gesamtkosten pro Jahr (<i>engl. total expenditures</i>)
UBA	Umweltbundesamt
varOPEX	variable spezifische Betriebskosten (<i>engl. variable operational expenditures</i>)
WACC	Kapitalkostensatz (<i>engl. Weighted Average Cost of Capital</i>)
WEA	Windenergieanlagen
WEO	World Energy Outlook

Symbolverzeichnis

Symbol	Einheit	Bedeutung
A	m ²	Fläche
A _i	-	Angebotsorte
a _i	-	Angebotsmenge
B _j	-	Nachfrageorte
b _j	-	Nachfragemenge
c _{exp,i}	EUR	Bereitstellungskosten einer Einheit an den Angebotsorten
C _{global}	EUR	Absolute globale Wasserstoffversorgungskosten
c _{trans,ij}	EUR	Transportkosten einer Einheit von A _i nach B _j
d	mm	Rohrleitungsdurchmesser
dist	m	Distanz
H	m	Höhe über Boden
k	EUR/kg	Spezifische Kosten
L	m	Länge
LCOE	EUR/kWh	Stromgestehungskosten (<i>engl. levelized cost of electricity</i>)
LCOE _{full}	EUR/kWh	Vollständige Stromgestehungskosten (<i>engl. levelized cost of electricity</i>)

Symbol	Einheit	Bedeutung
$\text{LCOE}_{\text{simple}}$	EUR/kWh	Vereinfachte Stromgestehungskosten (<i>engl. leveled cost of electricity</i>)
LCoH	EUR/kg _{H2}	Spezifische Wasserstoffkosten
m	kg	Masse
$\dot{m}$	kg/s	Massenstrom
MinPts	-	Minimale Anzahl der erreichbaren Nachbarpunkte im DBSCAN-Algorithmus
p	Pa	Druck
P	W	Leistung
s	1000 km	Streckenlänge
T	K	Temperatur
v	m/s	Geschwindigkeit
W_{el}	kWh	Elektrische Arbeit
w_t	J	Spezifische technische Arbeit
x_{ij}	-	Von A_i nach B_j transportierte Anzahl an Einheiten
z	EUR	Globale Güterbereitstellungskosten
z_0	m	Rauigkeitslänge
ε	m	Nachbarschaftslänge eines Punktes im DBSCAN-Algorithmus
η	-	Wirkungsgrad
ρ	kg/m ³	Dichte

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1.1:	Aufbau und Struktur der Arbeit	5
Abbildung 2.1:	Weltweite Erdölhandelsflüsse im Jahr 2017 (Angaben in TWh, eigene Abbildung in Anlehnung an BP Statistical Review of World Energy, 2018 [26, S. 25])	9
Abbildung 2.2:	Erdölförderung und -verbrauch nach Weltregionen 2017 (oben); Interregionaler Export und Import nach Weltregionen 2017 (unten); eigene Darstellung nach BP Statistical Review of World Energy, 2018 [26, S. 16, 17, 25]	10
Abbildung 2.3:	Weltweite Erdgashandelsflüsse im Jahr 2017 (Angaben in TWh, eigene Abbildung in Anlehnung an BP Statistical Review of World Energy, 2018 [26, S. 35])	11
Abbildung 2.4:	Erdgasförderung und -verbrauch nach Weltregionen 2017 (oben); Interregionaler Export und Import nach Weltregionen 2017 (unten); eigene Darstellung nach BP Statistical Review of World Energy, 2018 [26, S. 30, 31, 34]	12
Abbildung 2.5:	Schematische Darstellung einer internationalen Wasserstoffinfrastruktur ohne finale inländische Distribution	13
Abbildung 2.6:	Methodisches Vorgehen der Windsimulation von Ryberg [20, S. 56]	14
Abbildung 2.7:	Schematischer Aufbau eines Technologiemoduls, *gilt für das Speichermodul, **gilt für das Transportmodul, Darstellung in Anlehnung an Reuß [21, S. 52]	17
Abbildung 2.8:	Aufschlüsselung der Wasserstoffimportkosten für den Wasserstoffexport von Australien nach Japan, nach Kamiya et al. [61, S. 14]	19
Abbildung 2.9:	Bereitstellungskosten für synthetischen Treibstoff auf Basis erneuerbarer Energien (Patagonien - Europa), nach Fasihi et al. [34, S. 254]	20
Abbildung 2.10:	Aufschlüsselung der Wasserstoffimportkosten für den LH ₂ -Import (links) und den LOHC-Import (rechts) aus Nordafrika nach Europa, nach Teichmann [11]	21
Abbildung 2.11:	Aufschlüsselung der Wasserstoffimportkosten für den LOHC-Import aus Island nach Europa, nach Teichmann [11]	22
Abbildung 2.12:	Schematischer Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur zwischen Patagonien und Japan, eigene Darstellung nach Watanabe et al. [35, S. 547]	23
Abbildung 2.13:	Aufschlüsselung der Wasserstoffimportkosten für den LH ₂ -Import aus Patagonien nach Japan bei einem Kapitalkostensatz von 5 %, nach Watanabe et al. [35]	23
Abbildung 2.14:	Voraussichtlicher Weltbedarf an Wasserstoff 2015 - 2050, eigene Darstellung nach Ishimoto et al. [70]	26

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.15:	Abgeschätzter Wasserstoffbedarf für den Industriesektor in Deutschland von 2015 bis 2050, eigene Darstellung nach Hermann et al. [72, S. 28].....	27
Abbildung 3.1:	Elemente einer weltweiten Wasserstoffinfrastruktur	35
Abbildung 3.2:	Synthetische Leistungskennlinie der gewählten 5 MW-Starkwindturbine, nach Ryberg [20]	38
Abbildung 3.3:	Durchschnittliche Windgeschwindigkeiten in m/s auf 50 m Höhe, Global Wind Atlas [160].....	43
Abbildung 3.4:	Durchschnittliche Globalstrahlung (GHI) in kWh/m ² auf der Erdoberfläche, Global Solar Atlas [115].....	43
Abbildung 3.5:	Szenarienannahmen für den Wasserstoffbedarf in den Sektoren Transport und Industrie der Bundesrepublik Deutschland in Mt _{H₂} /a für das Jahr 2050	56
Abbildung 3.6:	Voraussichtlicher weltweiter Endenergiebedarf der Weltregionen nach dem „New Policies“-Szenario der Internationalen Energieagentur, eigene Darstellung nach IEA [5, S. 648, 716]	57
Abbildung 4.1:	Beispielhafte Erstellung der Landverfügbarkeitsmatrix, nach Krämer [91]	60
Abbildung 4.2:	Illustration des Vorgehens zur Bestimmung der Landverfügbarkeit für Windenergie am Beispiel des argentinischen Teils von Patagonien, eigene Darstellung in Anlehnung an Ryberg [20; 39] und Krämer [91]	61
Abbildung 4.3:	Exemplarische Platzierung von WEA und PV anhand vorgegebener Landverfügbarkeit (nicht repräsentative Verteilung)	62
Abbildung 4.4:	Darstellung der unterschiedlichen Auflösung der Windgeschwindigkeiten von MERRA-2 und GWA zur Normierung, nach Krämer [20; 91].....	63
Abbildung 4.5:	Exemplarische Darstellung der Volllaststundenszenarien für Patagonien.....	65
Abbildung 4.6:	Prinzipdarstellung der aufeinander folgenden Verfahrensschritte im Zuge der Clusterbildung am Beispiel von WEA in Patagonien	66
Abbildung 4.7:	Prinzip der Vernetzung von WEA und PV-Modulen mit Hilfe eines minimalen Spannbaums.....	67
Abbildung 4.8:	Stündlich aufgelöste Leistungsganglinie eines exemplarischen Windparks in Patagonien mit einer Abregelung von 30 % (bez. auf die installierte Leistung) und einem Energieverlust von 6 %.....	68
Abbildung 4.9:	Exemplarische Bestimmung der kostenoptimalen Abregelungsrate in Bezug auf die Wasserstoffgestehungskosten am Beispiel des Windenergieszenarios mit mindestens 3.000 FLH in Patagonien	69
Abbildung 4.10:	Windenergieerzeugungspotential und LCOE-Kurve für Patagonien. Die jeweiligen Windenergieausbaugrade der Szenarien sind in Prozent angegeben.....	70

Abbildung 4.11:	Solarenergieerzeugungspotential und LCOE-Kostenkurve für Oman. Die jeweiligen Photovoltaikausbaugrade der Szenarien sind in Prozent angegeben	71
Abbildung 4.12:	Überblick des methodischen Vorgehens zur Bestimmung des weltweiten Wind- und Solarenergiepotentials	72
Abbildung 5.1:	Übergreifende Darstellung der modellierten Wasserstoffinfrastruktur	75
Abbildung 5.2:	Exemplarische Angebots- und Kostenkurve für die potentielle Wasserstoffbereitstellung auf Basis von Windenergie in Patagonien	77
Abbildung 5.3:	Diskrete, betriebslastabhängige Energiebedarfe und angenäherte Bedarfsfunktion der gewählten Verflüssigungsanlage, nach Stolzenburg & Mubbala (IdealHy) [175]	80
Abbildung 5.4:	Beispielhafte Dimensionierung der Kapazität eines LH ₂ -Speichers für Patagonien (Windenergieausbau mit mindestens 5.000 Volllaststunden)	81
Abbildung 5.5:	Treibstoffbedarfe und energetische Effizienzen der beiden Tankerkonzepte in Abhängigkeit der Transportdistanz	82
Abbildung 5.6:	Distanzabhängige Kostenkurven des LH ₂ - und LOHC-Schiffstransports	84
Abbildung 5.7:	Übergreifende Modellübersicht der weltweiten Wasserstoffinfrastruktur	88
Abbildung 6.1:	Auswahl der Vorzugsregionen mit hohem Windenergiepotential auf Basis der mittleren Windgeschwindigkeit in einer Höhe von 50 m, GWA [158]	90
Abbildung 6.2:	Auswahl der Vorzugsregionen mit hohem Solarenergiepotential auf Basis der mittleren Globalstrahlung auf der Erdoberfläche, GSA [115]	90
Abbildung 6.3:	Ergebnisse der Landverfügbarkeitsanalyse für windreiche Regionen (links, blau) und sonnenreiche Regionen (rechts, gelb)	92
Abbildung 6.4:	Installierbare Windkraftkapazitäten und durchschnittliche Volllaststunden in den Vorzugsregionen für Windenergie	93
Abbildung 6.5:	Ergebnisse der Landverfügbarkeitsanalyse (links) und der Simulation von Volllaststunden und vereinfachten Stromgestehungskosten für WEA (rechts) in Patagonien	94
Abbildung 6.6:	Ausbaugrade der Windenergie, durchschnittliche Volllaststunden und Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der minimal zulässigen Volllaststundenzahl in Patagonien	95
Abbildung 6.7:	Ergebnisse der Landverfügbarkeitsanalyse (links) und der Simulation von Volllaststunden und vereinfachten Stromgestehungskosten für WEA (rechts) in Island	96
Abbildung 6.8:	Ausbaugrade der Windenergie, durchschnittliche Volllaststunden und Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der minimal zulässigen Volllaststundenzahl in Island	96

