



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

Masterarbeit

Jakob Arne Hoddags

Potentialanalyse dezentraler Wasserstoffproduktion mit Hilfe von Windstrom in entlegenen Starkwindgebieten

*Fakultät Technik und Informatik
Department Maschinenbau und Produktion*

*Faculty of Engineering and Computer Science
Department of Mechanical Engineering and
Production Management*

Jakob Arne Hoddags

**Potentialanalyse dezentraler
Wasserstoffproduktion mit Hilfe von
Windstrom in entlegenen
Starkwindgebieten**

Masterarbeit eingereicht im Rahmen der Masterprüfung

im Studiengang Nachhaltige Energiesystem im Maschinenbau
am Department Maschinenbau und Produktion
der Fakultät Technik und Informatik
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Erstprüfer: Prof. Dr. Vera Schorbach
Zweitprüfer: Prof. Dr. Thorsten Struckmann

Abgabedatum: 09.02.2022

Zusammenfassung

Name des Studierenden

Jakob Arne Hoddags

Thema der Masterthesis

Potentialanalyse dezentraler Wasserstoffproduktion mit Hilfe von Windstrom in entlegenen Starkwindgebieten

Stichworte

Windkraft,
Wasserstoff-Herstellung,
Wasserstoffimport

Kurzzusammenfassung

Die Masterarbeit umfasst Kalkulationen zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit dreier Standorte, die hohe Windgeschwindigkeiten und eine niedrige Bevölkerungsdichte aufweisen. An denen soll Wasserstoff hergestellt und nach Deutschland importiert werden. Die Herstellung wird mittels Elektrolysen durchgeführt, dabei beziehen diese ihren Strom aus einem 1 GW Windpark.

Name of Student

Jakob Arne Hoddags

Title of the paper

Potential analysis of decentralized hydrogen production using wind power in remote high wind areas.

Keywords

wind power,
Hydrogen production,
Hydrogen import

Abstract

The master's thesis includes calculations to determine the economic viability of three sites that have high wind speeds and low population density. Hydrogen is to be produced at these sites and imported to Germany. The production will be carried out by means of electrolysis, drawing its electricity from a 1 GW wind farm.

Aufgabenstellung

Potentialanalyse dezentraler Wasserstoffproduktion mit Hilfe von Windstrom in entlegenen Starkwindgebieten

In der heutigen Zeit konzentriert sich die Energiebranche auf die regenerativen Energien. Dies hat den Grund, dass bis 2050 der CO₂-Ausstoß im Verhältnis zu 1990 um 95% gesenkt werden soll. Dabei stehen Windkraftanlagen im Fokus. Viele Orte auf der Welt bieten großes Potential für Windkraftanlagen, werden aufgrund fehlender Stromabnehmer aber nicht genutzt. Daraus ergibt sich die zentrale Frage dieser Masterarbeit: Ist es wirtschaftlich, die Windenergie an solchen Orten zu nutzen, um Wasserstoff zu erzeugen und diesen zu den Abnehmern zu transportieren?

Insgesamt werden drei Standorte ausgesucht, welche ausgelegt und miteinander verglichen werden. An jedem Standort soll ein Windpark simuliert werden, welcher eine Leistung von 1 GW aufweist. Das Auswählen der Standorte wird mittels des globalen Windatlas erfolgen. Die Simulation des Windparks und damit auch die Auslegung wird über das Programm Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP) durchgeführt. Damit eine Bewertung erfolgen kann, werden vorher die verwendeten Programme analysiert und auf ihren Grenzen kontrolliert. Dazu zählt zum einen das Online-Tool Globaler Windatlas, sowie das Programm WAsP. Neben diesen beiden Programmen wird auch recherchiert, was bei der Umwandlung von Wasserstoff mittels Elektrolyse zu beachten ist, ob es Besonderheiten bei einem Windpark für die Produktion von Wasserstoff gibt und welche Möglichkeiten des Transports aus wirtschaftlicher Sicht in Frage kommen. Auch gibt es in den einzelnen Ländern verschiedene Richtlinien, die bei einer Windkraftanlage geprüft und berücksichtigt werden müssen.

Mit einer klaren Beantwortung der oben genannten zentralen Frage, kann die Arbeit als Grundlage dienen für den weiteren Ausbau der Windkraft neue Standorte zu erschließen, die bisher aus wirtschaftlicher Sicht uninteressant für die Branche waren.

Inhaltsverzeichnis

Symbolverzeichnis	iii
Abkürzungsverzeichnis	iv
Abbildungsverzeichnis	v
Tabellenverzeichnis	vii
Formelverzeichnis	viii
1 Einleitung	1
2 Wasserstoff	2
2.1 Herstellung	3
2.2 Wasserstoffbedarf	9
2.2.1 Industriesektor	10
2.2.2 Verkehrssektor	14
2.2.3 Gebäudesektor	14
2.2.4 Umwandlungssektor	15
2.3 Speicher	15
2.3.1 Physikalische Speicher	16
2.3.2 Power-to-X	19
2.3.3 Vergleich und Auswertung	23
2.4 Transport	24
2.4.1 Straßentransport (LKW)	25
2.4.2 Schienenverkehr (Züge)	27
2.4.3 Seeweg	28
2.4.4 Rohrleitung	29
2.4.5 Vergleich der Transportsysteme	32
2.5 Gefährdungspotenzial	34
3 Elektrolyse	36
3.1 PEM-Elektrolyse-System	37
3.2 Leistungselektronik	44
3.3 Wasseraufbereitung	45
3.4 Gastrocknung	46
3.5 Gaskompression	48
4 Windkraftanlage	49
4.1 Global Wind Atlas	62
4.2 WAsP	64
5 Standorte	68
6 Kalkulation	72
6.1 Falklandinseln	73
6.2 Westsahara	85
6.3 Island	90
6.4 Vergleich	96

7 Zusammenfassung/ Fazit	99
Literaturverzeichnis	101
A Berichte Windpark	110
A.1 Falklandinseln	110
A.2 Westsahara	116
A.3 Island	122

Symbolverzeichnis

A	m^2	Fläche
c_p	-	Wirkungsgrad Windkraftanlage
dB	-	Dezibel
ft	inch	international Fuß
J	Joul ($\text{kg} \cdot \text{m}^1 \cdot \text{s}^{-2}$)	Enthalpie
H	m	Höhe
i	A/cm^2	Stromdichte
k	-	Weibull-Konstante
n	-	Drehzahl
P	Watt	Leistung
R	Ohm	Widerstand
r	m	Radius
S/cm	Ohm/Meter	elektrische Leitfähigkeit
u	$1,66056 \cdot 10^{-27} \text{ kg}$	atomare Masseneinheit
U	Volt	Spannung
u	m/s	Umfangsgeschwindigkeit
v	m/s	Windgeschwindigkeit
z	m	Höhe
z_0	m	Rauigkeitslänge
η	-	Wirkungsgrad
λ	-	Schnelllaufzahl
ω_r	1/s	Kreisfrequenz
ρ	kg/m^3	Dichte

Abkürzungsverzeichnis

AEL	Alkalische Elektrolyse
ATR	Autotherme Reformierung
B€	Billion Euro
C	Kohlenstoff
C ₁₂ H ₂₄	Dodecen
CeH ₂	cryo-compressed hydrogen
CCS	Carbon Capture and Storage
CH ₄	Methan
CO	Kohlenmonoxid
CO ₂	Kohlendioxid
EE	Erneuerbare Energie
el	elektrisch
GH ₂	gaseous hydrogen
GIGO	Garbage in = Garbage out
H ₂	Wasserstoff
H ₂ O	Wasser
IrO ₂	Iridiumoxid
J	Joul
K	Kelvin
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LH ₂	Liquid hydrogen
LOHC	Liquid Organic Hydrogen
LOHC ⁻	unbeladenes LOHC
LOHC ⁺	beladenes LOHC
M€	Millionen Euro
MEGC	Multiple-Element Gas Container
mJ	milli Joul
Mol	molare Masse
Nm ³	Norm Kubikmeter
NN	Normalnull
O	Sauerstoff
PEM	Polymer-Elektrolyt-Membran
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtL	Power-to-Liquid
ref	Referenz
SMR	Steam Methane Reforming
u	atomare Masseneinheit
WAsP	Wind Atlas Analysis and Application Programme
WGK	Wassergefährdungsklasse

Abbildungsverzeichnis

2.1	Wasserstoff Phasendiagramm [1]	3
2.2	Dampfreformierung [2]	5
2.3	Wasserstoff-Regenbogen nach der Studie IKEM [3]	8
2.4	Benötigter Wasserstoff in den Sektoren (Prognose) [4]	9
2.5	Produzierte CO ₂ -Menge im Industriesektor Stand 2017 [5]	10
2.6	Energieverbrauch Zementindustrie mit verwendeten Brennstoffen [6]	12
2.7	Vergleich verschiedener Energiespeicher (Speicherdauer/Speicherkapazität) [7]	15
2.8	Physikalische Speicherarten [8]	16
2.9	Typ I bis Typ IV der Druckspeicher [9] [10]	17
2.10	Gasometer [11]	18
2.11	Kugelgasbehälter [106]	18
2.12	Röhrenspeicher [107]	18
2.13	Power-to-X Schlüsselverfahren [12]	20
2.14	LOHC mit Wasserstoff be- und entladen [13]	21
2.15	Multiple-Element Gas Container (MEGC) [14]	26
2.16	Gasnetz von Europa [15]	30
2.17	Vergleich der Transportsysteme Schiff und Rohrleitung	34
3.1	benötigte Spannung in Abhängigkeit von der Stromdichte und Temperatur [16]	37
3.2	Ladungsträger der drei Elektrolyse-Verfahren [16]	37
3.3	Ladungsträger der drei Elektrolyse-Verfahren [17]	38
3.4	Aufbau einer PEM-Zelle [18]	39
3.5	Druckbetriebe einer PEM-Elektrolyse [16]	42
3.6	relative Feuchte von Wasserstoff, Temperatur- und Druck-Abhängigkeit [16]	42
3.7	Wirkungsgrad-Kennlinie eines verwendeten Gleichrichters bei der PEM-Elektrolyse [16]	45
3.8	benötigte Energie einer Gastrocknung [16]	47
3.9	benötigte Energie einer Gaskompression [16]	48
4.1	Bauformen von Windkraftanlagen [19]	49
4.2	Windkraftanl. mit Getriebe [20]	50
4.3	Windkraftanl. ohne Getriebe [21]	50
4.4	Luftdichte in Abhängigkeit der Höhe [22]	52
4.5	Leistungskurve in Abhängigkeit der Luftdichte [22]	53
4.6	Häufigkeitsverteilung	54
4.7	Häufigkeitsrose	55
4.8	Leistungsrose	55
4.9	Ablösung an steilen Berghängen [22]	56
4.10	Einfluss der Rauigkeit auf die Windstärke [22]	57
4.11	Einfluss der Rauigkeit auf die Windstärke [22]	57
4.12	Dezibel-Angaben der Lärm erzeugenden Komponenten einer Windkraftanlage [23]	59
4.13	Ebenen vom Globalen Windatlas [24]	62
4.14	Global Windatlas „Area data“ [24]	63
4.15	Global Windatlas „Temporal data“ [24]	63
4.16	informationen Windkraftanlage[24]	64
4.17	Berechnung Energieertrag [24]	64
4.18	Methodik von WAsP [22]	65

4.19	Bedieneroberfläche des WAsP Turbine Editor mit den Daten für die Vestas v236-15 [25]	67
5.1	Bevölkerungsdichte der gesamten Welt [26]	68
5.2	Positionen der zehn Länder und deren Orografie [24]	70
5.3	Windgeschwindigkeiten in der Mongolei [24]	71
6.1	Windgeschwindigkeiten auf den Falklandinseln in einer Höhe von 10m [24]	73
6.2	Windleistungsdichte auf den Falklandinseln in einer Höhe von 10m [24]	73
6.3	Orografie der Falklandinseln [24]	74
6.4	Windgeschwindigkeitsrose im Bereich F3 [24]	74
6.5	Positionierung der Windkraftanlagen auf den Falklandinseln [27]	75
6.6	Temperaturverlauf im Monat Juli [28]	77
6.7	Transportverlauf von Schiffen und der Rohrleitung (Falklandinseln) [29]	80
6.8	Windgeschwindigkeiten bei der Westsahara auf einer Höhe von 100m [24]	86
6.9	Windgeschwindigkeitsrose im Süden der Westsahara [24]	86
6.10	Positionierung der Windkraftanlagen in der Westsahara [27]	87
6.11	Transportverlauf von Schiffen und der Rohrleitung (Westsahara) [29]	88
6.12	Orografische Darstellung von Island [24]	91
6.13	Leistungsdichte auf 100 m im Süden von Island [24]	91
6.14	Positionierung der Windkraftanlagen auf Island [27]	92
6.15	Transportverlauf von Schiffen und der Rohrleitung (Island) [29]	94

Tabellenverzeichnis

2.1	Eigenschaften der drei häufigsten LOHC Trägermittel [13]	22
2.2	Vergleich der Speicher (Energiedichte, Verluste und Kosten)	23
2.3	Vergleich der Speicher Umwandlung und Rückumwandlung	24
2.4	Durchflussmenge von Wasserstoff in GW [30]	29
2.5	Anschaffungskosten der Rohrleitung und der zugehörigen Verdichter [30]	31
2.6	laufende Kosten der Rohrleitung und der zugehörigen Verdichter [30]	32
2.7	Vergleich der Transportmöglichkeiten ausschließlich auf kurzen Strecken	33
2.8	Vergleich der Transportmöglichkeiten für längere Strecken	33
2.9	Vergleich zwischen Benzin und Wasserstoff [31]	35
3.1	Investitions- und Betriebskosten einer PEM-Elektrolyse [17]	38
3.2	Anzahl der Betriebsstunden mit Prognosen für die Jahre 2030 und 2050 [17]	41
3.3	Ausgangsdruck von H ₂ mit Prognosen für die Jahre 2030 und 2050 [17]	41
3.4	Startzeit einer PEM-Elektrolyse mit Prognosen für die Jahre 2030 und 2050 [17]	43
3.5	Elektrischer Energieverbrauch einer PEM-Elektrolyse mit Prognosen für die Jahre 2030 und 2050 [17]	43
3.6	Leitfähigkeit von unterschiedlichen Wasserarten bei 293 Kelvin [32]	45
4.1	Investitions- und Betriebskosten einer Windkraftanlage [33]	51
4.2	Zulässiger Lärmpegel der einzelnen Gebiete (Tag und Nacht) [23]	58
5.1	Auswahl der Länder mit einer geringen Bevölkerungsdichte [26]	69
6.1	Daten von PEM-Elektrolysen der Firma HyLYZER [34]	72
6.2	Monatlicher Energieertrag mit Anpassung durch den Windgeschwindigkeitsfaktor [24]	76
6.3	Verluste der Windkraftanlagen auf Falklandinseln und restliche Energie	78
6.4	Verluste bei der Wasserstoff-Herstellung (Nennleistung/ Referenz)	79
6.5	Elektrische nutzbare Energie und die berechnete Wasserstoff-Menge nach Verlusten der Wasserstoff-Herstellung (Nennleistung/ Referenz)	79
6.6	Speicher, Befüllung und Transport-Verluste (Falklandinseln)	81
6.7	Gesamt-Kosten mit Referenz-/ Nennleistungsdaten sowie Kosten für das Jahr 2030	83
6.8	20 Jahres Prognose von den Start Jahren: 2020, 2030 und 2050 (Falklandinseln)	85
6.9	Leistungs- und Wasserstoffverluste bei der Herstellung und Transport von Wasserstoff (Westsahara)	87
6.10	Kosten Westsahara bei Inbetriebnahme im Jahr 2030	89
6.11	20 Jahres Prognose von den Start Jahren: 2020, 2030 und 2050 (Westsahara)	90
6.12	Leistungs- und Wasserstoffverluste bei der Herstellung und Transport von Wasserstoff (Island)	93
6.13	Kosten Island bei Inbetriebnahme im Jahr 2030	95
6.14	20 Jahres Prognose von den Start Jahren: 2020, 2030 und 2050 (Island)	96
6.15	Vergleich aller Standorte mit Nennleistungs-/ Referenzwerten fürs Jahr 2030	97
6.16	20 Jahres-Prognose von den Start 2030 (Nennleistung/ Referenz) aller Standorte	98

Formelverzeichnis

1	Grundgleichung Wasserstoff Herstellungsprozess	4
2	Chemische Reaktionsgleichung SMR	4
3	Chemische Reaktionsgleichung von Heizöl (Partielle Oxidation)	5
4	Chemische Reaktionsgleichung des Kværner-Verfahren	7
5	Chemische Reaktionsgleichung von Methanol	13
6	Anodenreaktion von der Wasserstoffbildung	40
7	Kathodenreaktion von der Wasserstoffbildung	40
8	Zellspannung	43
9	Ohmsche Verluste	44
10	Leistung nach dem Gleichrichter	45
11	Schnelllaufzahl	50
12	eq:Windleistung	52
13	eq:Windkraftanlageleistung	52
14	charakteristische Windgeschwindigkeit	54
15	Weibull-Verteilung	54
16	vertikaler Verlauf der Windgeschwindigkeit	56
17	Hellmann-Exponent	56

1 Einleitung

Am 24.06.2021 wurden die Klimaziele, welche bis 2030 erreicht werden sollen verschärft. Zuvor musste die Treibhausgasimmissionswerte um 55% im Verhältnis zu 1990 bis 2030 gesenkt werden. Dies wurde mit dem neuen Gesetz auf 65 % erhöht. Im Mittelpunkt der Minderung der Treibhausgase stehen die Sektoren Industrie, Energiewirtschaft und Gebäude. In diesen drei Sektoren werden vor allem fossile Brennstoffe genutzt, welche bei der Verbrennung CO₂ erzeugen. Fossile Brennstoffe werden verwendet um Strom und Fernwärme zu erzeugen sowie als als Treibstoff für Fortbewegungsmittel wie Fahrzeuge. Es ist die Energiequelle welche weltweit am häufigsten genutzt wird. [35][36]

Um die Klimaziele zu erreichen, soll die Verwendung von fossilen Brennstoffen reduziert bzw. komplett ersetzt werden. Wasserstoff kann eine umweltfreundliche Alternative sein, wenn als Energiequelle zum Beispiel grüner Strom verwendet wird, um eine Elektrolyse zu betreiben. Einen großen Anteil an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen haben die Windkraftanlagen, aufgrund der planbaren und hohen Energieerträge. Stand 2020 wird in Deutschland etwa 50 % des erzeugten Stroms von Windkraftanlagen gewonnen. [37]

Die Umstellung auf Wasserstoff ist für Deutschland allein nicht möglich, da die nutzbare Fläche für Windkraftanlagen oder andere erneuerbaren Energiequellen in Deutschland zu klein ist. Mit dem derzeitigen prognostizierten Technologie-Stand sowie den zukünftig ermittelten Stromverbrauch würde es Deutschland schaffen diesen zu kompensieren. Dabei ist die Herstellung von Fernwärme oder Treibstoff nicht einkalkuliert. Daher ist von der Politik geplant, dass Wasserstoff importiert wird. [38]

Hier ergeben sich die Fragen, wo es sinnvoll bzw. wirtschaftlich ist Wasserstoff mittels Elektrolyse mit Strom von Windkraftanlagen zu produzieren und diesen daraufhin nach Deutschland zu importieren, welche Möglichkeiten es gibt Wasserstoff zu transportieren und in welchen Sektoren dieser genutzt werden kann. Zur Erörterung dieser Fragestellung wird an drei Standorten ein Windpark simuliert und die damit hergestellte Wasserstoffmenge ermittelt. Die geeigneten Standorte weisen eine hohe Windgeschwindigkeit auf und deren Bevölkerungsdichte ist gering, sodass ein direkter Verbrauch des Stromes nicht möglich ist. Für die Kalkulation werden aus den vergangenen Jahren die Anschaffungskosten, laufenden Kosten und der elektrischer Verbrauch für die benötigten Anlagen ermittelt. Ebenfalls werden prognostizierte Daten für die Jahre 2030 und 2050 eingebracht um die Wirtschaftlichkeit für die Zukunft bewerten zu können.