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 6.9:	Ergebnisse der Landverfügbarkeitsanalyse (links) und der Simulation von Volllaststunden und vereinfachten Stromgestehungskosten für WEA (rechts) in der Inneren Mongolei.....	97
Abbildung 6.10:	Ausbaugrade der Windenergie, durchschnittliche Volllaststunden und Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der minimal zulässigen Volllaststundenzahl in der Inneren Mongolei	98
Abbildung 6.11:	Photovoltaikkapazitäten und durchschnittliche Volllaststunden der Standorte mit den höchsten erwarteten Volllaststunden (top 5 %, min. 1.900 FLH) in den Vorzugsregionen für Solarenergie.....	99
Abbildung 6.12:	Erweiterte Photovoltaikkapazitäten und durchschnittliche Volllaststunden der Standorte mit den höchsten erwarteten Volllaststunden in den Vorzugsregionen für Solarenergie (Angepasste Kapazitäten in rot).....	100
Abbildung 6.13:	Ergebnisse der Landverfügbarkeitsanalyse (links) und der Simulation von Volllaststunden und vereinfachten Stromgestehungskosten für PV-Module (rechts) in Saudi-Arabien (25 % aller möglichen Standorte berücksichtigt).....	101
Abbildung 6.14:	Ausbaugrade der Photovoltaik, durchschnittliche Volllaststunden und Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der minimal zulässigen Volllaststundenzahl in Saudi-Arabien (Der höchste betrachtete Ausbau bezieht sich auf 25 % aller möglichen Standorte).....	102
Abbildung 6.15:	Ergebnisse der Landverfügbarkeitsanalyse (links) und der Simulation von Volllaststunden und vereinfachten Stromgestehungskosten für PV-Module (rechts) im Oman (50 % aller möglichen Standorte berücksichtigt).....	103
Abbildung 6.16:	Ausbaugrade der Photovoltaik, durchschnittliche Volllaststunden und Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der minimal zulässigen Volllaststundenzahl im Oman (Der höchste betrachtete Ausbau bezieht sich auf 50 % aller möglichen Standorte).....	103
Abbildung 6.17:	Ergebnisse der Landverfügbarkeitsanalyse (links) und der Simulation von Volllaststunden und vereinfachten Stromgestehungskosten für PV-Module (rechts) in Libyen (5 % aller möglichen Standorte berücksichtigt).....	104
Abbildung 6.18:	Ausbaugrade der Photovoltaik, durchschnittliche Volllaststunden und Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der minimal zulässigen Volllaststundenzahl in Libyen (Der maximale Ausbau bezieht sich auf 5 % aller möglichen Standorte)	105
Abbildung 6.19:	Technische Ergebnisse der inländischen Wasserstoffbereitstellung in Patagonien für WEA mit mindestens 5.000 FLH	107
Abbildung 6.20:	Sankey-Diagramm zur Illustration des Primärenergieaufwandes für die Bereitstellung von Flüssigwasserstoff in Patagonien (min. 5.000 FLH).....	108
Abbildung 6.21:	Kostenverteilung über alle Elemente der Wasserstoffbereitstellungskette für die betrachteten Ausbaugrade der Windenergie in Patagonien	109

Abbildung 6.22:	Aufschlüsselung der Kostenanteile aller Elemente der Wasserstoffbereitstellungskette in Patagonien (min. 5.000 FLH).....	110
Abbildung 6.23:	Technische Ergebnisse der inländischen Wasserstoffbereitstellung in Island für WEA mit mindestens 4.500 FLH	110
Abbildung 6.24:	Dimensionierung der Speicherkapazität des LH ₂ -Speichers für Island (Windenergieausbau mit mindestens 4.500 Volllaststunden).....	111
Abbildung 6.25:	Sankey-Diagramm zur Illustration des Primärenergieaufwandes für die Bereitstellung von Flüssigwasserstoff in Island (min. 4.500 FLH).....	112
Abbildung 6.26:	Kostenverteilung über alle Elemente der Wasserstoffbereitstellungskette für die betrachteten Ausbaugrade der Windenergie in Island	112
Abbildung 6.27:	Technische Ergebnisse der inländischen Wasserstoffbereitstellung in der Inneren Mongolei für WEA mit mindestens 4.000 FLH	113
Abbildung 6.28:	Sankey-Diagramm zur Illustration des Primärenergieaufwandes für die Bereitstellung von Flüssigwasserstoff in der Inneren Mongolei (min. 4.000 FLH).....	114
Abbildung 6.29:	Kostenverteilung über alle Elemente der Wasserstoffbereitstellungskette für die betrachteten Ausbaugrade der Windenergie in der Inneren Mongolei	115
Abbildung 6.30:	Technische Ergebnisse der inländischen Wasserstoffbereitstellung in Saudi-Arabien für PV-Module mit mindestens 2.403 FLH	116
Abbildung 6.31:	Sankey-Diagramm zur Illustration des Primärenergieaufwandes für die Bereitstellung von Flüssigwasserstoff in Saudi-Arabien (min. 2.403 FLH)	117
Abbildung 6.32:	Kostenverteilung über alle Elemente der Wasserstoffbereitstellungskette für die betrachteten Ausbaugrade der Photovoltaik in Saudi-Arabien.....	118
Abbildung 6.33:	Aufschlüsselung der Kostenanteile aller Elemente der Wasserstoffbereitstellungskette in Saudi-Arabien (min. 2.403 FLH).....	118
Abbildung 6.34:	Technische Ergebnisse der inländischen Wasserstoffbereitstellung im Oman für PV-Module mit mindestens 2.333 FLH.....	119
Abbildung 6.35:	Dimensionierung der Speicherkapazität des LH ₂ -Speichers für den Oman (Photovoltaikausbau mit mindestens 2.333 Volllaststunden).....	120
Abbildung 6.36:	Sankey-Diagramm zur Illustration des Primärenergieaufwandes für die Bereitstellung von Flüssigwasserstoff im Oman (min. 2.333 FLH).....	120
Abbildung 6.37:	Kostenverteilung über alle Elemente der Wasserstoffbereitstellungskette für alle Ausbaugrade der Photovoltaik im Oman.....	121
Abbildung 6.38:	Technische Ergebnisse der inländischen Wasserstoffbereitstellung in Libyen für PV-Module mit mindestens 2.390 FLH	122
Abbildung 6.39:	Sankey-Diagramm zur Illustration des Primärenergieaufwandes für die Bereitstellung von Flüssigwasserstoff in Libyen (min. 2.390 FLH).....	123

Abbildung 6.40:	Kostenverteilung über alle Elemente der Wasserstoffbereitstellungskette für die betrachteten Ausbaugrade der Photovoltaik in Libyen	123
Abbildung 6.41:	Wasserstoffangebots- und -kostenkurven für die Bereitstellung in windreichen Vorzugsregionen mit hohem Potential (Die Balkendiagramme zeigen die Bereitstellungsmengen in M_{tH_2}/a , die Liniendiagramme zeigen die zugehörigen Bereitstellungskosten in EUR/kg _{H₂} ohne den anschließenden Schiffstransport)	125
Abbildung 6.42:	Wasserstoffangebots- und -kostenkurven für die Bereitstellung in windreichen Vorzugsregionen mit geringem Potential (Die Balkendiagramme zeigen die Bereitstellungsmengen in M_{tH_2}/a , die Liniendiagramme zeigen die zugehörigen Bereitstellungskosten in EUR/kg _{H₂} ohne den anschließenden Schiffstransport)	126
Abbildung 6.43:	Wasserstoffangebots- und -kostenkurven für die Bereitstellung in sonnenreichen Vorzugsregionen mit hohem Potential (Die Balkendiagramme zeigen die Bereitstellungsmengen in M_{tH_2}/a , die Liniendiagramme zeigen die zugehörigen Bereitstellungskosten in EUR/kg _{H₂} ohne den anschließenden Schiffstransport)	128
Abbildung 6.44:	Wasserstoffangebots- und -kostenkurven für die Bereitstellung in sonnenreichen Vorzugsregionen mit mittlerem Potential (Die Balkendiagramme zeigen die Bereitstellungsmengen in M_{tH_2}/a , die Liniendiagramme zeigen die zugehörigen Bereitstellungskosten in EUR/kg _{H₂} ohne den anschließenden Schiffstransport)	129
Abbildung 6.45:	Wasserstoffangebots- und -kostenkurven für die Bereitstellung in sonnenreichen Vorzugsregionen mit geringem Potential (Die Balkendiagramme zeigen die Bereitstellungsmengen in M_{tH_2}/a , die Liniendiagramme zeigen die zugehörigen Bereitstellungskosten in EUR/kg _{H₂} ohne den anschließenden Schiffstransport)	130
Abbildung 6.46:	Vergleich der erforderlichen Speicherkapazitäten auf Basis einer Variation des Speicherzeitraumes für Patagonien (min. 5.000 FLH)	132
Abbildung 6.47:	Vergleich der erforderlichen Speicherkapazitäten auf Basis einer Variation des Speicherzeitraumes für Saudi-Arabien (min. 2.403 FLH) ...	132
Abbildung 6.48:	Sensitivität der H ₂ -Bereitstellungskosten am Exporthafen in Bezug auf die Variation von Investitionskosten der Elektrolyse für Island. Links: Referenzfall mit Kosten von 500 EUR/kW _{el} . Rechts: Variation mit Kosten von 300 EUR/kW _{el}	133
Abbildung 6.49:	Sensitivität der H ₂ -Bereitstellungskosten am Exporthafen in Bezug auf die Variation von Investitionskosten der Elektrolyse für den Oman. Links: Referenzfall mit Kosten von 500 EUR/kW _{el} . Rechts: Variation mit Kosten von 300 EUR/kW _{el}	134
Abbildung 6.50:	Einflüsse der Investitionskostenvariation um +/- 20 % bezogen auf die Referenzkostenparameter. Oben: Patagonien (min. 5.000 FLH). Unten: Oman (min. 2.333 FLH)	135

Abbildung 6.51:	Sensitivität der H ₂ -Bereitstellungskosten am Exporthafen in Bezug auf die Reduzierung der Investitionskosten um 20 % im windreichen Island. Links: Referenzfall. Rechts: Gleichzeitige Reduzierung aller Investitionskosten	136
Abbildung 6.52:	Sensitivität der H ₂ -Bereitstellungskosten am Exporthafen in Bezug auf die Reduzierung der Investitionskosten um 20 % im sonnenreichen Oman. Links: Referenzfall. Rechts: Gleichzeitige Reduzierung aller Investitionskosten	136
Abbildung 6.53:	Sensitivität der H ₂ -Bereitstellungskosten am Exporthafen in Bezug auf die Bereitstellung von LH ₂ und LOHC im windreichen Patagonien. Links: Referenzfall LH ₂ . Rechts: Bereitstellung von LOHC.....	137
Abbildung 6.54:	Sensitivität der H ₂ -Bereitstellungskosten am Exporthafen in Bezug auf die Bereitstellung von LH ₂ und LOHC im sonnenreichen Oman. Links: Referenzfall LH ₂ . Rechts: Bereitstellung von LOHC.....	138
Abbildung 6.55:	Einordnung ausgewählter Ergebnisse in die derzeitige Studienlage. Literaturwerte basierend auf Kamiya et al. [61], Fasihi et al. [34], Watanabe et al. [35] und Teichmann [11]	139
Abbildung 7.1:	Abgeschätzter zukünftiger weltweiter Wasserstoffbedarf nach Weltregionen im Referenzszenario, regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]	146
Abbildung 7.2:	Gesamtkostenoptimale Wasserstoffallokation zur weltweiten Bedarfsdeckung im Referenzszenario (Ströme in Mt _{H2} /a), regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]	148
Abbildung 7.3:	Gesamtkostenoptimale Wasserstoffallokation zur weltweiten Bedarfsdeckung im „Low“-Szenario (Ströme in Mt _{H2} /a), regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]	149
Abbildung 7.4:	Gesamtkostenoptimale Wasserstoffallokation zur weltweiten Bedarfsdeckung im „High“-Szenario (Ströme in Mt _{H2} /a), regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]	150
Abbildung 7.5:	Exportmengen und -kosten nach Erzeugungsregion und nach Szenarien	151
Abbildung 7.6:	Importmengen und -kosten nach Bedarfsregionen und nach Szenarien, regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]	152
Abbildung 7.7:	Ausgewählte Aufteilungen der eingesetzten Primärenergie für Transportbeziehungen in Verluste der Bereitstellungsketten und des Überseetransportes sowie in verbleibende importierte Energiemengen (Referenzszenario und weitere Beispielpfade).....	154
Abbildung 7.8:	Differenzströme der Wasserstoffallokation (in Mt _{H2} /a) bei Begrenzung der Ausbaugrade in sonnenreichen Regionen auf 5 % (Variation 1) im Vergleich zum Referenzszenario (vgl. Abbildung 7.2), regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]	155

Abbildung 7.9:	Differenzströme der Wasserstoffallokation (in $\text{Mt}_{\text{H}_2}/\text{a}$) bei Begrenzung der Ausbaugrade in windreichen Regionen auf 50 % und in sonnenreichen Regionen auf 2,5 % (Variation 2) im Vergleich zum Referenzszenario (vgl. Abbildung 7.2), regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]	156
Abbildung 7.10:	Änderung der Importkosten bei Begrenzung der PV-Ausbaugrade auf 5 % (Variation 1) und bei Begrenzung der Ausbaugrade in windreichen Regionen auf 50 % und in sonnenreichen Regionen auf 2,5 % (Variation 2) im Vergleich zum Referenzszenario (vgl. Abbildung 7.6), regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]	157
Abbildung 7.11:	Differenzströme der Wasserstoffallokation (in $\text{Mt}_{\text{H}_2}/\text{a}$) bei Reduzierung der Investitionskosten des LH_2 -Tankers um 40 % im Vergleich zum Referenzszenario (vgl. Abbildung 7.2), regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]	158
Abbildung 7.12:	Änderung der Importkosten bei Reduzierung der Investitionskosten des LH_2 -Tankers um 40 % im Vergleich zum Referenzszenario (vgl. Abbildung 7.6), regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]	159
Abbildung 7.13:	Sankey-Diagramm zur Illustration des Primärenergieaufwandes für den Import von mit Wasserstoff beladenem LOHC von Patagonien (min. 5.000 FLH) nach Deutschland, Energieaufwand und Verluste in absoluten Zahlen	160
Abbildung 7.14:	Sankey-Diagramm zur Illustration des Primärenergieaufwandes für den Import von mit Wasserstoff beladenem LOHC vom Oman (min. 2.333 FLH) nach Deutschland, Energieaufwand und Verluste in absoluten Zahlen	161
Abbildung 7.15:	Primärenergiebedarfe der Importpfade LH_2 und LOHC von Patagonien bzw. vom Oman nach Deutschland	161
Abbildung 7.16:	Spezifische THG-Emissionen für den Import von mit Wasserstoff beladenem LOHC in Abhängigkeit der Überseedistanz	162
Abbildung 7.17:	Einordnung ausgewählter Ergebnisse in die derzeitige Studienlage. Literaturwerte basierend auf Kamiya et al. [61], Watanabe et al. [35] und Teichmann [11]	164
Abbildung 7.18:	Vergleich der Vor-Steuer-Kosten an einer Tankstelle in Deutschland nach Bedarfsszenarien (GER = Germany, EXP = Exportierende Vorzugsregion)	165
Abbildung A.1:	Schematische Darstellung des iterativen Clusterverfahrens k-Means mit $k = 3$, eigene Darstellung nach Ester & Sander [44, S. 52]	179
Abbildung D.1:	Potentiale der Wasserstoffbereitstellung in windreichen Vorzugsregionen nach minimalen Volllaststunden der Windstromerzeugung	183
Abbildung E.1:	Potentiale der Wasserstoffbereitstellung in sonnenreichen Regionen nach minimalen Volllaststunden der PV-Stromerzeugung (ohne Erweiterung)	185
Abbildung E.2:	Erweiterte Potentiale der Wasserstoffbereitstellung in ausgewählten sonnenreichen Vorzugsregionen	186

Abbildung F.1:	Ausgewählte Exporthäfen der wind- und sonnenreichen Vorzugsregionen, regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]	189
Abbildung F.2:	Ausgewählte Importhäfen der Bedarfsregionen, regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]	189
Abbildung H.1:	Gesamtkostenoptimale Wasserstoffallokation zur weltweiten Bedarfsdeckung im Referenzszenario (Ströme in TWh/a), regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]	192
Abbildung H.2:	Gesamtkostenoptimale Wasserstoffallokation zur weltweiten Bedarfsdeckung im „Low“-Szenario (Ströme in TWh/a), regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]	192
Abbildung H.3:	Gesamtkostenoptimale Wasserstoffallokation zur weltweiten Bedarfsdeckung im „High“-Szenario (Ströme in TWh/a), regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]	193
Abbildung I.1:	Differenzströme der Wasserstoffallokation (in TWh/a) bei Begrenzung der Ausbaugrade in sonnenreichen Regionen auf 5 % (Variation 1) im Vergleich zum Referenzszenario, regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]	197
Abbildung I.2:	Nutzungsgrade des RES-Potentials der betrachteten Vorzugsregionen im globalen Kostenoptimum der Wasserstoffallokation (Variation 1: Begrenzung der Ausbaugrade in sonnenreichen Regionen auf 5 %).....	197
Abbildung I.3:	Differenzströme der Wasserstoffallokation (in TWh/a) bei Begrenzung der Ausbaugrade in windreichen Regionen auf 50 % und in sonnenreichen Regionen auf 2,5 % (Variation 2) im Vergleich zum Referenzszenario, regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]	198
Abbildung I.4:	Nutzungsgrade des RES-Potentials der betrachteten Vorzugsregionen im globalen Kostenoptimum der Wasserstoffallokation (Variation 2: Begrenzung der Ausbaugrade in windreichen Regionen auf 50 % und in sonnenreichen Regionen auf 2,5 %).....	198
Abbildung I.5:	Differenzströme der Wasserstoffallokation (in TWh/a) bei Reduzierung der Investitionskosten des LH ₂ -Tankers um 40 % im Vergleich zum Referenzszenario, regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]	199

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 3.1:	Kriterienkatalog der spezifischen Restriktionen und Mindestabstände für die Ermittlung der Landverfügbarkeit für WEA und PV (e. A.: eigene Annahme), in Anlehnung an Ryberg et al. [39] und Krämer [91].....	37
Tabelle 3.2:	Techno-ökonomische Parameter der gewählten Starkwindturbine, nach Ryberg [20] und Krämer [91].....	40
Tabelle 3.3:	Techno-ökonomische Parameter des gewählten PV-Moduls Winaico WSx-240P6, nach GoSolarCalifornia [152], Ryberg [20] und Krämer [91].....	42
Tabelle 3.4:	Techno-ökonomische Parameter des gewählten PEM-Elektrolyseverfahrens, nach Reuß [21].....	45
Tabelle 3.5:	Techno-ökonomische Parameter der Konditionierungstechnologien. x bezeichnet die Leistungsgröße in kW_{el} (Kompressor) oder t_{H_2} pro Tag, nach Reuß [21].....	48
Tabelle 3.6:	Techno-ökonomische Parameter der Speichertechnologien. Die Speichergöße x entspricht der Kapazität in kg oder, bei Kavernen, der Anzahl an Kavernen mit einem Volumen von 500.000 m^3 , nach Reuß [21, S. 38].....	50
Tabelle 3.7:	Techno-ökonomische Parameter für Pipelines. d = Durchmesser in mm, nach Krieg [50] und Reuß et al. [21; 53].....	51
Tabelle 3.8:	Vergleich von betrachteten Tankerkonzepten für den Überseetransport von Wasserstoff, Rohöl und Erdgas, nach Kamiya et al. [11; 61; 204; 205].....	54
Tabelle 3.9:	Techno-ökonomischen Parameter zum Schiffstransport von Wasserstoff, nach Kamiya et al. [11; 61; 204; 205].....	54
Tabelle 3.10:	Definition der Bedarfsszenarien im deutschen Transportsektor, angelehnt an GermanHy [56] und eigene Annahmen.....	55
Tabelle 6.1:	Ergebnisübersicht der Potentialanalyse für Windenergie in den betrachteten Vorzugsregionen.....	98
Tabelle 6.2:	Ergebnisübersicht der Potentialanalyse für Photovoltaik in den betrachteten Vorzugsregionen.....	106
Tabelle 7.1:	Abgeschätzte zukünftige Wasserstoffbedarfe in Abhängigkeit der drei definierten Bedarfsszenarien, regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5].....	147
Tabelle B.1:	Annahmen und Berechnung zu Kompressionswirkungsgraden, nach Reuß [21] und Nexant [171].....	181
Tabelle B.2:	Spezifischer Strombedarf der IdealHy-Verflüssigungsanlage bei Voll- und Teillast, nach Stolzenburg & Mubbala [175].....	181
Tabelle C.1:	Verwendete Kennzahlen zum Verkehrssektor, nach Grube [208], GermanHy [56] und KBA [207].....	182