2 Wasserstoff

Wasserstoff ist das erste Element im Periodensystem und steht somit in der 1. Periode und der 1. Gruppe und hat das Symbol H.

Es ist das leichteste Element mit einer Atommasse von 1,00794 u ($u \approx 1,661 \cdot 10^{-27}$ kg) (2,01 g/mol). Dazu besteht es hauptsächlich aus einem Proton und einem Elektron (Protium). Ebenfalls können zu den beiden geladenen Teilchen ein oder zwei Neutronen zusätzlich im Atom anliegen. Diese werden Deuterium (ein Neutron) (schwerer Wasserstoff; Atommasse: 4,03 g/mol) und Tritium (2 Neutronen) (überschwerer Wasserstoff; Atommasse: 6,03 g/mol) genannt. Im weiteren Verlauf wird immer über den am häufigsten vorkommenden Wasserstoff ohne Neutronen (99,9 %) gesprochen. Alle drei Wasserstoff-Möglichkeiten haben einen der höchsten Massenanteile im Universum (75 %), an der Erdhülle dagegen 0,88 % . Dabei kommt Wasserstoff ausschließlich in einer chemischen Verbindung mit einem anderen Element wie Sauerstoff (Wasser) vor. Zudem ist dieser häufig als organische Verbindung in lebenden Organismen vorhanden.

Der Naturwissenschaftler (Chemiker und Physiker) Henry Cavendish entdeckte als Erster das Element Wasserstoff im Jahr 1766. Bei einem Experiment mit Quecksilber und Säuren entstand eine kleines Gasbläschen, welches er durch Untersuchungen nicht als eines der damals bekannten Gase zuordnen konnte. Trotzdem konnte er die Eigenschaften detailliert beschreiben. 21 Jahre später entdeckte der Chemiker Antoine Lavoisier ebenfalls Wasserstoff ohne die Entdeckung von Henry Cavendish zu kennen. Bei seinem Experiment wollte er mit Hilfe von Wasser beweisen, dass bei einer chemischen Reaktion in einem geschlossenen Raum keine Masse verloren geht. Dafür erhitzte er das Wasser um Dampf zu erzeugen, welcher daraufhin wieder kondensiert wurde. Dabei fiel ihm auf, dass die kondensierte Masse geringer war als das erhitzte Wasser. Der hierbei entstandene Massenunterschied ist auf die chemische Verbindung aus einzelnen Wasserstoffelementen, welche zu Wasserstoffgas (H_2) wurden, zurückzuführen. Aufgrund dieser Entdeckung führte Lavoisier weitere Versuche mit Wasserstoff durch, wie zum Beispiel die Knallgasprobe. Aufgrund dieses Versuches nannte er das Gas zuerst brennbare Luft. Durch weitere Versuche bemerkte er, dass auch mit Hilfe des Gases Wasser erzeugt werden kann, weshalb er es hydro-gene (Wasser-erzeugend) nannte.

Wasserstoff ist im Allgemeinen ein farbloses und geruchsloses Gas und besitzt bei 273 Kelvin und Umgebungsdruck eine Dichte von $0,0899 \text{ kg/m}^3$. Wenn die Temperatur unter 20,27 Kelvin (Siedetemperatur) gelangt, verflüssigt sich Wasserstoff. Würde die Temperatur weiter reduziert werden, bis auf 14 Kelvin (Schmelztemperatur), würde Wasserstoff einen festen Aggregatzustand annehmen. [39] [40]

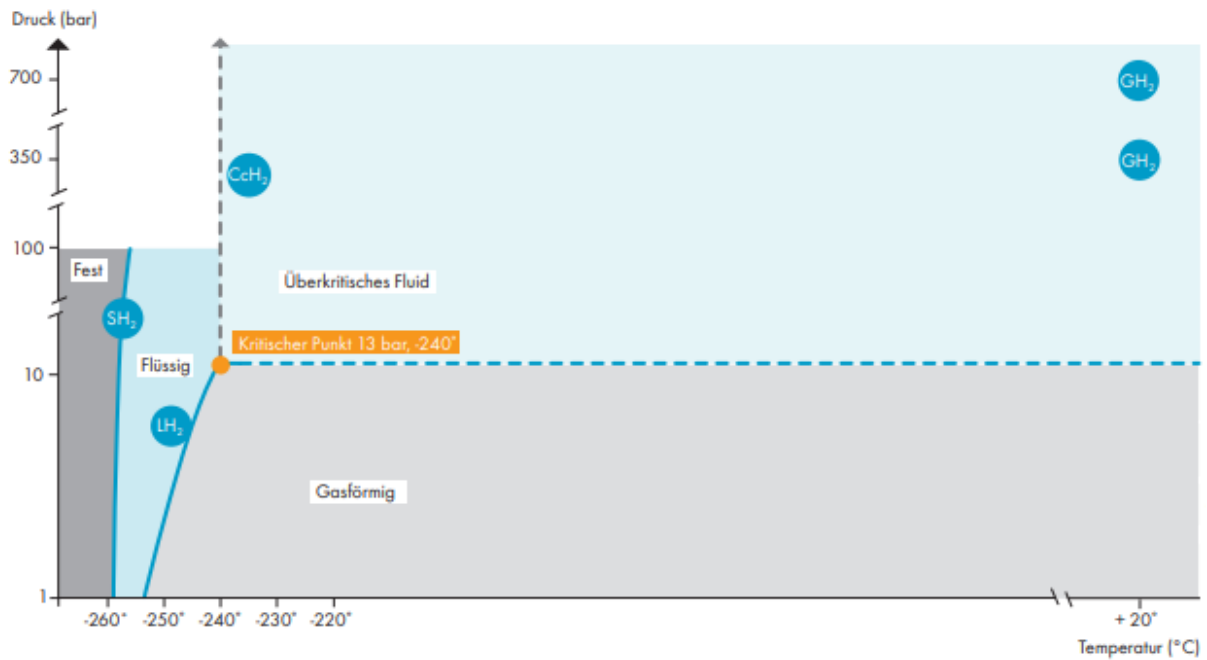


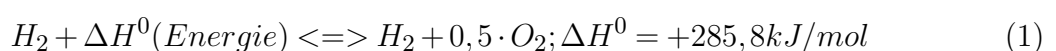
Abbildung 2.1: Wasserstoff Phasendiagramm [1]

In Abbildung 2.1 ist das Phasendiagramm von Wasserstoff abgebildet. Anhand des Phasendiagramms ist zu erkennen, dass die vorherrschende Temperatur ausschlaggebend dafür ist, welchen Aggregatzustand Wasserstoff annimmt. Der kritische Punkt ist der an dem Wasserstoff mit der wärmsten Temperatur in den flüssigen Zustand übergeht. Dieser liegt bei 33,15 Kelvin (-240 °C) bei einem vorherrschenden Druck von mindestens 13 bar. Ein ansteigender Druck bewirkt ab diesem Punkt nur noch, dass Wasserstoff in einen sogenannten überkritischen Zustand /überkritisches Fluid) übergeht, wo dieser einen Mischzustand von flüssig und gasförmig einnimmt. Der dabei entstehende Wasserstoff wird Kryo-komprimierter Wasserstoff oder auch abgekürzt CcH₂ genannt.

In den weiteren Kapiteln wird zuerst auf die Herstellungsmöglichkeiten von Wasserstoff vereinzelt eingegangen. Im darauffolgenden Kapitel geht es um die Nutzung des Wasserstoffs: wo wird dieser in welcher Menge benötigt, gibt es Bereiche in denen Wasserstoff mehr genutzt werden kann? Nach den beiden Kapiteln wird auf die Speicherung eingegangen, welche Arten der Speicherungen gibt es und welche Verluste diese mit sich bringen. Als vorletztes Kapitel wird der Transport untersucht: welche Möglichkeiten gibt es Wasserstoff zu transportieren und ab wann ist die eine wirtschaftlicher als die anderen? Zum Schluss des Kapitels werden die möglichen Gefahren des Wasserstoffs genannt, welche sich bei der Herstellung, aber auch beim Transport, Speicherung oder auch der Verwendung ergeben können.

2.1 Herstellung

Wasserstoff ist einer der Energieträger und -speicher, die bei der Erreichung der Klimaziele unerlässlich sind. Dafür ist nicht nur wichtig wie viel Energie Wasserstoff bieten kann, sondern auch woher dieser kommt. Dabei kann dieser auf unterschiedlichsten Wegen hergestellt werden. Jeder dieser Wege ist von der Grundgleichung Formel 1 direkt oder indirekt abhängig. [12]



Die benötigte Energie (Reaktionsenthalpie/ ΔH^0) bei Umgebungsverhältnissen für ein Gramm Wasserstoff würde im optimalen Fall 145 kJ (145 Ws) betragen. Da ein solcher Prozess nicht umsetzbar ist, da es bei jeder chemischen Reaktion Verluste gibt, ist die benötigte Reaktionsenergie höher. Die Höhe der irreversiblen Verluste hängt vom verwendeten Herstellungsverfahren und somit auch von der genutzten Energiequelle ab.

Auf den kommenden Seiten werden die folgenden Herstellungsverfahren und deren unterschiedliche Energiequellen kurz erläutert [41] [12]:

- Dampfreformierung
- Partielle Oxidation
- Autotherme Reformierung
- Gasaufarbeitung
- Elektrolyse von Wasser
- Biomasse
- Kværner-Verfahren
- thermochemische Verfahren
- Photochemische Herstellung
- Photobiologische Herstellung

Die Zukunft der Herstellung von Wasserstoff beruht auf alternativen Energiequellen wie Windkraft und Sonnenlicht. Im Allgemeinen gibt es zwei Möglichkeiten alternative Energiequellen zu nutzen. Zum einen kann mittels thermischen Verfahrens das Wasser gespalten werden. Dafür kann zum Beispiel Sonnenlicht als Energiequelle verwendet werden. Zum anderen gibt es die chemische Umwandlung, bei der die alternative Energiequelle dafür genutzt wird Strom zu produzieren und mit diesem wiederum Wasserstoff herzustellen.

Falls die unten erläuterten Verfahren auch alternative Energiequellen verwenden können, wird dies explizit erwähnt.

Dampfreformierung

Dampfreformierung ist zum jetzigen Zeitpunkt das Wasserstoff-Herstellungsverfahren, welches am häufigsten verwendet wird. Die üblichste Energiequelle bei diesem Herstellungsverfahren ist Methan, daher wird auch von „Steam Methane Reforming“ (SMR) gesprochen. Bei dem Herstellungsverfahren werden Wasserdampf und Methan in einen Katalysator gefördert. In dem Katalysator werden die beiden Stoffe mittels Restgas und Erdgas auf 1.073,5 K - 1.173,5 K erwärmt. Der dabei herrschende Druck liegt bei ca. 35 bar. Bei diesen Bedingungen können die beiden Stoffe chemisch reagieren (Formel 2 Beispiel anhand von Methan). [41] [12]



Bei diesem Prozess entsteht ein Synthesegas, welches aus Wasserstoff und überwiegend Kohlenmonoxid besteht. Daraufhin wird das Synthesegas filtriert, damit sich dieses in

Kohlenmonoxid und reinen Wasserstoff aufteilt. Dieser Schritt wird in speziellen Anlagen in einer Druckwechseladsorptionsanlage oder Lauge-Absorptionsgaswäsche durchgeführt, damit die unerwünschten Stoffe wie CO ohne Probleme herausgefiltert werden können. In Abbildung 2.2 ist der Ablauf der Dampfreformierung bildlich dargestellt. [12]

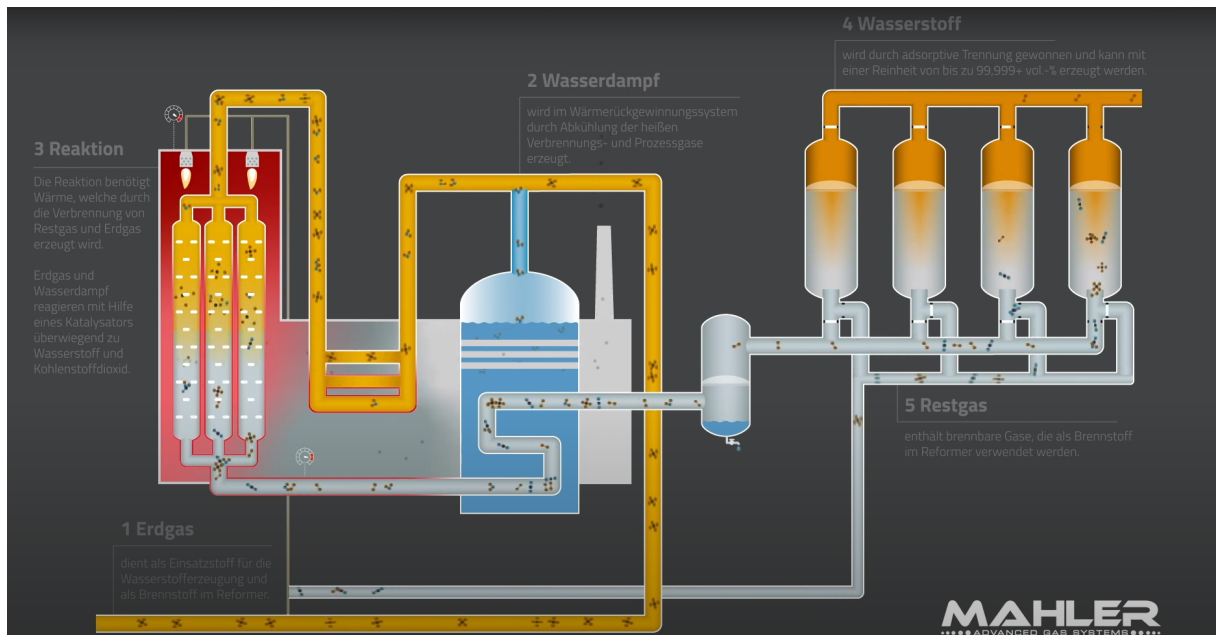
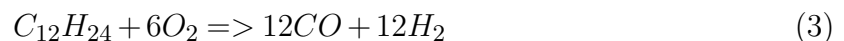


Abbildung 2.2: Dampfreformierung [2]

Partielle Oxidation

Beim Herstellungsverfahren mittels der partiellen Oxidation werden Schweröl oder schwefelhaltige organische Rückstände als Energiequelle genutzt. Die Energiequelle wird mit Sauerstoff und Wasserdampf in einem exothermen Verfahren vermischt.



Die gesamte chemische Reaktion wird ohne Katalysator durchgeführt. Die Temperatur liegt zwischen 1.573,5 K und 1.773,5 K, während der Druck 30 bis 100 bar beträgt. Zum Schluss wird wie bei der Dampfreformierung das Nebenprodukt herausgefiltert.

Auch kann bei der partiellen Oxidation Kohle als Energiequelle verwendet werden. Dafür muss die Kohle zermahlt und mit Wasser vermischt werden, sodass eine Suspension entsteht. [2] [12]

Autotherme Reformierung

Die Autotherme Reformierung (ATR) ist eine Kombination aus den beiden zuvor erwähnten Herstellungsverfahren. Das Verfahren verwendet die selben Energiequellen wie die Dampfreformierung und benötigt eine ähnliche Temperatur und den selben Druck (1.273,5 K und etwa 35 bar). Der Unterschied ist, dass vor dem Katalysator Sauerstoff hinzugefügt wird (Partielle Oxidation). Dies ist ein Vorteil der partiellen Oxidation, da für das Herstellungsverfahren Wärmeenergie bereitgestellt werden kann. Auch aus der Dampfreformierung übernimmt die ATR den Vorteil: die Möglichkeit Wasserstoff in größeren Mengen herzustellen. Durch die optimale Nutzung der beiden Verfahren ist der Wirkungsgrad im Verhältnis zu den anderen beiden Herstellungsverfahren höher. Der Nachteil der Kombination beider Herstellungsverfahren ist, dass der Katalysator mehr

Ansprüche erfüllen muss, was bedeutet, dass dieser dementsprechend angepasst und verschärft Wartungen durchgeführt werden müssen. Ebenfalls entstehen durch die Anpassung des Katalysators zusätzliche Kosten. [12]

Gasaufarbeitung

Die Gasaufarbeitung wird nach einer Reformierung angewendet. Dabei wird das entstehende Synthesegas in mehreren Schritten gefiltert, sodass der erhaltene Wasserstoff eine höhere Qualität annimmt. Zuerst wird Kohlenmonoxid durch die Wassergas-Shift-Reaktion grob vom Synthesegas getrennt. Daraufhin wird dem Synthesegas mittels eines feineren Filters weiteres Kohlenmonoxid entzogen. Dieser Schritt kann entweder chemisch oder physikalisch durchgeführt werden. Bei der chemischen Reinigung wird mit einer präferentiellen Oxidation oder selektiven Methanisierung gearbeitet. Die physikalische Reinigung ist zum einen mit Druckwechseladsorption und zum anderen mit einer wasserstoffpermeablen Membran möglich.

Das Verfahren kann neben Kohlenmonoxid auch andere Stoffe aus dem Synthesegas trennen. Zu diesen Stoffen zählen Kohlendioxid und Schwefelwasserstoff, welche durch Methanol herausgefiltert werden. [12] [41]

Elektrolyse von Wasser

Die Herstellung mittels einer Elektrolyse ist das Verfahren, welches am häufigsten erneuerbare Energie als Energiequelle nutzt (keine CO-Bildung). Zum jetzigen Zeitpunkt ist es noch nicht möglich Strom aus ausschließlich erneuerbaren Energiequellen zu verwenden. Dies soll sich bis zum Jahr 2030 bzw. 2050 ändern, ab dann soll der verwendete Strom zum größten Teil von Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen bezogen werden. Bei dieser Herstellungsweise wird Wasser durch das elektrolytische Verfahren in Sauerstoff und Wasserstoff getrennt. Die Herstellung kann über unterschiedliche Elektrolyse-Verfahren durchgeführt werden. In Kapitel 3 wird auf die Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse spezifischer eingegangen.

Biomasse

Biomasse ist eine breit gefächerte Energiequelle, die jeweils auf unterschiedliche Art und Weise verarbeitet werden muss, damit Wasserstoff hergestellt werden kann. Die Herstellungsverfahren, die verwendet werden (Vergasungs-, Reformierungs-, oder Pyrolysetechnik), ähneln den zuvor genannten Herstellungsverfahren, welche anstatt Biomasse fossile Energiequellen (Kohle, Erdgas, ...) verwenden.

Feste Biomasse (Hackschnitzel, Pellets, Staub) wird zum Teil mittels der Vergasungstechnik, die auf der partiellen Oxidation basiert, zur Wasserstoff-Produktion genutzt. Unterschiedliche Reaktortypen und Reaktorkonzepte sorgen dafür, dass bei der Verwendung der verschiedenen festen Biomassen der Wirkungsgrad so hoch wie möglich ist. Zum Beispiel wird bei der Nutzung von Hackschnitzeln eine Wirbelschichtvergasung genutzt. Zusätzlich gibt es noch Flugstromvergaser und Festbettvergaser.

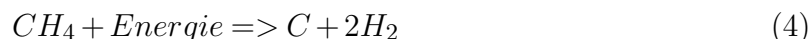
Ebenfalls kann anstatt fester Biomasse auch gasförmige Biomasse zu Herstellung verwendet werden. Dabei wird die oben genannte Reformierungstechnik genutzt.

Für die CO₂-Betrachtung wird bei der Biomasse nicht nur die abgegebene Menge an CO₂ bewertet, sondern auch die Menge die aufgenommen wurde durch die Photosynthese der zugrundeliegenden natürlichen Materialien. Würde die Photosynthese nicht berücksichtigt werden, würde die Menge an CO₂ genauso hoch sein wie bei den fossilen Energiequellen. [12] [41]

Kværner-Verfahren

Das Kværner-Verfahren wurde in den 1980ern von einem norwegischen Unternehmen

namens Kværner ASA auf der Basis der Methan-Pyrolyse entwickelt. Bei dem Verfahren wird mittels eines Plasmabrenners (1873,5 K) aus Kohlenwasserstoff, wie Methan (siehe Formel 4), Wasserstoff hergestellt.



Bei diesem Herstellungsverfahren entsteht kein Kohlenstoff-Sauerstoff-Gemisch, sondern reiner Kohlenstoff, wodurch diese Technik umweltfreundlicher ist als die zuvor genannten, die auf Basis von Kohlenwasserstoff funktionieren, da reiner Kohlenstoff klimaneutraler ist und ohne weitere Probleme weiterverwendet werden kann. [12][108]

Thermochemisches Verfahren

Beim thermochemischen Verfahren erfolgt die Wasserstoffherstellung mittels chemischer Zwischenstufen unter Einfluss von Temperaturen im Bereich von 1973 K. Es ist auch möglich unter niedrigen Wärmeeinflüssen das Herstellungsverfahren durchzuführen, jedoch sind dafür zusätzliche gekoppelte chemische Reaktionen während des Prozesses notwendig. Die hohen Temperaturen werden dazu verwendet Wasser zu erhitzen und zu Wasserdampf umzuwandeln. Dieser Prozess ist theoretisch auch klimaneutral umsetzbar, indem die Wärme von der Sonne genutzt wird. Die Sonnenenergie wird in einem Solarofen gebündelt und erhitzt somit das Wasser. Um reinen Wasserstoff zu erhalten wird der Wasserdampf gefiltert. Dadurch, dass der Atomradius von Wasserstoff im Verhältnis zu Sauerstoff kleiner ist, kann die verwendete Membran den Sauerstoff aus dem Wasserdampf heraus filtern. Die verwendeten Membranen müssen hitzebeständig sein, damit diese trotz der hohen auftretenden Temperaturen ihre Funktionen ausführen können. [12] [42][43]

Photochemische Herstellung

Die photochemische Herstellung nutzt wie das thermochemische Verfahren Wasser als Basis zur Herstellung von Wasserstoff. Wie bei dem oben genannten Herstellungsverfahren wird die Energie dazu verwendet, Wasser in seine einzelnen Atome aufzuteilen. Der Unterschied bei diesem Verfahren ist, dass das Sonnenlicht direkt verwendet und nicht das Wasser erst zu Wasserdampf umgewandelt wird. Mit der Verwendung von Halbleitermaterialien können dem Wasser Elektronen entzogen werden, wodurch es zum Auftreten der Moleküle kommt.

Eine Kombination aus thermochemischem Verfahren und photochemischer Herstellung steigert den Wirkungsgrad bei der Herstellung und würde dadurch mit den anderen Herstellungsverfahren in Konkurrenz gehen können. [43]

Photobiologische Herstellung

Bei der photobiologischen Herstellung von Wasserstoff werden zum einen Algen in Wasserstoffbioreaktoren speziell kultiviert. Innerhalb dieser Reaktoren wird die Photosynthese der Algen beeinflusst, sodass Energie aus dem Sonnenlicht das Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff spaltet. [41]

Neben der Kultivierung von Algen werden zudem auch Bakterien wie Cyano- und Purpurbakterien verwendet um das Wasser in seine einzelnen Atome zu spalten. Daraufhin wird mittels Membranen der Wasserstoff heraus gefiltert. [44]

Farbenlehre

Zum jetzigen Zeitpunkt wird die größte Menge an Wasserstoff mittels der Verfahren hergestellt die fossile Brennstoffe wie Erdgas verwenden. Diese Verfahren sollen bis 2050 abgeschafft werden. Für die Klimaziele ist es unerlässlich, dass bis zu diesem Zeitpunkt die Herstellung von Wasserstoff ausschließlich mittels erneuerbaren Energiequellen durch-

geführt wird. Aus diesem Grund wurden die verschiedenen Herstellungsverfahren, welche unterschiedlich auf das Klima einwirken, in Farben untergliedert.

Nach der Studie von „IKEM“ im Dezember 2020 gibt es neun verschiedene Farben (siehe Abbildung 2.3). [3]

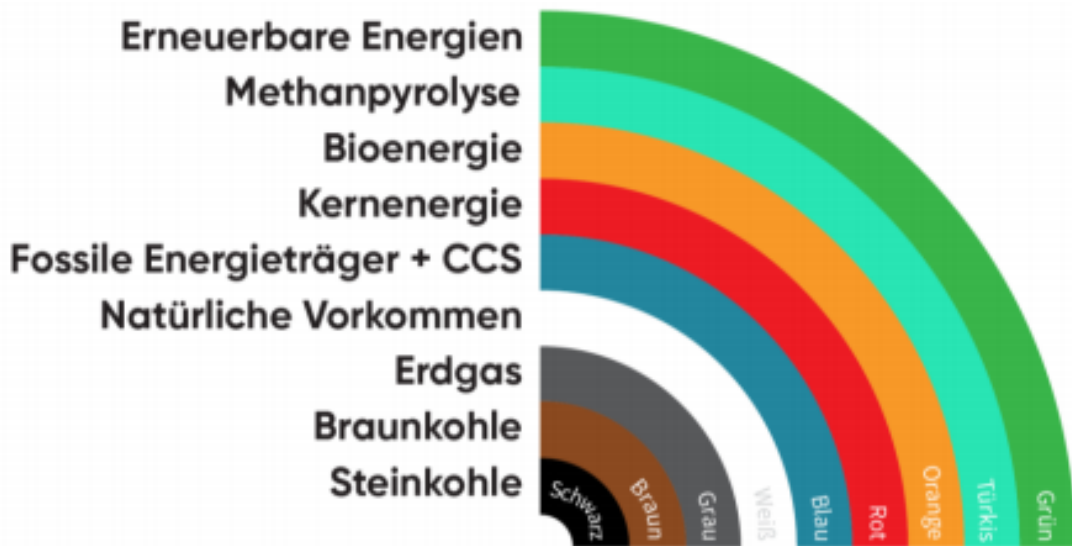


Abbildung 2.3: Wasserstoff-Regenbogen nach der Studie IKEM [3]

Von den neun Farben werden Stand Dezember 2020 drei Energiequellen für die Wasserstoffherstellung am häufigsten verwendet. Mittels Steinkohle (schwarz), Braunkohle (braun) und Erdgas (grau) wird 90 % der gesamten Wasserstoff-Menge produziert.

Der **schwarze und braune Wasserstoff** wird mittels einer Reformierung (Dampf- und Autotherme Reformierung) hergestellt. Das bei diesem Prozess entstehende Kohlenstoff-Sauerstoff-Gemisch wird direkt an die Atmosphäre abgegeben, welches nach den Klimazielen unterbunden werden muss. Das direkte Abgeben von zum Beispiel Kohlenmonoxid in die Atmosphäre ist einer der Gründe, warum der Kohleausstieg gewünscht ist.

Auch **grauer Wasserstoff** wird auf dieselbe Art und Weise hergestellt wie schwarzer und brauner Wasserstoff. Das hierbei entstehende Kohlenmonoxid und Kohlendioxid wird wie bei den anderen beiden Herstellungsverfahren direkt in die Atmosphäre abgegeben. Der einzige Unterschied ist, dass Erdgas als Energiequelle verwendet wird.

Neben den oben erwähnten Energiequellen nutzt auch **blauer Wasserstoff** das Herstellungsverfahren der Reformierung. Beim blauen Wasserstoff wird die Herstellung mit dem CCS-Verfahren (Carbon Capture and Storage) (auch Abscheidungs- und Speicherverfahren) kombiniert. Mittels des CCS-Verfahrens wird dafür gesorgt, dass das entstehende Kohlenstoff-Sauerstoff-Gemisch nicht in die Atmosphäre gelangt. Durch dieses Verfahren wird der Verbrauch der Anlage um etwa 3 % bis 10 % erhöht. Das entstehende Kohlenstoff-Sauerstoff-Gemisch wird im geologischen Untergrund gelagert und wird von dort aus zu den Orten transportiert, wo es weiter verwendet werden kann. Zum Beispiel kann es für die Herstellung von synthetischem Kohlenwasserstoff wie Methan genutzt werden.

Weißer Wasserstoff ist natürlich vorkommender Wasserstoff. Er wird zum Beispiel in Afrika in Gesteinsformationen gefunden und mittels Frackingtechnologie entnommen.

Roter Wasserstoff ist einer der Wasserstoff-Herstellungsarten, welche klimaneutral durchgeführt wird. Dabei ist die verwendete Energiequelle Kernenergie. Bei der Nutzung des Atomkraftwerks entsteht Abwasser, welches hoch erhitzt ist. Das Abwasser kann mittels einer thermochemischen Wasserspaltung Wasserstoff herstellen. Neben diesem Verfahren kann auch der Strom von Atomkraftwerken direkt genutzt werden, um Wasserstoff mittels

einer Elektrolyse zu erzeugen.

Orangefarbener Wasserstoff verwendet zur Herstellung Bioenergie. Die Bioenergie besteht aus organischen Stoffen (Biomasse, Biokraftstoff, Biogas und Biomethan) und wandelt Wasser mittels der Dampfreformierung in Wasserstoff um.

Türkiser Wasserstoff wird mittels einer Methanpyrolyse (Kværner-Verfahren Seite: 6) hergestellt.

Grüner Wasserstoff ist aufgrund der geringen erzeugten Kohlenstoffmenge die nachhaltige Alternative zu den oben genannten Wasserstoffquellen. Das Herstellungsverfahren nutzt dabei ausschließlich erneuerbare Energien wie zum Beispiel Sonnenlicht und Windkraft. Der größte Teil der Energie wird zur Gewinnung von Strom verwendet, welcher verwendet wird um mittels einer Elektrolyse Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff zu spalten. Ebenfalls ist es auch möglich die Sonnenenergie so zu nutzen, dass Wasser erhitzt wird, sodass eine thermochemische Wasserspaltung durchgeführt wird. Grüner Wasserstoff ist zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit einer der teuersten Wasserstoffarten und kostet im Durchschnitt 5,5 €/kg. Dabei wird prognostiziert dass der Preis von grünem Wasserstoff in den kommenden Jahren sinkt, soweit das dieser im Jahr 2050 der günstigste ist (2030:3 €/kg; 2050: 2€/kg). [3] [45] [46]

2.2 Wasserstoffbedarf

Es werden zum jetzigen Zeitpunkt etwa 55 TWh Wasserstoff jährlich verbraucht. Das entspricht etwa 1,65 Millionen Tonnen. Diese Menge wird im Jahr 2020 noch ausschließlich im Industriesektor benötigt. [4] In Zukunft sollen die folgenden vier Sektoren Wasserstoff nutzen, um dem Klimaziel näher zu kommen.

- Industriesektor
- Verkehrssektor
- Gebäudesektor
- Umwandlungssektor/ Stromsektor

Das Forschungszentrum Jülich hat eine Prognose durchgeführt wie sich der Wasserstoffbedarf in Deutschland bis 2050 verändern wird (siehe Abbildung 2.4).

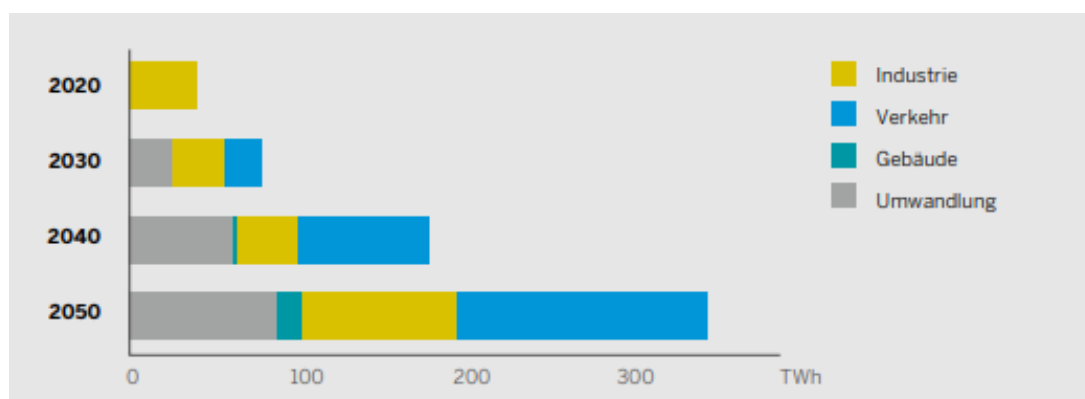


Abbildung 2.4: Benötigter Wasserstoff in den Sektoren (Prognose) [4]

Alle 10 Jahre soll sich der Wasserstoffbedarf ca. verdoppeln. Bis einschließlich 2030 wird prognostiziert, dass der Industriesektor die größte Menge an Wasserstoff verbraucht. Nach

der Abbildung 2.4 soll dieser Sektor ab 2040 auf den dritten Platz, mit etwa der Hälfte des Verbrauchs vom Umwandlungssektor fallen. Der Verkehrssektor übernimmt ab diesem Jahr die Spitze und soll auch die größte Menge bis 2050 nutzen. Im Jahr 2050 verbrauchen der Industriesektor und Umwandlungssektor ungefähr gleich viel. Der Gebäudesektor wird erst ab 2040 Wasserstoff als Energiequelle verwenden.