Tabellenverzeichnis

Tabelle D.1:	Kostenoptimale Abregelungsraten der Stromproduktion in windreichen Vorzugsregionen nach minimalen Volllaststunden der Windstromproduktion	184
Tabelle D.2:	Primärenergiebedarfe der Wasserstoffbereitstellung im Exporthafen der windreichen Vorzugsregionen nach minimalen Volllaststunden der Windstromerzeugung in kWh/kg _{H2}	184
Tabelle E.1:	Gewählte Schrittweiten der minimalen Volllaststunden in sonnenreichen Vorzugsregionen nach minimalen Volllaststunden der PV-Stromproduktion	187
Tabelle E.2:	Kostenoptimale Abregelungsraten der Stromproduktion in sonnenreichen Vorzugsregionen nach minimalen Volllaststunden der PV-Stromproduktion (Teil 1).....	187
Tabelle E.3:	Kostenoptimale Abregelungsraten der Stromproduktion in sonnenreichen Vorzugsregionen nach minimalen Volllaststunden der PV-Stromproduktion (Teil 2).....	188
Tabelle E.4:	Primärenergiebedarfe der Wasserstoffbereitstellung im Exporthafen der sonnenreichen Vorzugsregionen nach minimalen Volllaststunden der PV-Stromerzeugung in kWh/kg _{H2}	188
Tabelle G.1:	Spezifische Überseetransportkosten in EUR/kg _{H2} in Abhängigkeit der Transportverbindungen (Teil 1)	190
Tabelle G.2:	Spezifische Überseetransportkosten in EUR/kg _{H2} in Abhängigkeit der Transportverbindungen (Teil 2)	191
Tabelle H.1:	Ergebnisse der gesamtkostenoptimalen Wasserstoffallokation zur weltweiten Bedarfsdeckung im Referenzszenario in Mt _{H2} /a, regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5].....	194
Tabelle H.2:	Ergebnisse der gesamtkostenoptimalen Wasserstoffallokation zur weltweiten Bedarfsdeckung im „Low“-Szenario in Mt _{H2} /a, regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5].....	195
Tabelle H.3:	Ergebnisse der gesamtkostenoptimalen Wasserstoffallokation zur weltweiten Bedarfsdeckung im „High“-Szenario in Mt _{H2} /a, regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5].....	196

LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Stern D. I. The Role of Energy in Economic Growth. Crawford School Centre for Climate Economics & Policy Paper 2011;3.10.
- [2] International Energy Agency. Energy Efficiency 2017 In: Market Report Series International Energy Agency (IEA). 2017. p. 16.
- [3] Rosen M. A., and Koochi-Fayegh S. The prospects for hydrogen as an energy carrier: an overview of hydrogen energy and hydrogen energy systems. Energy, Ecology and Environment 2016;1. p. 10-29.
- [4] The World Bank. The Road to 2050 - Sustainable Development for the 21st Century. The International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank. 2006.
- [5] International Energy Agency. World Energy Outlook 2017. International Energy Agency (IEA). 2017.
- [6] Reich G., and Reppich M. Regenerative Energietechnik: Überblick über ausgewählte Technologien zur nachhaltigen Energieversorgung. Springer Fachmedien Wiesbaden; 2018.
- [7] REN21. Renewables 2018 - Global Status Report. REN21 - Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. 2018.
- [8] IEA. CO2 emissions from fuel combustion. International Energy Agency. 2017.
- [9] Schleussner C.-F., Rogelj J., Schaeffer M., Lissner T., Licker R., Fischer E. M., Knutti R., Levermann A., Frieler K., and Hare W. Science and policy characteristics of the Paris Agreement temperature goal. Nature Climate Change 2016;6. p. 827.
- [10] Quaschnig V. Regenerative Energiesysteme Technologie - Berechnung - Simulation. München: Hanser Verlag; 2013.
- [11] Teichmann D., *Konzeption und Bewertung einer nachhaltigen Energieversorgung auf Basis flüssiger Wasserstoffträger (LOHC)*. 2014, Universität Erlangen-Nürnberg: Aachen.
- [12] Pfennig M., Gerhardt N., Pape C., and Böttger D. Mittel- und langfristige Potenziale von PtL- und H2-Importen aus internationalen EE-Vorzugsregionen. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES). 2017.
- [13] Desertec-Foundation. Global "Energiewende" - The DESERTEC Concept for Climate Protection and Development. Hamburg: Europäische Verlagsanstalt; 2014.
- [14] Trieb F. MED-CSP - Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) - Institute for Technical Thermodynamics. 2005.
- [15] Trieb F. TRANS-CSP - Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) - Institute of Technical Thermodynamics. 2006.
- [16] Trieb F. AQUA-CSP - Concentrating Solar Power for Seawater Desalination. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) - Institute of Technical Thermodynamics. 2007.
- [17] Zickfeld F., Wieland A., Blohmke J., Sohm M., Yousef A., Pudlik M., Ragwitz M., and Sensfuß F. Desert Power 2050 - Argumente für Wüstenstrom. Dii GmbH. 2012.

- [18] Calzadilla A., Wiebelt M., Blohmke J., and Klepper G. Desert Power 2050: Regional and sectoral impacts of renewable electricity production in Europe, the Middle East and North Africa. Kiel Institute for the World Economy. 2014.
- [19] Czisch G., *Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung - Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien*, in *Institut für Elektrische Energietechnik/Rationelle Energiewandlung*. 2005, Universität Kassel: Kassel.
- [20] Ryberg D. S., *Generation Lulls from the Future Potential of Wind and Solar Energy in Europe - Kalte Dunkelflauten der zukünftigen Potentiale der Wind- und Solarenergie in Europa*, in *Fakultät für Maschinenwesen*. 2019, RWTH Aachen University: Aachen.
- [21] Reuß M., *Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur*, in *Fakultät für Maschinenwesen*. 2019, RWTH Aachen University: Aachen.
- [22] Horst J., Merten F., Kiefer S., and Taubitz A. Technologiebericht 3.4 Nutzung von Erdgas- und Erdölinfrastrukturen und Raffinerien für strombasierte Brennstoffe. In: Technoligen für die Energiewende. Teilbericht 2 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. 2018.
- [23] Ströbele W., Pfaffenberger W., and Heuterkes M. Energiewirtschaft - Einführung in Theorie und Politik. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag; 2013.
- [24] BGR. BGR Energiestudie 2018 - Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR). 2019.
- [25] Petroff A., and Yellin T. What it costs to produce oil. CNN Business, <https://money.cnn.com/interactive/economy/the-cost-to-produce-a-barrel-of-oil/index.html?iid=EL>; 2015 [accessed 06/11/2019]
- [26] BP. BP Statistical Review of World Energy June 2018. BP p.l.c. 2018.
- [27] Wu X. F., and Chen G. Q. Global overview of crude oil use: From source to sink through inter-regional trade. Energy Policy 2019;128. p. 476-486.
- [28] BP. BP Statistical Review of World Energy June 2010. BP p.l.c. 2010.
- [29] BP. BP Statistical Review of World Energy June 2017. BP p.l.c. 2017.
- [30] Goltsov V. A., and Veziroglu T. N. From hydrogen economy to hydrogen civilization. International Journal of Hydrogen Energy 2001;26. p. 909-915.
- [31] Moreno-Benito M., Agnolucci P., and Papageorgiou L. G. Towards a sustainable hydrogen economy: Optimisation-based framework for hydrogen infrastructure development. Computers & Chemical Engineering 2017;102. p. 110-127.
- [32] Ogden J. M. Prospects for Building a Hydrogen Energy Infrastructure. Annual Review of Energy and the Environment 1999;24. p. 227-279.
- [33] Schiebahn S., Grube T., Robinius M., Zhao L., Otto A., Kumar B., Weber M., and Stolten D. Power to Gas. In: Stolten D., Scherer V., editors. Transitions to Renewable Energy Systems. Weinheim: Wiley-VCH Verlag; 2013.
- [34] Fasihi M., Bogdanov D., and Breyer C. Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants. Energy Procedia 2016;99. p. 243-268.
- [35] Watanabe T., Kamiya S., and Oti K.-I., *Cost Estimation of Transported Hydrogen, Produced by Overseas Wind Power Generations*, in *18th World Hydrogen Energy Conference 2010*, Stolten D., Grube T., Editors. 2010, Forschungszentrum Jülich GmbH, Zentralbibliothek: Essen. p. 547 - 557.