Auf den folgenden Seiten wird der Wasserstoffbedarf in den einzelnen Sektoren betrachtet, welcher zum jetzigen Zeitpunkt schon anfällt und der auch anfallen muss um die Klimaziele bis 2050 zu erreichen.

2.2.1 Industriesektor

Stand 2017 produziert der Industriesektor in Deutschland ca. 200 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr, welches ca. 22 % der insgesamt erzeugten CO₂-Menge ausmacht.

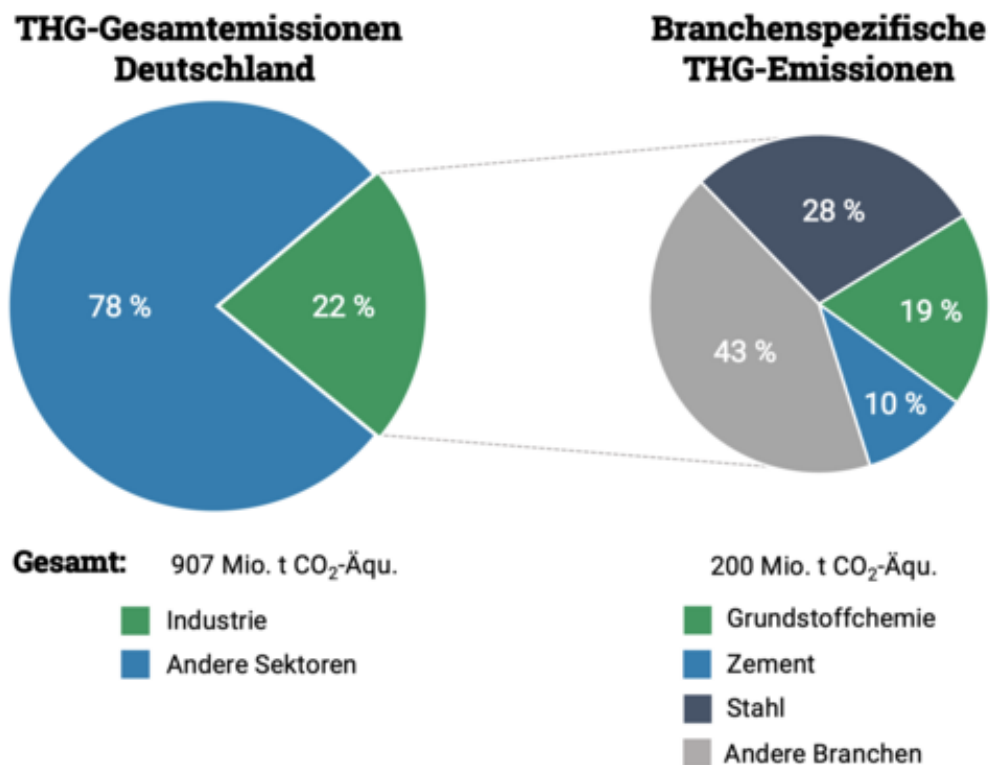


Abbildung 2.5: Produzierte CO₂-Menge im Industriesektor Stand 2017 [5]

In Abbildung 2.5 ist die Menge an produziertem CO₂ von Deutschland dargestellt. Ebenso wird die Menge des Industriesektors speziell hervorgehoben, mit den drei Branchen, welche am meisten CO₂ produzieren.

Folgende Branchen im Industriesektor werden zum Thema Wasserstoffbedarf in diesem Kapitel genauer betrachtet:

- Eisen- und Stahlindustrie
- Grundstoffchemie/ Chemische Industrie
- Zementindustrie
- Erdölraffinerie
- Ammoniaksynthese
- Methanolsynthese

Eisen- und Stahlindustrie

Die Eisen- und Stahlindustrien erzeugen Stand heute den größten Anteil an CO₂ im Industriesektor. Die Herstellung von Eisen bzw. Stahl wird in zwei Herstellungsrouten untergliedert. Die erste wird Primärstahlroute genannt. Bei diesem Herstellungsverfahren werden Hochöfen verwendet. In den Hochöfen wird das Eisenerz verarbeitet, dafür werden Koks oder kohlenstoffhaltige Reduktionsmittel benötigt. In diesem Arbeitsschritt entsteht die größte Menge an CO₂ während der gesamten Produktion. Die Weiterverarbeitung des Roheisens in der Schmelze erfordert, dass dieses zuerst mittels Sauerstoff im Konverter bearbeitet wird. Dabei werden Stoffe, welche bei der Produktion nicht erwünscht sind, herausgefiltert (Phosphor, Schwefel,...).

Die zweite Herstellungsrouten (Sekundärstahlroute) nutzt nicht wie die erste Eisenerz als Rohstoff, sondern Stahlschrott. Der Stahlschrott muss für die Verarbeitung geschmolzen werden, dies wird anstatt in einem Hochofen in einem Elektrolichtbogenofen durchgeführt. Die dabei entstehende Produktion an CO₂ ist um etwa das Sechsfache geringer als die erzeugte Menge bei der Primärstahlroute. Es werden knapp 0,3t CO₂ pro Tonne verarbeiteten Rohstahl (Stahlschrott) bei der Sekundärstahlroute erzeugt. Aufgrund des Recyclings und der damit geringen Menge an CO₂, welche bei der Produktion auftritt, wird keine Reduktion bzw. Veränderung vorgesehen. Außerdem wird der Elektrolichtbogenofen mit Strom gespeist, wodurch bei weiterer Umstellung auf grünen Strom die CO₂-Bilanz automatisch verbessert wird.

Bei der Primärstahlroute sieht das anders aus. In diesem Verfahren muss das Einschmelzen im Hochofen klimaneutral umgesetzt werden. Dies kann mit einer Direktreduktionsanlage bewerkstelligt werden. Damit diese Anlage betrieben werden kann, wird das Reduktionsmittel Koks ausgetauscht. In einzelnen Ländern wird heute Erdgas als Ersatzstoff verwendet. Anstatt flüssiges Roheisen entsteht im Hochofen ein fester Eisenschwamm, der weiter im Elektrolichtbogenofen verarbeitet werden muss. Durch die Verwendung von Erdgas anstatt Koks reduziert sich die CO₂-Menge um 70 %. In Zukunft soll Erdgas von Wasserstoff ersetzt werden, um die Produktion noch CO₂-neutraler zu machen. [42][47]

Grundstoffchemie/ Chemische Industrie

Der Energieverbrauch bei der Chemieindustrie ist im Verhältnis zu den anderen um einiges höher. Durch diesen hohen Energieverbrauch, der zu ca. 50 % auf fossilen Brennstoffen basiert, steigt die abgestoßene CO₂-Menge bei der Produktion. Auch durch die Nutzung von grauem Wasserstoff und den hohen Strombedarf werden jährlich ca. 38 Millionen Tonnen CO₂ in den chemischen Industrien ausgestoßen (Stand 2017) [42]. Die fossilen Brennstoffe, welche in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen und Gaskesseln verwendet werden, sollen mit grünem Wasserstoff ausgetauscht werden. Auch der genutzte graue Wasserstoff,

welcher für die Herstellung von Grundstoffen, wie Ammoniak und Methanol benötigt wird, soll bis 2050 mit grünem ersetzt werden.

Als Beispiel werden in der Petrochemie zum jetzigen Zeitpunkt Erdgas und Erdöl zur Herstellung der Produkte genutzt. Diese verwendeten Rohstoffe und die daraus entstehenden haben schwefelhaltige Bindungen, welche gelöst werden müssen. Damit diese Bindung sich löst wird Wasserstoff als Filterung genutzt. Eine Entschwefelung ist notwendig, da Schwefelverbindungen dem weiteren Prozess schaden können, wie zum Beispiel Katalysatoren in Kraftfahrzeugen. [40] [48] [49]

Zementindustrie

Die Zementindustrie ist der Sektor mit der drittgrößten Menge an anfallendem CO₂ (10 % Stand 2017). Die größte Menge an CO₂ (ca. 65 %), wird bei der Herstellung von Zementklinkern im Drehofen produziert. Die restliche Menge entsteht durch die verwendeten fossilen Rohstoffe für die Hochtemperatur-Prozesswärme. Diese können ausgetauscht werden, was auch schon mit Altreifen, Tiermehl oder Biomasse in einzelnen Anlagen erfolgt. Eine komplette Umstellung auf reinen Wasserstoff als genutzter Brennstoff ist zum jetzigen Zeitpunkt nicht denkbar, da die Qualität darunter leiden würde. Damit die Zementindustrie weiterhin die gewünschte Qualität liefern kann, ohne fossile Rohstoffe, muss eine Mischung aus alternativen Brennstoffen gewählt werden. In einer Machbarkeitsstudie wurde ermittelt, dass 70 % Biomasse, 20 % Wasserstoff und 10 % Plasmaenergie benötigt werden, um die selbe Qualität wie mit fossilen Brennstoffen zu liefern. [6]

In Abbildung 2.6 ist ein Szenario mit der benötigten Menge an Energie und der verwendeten Brennstoffe bis ins Jahr 2050 dargestellt.

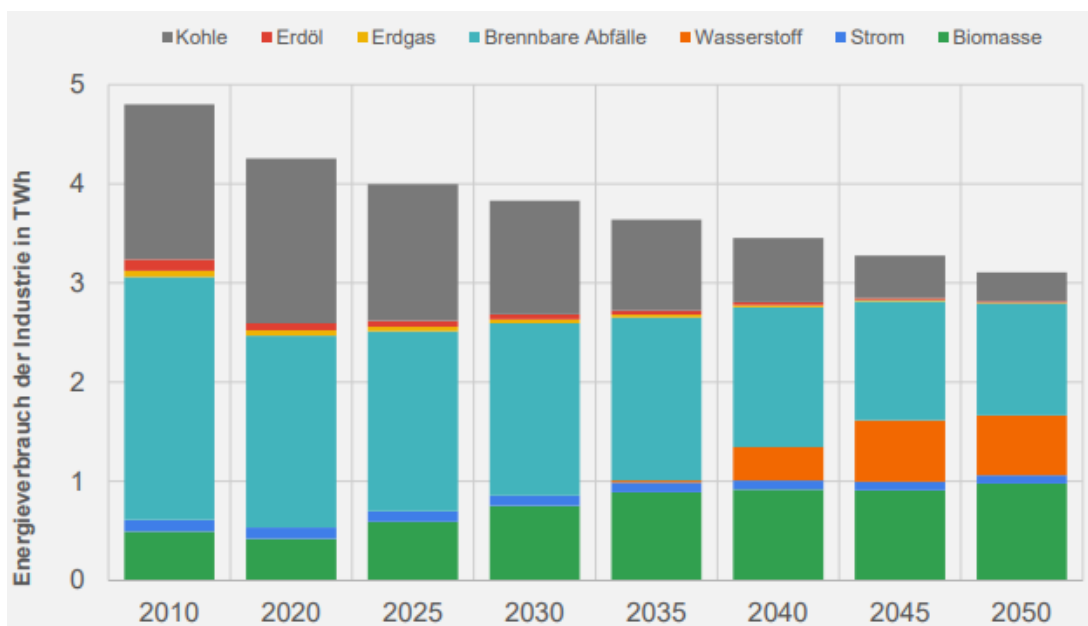


Abbildung 2.6: Energieverbrauch Zementindustrie mit verwendeten Brennstoffen [6]

Erdölraffinerie

In Erdölraffinerien wird Rohöl in unterschiedlichen Veredelungsverfahren bearbeitet. Durch das Veredelungsverfahren entsteht zum einen Kraftstoff, welcher nicht nur im Verkehr sondern auch in Industrien benötigt wird. Zum Beispiel wird der Kraftstoff Naphtha hergestellt um in der Industrie zu heizen. Bei dem Veredelungsverfahren wird Wasserstoff benötigt, welcher zum heutigen Stand zu 75 % aus Raffinerien kommt, in denen Wasserstoff ein Nebenprodukt ist. Die übrige Menge an Wasserstoff ist zum größten Teil grauer

Wasserstoff. Beide Wasserstoff-Quellen sind nicht klimaneutral. Aufgrund dessen, dass der Prozess schon Wasserstoff benötigt, muss keine interne Änderung vorgenommen werden. Damit die Erdölherstellung klimaneutraler wird, muss grüner Wasserstoff verwendet werden. Da bei der Herstellung ebenfalls Kohlenstoff entsteht, reicht es nicht aus, dass nur die Quelle von Wasserstoff geändert wird. Damit die Erdölraffinerien klimaneutral produzieren, muss auch eine Alternative für die fossilen Rohstoffe verwendet werden, wie zum Beispiel Biomasse. [48] [50] [109]

Ammoniaksynthese

Ammoniak ist wie Wasserstoff bei Umgebungsbedingungen gasförmig und hat eine Dichte von $0,73 \text{ kg/mm}^3$. Bei 240 Kelvin nimmt Ammoniak den flüssigen Zustand an. Wird der Druck im Behälter bis auf 9 bar erhöht, bleibt Ammoniak bei 253 Kelvin flüssig. Durch die Verflüssigung erhöht sich die Energiedichte auf $4,25 \text{ kWh/l}$. Es ist eine chemische Zusammensetzung aus Stickstoff und Wasserstoff und wird nach dem Haber-Bosch-Verfahren hergestellt. Bis jetzt wird der Wasserstoff mit fossilen Brennstoffen erzeugt, wodurch knapp 1,8 Millionen Tonnen CO_2 pro Tonne Ammoniak anfallen (72 % Prozessemissionen; 28 % energiebedingte Emissionen). Dies kann durch die Verwendung von grünem Wasserstoff verringert werden. Die Herstellung von Ammoniak mit grünem Wasserstoff wird Power-to-Liquid genannt und gehört zu den Power-to-X Verfahren (siehe Kapitel 2.3.2). Ebenfalls wird in dem Kapitel die Speicherfähigkeit von Ammoniak erläutert.

Ammoniak ist ein wichtiger Bestandteil von Stickstoff-basiertem Dünger. Ebenfalls ist es in Harnstoffen wiederzufinden, welche als Endprodukt des Harnstoffzyklus im menschlichen Körper entsteht. Flüssig-Ammoniak wurde schon in den 60er Jahren verwendet, zum einen als Treibstoff für Raketenflugzeuge und zum anderen wird es heute für die Herstellung von Raketen-Treibstoff benötigt. Im Jahr 2020 wurden um die 2,4 bis 3,3 Millionen Tonnen Ammoniak produziert und verwendet.

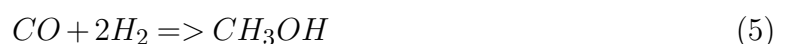
Ebenfalls steht Ammoniak zur Diskussion um diesen als Speicher für Wasserstoff zu verwenden, damit Wasserstoff effizienter und somit wirtschaftlicher zu transportieren und zu lagern ist. Die höhere Energiedichte, welche im flüssigen Zustand vorliegt, bei einer geringeren benötigten Temperatur (Unterschied etwa 220 Kelvin) macht dieses Medium interessant. Mit Hilfe von Katalysatoren kann die Rückgewinnung von Wasserstoff erfolgen. [10] [13]

Methanolsynthese

Wie Ammoniak gehört die Methanolsynthese zu den Power-to-X Verfahren, bei der Verwendung von grünem Wasserstoff.

Methanol ist ein Alkohol, welcher auf unterschiedliche Art und Weise für die Herstellung von organischen Stoffen genutzt wird, zum Beispiel Kunststoffe. Methanol könnte damit den Rohstoff Naphtha (Erdöl-Basis) ablösen. Auch wird es als Lösungsmittel bei Lacken und Farben verwendet.

Methanol ist eine chemische Reaktion aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff (siehe Formel 5).



Dabei wird der Kohlenmonoxid aus dem Synthesegas gewonnen, welches bei der Produktion mit Erdöl, Erdgas oder Kohle entsteht. [50] [51]

2.2.2 Verkehrssektor

Wenn über CO₂-Einsparung gesprochen wird, wird ebenfalls der Verkehrssektor erwähnt, da Autos mit Verbrennungsmotoren CO₂ ausstoßen. Zum größten Teil soll dies durch den Wechsel auf E-Fuel reduziert werden. Ebenfalls wird diskutiert, Wasserstoff anstatt fossiler Brennstoffe zu verwenden bzw. Hybrid-Autos zu bauen, die mit Strom und Wasserstoff betrieben werden. [42] [50]

Auch in den anderen Bereichen des Verkehrssektors wird daran geforscht ob Wasserstoff eine Alternative ist. Im Schienenverkehr werden 61 % der genutzten Strecken direkt mit Strom versorgt. Die anderen werden entweder über andere Energiequellen betrieben oder vereinzelt bei kürzeren Strecken über Strom, welcher in Batteriespeichern gespeichert wird. Ebenfalls werden schon vereinzelt Züge mit Wasserstoff betrieben. [52]

Auch im Flugverkehr wird nach einer Alternative für Kerosin gesucht. Zum einen steht synthetisches Kerosin im Raum, wodurch die Flugzeuge nicht an den neuen Brennstoff angepasst werden müssen. Für die Herstellung wird Wasserstoff mit Kohlendioxid vermischt, welches von der Umgebung entnommen wird. Dadurch wird bei der Verbrennung die selbe Menge an Kohlendioxid abgegeben, wie für die Herstellung genutzt wurde. Da weiterhin Kohlendioxid benötigt wird, wird dadurch der Flugverkehr nicht 100 % klimaneutral.

Zum anderen wird daran geforscht, Flugzeuge mit Wasserstoff zu betreiben. Aufgrund der geringeren Energiedichte von Wasserstoff kann dies nicht ohne Weiteres umgesetzt werden. Airbus hat die ersten Konzepte herausgebracht, in denen vorgesehen ist bis 2035 Flugzeuge zu bauen, die mit Wasserstoff betrieben werden (Reichweite etwa 3.700 km). [53]

Neben dem Fliegen um die Welt soll auch die Reise ins Weltall CO₂-neutral umgesetzt werden. Dafür wird im Forschungsprojekt H₂ORIZON an Raketentriebwerken und den Speichermöglichkeiten in der Rakete geforscht. In Deutschland am DLR-Standort Lampoldhausen werden die ersten Tests mit Raketentriebwerken, die mit Wasserstoff gespeist werden, durchgeführt. [54]

Der Schiffsverkehr hat ähnliche Probleme wie der Flugverkehr. Auch im Schiffsverkehr ist es wichtig, dass der Brennstoff so leicht wie möglich ist. Daher ist es mit der jetzigen Technologie nicht realistisch, dass Schiffe lange Strecken mit Wasserstoff als Energiequelle fahren. Für längere Strecken wird an Kraftstoffen geforscht die mittels Wasserstoff hergestellt werden, wie Ammoniak und Methanol. Im Leibniz-Institut für Plasmaforschung wird untersucht, ob Kreuzfahrtschiffe effizient auf Ammoniak umsteigen können. [55]

2.2.3 Gebäudesektor

Der Gebäudesektor ist der Sektor bei dem davon ausgegangen wird, dass dieser als letzter mit Wasserstoff versorgt werden muss und ebenfalls am wenigsten benötigt. In einem Haus gibt es zwei Optionen wie Wasserstoff verwendet werden kann. Zum einem ist es eine Alternative zu fossilen Brennstoffen, welche zur Speisung von Heizkesseln verwendet werden, um Niedertemperaturwärme zu erzeugen. Zum anderen kann eine eigene Brennstoffzelle im Haus dafür verwendet werden, dass Wasserstoff wieder in Strom umgewandelt wird. Die Umwandlung von Wasserstoff in Strom ist eine umstrittene Option, da mit einem bestimmten Energieaufwand (meistens Strom) Wasserstoff hergestellt wurde, welcher dann wieder in Strom umgewandelt wird.

Die Umsetzung der beiden Möglichkeiten ist in einem Bestandsgebäude schwierig zu realisieren. Dazu kommt, dass eine Umstellung der Erzeugung von Niedertemperaturwärme und Strom mittels Wasserstoff kostenintensiv ist. Dies ist einer der Gründe warum kalkuliert wird, dass Wasserstoff erst 2040 im Gebäudesektor relevant wird. [42] [110] [118]

2.2.4 Umwandlungssektor

Der Umwandlungssektor ist in den Bereichen Strom- und Wärmeerzeugung tätig. In den kommenden Jahren wird es immer weniger Strom auf Basis von fossilen Brennstoffen geben. Dies soll durch alternative Energieerzeuger kompensiert werden. Jedoch ist die Erzeugung des Stroms aus diesen Quellen nicht planbar und liefert nicht immer zum gewünschten Zeitraum die gewünschte Menge. Zum Beispiel liefern Photovoltaik-Module hauptsächlich am Tag den Strom und am stärksten in den Sommertagen, obwohl abends und in den Wintertagen der meiste Strom benötigt wird. Deswegen werden Speicher entwickelt, auf die zurückgegriffen werden kann wenn Strom benötigt wird. Dazu zählt auch Wasserstoff, welcher wieder in Strom umgewandelt werden kann, wenn das Netz mit zu wenig Strom versorgt wird. Auch ist geplant, dass bei einer zu großen Menge von Strom im Netz dieser mittels Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt werden soll.

Neben dem Bedarf an Wasserstoff aufgrund des Strombedarfs im Netz, wird im Umwandlungssektor daran geforscht, wie die fossilen Brennstoffe für die Wärmeerzeugung zu einem bestimmten Teil durch Wasserstoff ersetzt werden können. [56][57]

2.3 Speicher

Die Speichersysteme von Wasserstoff sind Langzeitspeicher, die auch im Verhältnis zu anderen eine hohe Kapazität aufweisen.

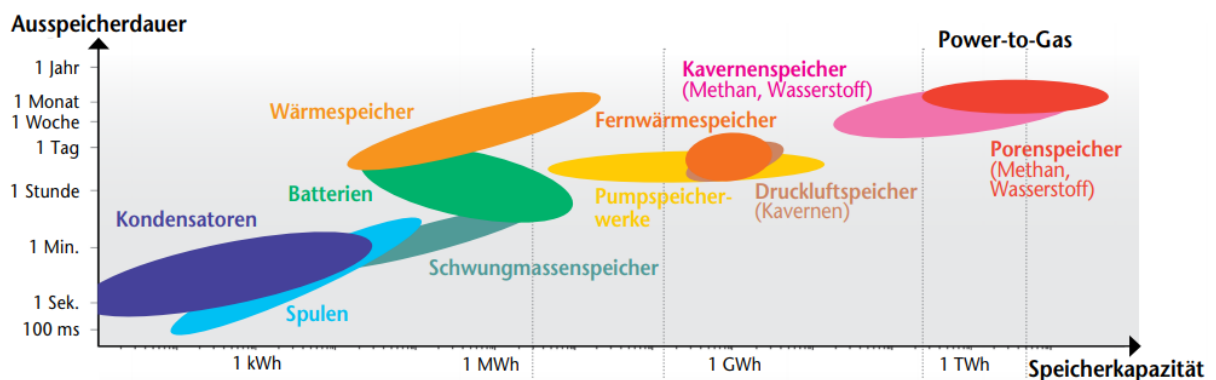


Abbildung 2.7: Vergleich verschiedener Energiespeicher (Speicherdauer/Speicherkapazität) [7]

In Abbildung 2.7 sind verschiedene Energiespeicher zu erkennen mit deren Dauer und Kapazität. Die Speichersysteme für Wasserstoff sind ganz rechts oben (Pink) und haben eine Speicherkapazität von etwa 50 GWh bis 10 TWh. Diese Menge kann zwischen einem Tag und einem Jahr gespeichert werden.

Das Speichersystem für Wasserstoff muss verschiedene Anforderungen erfüllen, damit diese wirtschaftlich ist. Einer der wichtigsten Anforderungen ist die Erhöhung der Energiedichte, welche zum Beispiel für den Transport so hoch sein muss wie möglich.

Ebenfalls müssen die verwendeten Materialien bestimmte Sicherheitsfaktoren einhalten (siehe Kapitel 2.5). Sie müssen zudem widerstandsfähig sein und eine ausreichende mechanische Festigkeit und Haltbarkeit besitzen.

Die oben genannten Forderungen können und werden mit verschiedensten Speichersystemen erfüllt. Insgesamt kann man alle Speicher in vier übergeordnete Speichersysteme untergliedern:

- Physikalische Speicher
- Power-to-X
- Adsorptionsspeicher
- Absorptionsspeicher

In den folgenden Kapitel wird auf die ersten beiden Speicherarten eingegangen, da diese für die Betrachtung von Wasserstoffherzeugung im Ausland mittels Windenergie und Transport nach Deutschland relevant sind. Ebenso werden in den Kapiteln nur die Speichersysteme detaillierter erläutert, die zum einen für den Transport von Wasserstoff relevant sind und zum anderen eine große Menge an Wasserstoff an beliebigen Orten speichern können.

2.3.1 Physikalische Speicher

Der gespeicherte Wasserstoff ändert seine Energiedichte in physikalischen Speichern ohne dabei seine chemischen Bindungen zu verändern. Zum einen kann der Druck von Wasserstoff erhöht werden, um somit die Energiedichte zu verbessern (Druckspeicher/GH₂). Zum anderen kann der Wasserstoff bis zur Siedetemperatur heruntergekühlt werden, um den Aggregatzustand von gasförmig auf flüssig zu ändern (Flüssigspeicher/LH₂). Diese beiden Speicherarten können ebenfalls kombiniert werden (Kryo-komprimierte Speicher/CcH₂).

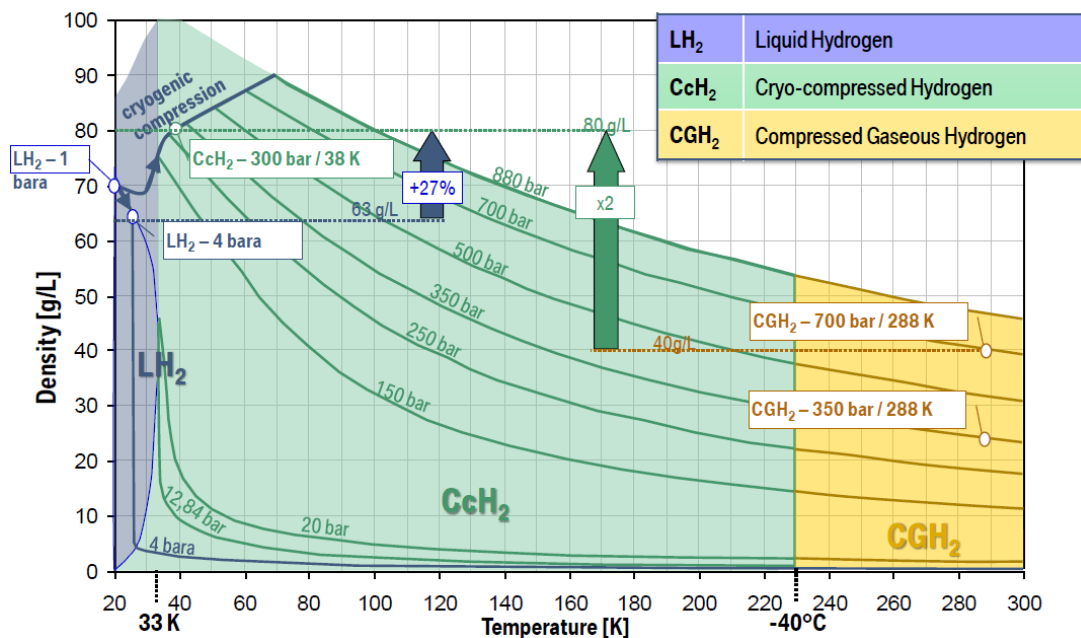


Abbildung 2.8: Physikalische Speicherarten [8]

In Abbildung 2.8 ist das Verhältnis von Druck, Temperatur und Dichte von Wasserstoff dargestellt. Zusätzlich ist der Bereich farblich markiert in dem die oben genannten Speichersysteme verwendet werden. Allgemein ist an dem Diagramm zu erkennen, dass eine Drucksteigerung und/oder eine Reduzierung der Temperatur dafür sorgt, dass die Dichte von Wasserstoff ansteigt.

Neben diesen Speichersystemen kann Wasserstoff ebenfalls in Kavernen (Hohlraum/Vertiefung) unter Druck gespeichert werden. Da für die Speicherung eine Kaverne benötigt wird und der Produktionsort nach der Bevölkerungsdichte und Windenergiedichte ausgesucht wird, wird diese Speicherart nicht weiter betrachtet. [1] [13]

Druckspeicher/GH₂

Auch unter den Druckspeichern gibt es verschiedene Möglichkeiten Wasserstoff zu speichern. Zum einen gibt es kleine Speicher die auch in Autos verbaut werden. Diese werden in vier Typen eingestuft (Typ I - Typ IV). Alle vier Typen bedienen sich der physikalischen Form eines Zylinders. Der Unterschied der vier Typen liegt in der Kapazität aufgrund des verwendeten Materials (siehe Abbildung 2.9).


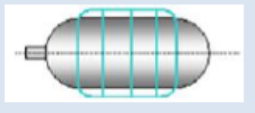
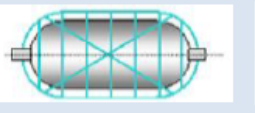
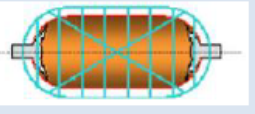
Typ I	Typ II	Typ III	Typ IV
			
Ganzmetall Zylinder	Metall mit Verstärkung im Mittelteil durch Glasfaser-Ummantelung	Metall mit Verstärkung durch Glasfaser-Ummantelung im gesamten Bereich	Polymerer (Kunststoff-) Behälter mit Verstärkung durch Glasfaser-Ummantelung und metallisch-integrierter Öffnung
Drücke bis 300 bar möglich	Drücke von mehr als 350 bar möglich	Drücke von 350 bis 700 bar möglich	Drücke von 350 bis 700 bar möglich

Abbildung 2.9: Typ I bis Typ IV der Druckspeicher [9] [10]

Bei 700 bar beträgt die Dichte 40 kg/m^3 . Diesen Wert können nur Typ III und Typ IV erreichen. Die andern beiden Behältertypen können ein Dichte von 20 kg/m^3 (300 bar) bzw. 24 kg/m^3 (350 bar) aufnehmen.

Wasserstoff benötigt $3,5 \text{ kWh/kg}$ um den Druck von Umgebungsdruck auf 300 bar zu steigern. Das entspricht etwa 10 % der gespeicherten Energie. Damit der Druck weiter auf 800 bar ansteigen kann werden insgesamt ca. 15 % der gesamten gespeicherten Energie benötigt. Dabei kann die Kompression entweder isotherm oder adiabatisch durchgeführt werden. Die meisten LKWs transportieren Wasserstoff bei 500 bar. Damit der gewünschte Druck erreicht wird muss eine Energie von etwa $4 \text{ kWh}_{el.}/\text{kg}_{H_2}$ aufgewendet werden.

Neben den vier Typen die auch in Autos verbaut werden (hauptsächlich Typ II und Typ IV, aufgrund der hohen Energiedichte bzw. des niedrigen Gewichtes), werden auch große stationäre Druckspeicher gebaut, welche häufig mit der Wasserstoffherstellung durch Elektrolyse verbunden werden. Bei diesen Speichern ist es nicht wichtig, dass Wasserstoff auf eine hohe Dichte gebracht wird, damit das Eigengewicht für den Transport oder des Tanks selbst so gering wie möglich ist. Für die stationäre Speicherung von Wasserstoff ist es relevant diese so verlustfrei wie möglich zu handhaben. Da es stationäre Speicher sind, ist der benötigte Platz zweitrangig. Bei einem Druck von 1,5 bar wird Wasserstoff in Mengen von 600.000 m^3 bis 700.000 m^3 in einem Gasometer gespeichert. In Kugelgasbehältern wird der Wasserstoff bis auf 20 bar gesteigert. Das Standardvolumen (Netto) dieser Behälter beträgt 15.000 m^3 . Diese beiden Speicher werden oberhalb der Oberfläche aufgestellt (siehe Abbildung 2.10 und 2.11). [10] [13]



Abbildung 2.10: Gasometer [11]



Abbildung 2.11: Kugelgasbehälter [106]

Wird ein Kugelgasbehälter für die Speicherung des Wasserstoffs verwendet muss mit Anschaffungskosten von 13 - 60 € pro gespeicherte kWh kalkuliert werden. Umso größer der Speicher ist und je weniger Druck dieser standhalten muss, desto günstiger ist er in der Anschaffung. Aufgrund der großen Menge an Wasserstoff die bei der Herstellung erwartet wird, wird mit einem Wasserstoff-Speicher kalkuliert, welcher einen Druck von 200 bar standhalten kann mit einem Fassungsvermögen von 300 bis 500 Tonnen. Die Kosten solch eines Druckspeichers umfassen ca. 20 €/kWh, dabei ist der Verdichter mit einkalkuliert. [58]

Röhrenspeicher sind die dritte Möglichkeit stationär Wasserstoff zu speichern. Diese werden in der Erde eingegraben und bei Drücken von 64 - 100 bar betrieben (siehe Abbildung 2.12).



Abbildung 2.12: Röhrenspeicher [107]

Die Kosten eines Röhrenspeichers liegen zwischen 5 - 30 €/kWh. Wird ein Röhrenspeicher verbaut, der einem Druck von 70 bar standhalten kann, müssen ca. 13€/kWh für die Anschaffung bezahlt werden. [107]

Für die Instandhaltung müssen pro Jahr etwa 2 % der Anschaffungskosten einkalkuliert werden. [30]

Flüssigspeicher/LH2

Flüssigspeicher sind Niedertemperaturspeicher. Bei Umgebungsdruck verflüssigt sich Wasserstoff ab einer Temperatur von 20,27 Kelvin. Mittels einer Drucksteigerung auf 13 bar (kritischer Punkt) verflüssigt sich Wasserstoff bei 33 Kelvin.