-
- [36] Robinius M., *Strom- und Gasmarktdesign zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff*, in *Fakultät für Maschinenwesen*. 2015, RWTH Aachen University: Aachen.
- [37] Robinius M., Otto A., Syranidis K., Ryberg D. S., Heuser P., Welder L., Grube T., Markewitz P., Tietze V., and Stolten D. Linking the Power and Transport Sectors—Part 2: Modelling a Sector Coupling Scenario for Germany. *Energies* 2017;10.
- [38] Ryberg D. S., Caglayan D. G., Schmitt S., Linßen J., Stolten D., and Robinius M. The future of European onshore wind energy potential: Detailed distribution and simulation of advanced turbine designs. *Energy* 2019;182. p. 1222-1238.
- [39] Ryberg D. S., Robinius M., and Stolten D. Methodological Framework for Determining the Land Eligibility of Renewable Energy Sources. *ArXiv* 2017.
- [40] Ryberg S. D., Robinius M., and Stolten D. Evaluating Land Eligibility Constraints of Renewable Energy Sources in Europe. *Energies* 2018;11.
- [41] Ryberg D. S., Tulemat Z., Robinius M., and Stolten D. Geospatial Land Availability for Energy Systems (GLAES). <https://github.com/FZJ-IEK3-VSA/glaes/releases/tag/v1.0.0> 2017 [accessed 14.05.2018]
- [42] Bosch J., Staffell I., and Hawkes A. D. Temporally-explicit and spatially-resolved global onshore wind energy potentials. *Energy* 2017;131. p. 207-217.
- [43] Caglayan D. G., Ryberg D. S., Heinrichs H., Linßen J., Stolten D., and Robinius M. The Techno-Economic Potential of Offshore Wind Energy with Optimized Future Turbine Designs in Europe. *Preprints* 201;2019020121.
- [44] Ester M., and Sander J. *Knowledge Discovery in Databases - Techniken und Anwendungen*. Berlin, Heidelberg, New York: Springer; 2000.
- [45] Pedregosa F., Varoquaux G., Gramfort A., Michel V., Thirion B., Grisel O., Blondel M., Prettenhofer P., Weiss R., Dubourg V., Vanderplas J., Passos A., Cournapeau D., Brucher M., Perrot M., and Duchesnay É. Scikit-learn: Machine Learning in Python. *Journal of Machine Learning Research* 2011;12. p. 2825-2830.
- [46] Norušis M. J. *IBM SPSS Statistics 19 Statistical Procedures Companion*. Prentice Hall; 2011.
- [47] Liu Q., Deng M., Shi Y., and Wang J. A density-based spatial clustering algorithm considering both spatial proximity and attribute similarity. *Computers & Geosciences* 2012;46. p. 296-309.
- [48] Ester M., Kriegel H.-P., Sander J., and Xu X. A density-based algorithm for discovering clusters in large spatial databases with noise. *Proceedings of the Second International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining (KDD-96)*, Portland, Oregon, USA 1996; p. 226-231.
- [49] MacKay D. J. C. *Information Theory, Inference, and Learning Algorithms*. Cambridge: Cambridge University Press; 1995.
- [50] Krieg D. *Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff*. Institute for Electrochemical Process Engineering, RWTH Aachen. 2012.
- [51] Baufumé S., Grüger F., Grube T., Krieg D., Linssen J., Weber M., Hake J.-F., and Stolten D. GIS-based scenario calculations for a nationwide German hydrogen pipeline infrastructure. *International Journal of Hydrogen Energy* 2013;38. p. 3813-3829.
-

- [52] Reuß M., Grube T., Robinius M., Preuster P., Wasserscheid P., and Stolten D. Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model. *Applied Energy* 2017;200. p. 290-302.
- [53] Reuß M., Grube T., Robinius M., and Stolten D. A hydrogen supply chain with spatial resolution: Comparative analysis of infrastructure technologies in Germany. *Applied Energy* 2019;247. p. 438-453.
- [54] Mischner J., Fasold H.-G., and Kadner K. *gas2energy.net - Systemplanung in der Gasversorgung, Gaswirtschaftliche Grundlagen*. München: Oldenbourg Industrieverlag; 2011.
- [55] Yang C., and Ogden J. M. Determining the Lowest-Cost Hydrogen Delivery Mode. *International Journal of Hydrogen Energy* 2008;32. p. 19.
- [56] GermanHy. Studie zur Frage "Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?". Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), Nationale Organisation Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie (NOW). 2009.
- [57] European Commission. HyWays - the European Hydrogen Roadmap. European Commission. 2008.
- [58] Ball M., *Integration einer Wasserstoffwirtschaft in ein nationales Energiesystem am Beispiel Deutschlands. Optionen der Bereitstellung von Wasserstoff als Kraftstoff im Straßenverkehr bis zum Jahr 2030*. 2006.
- [59] Seydel P., *Entwicklung und Bewertung einer langfristigen regionalen Strategie zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur - auf Basis der Modellverknüpfung eines Geografischen Informationssystems und eines Energiesystemmodells*. 2008, ETH Zürich.
- [60] Baier M., *Techno-ökonomische Bewertung von Projekten und Studien zur weltweiten Wasserstoffbereitstellung anhand von Benchmarking-Methoden, in Lehrstuhl für Brennstoffzellen c/o Forschungszentrum Jülich Institut für Energie- und Klimaforschung Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3)*. 2017, RWTH Aachen University: Jülich.
- [61] Kamiya S., Nishimura M., and Harada E. Study on Introduction of CO₂ Free Energy to Japan with Liquid Hydrogen. *Physics Procedia* 2015;67. p. 11 - 19.
- [62] Behling N., Williams M. C., and Managi S. Fuel cells and the hydrogen revolution: Analysis of a strategic plan in Japan. *Economic Analysis and Policy* 2015;48. p. 204-221.
- [63] JapanGov. Opening the Way to a Hydrogen Society. The Government of Japan, https://www.japan.go.jp/tomodachi/2018/Autumn2018/opening_the_way.html; 2018 [accessed 17/04/2019]
- [64] IPCC. IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Intergovernmental Panel on Climate Change. 2005.
- [65] Teichmann D., Arlt W., and Wasserscheid P. Liquid Organic Hydrogen Carriers as an efficient vector for the transport and storage of renewable energy. *International Journal of Hydrogen Energy* 2012;37. p. 18118 - 18132.
- [66] Gretz J., Baselt J. P., Ullmann O., and Wendt H. The 100 MW euro-Quebec hydro-hydrogen pilot project. *International Journal of Hydrogen Energy* 1990;15. p. 419-424.
- [67] Stiller C., Svensson A. M., Møller-Holst S., Bünger U., Espegren K. A., Holm Ø. B., and Tomasgard A. Options for CO₂-lean Hydrogen Export from Norway to Germany. *Energy* 2008;33. p. 1623 - 1633.

-
- [68] Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, and Frontier Economics. Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Frontier Economics. 2018.
- [69] Stiller C., Scensson A. M., and Moller-Holst S. Options for CO₂-lean hydrogen export from Norway to Germany. *Energy* 2008;33. p. 1623 - 1633.
- [70] Ishimoto Y., Kurosawa A., Sasakura M., and Sakata K. Significance of CO₂-free hydrogen globally and for Japan using a long-term global energy system analysis. *International Journal of Hydrogen Energy* 2017;42. p. 13357-13367.
- [71] de Valladares M.-R. Global Trends and Outlook for Hydrogen. IEA Hydrogen. 2017.
- [72] Hermann H., Emele L., and Loreck C. Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien. Öko-Institut e.V. 2014.
- [73] Schütz S., and Härtel P. Klimaschutz und regenerativ erzeugte chemische Energieträger – Infrastruktur und Systemanpassung zur Versorgung mit regenerativen chemischen Energieträgern aus in- und ausländischen regenerativen Energien. Umweltbundesamt. 2016.
- [74] Gilbert N., and Hamill L. Agent-based modelling in economics [E-Book]. Weinheim: Wiley-VCH; 2015.
- [75] Domschke W., and Drexl A. Einführung in Operations Research. Springer; 2005.
- [76] Monge G. Mémoire sur la théorie des déblais et des remblais. De l'Imprimerie Royale; 1781.
- [77] Domschke W. Logistik: Transport: Grundlagen, lineare Transport- und Umladeprobleme. De Gruyter; 2014.
- [78] Zimmermann H.-J. Operations Research - Methoden und Modelle. Wiesbaden: Friedr. Vieweg & Sohn Verlag/GWV Fachverlage GmbH; 2005.
- [79] Pchelintsev L. A. On a solution of the travelling salesman problem. *USSR Computational Mathematics and Mathematical Physics* 1966;6. p. 265-269.
- [80] Edmonds J., and Johnson E. L. Matching, Euler and the Chinese Postman. *Mathematical Programming* 1973;5. p. 88-124.
- [81] Domschke W., and Drexl A. Logistik: Standorte. Oldenbourg; 1996.
- [82] Heuser P.-M., Ryberg D. S., Grube T., Robinius M., and Stolten D. Techno-economic analysis of a potential energy trading link between Patagonia and Japan based on CO₂ free hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy* 2019;44. p. 12733-12747.
- [83] Heuser P.-M., Grube T., Heinrichs H., Robinius M., and Stolten D. Worldwide Hydrogen Provision Scheme Based on Renewable Energy. Preprints 2020.
- [84] Robinius M., Markewitz P., Lopion P., Kullmann F., Heuser P.-M., Syranidis K., Cerniauskas S., Reuß M., Ryberg S., Kotzur L., Caglayan D., Welder L., Linßen J., Grube T., Heinrichs H., Stenzel P., and Stolten D. Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050. (Kurzfassung). Forschungszentrum Jülich GmbH. 2019.
- [85] Adolf J., Balzer C. H., Louis J., Schabla U., Fishedick M., Arnold K., Pastowski A., and Schüwer D. Shell Wasserstoffstudie - Energie der Zukunft? - Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H₂. Shell Deutschland, Wuppertal Institut. 2017.
- [86] BDEW. Erdgas - Zahlen, Daten, Fakten. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. 2017.
-