Die erhaltene Dichte bei dieser Speicherart liegt bei Umgebungsdruck und 20 Kelvin bei etwa $70,79 \text{ kg/m}^3$ und hat eine volumetrische Energiedichte von 2360 kWh/m^3 . Die Dichte ist etwa 75 % höher als bei einem Druckspeicher mit einem Betriebsdruck von 700 bar und 15 Kelvin (40 kg/m^3). Die dafür benötigte Energie um diese Dichte zu erhalten ist mehr als doppelt so groß wie bei einem Druckspeicher. Damit Wasserstoff bei Umgebungsbedingungen auf 20 Kelvin heruntergekühlt und in den flüssigen Zustand gebracht werden kann, muss eine Energie von ca. $6,4 - 12,0 \text{ kWh}_{el}$ pro kg Wasserstoff ($0,19 - 0,36 \text{ kWh}_{el./kWh_{H2}}$) aufgewendet werden. [111]

Die für die Speicherung verwendeten Behälter werden Kryospeicher genannt und haben wie die Druckspeicher eine Zylinder- oder Kugelform. Kryospeicher sind spezielle Behälter, welche aus austenitischem Stahl bestehen. Sie können den niedrigen Temperaturen des Wasserstoffs standhalten und die Temperatur von Wasserstoff eine längere Zeit konstant beibehalten. Während der Speicherung kann es trotzdem zu einem Wasserstoffverlust kommen, welcher Verdunstung (Boil-Off) genannt wird. Wie viel verdunstet hängt neben des verwendeten Materials auch von der Größe bzw. Form (Mantelfläche) ab. Allgemein kann gesagt werden, dass große Kryospeicher prozentual weniger verdunsten als kleine. Insgesamt liegt der Verlust von Wasserstoff durch Verdunstung zwischen 0,006 % und 3 % pro Tag. Beim Boil-Off Effekt wird der verdunstete Wasserstoff über Armaturen kontrolliert abgelassen und kann theoretisch verwendet werden, zum Beispiel zur Stromerzeugung. [13] [30]

Die Anschaffungskosten eines Kryospeichers betragen etwa $0,93 \text{ €/kWh}$, die laufenden Kosten betragen wie beim physikalischen Speicher etwa 2 % der Anschaffungskosten. Zusätzlich wird noch eine Verflüssigungsanlage benötigt, welche etwa $0,15 \text{ €/kWh}$ kostet, zuzüglich 3 % der gesamten Anschaffungskosten pro Jahr. Auch die Rückumwandlung zum gasförmigen Zustand benötigt eine spezielle Anlage. Diese kostet in der Anschaffung etwa $0,03 \text{ €/kWh}$ Wasserstoff. Die fortlaufenden Kosten der Anlage sind hauptsächlich von den Stromkosten abhängig. Die Rückumwandlung verbraucht etwa $0,003 \text{ kWh}$ pro kWh Wasserstoff. Bei Stromkosten von 5 ct/kWh kostet die Rückumwandlung von einem kWh Wasserstoff etwa $0,015 \text{ ct}$. [30]

Da die Verdunstung mit der zunehmenden Größe des Speichers abnimmt und flüssiger Wasserstoff einer der höchsten Dichten aufweist, ist es realistisch Kryospeicher auch im Transportsektor zu verwenden (siehe Kapitel 2.4).

Kryo-komprimierter Speicher/CcH2

Der grüne Bereich in Abbildung 2.8 „CcH2“ ist eine Kombination aus den Druck- und Flüssigspeichern. Die Speicher werden hauptsächlich oberhalb des kritischen Punktes betrieben. In diesem Zustand wird Wasserstoff überkritisches Fluid (Mischung aus gasförmigem und flüssigem Wasserstoff) genannt. Die Temperatur von Wasserstoff im überkritischen Fluid liegt zwischen 33 Kelvin und 233 Kelvin. Dabei ist der dabei benötigte Druck durchgehend oberhalb von 13 bar. In den meisten Fällen wird ein Druck von 300 bar bis 1.000 bar verwendet. [1] [10]

Bei einem Druck von 300 bar und 38 Kelvin liegt die theoretische maximale Speicherdichte von 80 kg/m^3 vor.

2.3.2 Power-to-X

Das Power-to-X (PtX)-Verfahren kann verwendet werden, wenn es ein Überangebot an Strom gibt, welcher nicht direkt verbraucht werden kann. PtX ist ein übergeordnetes Verfahren in dem Strom aus erneuerbaren Energiequellen (EE) verwendet wird, um Zwischenprodukte (zum Beispiel zur Speicherung) oder direkt Endprodukte zu erzeugen.

Die entstehenden Produkte sollen daraufhin in den unterschiedlichen Sektoren verwendet werden.

In der folgenden Abbildung sind die einzelnen Verfahren, welche zu PtX gehören, abgebildet.

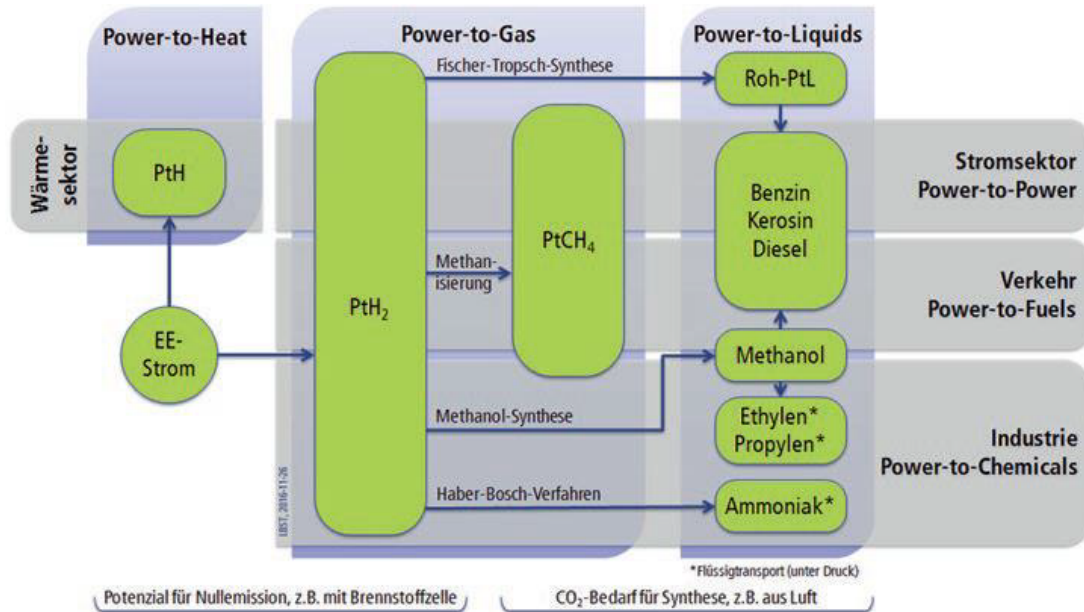


Abbildung 2.13: Power-to-X Schlüsselverfahren [12]

Das PtX Verfahren untergliedert sich in drei Hauptverfahren:

- Power-to-Heat (PtH)
- Power-to-Gas (PtG)
- Power-to-Liquid (PtL)

Im PtH-Verfahren wird der Strom direkt zur Erzeugung von Wärme genutzt.

In den anderen beiden Verfahren werden ausschließlich stoffliche Energieträger erzeugt. Als erstes wird mittels einer Elektrolyse der EE-Strom in Wasserstoff umgewandelt. Alle weiteren stofflichen Energieträger nutzen entweder direkt Wasserstoff oder das erzeugte Produkt aus Wasserstoff (zum Beispiel Methanol).

Das Hauptziel der PtG- und PtL-Verfahren ist es, Alternativen zu finden um Wasserstoff wirtschaftlich zu speichern bzw. zu transportieren, in dem er mit anderen Stoffen reagiert. Beispiele dafür sind die Methanol- und Ammoniak-Synthese (siehe Seite 13). [12]

Neben den in der Abbildung 2.13 angegebenen Verfahren um Wasserstoffspeicherung und Transport wirtschaftlicher zu machen, wird an organischen Wasserstoffträgern geforscht. Solche flüssigen organischen Wasserstoffträger werden LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carriers) genannt.

Die Firma hydrogenious hat sich mit der Technologie auseinander gesetzt und die speziellen Anlagen dafür entwickelt. [59]

Es gibt spezielle Speicheranlagen die dafür zuständig sind, dass das Trägermittel (LOHC) mit Wasserstoff eine chemische Bindung eingeht. Dieses Verfahren wird Hydrierungsprozess genannt, dabei wird das unbeladene Trägermittel (LOHC⁻) mit Wasserstoff beladen (LOHC⁺).

Der Hydrierungsprozess ist eine katalytische Reaktion (exotherm) und wird bei etwa 25 - 50 bar sowie 353,5 bis 473,5 Kelvin durchgeführt. Bei der chemischen Reaktion

entsteht Abwärme von ca. 10 kWh pro kg Wasserstoff bei einer Temperatur von etwa 423,5 Kelvin. Das Speichern des Gemischs erfolgt ebenfalls bei diesen Drücken und Temperaturen, dadurch ist keine weitere Behandlung notwendig. Mittels der Dehydrierung wird Wasserstoff vom Trägermittel getrennt. Für diesen Prozess wird ebenfalls ein Katalysator verwendet, der bei einem Druck zwischen 1 und 5 bar arbeitet und eine Wärme von bis zu 12 kWh pro kg Wasserstoff benötigt. Die zugeführte Wärme muss eine Temperatur zwischen 533,5 - 623,5 Kelvin erzeugen. Auch kann die benötigte Energie über einen Kompressor bereitgestellt werden, dabei wird eine Energie von $2,7 \text{ kWh}_{el.}/\text{kg}_{Wasserstoff}$ benötigt. Nach der Trennung des Wasserstoffs vom Trägermittel kann das Trägermittel wieder verwendet werden um Wasserstoff aufzunehmen. Bei dem gesamten Prozess verliert das Trägermittel nicht an Qualität oder muss neu aufgefüllt werden. Die dabei entstehenden Verluste sind minimal. [60][61]

In der folgenden Abbildung sind die beiden oben genannten Prozesse dargestellt. Im oberen Bereich dient LOHC als stationärer Speicher, im unteren als Transportmedium für Wasserstoff. Des Weiteren sind die benötigten Energien und die Menge an Wasserstoff angegeben, welche sich mit dem Trägermittel verbinden kann.

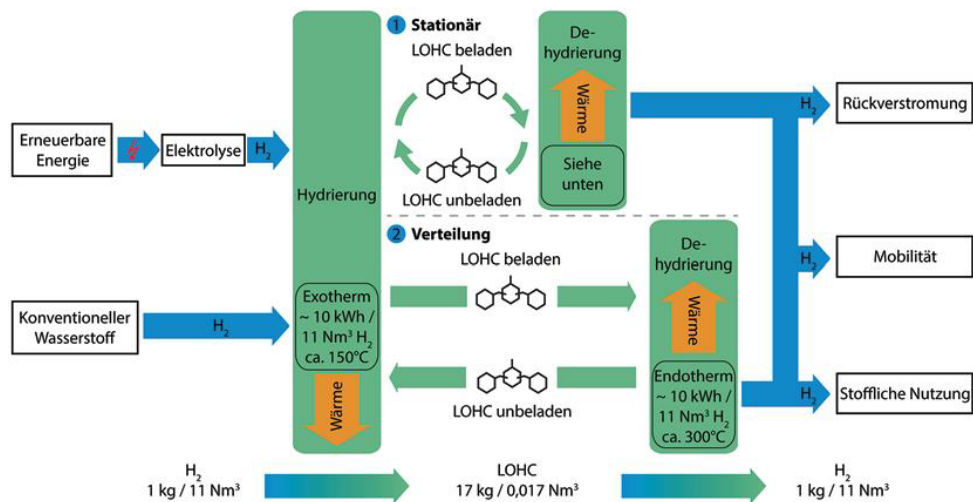


Abbildung 2.14: LOHC mit Wasserstoff be- und entladen [13]

Bei der Auswahl des Trägermittels muss auf die unterschiedlichen Eigenschaften geachtet werden, die dieses erfüllen sollte. Zum einen sollte das Trägermittel eine Flüssigkeit sein, damit eine hohe Wasserstoffdichte gegeben ist. Zum anderen muss es einfach zu handhaben sein. Es darf nicht kompliziert sein Wasserstoff mit dem Trägermittel zu binden und diese Bindung muss auch problemlos aufgehoben werden können, damit der Wasserstoff anderweitig wieder genutzt werden kann. Bei der Filterung von Wasserstoff sollten die Verluste des Trägermittels so gering wie möglich sein, damit dieses weiterhin verwendet werden kann ohne neues hinzuzufügen. Ebenfalls muss eine Langzeitstabilität gegeben sein, wenn sich der Wasserstoff mit dem Trägermittel verbunden hat, damit die Verluste bei der Speicherung oder beim Transport gering gehalten werden. Das Trägermittel selbst und auch die Verbindung mit Wasserstoff müssen sicher für die Umgebung sein, das bedeutet, dass der Stoff nicht giftig sein darf und ebenfalls biologisch abbaubar sein muss. Zusätzlich muss der wirtschaftliche Aspekt im Auge behalten werden. Das genutzte Trägermittel und auch die Prozesse (Hydrierung und Dehydrierung) müssen günstig und energieeffizient sein. Auch eine ausreichende Menge an Trägermittel sollte vorhanden sein, damit eine durchgehende Verfügbarkeit für die Aufnahme von Wasserstoff gegeben ist.

Die verwendeten Trägermittel bestehen meist aus aromatischen Kohlenwasserstoffverbindung. Zur Zeit basieren die Trägermittel auf fossilen Energieträgern wie Erdöl. [10] [13]

In der folgenden Tabelle sind einzelne Eigenschaften der drei bekanntesten Trägermittel aufgelistet.

	Toluol	N-Ethylcarbazol	Dibenzyltoluol
molare Masse [g/mol]	91,2	195,3	272,38
Dichte bei 293,5 Kelvin [kg/l]	870	1160	910
Schmelzpunkt [K]	178,5	342,75	234,5 - 241,5
Siedepunkt (Umgebungsdruck) [K]	384,5	621,5	663,5
Flammpunkt [K]	293,5	459,5	485,5
Wasserstoffspeicherdichte [Massen- %]	6,2	5,8	6,2
Reaktionsenthalpie [kJ/mol]	72	53	65
Wärmekapazität [J/(g K)]	1,71	1,16	1,56
Merkmale	leicht entzündlich; Gesundheits- schädlich Reizend; reproduktionstoxisch	Hautreizend; Augenreizend	Wasser-gefährdend (WGK 2)

Tabelle 2.1: Eigenschaften der drei häufigsten LOHC Trägermittel [13]

Toluol ist von den drei Trägermitteln am einfachsten zu handhaben. Der Siedepunkt liegt erst bei 384,5 Kelvin und der Schmelzpunkt ist gering (178,5 Kelvin), sodass keine Wärme zugeführt werden muss bei der Speicherung bzw. beim Transport. Zusätzlich hat Toluol die selbe Wasserstoffspeicherdichte wie Dibenzyltoluol. Da Toluol sowohl in ungebundener als auch in gebundener Form toxisch ist, hat Toluol keine Zukunft in großen Mengen verwendet zu werden, auch wenn es nicht gefährlicher ist als der jetzige Automobil-Kraftstoff.

N-Ethylcarbazol ist dagegen nicht toxisch, es bewirkt, dass bei direkter Kontaktaufnahme die Haut bzw. die Augen gereizt sind. Zusätzlich hat N-Ethylcarbazol einen heteroaromatischen Charakter, was bewirkt, dass die Reaktionsenthalpie um etwa 30 % geringer ist im Vergleich zu Toluol. Dadurch ist der Wirkungsgrad bei der Wasserstoffauslagerung erhöht, da weniger Wärme benötigt wird. Das Problem bei diesem Trägermittel ist, dass der Schmelzpunkt bei 342,5 Kelvin liegt. Dadurch ist es notwendig, mehr Wärme hinzuzufügen, damit das Trägermittel flüssig bleibt. Zusätzlich ist N-Ethylcarbazol nur begrenzt verfügbar.

Dibenzyltoluol ist eine Diesel-ähnliche Flüssigkeit und wird ebenfalls in der Industrie zur Kühlung von Maschinen verwendet. Es ist in der selben Wassergefährdungsklasse wie Heizöl (WGK 2) und somit schwer entflammbar. Nachdem Dibenzyltoluol mit Wasserstoff beladen wurde, beträgt der Wasserstoffanteil 6,2 Massenprozentanteile oder auch 57,2 g_{H₂} pro Liter LOHC. Dies entspricht einer volumetrischen Energiedichte von 1900 kWh/m³ bezogen auf den unteren Heizwert von Wasserstoff (Druck 1 bar; Temperatur 293 K). Da die Konsistenz von Dibenzyltoluol und anderer Trägermittel eine hohe Ähnlichkeit zu Diesel hat, ist es nicht notwendig neue Technologien für die Speicherung oder für den Transport zu entwickeln. [61] [62]

Dibenzyltoluol ist das Trägermittel an dem am stärksten geforscht wird, da es im Gegensatz zu den anderen Trägermitteln nicht für den Menschen gefährlich ist und auch eine hohe Verfügbarkeit besteht. Des Weiteren sind die physikalischen Eigenschaften passend für die Speicherung von Wasserstoff. Ebenfalls ist der Verbrauch beim Trennen des Wasserstoffs von Dibenzyltoluol gering (0,1 % pro Zyklus). [13]

Die Anschaffungskosten für einen Speicher mittels LOHC müssen in zwei Kategorien unterschieden werden. Zum einen müssen Kosten für den Speicher selbst aufgewendet

werden, welcher bei 0,08 €/kWh liegt, plus 4,5 €/l für das Dibenzyltoluol. Zum anderen sind spezielle Anlagen für die Umwandlung von Nöten. Um den Hydrierungsprozess durchführen zu können wird eine Anlage benötigt die etwa 0,01 €/kWh_{Wasserstoff} kostet, mit laufenden Kosten von 3 % der Anschaffungskosten. Zusätzlich wird mit einem Stromverbrauch von ca. 0,051 kWh pro kWh Wasserstoff kalkuliert. Für den Dehydrierungsprozess werden Anlagen gebaut im Wert von 0,03 €/kWh Wasserstoff. Solch eine Anlage benötigt wesentlich mehr Strom um den Wasserstoff vom Dibenzyltoluol zu trennen (etwa 0,39 kWh pro kWh Wasserstoff). [30]

2.3.3 Vergleich und Auswertung

Nachfolgend werden die oben genannten Speichersysteme miteinander verglichen. Anstatt der Dichte wird die volumetrische Energiedichte berücksichtigt. Auch der Kostenfaktor der einzelnen Speicher wird mit in den Vergleich der Speichersysteme eingebracht (siehe Tabelle 2.2). Die Kosten für die Anlagen, welche die Umwandlung bzw. Änderung der Dichte bewirken, sind in den Kosten mit einkalkuliert.