- [87] AGEb. Heizwerte der Energieträger und Faktoren für die Umrechnung von natürlichen Einheiten in Energieeinheiten zur Energiebilanz 2015. Arbeitsgemeinschaft für Energiebilanzen (AGEb) e.V. . 2017.
- [88] Eichlseder H., and Klell M. Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik - Erzeugung, Speicherung, Anwendung. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag; 2010.
- [89] Wöhe G., and Döring U. Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre. München: Verlag Franz Vahlen; 2010.
- [90] REN21. Renewables 2019 - Global Status Report. REN21 - Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. 2019.
- [91] Krämer R. T., *Techno-ökonomische Analyse des Nutzungspotentials von Windenergie in ausgewählten windreichen Regionen auf Basis globaler Wetter- und Geodaten*, in *Lehrstuhl für Brennstoffzellen c/o Forschungszentrum Jülich Institut für Energie- und Klimaforschung Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3)*. 2018, RWTH Aachen University: Aachen.
- [92] OpenStreetMap contributors. OpenStreetMap. OpenStreetMap, <https://www.openstreetmap.org/>; 2019 [accessed 08/05/2019]
- [93] Defourny P., Lisini G., Achard F., Ramoino F., Kirches G., Lamarche C., Peylin P., Hartley A., Lederer D., Boettcher M., MacBean N., Hagemann S., Schlerf M., Arino O., Mora B., Khlystova I., Bontemps S., Brockmann C., Herold M., Seifert F. M., and Pathe C. ESA Land Cover Climate Change Initiative (ESA LC_cci). European Space Agency, <http://maps.elie.ucl.ac.be/CCI/viewer/index.php>; 2015 [accessed 08/05/2019]
- [94] Plummer S., Lecomte P., and Doherty M. The ESA Climate Change Initiative (CCI): A European contribution to the generation of the Global Climate Observing System. Remote Sensing of Environment 2017;203. p. 2-8.
- [95] Armstrong R., Berthier E., Bolch T., Kargel J. S., Paul F., Racoviteanu A., and Raup B. H. Randolph GLacier Inventory 6.0. GLIMS - Global Land Ice Measurements from Space, https://www.glims.org/RGI/rgi60_dl.html; 2019 [accessed 08/05/2019]
- [96] Lehner B., Verdin K., and Jarvis A. New Global Hydrography Derived From Spaceborne Elevation Data. EOS, Transactions, American Geophysical Union 2008;89. p. 93-104.
- [97] Ramm F. OpenStreetMap Data in Layered GIS Format. Geofabrik GmbH. 2017.
- [98] Lehner B., and Grill G. Global river hydrography and network routing: baseline data and new approaches to study the world's large river systems. Hydrological Processes 2013;27. p. 2171-2186.
- [99] Lehner B., Verdin K., and Jarvis A. HydroSHEDS Technical Documentation. World Wildlife Fund US, <http://hydrosheds.cr.usgs.gov/>; 2006 [accessed 14.05.2018]
- [100] Topf J., and Hormann C. OpenStreetMapData. FOSSGIS e.V., <https://osmdata.openstreetmap.de/>; 2019 [accessed 08/05/2019]
- [101] Patokallia J. Open Flights - Airport, airline and route data. contentshare, <https://openflights.org/data.html>; 2019 [accessed 08/05/2019]
- [102] Hijmans R. J. GADM - Database of Global Administrative Areas. GADM, <https://gadm.org/index.html>; 2009 [accessed 08/05/2019]
- [103] UNEP-WCMC. World Database on Protected Areas - User Manual 1.5. UN Environmental World Conservation Monitoring Centre (UNEP-WCMC). 2017.

-
- [104] UNEP-WCMC, and IUCN. Protected Planet: The World Database on Protected Areas (WDPA). UNEP-WCMC and IUCN, <https://protectedplanet.net/>; 2019 [accessed 08/05/2019]
- [105] Jarvis A., Reuter H. I., Nelson A., and Guevara E. Hole-filled seamless SRTM data V4. International Centre for Tropical Agriculture (CIAT), <http://srtm.csi.cgiar.org>; 2008 [accessed 08/05/2019]
- [106] EEA. Copernicus Land Monitoring Service - Digital Elevation Model over Europe (EU-DEM). European Environment Agency, <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/copernicus-land-monitoring-service-eu-dem>; 2017 [accessed 08/05/2019]
- [107] Gass V., Schmidt J., Strauss F., and Schmid E. Assessing the economic wind power potential in Austria. *Energy Policy* 2013;53. p. 323-330.
- [108] Schallenberg-Rodríguez J., and Notario-del Pino J. Evaluation of on-shore wind techno-economical potential in regions and islands. *Applied Energy* 2014;124. p. 117-129.
- [109] Cetinay H., Kuipers F. A., and Guven A. N. Optimal siting and sizing of wind farms. *Renewable Energy* 2017;101. p. 51-58.
- [110] Choudhury N. World's highest wind farm completed in Tibet. *Climate Home News*, <https://www.climatechangenews.com/2013/08/13/worlds-highest-wind-farm-completed-in-tibet/>; 2013 [accessed 06/06/2019]
- [111] Thøgersen M. L. Modelling of the Variation of Air Density with Altitude through Pressure, Humidity and Temperature. EMD International A/S. 2005.
- [112] Tibet has China's largest solar power station. *Photovoltaics Bulletin* 2002;2002. p. 2.
- [113] Ouammi A., Ghigliotti V., Robba M., Mimet A., and Sacile R. A decision support system for the optimal exploitation of wind energy on regional scale. *Renewable Energy* 2012;37. p. 299-309.
- [114] van Haaren R., and Fthenakis V. GIS-based wind farm site selection using spatial multi-criteria analysis (SMCA): Evaluating the case for New York State. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2011;15. p. 3332-3340.
- [115] World Bank Group. Global Solar Atlas. World Bank Group, <https://globalsolaratlas.info/>; 2016 [accessed 08/05/2019]
- [116] Hansen H. GIS-based multi-criteria analysis of wind farm development. 2005.
- [117] Tsoutsos T., Tsioura I., Kokologos D., and Kalaitzakis K. Sustainable siting process in large wind farms case study in Crete. *Renewable Energy* 2015;75. p. 474-480.
- [118] Deng Y. Y., Haigh M., Pouwels W., Ramaekers L., Brandsma R., Schimschar S., Grözing J., and de Jager D. Quantifying a realistic, worldwide wind and solar electricity supply. *Global Environmental Change* 2015;31. p. 239-252.
- [119] Lütkehus I., Salecker H., and Adlunger K. Potenzial der Windenergie an Land. Umweltbundesamt. 2013.
- [120] Grassi S., Chokani N., and Abhari R. S. Large scale technical and economical assessment of wind energy potential with a GIS tool: Case study Iowa. *Energy Policy* 2012;45. p. 73-85.
- [121] Tegou L.-I., Polatidis H., and Haralambopoulos D. A. Environmental management framework for wind farm siting: Methodology and case study. *Journal of Environmental Management* 2010;91. p. 2134-2147.
-

- [122] Ma J., Scott N. R., DeGloria S. D., and Lembo A. J. Siting analysis of farm-based centralized anaerobic digester systems for distributed generation using GIS. *Biomass and Bioenergy* 2005;28. p. 591-600.
- [123] Sliz-Szkliniarz B. Assessment of the renewable energy-mix and land use trade-off at a regional level: A case study for the Kujawsko–Pomorskie Voivodship. *Land Use Policy* 2013;35. p. 257-270.
- [124] Gigović L., Pamučar D., Božanić D., and Ljubojević S. Application of the GIS-DANP-MABAC multi-criteria model for selecting the location of wind farms: A case study of Vojvodina, Serbia. *Renewable Energy* 2017;103. p. 501-521.
- [125] McKenna R., Hollnaicher S., and Fichtner W. Cost-potential curves for onshore wind energy: A high-resolution analysis for Germany. *Applied Energy* 2014;115. p. 103-115.
- [126] Samsatli S., Staffell I., and Samsatli N. J. Optimal design and operation of integrated wind-hydrogen-electricity networks for decarbonising the domestic transport sector in Great Britain. *International Journal of Hydrogen Energy* 2016;41. p. 447-475.
- [127] Grassi S., Junghans S., and Raubal M. Assessment of the wake effect on the energy production of onshore wind farms using GIS. *Applied Energy* 2014;136. p. 827-837.
- [128] Atici K. B., Simsek A. B., Ulucan A., and Tosun M. U. A GIS-based Multiple Criteria Decision Analysis approach for wind power plant site selection. *Utilities Policy* 2015;37. p. 86-96.
- [129] Lejeune P., and Feltz C. Development of a decision support system for setting up a wind energy policy across the Walloon Region (southern Belgium). *Renewable Energy* 2008;33. p. 2416-2422.
- [130] Sánchez-Lozano J. M., García-Cascales M. S., and Lamata M. T. Identification and selection of potential sites for onshore wind farms development in Region of Murcia, Spain. *Energy* 2014;73. p. 311-324.
- [131] Janke J. R. Multicriteria GIS modeling of wind and solar farms in Colorado. *Renewable Energy* 2010;35. p. 2228-2234.
- [132] Höltinger S., Salak B., Schauppenlehner T., Scherhauser P., and Schmidt J. Austria's wind energy potential – A participatory modeling approach to assess socio-political and market acceptance. *Energy Policy* 2016;98. p. 49-61.
- [133] Latinopoulos D., and Kechagia K. A GIS-based multi-criteria evaluation for wind farm site selection. A regional scale application in Greece. *Renewable Energy* 2015;78. p. 550-560.
- [134] Watson J. J. W., and Hudson M. D. Regional Scale wind farm and solar farm suitability assessment using GIS-assisted multi-criteria evaluation. *Landscape and Urban Planning* 2015;138. p. 20-31.
- [135] Krewitt W., and Nitsch J. The potential for electricity generation from on-shore wind energy under the constraints of nature conservation: a case study for two regions in Germany. *Renewable Energy* 2003;28. p. 1645-1655.
- [136] LANUV. Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW - Teil 1 Windenergie Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen. 2013.
- [137] Effat H. A. Spatial Modeling of Optimum Zones for Wind Farms Using Remote Sensing and Geographic Information System, Application in the Red Sea, Egypt. *Journal of Geographic Information Sytem* 2014;6.