Speicherart	Druck [bar]	Temperatur [K]	Vol. Energiedichte [kWh/m ³]	Aufzuwendende Energie/ Verluste	Speicherkosten [€/kWh]
Röhrenspeicher	70	293	188	0,7 kWh _{el.} /kg _{H2}	13
Gas-Speicher	200	293	430	2kWh _{el.} /kg _{H2}	20
Flüssigspeicher (LH2)	1	22	2360	0 - 10 kWh _{el.} /kg _{H2} ; Verdunstung: 0,006 % - 3 %/ Tag; Befüllung ca. 5 %	0,93
Kryo-komprimierter Speicher (C ₆ H ₆)	300	54	2650	?	?
LOHC (Dibenzyltoluol)	1	293	1900	Beladung: 1,7 kWh _{el.} /kWh _{H2} Entladung: 10 kWh _{ther.} /kg _{H2} oder 2,7 kWh _{el.} /kg _{H2}	0,08 + 4,5 €/l Dibenzyltoluol

Tabelle 2.2: Vergleich der Speicher (Energiedichte, Verluste und Kosten)

Die Angaben der volumetrischen Energiedichte sind Maximalwerte, welche bei dem Druck und der Temperatur auftreten. Die Kosten der einzelnen Speichersysteme beziehen sich ausschließlich auf den Behälter und die Stoffe, welche für die Speicherung benötigt werden (LOHC). Dabei sind die benötigten Anlagenkomponenten wie Verdichter oder Kühler nicht mit einkalkuliert. Diese sowie alle weiteren benötigten Anlagenkomponenten werden in Kapitel 3.1 betrachtet. Ebenfalls werden in diesem Kapitel auf Seite 48 genauere Angaben zur benötigten Energie gegeben, welche vom vorherrschenden Wasserstoff-Druck anhängig ist.

Fast alle Speichersysteme haben in den Behältern reinen Wasserstoff in den unterschiedlichsten Aggregatzuständen gespeichert. Dadurch fallen bei diesen keine weiteren Kosten für die benötigten Stoffe an. Die Speicherung mittels LOHC benötigt einen organischen Stoff, wie zum Beispiel Dibenzyltoluol. Dibenzyltoluol kostet 4,5 €/l, dabei kann ein Liter etwa 57,2 Gramm Wasserstoff aufnehmen. Das entspricht bei einem Behälter mit einem Volumen von 150.000 m³ 8.580 kg Wasserstoff.

Die Flüssigspeicher und Kryo-komprimierten Speicher sind die mit der höchsten volumetrischen Dichte. Der Unterschied beträgt etwa 260 kWh/kg (ca. 11 %). Ebenfalls benötigen die C₆H₆-Speicher etwa 2kWh/kg weniger Energie um die gewünschte volumetrische Dichte zu erhalten. Der Flüssigspeicher hat einen Vorteil zum C₆H₆ Speicher: die Anschaffungskosten sind um 33 % (5€/kWh) geringer. Insgesamt kann gesagt werden, dass zum jetzigen

Zeitpunkt die beiden Speicher wirtschaftlich gesehen sehr ähnlich sind. Beide Speicher sind technisch noch nicht am Ende angekommen und somit können bis 2030 bzw. 2050 noch Alternativen entwickelt werden. Der CcH₂-Speicher wird bei dieser Arbeit aufgrund mangelnder Daten für den Transport von Wasserstoff in solch einem Speicher nicht weiter betrachtet.

Bei der Wasserstoff-Speicherung mittels LOHC sind unter Verlusten 10 kWh/kg für die Entladung angegeben. Dies hat den Grund, dass für die Bindung mit dem organischen Stoff 12 kWh/kg an thermischer Energie gewonnen werden. Für die Trennung der Stoffe werden dagegen 10 kWh/kg thermische Energie benötigt, welche auf einem höheren Temperaturniveau liegt. Durch die entstehende thermische Energie kann die Speicherung wirtschaftlicher gemacht werden, indem die entstehende Wärme bei der Verbindung der Stoffe direkt verwendet wird. Auch bei der Trennung der Stoffe kann Wärme von Industrien verwendet werden die bei der Produktion anfallen.

Für die Umwandlung und Rückumwandlung von Wasserstoff in flüssigen bzw. gasförmigen Zustand werden spezielle Anlagen benötigt. In der folgenden Tabelle sind die Kosten und der Verbrauch dieser Anlagen aufgelistet:

Speicherart	Umwandlungskosten		Rückumwandlungskosten	
	Anschaffung [€/kWh]	laufende Kosten	Anschaffung [€/kWh]	laufende Kosten
Röhrenspeicher	-	-	-	-
Gas-Speicher	-	-	-	-
Flüssigspeicher (LH ₂)	0,135	2,5 % der Anlage jährl.; 0,18 - 0,3 kWh _{el.} /kWh _{H₂}	0,1541	2,5 % der Anlage jährl.; 0,003 kWh _{el.} /kWh _{H₂}
Kryo-komprimierter Speicher (CcH ₂)	-	-	-	-
LOHC (Dibenzyltoluol)	0,0096	2,5 % der Anlage jährl.; 0,051 kWh _{el.} /kWh _{H₂}	0,027	2,5 % der Anlage jährl.; 0,39 kWh _{el.} /kWh _{H₂}

Tabelle 2.3: Vergleich der Speicher Umwandlung und Rückumwandlung

Ausschließlich für die Flüssigspeicher und LOHC sind Daten angegeben. Damit der Kryo-komprimierte Speicher verwendet werden kann muss der Wasserstoff vorher umgewandelt werden. Die benötigten Daten für solch eine Anlage wurden bei der Recherche nicht gefunden. Für die anderen beiden Speicher (Röhren- und Gas-Speicher) wird keine Umwandlung benötigt, da für die Speicherung keine Änderung des Wasserstoffzustands notwendig ist. Die Anlage für die Verflüssigung von Wasserstoff ist bei der Anschaffung teurer und benötigt bei der Umwandlung mehr Strom als die Umwandlung beim LOHC. Bei der Rückumwandlung zum gasförmigen Zustand ist die benötigte Anlage beim flüssigen Wasserstoff ebenfalls teurer, dafür sind die laufenden Kosten um einiges geringer als beim LOHC (ca. 0,387 kWh_{el.}/kWh_{H₂}).

2.4 Transport

Neben der Betrachtung der Herstellung und der Speicherung von Wasserstoff darf die Infrastruktur nicht vernachlässigt werden.

Zum jetzigen Zeitpunkt gibt es noch keine ausgebaute Infrastruktur, da der meiste produzierte Wasserstoff im Industriesektor erzeugt und dort direkt an Ort und Stelle wieder verbraucht wird. Da ist es wirtschaftlicher, effiziente Wasserstoffspeicher zu entwickeln und zu bauen. Der Wasserstoffverbrauch soll sich in Zukunft auf ganz Deutschland ausbreiten und auch für den Normalverbraucher zugänglich sein. [42] Da für die Wasserstoffherstellung und für den allgemeinen Verbrauch nicht genug grüner Strom innerhalb Deutschlands produziert werden kann, ist es unabdingbar grünen Strom in anderen Ländern zu generieren.

[63] Aufgrund der Wirtschaftlichkeit ist es sinnvoll, den hergestellten Strom direkt vor Ort zu nutzen wie zum Beispiel zur Umwandlung in Wasserstoff, oder die Strecken so kurz wie möglich zu halten. [64] Damit der umgewandelte Wasserstoff nach Deutschland gelangen kann, muss die Infrastruktur des Wasserstofftransports ausgebaut bzw. umgestellt werden. Stand 2021 werden die vier Transportarten verwendet bzw. daran geforscht [65]:

- Straßentransport (LKW)
- Schienenverkehr (Züge)
- Seeweg (Schiffe)
- Rohrleitung

Auf den folgenden Seiten wird auf die vier Transportarten eingegangen und in welchem Zustand der Wasserstoff sein muss um transportiert werden zu können. Dabei werden Verluste während des Transport und die Transportkosten berücksichtigt. Bei der Betrachtung der Kosten werden in diesem Kapitel nur die reinen Kosten des Transportmittels und des Transports selbst, wie Personal- und Brennstoffkosten aufgestellt. Die Kosten für die Umwandlung bzw. der Anlagen, die die Umwandlung bewerkstelligen werden in Kapitel 3.1 betrachtet. Ebenfalls werden am Ende des Kapitels die Vor- und Nachteile der Transportarten aufgeführt und wann es sinnvoll ist diese zu verwenden.

Beim Transport von Wasserstoff mittels LKW (Straßentransport), Zügen (Schienenverkehr) und Schiffen (Seeweg) können alle die selben Speichermöglichkeiten nutzen. Der Unterschied zwischen diesen drei ist ausschließlich die Wirtschaftlichkeit bei der Reichweite, bei der Verwendung der gleichen Speicherform.

2.4.1 Straßentransport (LKW)

Im Straßenverkehr werden LKWs zum Transport von unterschiedlichen Gütern verwendet. In Deutschland werden LKWs auch genutzt um die Tankstellen zu beliefern die auch Wasserstoff anbieten. Die LKWs haben ein maximales Gesamtgewicht von 40 Tonnen und eine Länge von etwa 13 Metern. Die Länge kann bis auf 18,75 Meter erweitert werden ohne, dass eine Sonderzulassung benötigt wird. Der Transport von Wasserstoff im gasförmigen Zustand verläuft zwischen einem Druck von 250 bar - 500 bar. Wasserstoff wird für den Transport entweder in mehreren Flaschen/ Druckbehältern, die über ein Sammelrohr verbunden sind, oder in Druckfässern/ Tanks abgefüllt. Standardmäßig wird der Transport zum jetzigen Zeitpunkt über mehrere verbundene Druckbehälter Typ IV bei einem Druck von 300 bar durchgeführt. Dies hat den Grund, dass LKWs eher für kürzere Strecken verwendet werden, in denen die Druckbehälter auch wirtschaftlich sind. Die Verwendung des Typ IV-Behälters bewirkt, dass der Transport sowie die Befüllung als auch die Entleerung flexibel gehandhabt werden können. Die Druckbehälter müssen aus Sicherheitsgründen für den Transport in einem Container verbaut werden (Multiple-Element Gas Container/ MEGC). Die Druckbehälter werden vertikal in den Container verbaut und mit einem Rahmen und Trägern umschlossen um diese zu fixieren (siehe Abbildung 2.15).

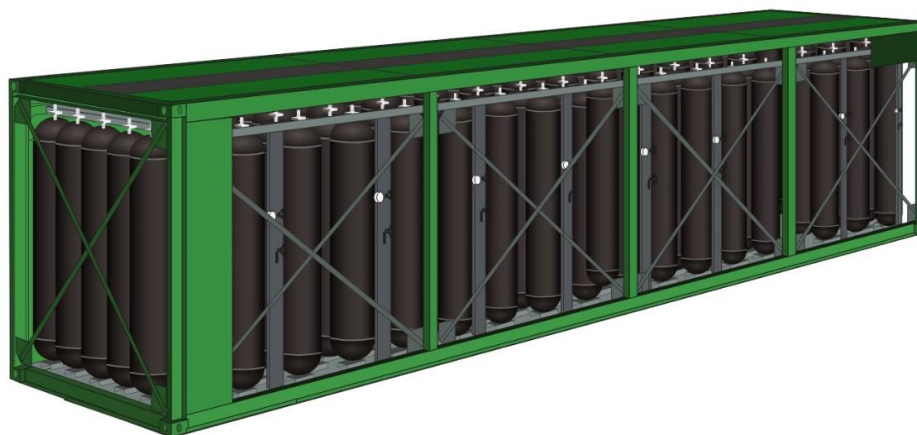


Abbildung 2.15: Multiple-Element Gas Container (MEGC) [14]

Zum jetzigen Zeitpunkt transportiert ein LKW der mit MEGC ausgerüstet ist etwa 1.000 kg nutzbaren Wasserstoff bei einem Behälter-Druck von 500 bar. Werden die Druckbehälter bei 300 bar betrieben reduziert sich die Menge auf 700 kg. Diese Menge kann erhöht werden, da das Gesamtgewicht von 40 Tonnen noch nicht erreicht ist. Ein LKW mit Druckbehältern die bei 500 bar betrieben werden hat ein Gesamtgewicht von etwa 28 Tonnen. Aufgrund der geringen Nachfrage ist es derzeit nicht wirtschaftlich die Transportmenge eines LKWs zu erhöhen.

Der Transport mit flüssigem Wasserstoff (LH₂) ist ähnlich wie der des gasförmigen Wasserstoffs. Es werden anstatt Druckbehältern Kryobehälter verwendet, die ebenfalls in einem Container verbaut und über eine Sammelleitung verbunden sind. Es wird auch an Kryotanks geforscht, die effizienter bzw. mit geringeren Verlusten flüssigen Wasserstoff transportieren sollen. [66] Ein LKW, welcher Kryotanks oder Kryobehälter verwendet, kann bis zu 4.000 kg nutzbaren Wasserstoff transportieren. Beim Transport muss wie bei der Speicherung berücksichtigt werden, dass der Wasserstoff aufgrund der zunehmenden Temperatur (wenn nicht gekühlt während des Transports) verdunstet. Mit den jetzigen Kryotanks kann die Verdunstung bis etwa zum 9. Tag vernachlässigt werden, bei einem Druck von 5 bar. [67] Auch die zusätzliche Energie, welche benötigt wird um Wasserstoff auf 22 Kelvin zu bringen und somit zu verflüssigen, ist zu beachten. Diese beträgt zum jetzigen Zeitpunkt etwa 30 % der gesamten Energie des gekühlten Wasserstoffs. Forscher gehen davon aus, dass die Technologie noch nicht am Ende angekommen ist und die benötigte Energie auf mindestens 20 % gesenkt werden kann. Ebenfalls gehen bei der Umwandlung zum flüssigen Wasserstoff etwa 5 % verloren. [111]

Der Transport von Wasserstoff, welcher in dem Trägermittel LOHC gespeichert ist benötigt keine speziellen Tanks oder Behälter, da der Zustand des beladenen Trägermittels ähnlich zu Diesel ist. Das Problem an dem Speichermedium ist, dass der Behälter/ Tank nicht entleert wird, wenn nur der Wasserstoff herausgenommen/ herausgefiltert wird. Das Trägermittel bleibt im Tank zurück und somit kann der LKW nicht wieder frei verwendet werden. Da keine Verluste während der Speicherung von Wasserstoff entstehen, kann dieser länger auf einem Industrie-Gelände gelagert werden bzw. als Wasserstoff-Reserve dienen. Das bedeutet ein Entleeren des gelieferten Tanks ist nicht notwendig. Dieser kann einfach mit einem Tank ausgetauscht werden, aus dem der nutzbare Wasserstoff schon entnommen wurde. Ein 40 Tonner LKW kann bei einem Volumen von 40.000 Liter etwa 2.400 kg nutzbaren Wasserstoff transportieren.

Die einzelnen Kosten der drei verschiedenen Transportarten unterscheiden sich haupt-

sächlich in den Anschaffungskosten. Ein LKW, der mit einem Drucktank ausgestattet ist, welcher bei 500 bar betrieben wird kostet etwa 1,12 Millionen Euro. Dieser Preis kommt hauptsächlich aufgrund der hohen Materialkosten die für den Betriebsdruck von 500 bar benötigt werden zustande. Ein LKW, welcher mit 300 bar Tank gekauft wird, kostet etwa 278 Tausend Euro. Das ist ein Preisunterschied von 71 %, damit in einer Tour etwa die doppelte Menge an Wasserstoff transportiert werden kann (1000 kg zu 540 kg). Ein LKW mit einem Kryotank für etwa 4.000 kg nutzbaren Wasserstoff kostet etwa 960 Tausend Euro. [68] [69] Wird mittels des LKW LOHC transportiert, welcher einem Tankwagen gleicht, der Öl transportiert, kostet die Anschaffung dieses LKWs mit einem Volumen von 40.000 Litern (2.400 kg nutzbaren Wasserstoff) etwa 60,2 Tausend Euro. [70] Dieser ist im Verhältnis zu den anderen LKWs um ein vielfaches günstiger, da keine speziellen Eigenschaften von Nöten sind, wie eine gute Temperaturisolierung oder Druck-beständiges Material bis 300 bzw. 500 bar.

Die laufenden Kosten, wie Personal und Brennstoffkosten sind abhängig von der Menge an Wasserstoff, die geliefert wird und von der Strecke die zurückgelegt werden muss. Das bedeutet ein LKW mit flüssigem Wasserstoff muss weniger fahren als einer mit Tanks für die anderen beiden Transportmöglichkeiten. [69]

2.4.2 Schienenverkehr (Züge)

Die Transportzüge können die selben Tanks/Druckbehälter wie die der LKWs aufnehmen. Ein Vorteil beim Wasserstofftransport mittels Zügen ist, dass diese eine größere Menge gleichzeitig transportieren können. Da Wasserstoff selbst kein Gefahrgut ist (auch nicht Dibenzyltoluol), gibt es keine Mengenbeschränkung. Der Transport ist durch die maximale Radsatzlast von 22,5 Tonnen und der Güterzuglänge von 700 Metern begrenzt. Bei der maximalen Güterzuglänge können etwa 50 Container auf einmal transportiert werden. Wird Wasserstoff in Tanks mit einem Betriebsdruck von 500 bar transportiert, beträgt die gesamte Transportmenge etwa 50.000 Tonnen Wasserstoff. [14] Die Transportmenge wird vervierfacht wenn Wasserstoff verflüssigt wird. Auch der Transport mittels LOHC ist vergleichbar mit dem im Straßenverkehr, weswegen auch hierbei Öltanks verwendet werden können.