-
- [138] Diekmann B., and Rosenthal E. Energie - Physikalische Grundlagen ihrer Erzeugung, Umwandlung und Nutzung. Wiesbaden: Springer Spektrum; 2014.
- [139] IEC. Wind turbines - Part 1: Design requirements. International Electrotechnical Commission. 2005.
- [140] Arantegui R. L., Jaeger-Waldau A., Vellei M., Sigfusson B., Magagna D., Jakubcionis M., Perez Fortes M. d. M., Lazarou S., Giuntoli J., Weidner Ronnefeld E., De Marco G., Spisto A., and Gutierrez Moles C. ETRI 2014 - Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050. Publications Office of the European Union. 2015.
- [141] Wallasch A.-K., Lüers S., and Rehfeldt K. Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland - Update. Deutsche Windguard. 2015.
- [142] Brakelmann H. Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel? Bundesverband WindEnergie e.V. 2004.
- [143] Siemens. Gasisolierte Mittelspannungs-Schaltanlagen für Windparks. Siemens AG - Energy Sector/Power Distribution Division. 2009.
- [144] Gasch R., and Twele J. Windkraftanlagen: Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb. Wiesbaden: Springer Fachmedien; 2016.
- [145] Choi N. J., Hyun Nam S., Hyun Jeong J., and Chun Kim K. Numerical study on the horizontal axis turbines arrangement in a wind farm: Effect of separation distance on the turbine aerodynamic power output. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics 2013;117. p. 11-17.
- [146] Stevens R. J. A. M., Hobbs B. F., Ramos A., and Meneveau C. Combining economic and fluid dynamic models to determine the optimal spacing in very large wind farms. Wind Energy 2017;20. p. 465-477.
- [147] Jäger T., McKenna R., and Fichtner W. The feasible onshore wind energy potential in Baden-Württemberg: A bottom-up methodology considering socio-economic constraints. Renewable Energy 2016;96. p. 662-675.
- [148] Son E., Lee S., Hwang B., and Lee S. Characteristics of turbine spacing in a wind farm using an optimal design process. Renewable Energy 2014;65. p. 245-249.
- [149] Meyers J., and Meneveau C. Optimal turbine spacing in fully developed wind farm boundary layers. Wind Energy 2012;15. p. 305-317.
- [150] Silva J., Ribeiro C., Guedes R., Rua M.-C., and Ulrich F. Roughness length classification of Corine Land Cover classes. Proceedings of EWEC 2007 2007.
- [151] European Environment Agency (EEA). Copernicus Land Monitoring Service. European Environment Agency (EEA), <https://land.copernicus.eu/>; 2012 [accessed 01/04/2017]
- [152] Go Solar California. PV Module List. California Energy Commission & California Public Utilities Commission, https://www.gosolarcalifornia.ca.gov/equipment/pv_modules.php; 2019 [accessed 09/05/2019]
- [153] Mayer J. N., Philipps S., Hussein N. S., Schlegl T., and Senkpiel C. Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Fraunhofer ISE on behalf of Agora Energiewende. 2015.
-

- [154] Gelaro R., McCarty W., Suárez M. J., Todling R., Molod A., Takacs L., Randles C. A., Darmenov A., Bosilovich M. G., Reichle R., Wargan K., Coy L., Cullather R., Draper C., Akella S., Buchard V., Conaty A., da Silva A. M., Gu W., Kim G.-K., Koster R., Lucchesi R., Merkova D., Nielsen J. E., Partyka G., Pawson S., Putman W., Rienecker M., Schubert S. D., Sienkiewicz M., and Zhao B. The Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Version 2 (MERRA-2). *Journal of Climate* 2017;30. p. 5419-5454.
- [155] Gass J. Global Modeling and Assimilation Office. National Aeronautics and Space Administration, <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/>; 2019 [accessed 07/05/2019]
- [156] Bosilovich M. G., Akella S., Coy L., Cullather R., Draper C., Gelaro R., Kovach R., Liu Q., Molod A., Norris P., Wargan K., Chao W., Reichle R., Takacs L., Vukobratovic Y., Bloom S., Collopy A., Firth S., Labow G., Partyka G., Pawson S., Reale O., Schubert S. D., and Suarez M. MERRA-2: Initial Evaluation of the Climate. National Aeronautics and Space Administration - Goddard Space Flight Center. 2015.
- [157] Bosilovich M., and Lucchesi R. MERRA-2: File Specification. 2016.
- [158] Badger J., Davis N., Hahmann A., Larsen X. G., Badger M., Kelly M., Olsen B. T., Mortensen N. G., E. Jørgensen H., Troen I., Lundtang Petersen E., Volker P., and Lange J. The Global Wind Atlas - An EUDP project carried out by DTU Wind Energy. Danmarks Tekniske Universitet (DTU). 2015.
- [159] Badger J., and Ejsing Jørgensen H., *A high resolution global wind atlas - improving estimation of world wind resources*. 2011, Danmarks Tekniske Universitet, Risø Nationallaboratoriet for Bæredygtig Energi. p. 215-225.
- [160] DTU. The Global Wind Atlas. Technical University of Denmark (DTU) in partnership with the World Bank Group, <https://globalwindatlas.info/>; 2019 [accessed 07/05/2019]
- [161] Weber N., *Assessment of the Technical and Economic Potential of Salt Deposits for Hydrogen Storage*, in *Institute of Geology and Palaeontology Division of Earth Sciences and Geography*. 2018, RWTH Aachen University: Aachen.
- [162] Zech K., Oehmichen K., Grasemann E., Michaelis J., Funke S., and Seiffert M. Technical, economic and environmental assessment of technologies for the production of biohydrogen and its distribution: Results of the Hy-NOW study. *International Journal of Hydrogen Energy* 2015;40. p. 5487-5495.
- [163] Smolinka T., Günther M., and Garchen J. Stand und Entwicklungspotential der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien 2010.
- [164] Carmo M., Fritz D. L., Mergel J., and Stolten D. A comprehensive review on PEM water electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy* 2013;38. p. 4901-4934.
- [165] DOE. Multi-Year Research, Development and Demonstration Plan. U. S. Department of Energy - Energy Efficiency & Renewable Energy. 2012.
- [166] Saba S. M., Müller M., Robinus M., and Stolten D. The investment costs of electrolysis – A comparison of cost studies from the past 30 years. *International Journal of Hydrogen Energy* 2018;43. p. 1209-1223.
- [167] Mergel J., Carmo M., and Fritz D. Status on technologies for hydrogen production by water electrolysis. *Transition to renewable energy systems* 2013; p. 425-450.
- [168] Cohen Y., Semiat R., and Rahardianto A. A perspective on reverse osmosis water desalination: Quest for sustainability. *AIChE Journal* 2017;63. p. 1771-1784.

-
- [169] Shemer H., and Semiat R. Sustainable RO desalination – Energy demand and environmental impact. *Desalination* 2017;424. p. 10-16.
- [170] Zhou Y., and Tol R. S. J. Evaluating the costs of desalination and water transport. *Water Resources Research* 2005;41.
- [171] Nexant. H2A hydrogen delivery infrastructure analysis models and conventional pathway options analysis results. 2008.
- [172] Bell I. H., Wronski J., Quoilin S., and Lemort V. Pure and Pseudo-pure Fluid Thermophysical Property Evaluation and the Open-Source Thermophysical Property Library CoolProp. *Industrial & Engineering Chemistry Research* 2014;53. p. 2498-2508.
- [173] Feck T., *Wasserstoff-Emissionen und ihre Auswirkungen auf den arktischen Ozonverlust - Risikoanalyse einer globalen Wasserstoffwirtschaft*, in *Institut für Chemie und Dynamik der Geospäre (ICG) - Stratospäre (ICG-1)*. 2009, Universität Wuppertal: Jülich.
- [174] Krasae-in S., Stang J. H., and Neksa P. Development of large-scale hydrogen liquefaction processes from 1898 to 2009. *International Journal of Hydrogen Energy* 2010;35. p. 4524-4533.
- [175] Stolzenburg K., and Mubbala R. Hydrogen Liquefaction Report - whole chain assessment. In: *Integrated design for demonstration of efficient liquefaction of hydrogen (IDEALHY) FCH JU*. 2013.
- [176] Elgowainy A., Reddi K., Mintz M., and Brown D. H2A DELIVERY SCENARIO ANALYSIS MODEL VERSION 3.0. U.S. Department of Energy - Fuel Cell Technology Office. 2015.
- [177] Markiewicz M., Zhang Y., Bösmann A., Brückner N., Thöming J., Wasserscheid P., and Stolte S. Environmental and health impact assessment of Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) systems – challenges and preliminary results. *Energy & Environmental Science* 2015;8. p. 1035-1045.
- [178] Fikrt A., Brehmer R., Milella V.-O., Müller K., Bösmann A., Preuster P., Alt N., Schlücker E., Wasserscheid P., and Arlt W. Dynamic power supply by hydrogen bound to a liquid organic hydrogen carrier. *Applied Energy* 2017;194. p. 1-8.
- [179] Eypasch M., Schimpe M., Kanwar A., Hartmann T., Herzog S., Frank T., and Hamacher T. Model-based techno-economic evaluation of an electricity storage system based on Liquid Organic Hydrogen Carriers. *Applied Energy* 2017;185. p. 320-330.
- [180] Müller K., Stark K., Emel'yanenko V. N., Varfolomeev M. A., Zaitsau D. H., Shoifet E., Schick C., Verevkin S. P., and Arlt W. Liquid Organic Hydrogen Carriers: Thermophysical and Thermochemical Studies of Benzyl- and Dibenzyl-toluene Derivatives. *Industrial & Engineering Chemistry Research* 2015;54. p. 7967-7976.
- [181] Juhrich K. CO2-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe. Umweltbundesamt. 2016.
- [182] Elgowainy A., Reddi K., and Mintz M. H2A Delivery Scenario Analysis Model. U.S. Department of Energy, https://www.hydrogen.energy.gov/h2a_delivery.html; 2015 [accessed
- [183] Baldwin D. FINAL REPORT - Development of High Pressure Hydrogen Storage Tank for Storage and Gaseous Truck Delivery. 2017.
-

- [184] Schöler D., *Ökonomische Bewertung von Technologieparametern im Rahmen eines nationalen Energieversorgungssystems aus erneuerbaren Energien*, in *Lehrstuhl für Brennstoffzellen c/o Forschungszentrum Jülich Institut für Energie- und Klimaforschung Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3)*. 2017, Hochschule Ruhr West: Jülich.
- [185] Bünger U., Raksha T., Simón J., and Correás L. Assessment of the Potential, the Actors and Relevant Business Cases for Large Scale and Long Term Storage of Renewable Electricity by Hydrogen Underground Storage in Europe (HyUnder). LBST. 2013.
- [186] Noack C., Burggraf F., Schwan S., and Lettenmeier P. Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck (PlanDelyKad). Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. 2015.
- [187] Stolzenburg K., Hamelmann R., Wietschel M., Genoese F., Michaelis J., Lehmann J., Miede A., Krause S., Sponholz C., Donadei S., Crotochino F., Acht A., and Horvath P.-L. Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). 2014.
- [188] Caglayan D. G., Weber N., Heinrichs H., Linßen J., Robinus M., Kukla P. A., and Stolten D. Theoretical Potential of Salt Caverns for Hydrogen Storage. 2019.
- [189] Tietze V., Luhr S., and Stolten D. Bulk Storage Vessels for Compressed and Liquid Hydrogen. In: Stolten D., Emonts B., editors. *Hydrogen Science and Engineering*. Weinheim: Wiley-VCH Verlag; 2016.
- [190] Granath B. Innovative Liquid Hydrogen Storage to Support Space Launch System. National Aeronautics Space Administration, <https://www.nasa.gov/feature/innovative-liquid-hydrogen-storage-to-support-space-launch-system>; 2019 [accessed 04/02/2020]
- [191] Nehme D., Neely J., and Hudson A. UAE'S ADNOC and Korea's SK E&C to Build world's largest oil storage facility. Reuters, <https://www.reuters.com/article/us-emirates-south-korea-adnoc-project/uaes-adnoc-and-koreas-sk-ec-to-build-worlds-largest-oil-storage-facility-idUSKCN1QG0U0>; 2019 [accessed 04/02/2020]
- [192] Reuß M., Welder L., Thürauf J., Linßen J., Grube T., Schewe L., Schmidt M., Stolten D., and Robinus M. Modeling hydrogen networks for future energy systems: A comparison of linear and nonlinear approaches. *International Journal of Hydrogen Energy* 2019;44. p. 32136-32150.
- [193] Boeing Services International. Trade Study - Liquid Hydrogen Transportation - Kennedy Space Center. Boeing Services International, Inc. 1978.
- [194] Verfondern K. Safety Considerations on Liquid Hydrogen. Jülich: Schriften des Forschungszentrums Jülich; 2008.
- [195] Petersen U., Würsig G., and Krapp R. Design and safety considerations for large-scale sea-borne hydrogen transport. *International Journal of Hydrogen Energy* 1994;19. p. 597-604.
- [196] Giacomazzi G. Prospects for intercontinental seaborne transportation of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy* 1989;14. p. 603-616.
- [197] IMO. IGC Code: International Code for the Construction and Equipment of Ships carrying Liquefied Gases in Bulk, 2016 Edition (IA104E). International Maritime Organization; 2016.

-
- [198] Lloyd's Register. Infosheet No.30 - Modern ship size definitions. Lloyd's Register. 2007.
- [199] Athenian Shipbrokers. Monthly Report - New Building Market and Reported Contracts. Athenian Shipbrokers S. A. 2018.
- [200] Jaganathan J. World's second-biggest LNG tanker-class vessel to transit Panama Canal for first time. Thomson Reuters, <https://www.reuters.com/article/us-lng-tanker-panamacanal/worlds-second-biggest-lng-tanker-class-vessel-to-transit-panama-canal-for-first-time-idUSKCN1S906D>; 2019 [accessed 17/05/2019]
- [201] Nas S., Zorba Y., and Ucan E. The Mooring Pattern Study for Q-Flex Type LNG Carriers Scheduled for Berthing at Ege Gaz Aliaga LNG Terminal. TransNav - the International Journal on Marine Navigation and Safety of Sea Transportation 2014;8.
- [202] Kawasaki. Delivery of the world's largest MOSS-type LNG Transport Vessel PACIFIC BREEZE. Kawasaki Heavy Industries, Ltd., http://global.kawasaki.com/en/corp/newsroom/news/detail/?f=20180308_3533; 2018 [accessed 17/05/2019]
- [203] IGU. 2018 World LNG Report. International Gas Union. 2018.
- [204] MAN Diesel & Turbo. Propulsion Trends in Tankers. MAN Diesel & Turbo. 2013.
- [205] MAN Diesel & Turbo. Propulsion Trends in LNG Carriers: Two-stroke Engines. MAN Diesel & Turbo. 2013.
- [206] MarineTraffic. MarineTraffic Voyage Planner. <https://www.marinetraffic.com/>; 2018 [accessed 06.07.2018]
- [207] KBA. Verkehr in Kilometern der deutschen Kraftfahrzeuge im Jahr 2015. Kraftfahrt-Bundesamt, https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/2015/2015_verkehr_in_kilometern_node.html; 2016 [accessed 17/05/2019]
- [208] Grube T., *Potentiale des Strommanagements zur Reduzierung des spezifischen Energiebedarfs von Pkw*, in *Fakultät für Maschinenwesen*. 2014, TU Berlin: Jülich.
- [209] AGEb. Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. 2018.
- [210] Alstom fuel cell trains enter service in Germany. Fuel Cells Bulletin 2018;2018. p. 1.
- [211] Michalski J., Altmann M., Bünger U., and Weindorf W. Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen. Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST). 2019.
- [212] Schlesinger M., Hofer P., Kemmler A., Kirchner A., Strassburg S., Lindenberger D., Fürsch M., Nagl S., Paulus M., Richter J., Trüby J., Lutz C., Korushun O., Lehr U., and Thobe I. Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Prognos AG, EWI und GWS. 2010.
-

DANKSAGUNG

Die vorliegende Arbeit entstand von August 2016 bis August 2019 am Institut für Energie- und Klimaforschung - Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3) des Forschungszentrums Jülich.

Mein besonderer Dank gilt meinem Doktorvater Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Detlef Stolten für die ausgezeichnete Betreuung, die konstruktiven Gespräche und die umfassende Unterstützung im Rahmen dieser Dissertation. Ich danke Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Viktor Scherer für die Übernahme des Korreferats und Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Andreas Jupke für die Übernahme des Prüfungsvorsitzes.

Bei meinem Abteilungsleiter Herrn Dr.-Ing. Martin Robinius bedanke ich mich für die fachliche Unterstützung und stets motivierende Förderung.

Meinem Teamleiter Herrn Dr.-Ing. Thomas Grube danke ich sehr herzlich für die exzellente fachliche und organisatorische Begleitung dieser Arbeit, die anregenden und humorvollen Diskussionen und die kontinuierliche Hilfestellung sowohl bei inhaltlichen als auch bei persönlichen Fragen.

Meinen Bürokollegen Peter Lopion, Felix Kullmann und Yuan Wang sowie dem gerngesehenen Gast in unserem Büro, Maximilian Decker, gebührt großer Dank für die bereichernde Zusammenarbeit, die niveauvollen Unterredungen sowie die produktive Arbeitsatmosphäre. Der kollegiale und freundschaftliche Zusammenhalt trug entschieden zum Gelingen dieser Dissertation bei.

Des Weiteren danke ich meinen Kollegen Markus Reuß und Severin Ryberg, deren Arbeiten wichtige Grundlagen für diese Dissertation lieferten. Ich schätze ihre Hilfsbereitschaft und Geduld bei methodischen Herausforderungen in besonderem Maße.

Darüber hinaus möchte ich allen weiteren Kollegen und Mitarbeitern des IEK-3 für ihre Unterstützung bei der Erstellung dieser Arbeit danken. Insbesondere gilt mein Dank Maximilian Baier, Roman Krämer und Nikolaus Weber für die intensive Zusammenarbeit. Mit ihren Abschlussarbeiten leisteten sie einen wesentlichen Beitrag.

Der größte Dank gilt schließlich meiner Familie, die mich auf meinem langen akademischen Weg begleitete und unterstützte. Mit ihrer Liebe, Geduld und Nachsicht halfen sie mir jeden Tag, die notwendige Disziplin und Motivation aufzubringen. Diese Arbeit widme ich meinem Vater Herrn Dipl.-Ing. Matthias Heuser, ohne den ich diesen Weg niemals hätte gehen können.

Band / Volume 518

Geophysics-based soil mapping for improved modelling of spatial variability in crop growth and yield

C. Brogi (2020), xxi, 127 pp

ISBN: 978-3-95806-510-9

Band / Volume 519

Measuring and modelling spatiotemporal changes in hydrological response after partial deforestation

I. Wiekenkamp (2020), xxxvii, 276 pp

ISBN: 978-3-95806-512-3

Band / Volume 520

Characterization of Root System Architectures from Field Root Sampling Methods

S. Morandage (2020), xxii, 157 pp

ISBN: 978-3-95806-511-6

Band / Volume 521

Generation Lulls from the Future Potential of Wind and Solar Energy in Europe

D. S. Ryberg (2020), xxvii, 398 pp

ISBN: 978-3-95806-513-0

Band / Volume 522

Towards a Generalized Framework for the Analysis of Solar Cell Performance based on the Principle of Detailed Balance

B. J. Blank (2020), iv, 142 pp

ISBN: 978-3-95806-514-7

Band / Volume 523

A Robust Design of a Renewable European Energy System Encompassing a Hydrogen Infrastructure

D. G. Çağlayan (2020), xxii, 312 pp

ISBN: 978-3-95806-516-1

Band / Volume 524

Control and Optimization of a Lorentz Force Based Actuator System for External Flow

M. F. Seidler (2020), xii, 136 pp

ISBN: 978-3-95806-518-5

Band / Volume 525

ETV Online Tagung 2020

Industrielle Groß- und Hochtemperaturwärmepumpen im Energiesystem

D. Stolten, G. Markowz (Hrsg.) (2020), ca. 71 pp

ISBN: 978-3-95806-519-2

Band / Volume 526

**Atmospheric Trace Gas Measurements Using Chemical Ionisation
Time-of-Flight Mass Spectrometry**

Y. Li (2020), xi, 110 pp

ISBN: 978-3-95806-520-8

Band / Volume 527

**Uranium accumulation in agricultural soils as derived from long-term
phosphorus fertilizer applications**

Y. Sun (2020), XII, 136 pp

ISBN: 978-3-95806-521-5

Band / Volume 528

**Entwicklung von Schutzschichten für nicht-oxidische
Faserverbundwerkstoffe**

M. Wolf (2021), VI, 150, 2 pp

ISBN: 978-3-95806-524-6

Band / Volume 529

**Mechanical reliability and oxygen permeation of $\text{Ce}_{0.8}\text{Gd}_{0.2}\text{O}_{2-5}\text{-FeCo}_2\text{O}_4$
dual phase membranes**

F. Zeng (2021), IV, VI, 222 pp

ISBN: 978-3-95806-527-7

Band / Volume 530

**Capacitance-Based Methods to Study Charge Transport and
Recombination in Organic Solar Cells**

I. Zonno (2021), vi, 153 pp

ISBN: 978-3-95806-528-4

Band / Volume 531

**Einflüsse von Klimavariabilität und -wandel auf Ausbau
und Erzeugung im Europäischen Stromsystem**

F. P. Gotzens (2021), XXIII, 231 pp

ISBN: 978-3-95806-530-7

Band / Volume 532

**Weltweite Infrastruktur zur Wasserstoffbereitstellung
auf Basis erneuerbarer Energien**

P.-M. Heuser (2021), VII, 231 pp

ISBN: 978-3-95806-531-4

Energie & Umwelt / Energy & Environment
Band / Volume 532
ISBN 978-3-95806-531-4