Der große Unterschied zum Transport mittels LKW ist, dass die Züge an bestimmte Zeiten gebunden sind, wann sie an welchem Ort sein müssen. Auf den Schienen gilt, dass Personenverkehr immer Vorrang hat vor Güterzügen, wodurch eine Verspätung nicht auszuschließen ist. Durch diese Umstände ist der Güterzug dazu gezwungen die meiste Zeit des Transportes auf Freigabe des Schienenabschnitts zu warten. Deswegen ist die Dauer des Transportes über den Schienenverkehr um ein vielfaches länger als im Straßenverkehr. Bei den Anschaffungskosten werden die einzelnen Güterwagens hauptsächlich betrachtet. Ein Güterwagon mit einem Druckspeicher (500 bar) kostet etwa 1,1 Millionen Euro. Dabei können ca. 1.000 kg nutzbarer Wasserstoff transportiert werden. Ein Güterwagon, welcher 4.000 kg Flüssigwasserstoff transportiert, kostet etwa 1,45 Millionen Euro. Güterwagens für LOHC sind keine speziellen Güterwagens, sondern einfache Öl-Wagens. Diese kosten etwa 540 Tausend Euro, bei einem Transport von etwa 2.400 kg Wasserstoff.

Die allgemeinen Transportkosten sowie Personal- und Instandhaltungskosten sind von der Anzahl der Fahrten bzw. den gefahrenen Kilometern abhängig. Ebenfalls sind die Transportkosten von der Anzahl der Güterwagens abhängig. Bei der Verwendung von einem Güterwagon betragen die Transportkosten etwa 5,63 €/km. Das bedeutet bei 50 Güterwagens kostet der km 281,50 €. Allgemein können die Transportkosten nicht einfach auf der Basis der Entfernung kalkuliert werden, da viele weitere Faktoren wie Dauer eine Rolle spielen. Zur Vereinfachung wird nur die Strecke bei den Kosten berücksichtigt, damit

ein Vergleich zu den anderen Transportarten möglich ist. Ebenfalls ist der Transport von Wasserstoff auf langen Strecken über das Schienennetz nicht realistisch, da das Schienennetz dafür nicht ausgelegt ist. Die Personal- und Instandhaltungskosten werden zur Vereinfachung ebenfalls von der Entfernung abhängig gemacht. Diese betragen zusammen etwa 6,5 €/km. [14]

2.4.3 Seeweg

Beim Transport mittels Schiffen wird der Transport von Wasserstoff auf langen Strecken in Druckbehältern nicht betrachtet. Die Speicherung bzw. der Transport von Wasserstoff bei Überdruck ist über den Seeweg nicht wirtschaftlich, daher wird auch nicht daran geforscht. Schiffe werden häufig eingesetzt um Container bzw. Güter über weite Entfernungen zu transportieren. Ebenfalls werden verschiedenste Brennstoffe wie Öl oder Gase über den Schifffsweg transportiert. Da Wasserstoff andere physikalische Eigenschaften hat, als die Gase die zum jetzigen Zeitpunkt transportiert werden, wäre für einen wirtschaftlichen Transport eine Anpassung notwendig.

Zum einen wird stark an effizienten Transportmöglichkeiten geforscht um Wasserstoff im flüssigen Zustand mittels Schiffen zu transportieren. Im Jahr 2020 ist in Japan der erste Wasserstofftanker weltweit fertiggestellt worden. Dieser umfasst eine Menge von ca. 1250 Nm³ flüssigen Wasserstoff, was in etwa 88.500 kg entspricht. Als Größenordnung entspricht dies in etwa einer Menge, die eine 1 MW große Windkraftanlage bei einer Betriebszeit von 4.000 h/Jahr produzieren könnte. Dieses Schiff ist ein Prototyp um die Effizienz zu überprüfen und den Transport zu verbessern. Es wird davon ausgegangen, dass es in Zukunft Schiffe geben wird die mehr als 10 Millionen kg flüssigen Wasserstoff auf einmal transportieren können. Die Prognose ist, dass die Schiffe bis zu 180 Millionen Euro kosten werden, welches etwa 1164 €/m³ Ladevolumen entspräche. Dazu kommen noch laufende Kosten, wie Treibstoffkosten, welche bei ca. 461 € pro verbrauchte Tonne Schweröl liegen. Bei der Schätzung der Treibstoffkosten wird davon ausgegangen, dass das Schiff entweder durchgehend mit 20 Knoten (Treibstoff-sparend) oder 24 Knoten (maximale Geschwindigkeit) fährt. Die Lebensdauer solcher Schiffe, welche durchgehend im Betrieb sind, wird auf ca. 30 Jahre geschätzt. [30] [71] [72]

Ein Schiff, welches mit einer Geschwindigkeit von 20 Knoten fährt, verbraucht etwa 6,25 t/h. Fährt das Schiff durchgehend mit der maximalen Geschwindigkeit von 24 Knoten, steigt der Verbrauch auf 11,5 t/h. Zusätzlich kommen noch laufende Kosten dazu wie Instandhaltung (4 % der Anschaffungskosten) und Personalkosten, welche bei etwa 62 €/m³ Ladevolumen im Jahr pro Schiff liegt. Das maximale Ladevolumen, welches von Studien prognostiziert wird liegt bei 250.000 m³, somit können etwa 17,5 Millionen kg flüssigen Wasserstoff transportieren. [30]

Schiffe, welche Wasserstoff transportieren, welches in LOHC gespeichert ist, kostet etwa 623 €/m³ Ladevolumen. Das sind etwa 500 €/m³ weniger als Schiffe die flüssigen Wasserstoff transportieren. Dafür sind die Personalkosten pro Schiff höher: diese liegen bei etwa 97,5 €/m³ im Jahr, die Instandhaltungskosten sind ähnlich hoch wie beim Transport von flüssigem Wasserstoff (4 % der Anschaffungskosten). Ein Schiff kann pro m³ Ladevolumen etwa 57 kg Wasserstoff speichern. [30] Im Projekt Blue Danube wird daran geforscht, dass die ersten Schiffe die LOHC-Technologie nutzen um Wasserstoff zu binden und wirtschaftlich von Rumänien nach Deutschland zu transportieren. [60]

2.4.4 Rohrleitung

Zur heutigen Zeit werden verschiedenste Gase und Flüssigkeiten über Rohrleitungen transportiert. Die Rohrleitungen zum Gastransport werden bei unterschiedlichen Drücken und Durchmessern betrieben. Typische Gasleitungen haben einen Durchmesser zwischen 0,5 m und ca. 1,2 m, bei einem Druck zwischen 50 und 80 bar. Gasleitungen mit einem größeren Durchmesser arbeiten bei hohen Drücken um eine große Menge zu transportieren. Auch Wasserstoff kann mittels dieser Technologie zum gewünschten Ort transportiert werden. Einzelne Studien und Forschungsinstitute konzentrieren sich auf diese Transportmöglichkeit von Wasserstoff, da bei diesem Transport eine hohe Wirtschaftlichkeit bestehen kann. Bei der Betrachtung wird unterschieden zwischen Rohrleitungen die neu verlegt werden und vorhandene die umgerüstet werden (wie Erdgasrohrleitungen). [30]

In der folgenden Tabelle wird die Leistungsmenge an Wasserstoff angegeben, welche bei verschiedenen Durchmessern und Drücken innerhalb von einer Betriebszeit von 5000 Stunden fließt. Dabei spielt es keine Rolle ob es eine neue oder eine Rohrleitung ist die verändert wurde.

Durchmesser und Druck der Rohrleitung	Kapazität 100 %	Kapazität 75 %	Kapazität 25 %
1,2 m + 80 bar	16,9 GW	12,7 GW	4,2 GW
0,9 m + 50 bar	4,7 GW	3,6 GW	1,2 GW
0,5 m + 50 bar	1,2 GW	0,9 GW	0,3 GW

Tabelle 2.4: Durchflussmenge von Wasserstoff in GW [30]

Um die Wasserstoffmenge zu bestimmen wird die volumetrische Energiedichte (kWh/kg) benötigt. Bei einer Laufzeit von 5.000 Stunden, einem Verdichter mit einem Betriebsdruck von 80 bar, und bei einem Rohrdurchmesser von 1,2 Metern können im Jahr etwa 2,5 Milliarden Kilogramm Wasserstoff transportiert werden. Dabei werden die Verdichter in einem Abstand von 100 - 200 Metern zueinander aufgestellt. [30]

Wenn eine Rohrleitung erneuert werden soll, müssen verschiedene Faktoren beachtet werden. Zuerst muss geprüft werden, ob Wasserstoff das verwendete Material beeinflusst, denn unter bestimmten Bedingungen kann Wasserstoff dazu beitragen, dass das Material anfängt zu spröden. Dadurch kann es passieren, dass sich schneller Risse und Kerben in der Leitung bilden. Deswegen muss mittels eines Sachverständigen geprüft werden, ob sich das Material mit Wasserstoff verträgt und wenn nicht muss dieses ausgekleidet werden. Meistens wird niedrig-legierter Stahl oder Kunststoff (PE oder PVC) verwendet, welche eine ausreichende Materialverträglichkeit gegenüber Wasserstoff aufweisen. Des Weiteren muss der Sachverständige den technischen Zustand prüfen. Dazu zählt, ob die verwendeten Komponenten weiter genutzt werden können, wenn Wasserstoff durch die Leitung geführt werden soll. Die meisten Komponenten wie Mess- und Regelanlagen sowie Verdichter sind für den Transport von Wasserstoff nicht geeignet und müssen ausgetauscht werden. Die Voraussetzungen um eine alte Leitung umzurüsten um Wasserstoff zu transportieren sind im DVGW-Arbeitsblatt G 409 geregelt. In Süd-Westen der Niederlande wurde eine Rohrleitung umgebaut und fördert anstatt Erdgas nun Wasserstoff.

Eine Rohrleitung, welche zuvor Erdgas gefördert hat und nun auf Wasserstoff umgestellt wurde, liefert weniger Energie als zuvor. Dies hat den Grund, dass Wasserstoff eine geringere Energiedichte als Erdgas hat. Ebenfalls hat dieser auch eine geringere Dichte, wodurch die Fließgeschwindigkeit erhöht werden kann, bei geringen Druckverlusten. Insgesamt nimmt der Energietransport etwa 10 % bis 20 % ab. In der folgenden Abbildung ist das Gasnetz

von Europa dargestellt und somit auch die Erdgasleitungen, welche für den Transport von Wasserstoff umfunktioniert werden können. [65]

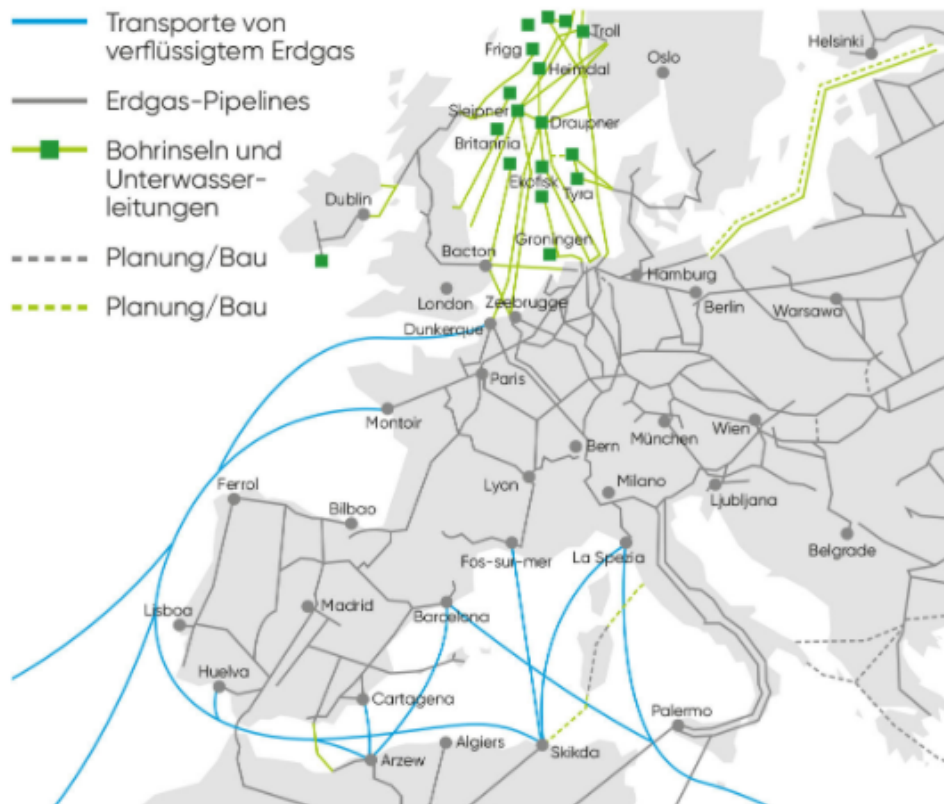


Abbildung 2.16: Gasnetz von Europa [15]

Bei der folgenden Kalkulation wird für die Umfunktionierung der Rohrleitung davon ausgegangen, dass diese die Menge an Wasserstoff transportieren kann, da es keine genauen Angaben zur Größe der Leitungen gibt.

Generell muss bei der Förderung von Wasserstoff über eine Rohrleitung die Qualität gesichert sein. Diese darf sich nicht während des Transportes verschlechtern, indem er sich mit Stoffen an der Rohrleitung mischt. Werden die oben genannten Materialien für die Rohrleitung verwendet, gehen Studien und Untersuchungen davon aus, dass die Qualität von Wasserstoff nicht gemindert wird. [65]

Für die Betrachtung der Kosten muss unterschieden werden, welchen Durchmesser die Leitung hat und ob diese neu gebaut oder eine vorhandene umgestellt wird. In der folgenden Tabelle sind die Anschaffungskosten der Rohrleitung dargestellt.

	Neu			Umfunktioniert		
Durchmesser 1,2 m + 80 bar						
€/m	Kapazität 100 %	Kapazität 75 %	Kapazität 25 %	Kapazität 100 %	Kapazität 75 %	Kapazität 25 %
Rohrleitung	2.750			500		
Verdichter	1.475.600	622.200	20.400	1.475.600	622.200	20.400
Durchmesser 0,9 m + 50 bar						
€/m	Kapazität 100 %	Kapazität 75 %	Kapazität 25 %	Kapazität 100 %	Kapazität 75 %	Kapazität 25 %
Rohrleitung	2.200			400		
Verdichter	316.200	136.000	6.800	316.200	136.000	6.800
Durchmesser 0,5 m + 50 bar						
€/m	Kapazität 100 %	Kapazität 75 %	Kapazität 25 %	Kapazität 100 %	Kapazität 75 %	Kapazität 25 %
Rohrleitung	1.510			275		
Verdichter	88.400	20.400	2.040	88.400	20.400	2.040

Tabelle 2.5: Anschaffungskosten der Rohrleitung und der zugehörigen Verdichter [30]

Die Anschaffungskosten sind unabhängig von der Kapazität wie diese verwendet wird. Ebenfalls sind die Anschaffungskosten um das vierfache höher als die Kosten für die Umstellung einer vorhandenen Leitung. Die Kosten des Verdichters dagegen sind von der Nutzung der jeweiligen Rohrleitung abhängig. Dabei ist es irrelevant ob eine neue Leitung gebaut wird oder eine vorhandene, da diese auch neue Verdichter benötigt.

Genauso sind die laufenden Kosten der Rohrleitung und des Verdichters von der Kapazität abhängig.

	Neu			Umfunktioniert		
Durchmesser 1,2 m + 80 bar						
€/ (kg*1.000km)	Kapazität 100 %	Kapazität 75 %	Kapazität 25 %	Kapazität 100 %	Kapazität 75 %	Kapazität 25 %
Rohrleitung	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,02
Verdichter	0,07	0,04	-	0,07	0,04	-
Durchmesser 0,9 m + 50 bar						
€/ (kg*1.000km)	Kapazität 100 %	Kapazität 75 %	Kapazität 25 %	Kapazität 100 %	Kapazität 75 %	Kapazität 25 %
Rohrleitung	0,02	0,02	0,06	0,02	0,02	0,07
Verdichter	0,05	0,02	-	0,04	0,02	-
Durchmesser 0,5 m + 50 bar						
€/ (kg*1.000km)	Kapazität 100 %	Kapazität 75 %	Kapazität 25 %	Kapazität 100 %	Kapazität 75 %	Kapazität 25 %
Rohrleitung	0,05	0,05	0,15	0,05	0,05	0,15
Verdichter	0,05	0,02	-	0,05	0,1	-

Tabelle 2.6: laufende Kosten der Rohrleitung und der zugehörigen Verdichter [30]

Die laufenden Kosten verändern sich mit der Wasserstoffmenge die transportiert wird und mit der Länge der Rohrleitung. Für die Bestimmung der Kosten ist notwendig zu wissen wie viel Wasserstoff in kg pro Jahr durch die Leitung geht. Dabei nehmen die abhängigen Kosten mit zunehmendem Durchmesser und Kapazität ab.

Die gesamte Kostenbetrachtung bezieht sich ausschließlich auf Rohrleitungen die auf dem Land gebaut werden. Werden Rohrleitungen im Meer verlegt, steigen die Kosten um 16 %. [73]

2.4.5 Vergleich der Transportsysteme

In der folgenden Tabelle ist die Kapazität der Transportsysteme, welche ausschließlich auf einer kurzen Strecke verwendet werden angegeben. Die darauffolgende (Tabelle: 2.8 gibt die Transport-Möglichkeiten, welche auf lange Strecken mehrheitlich verwendet werden, wieder.

Eigenschaften	LKW	Züge (50 Güterwagens)
Kapazitäten	LH2: 4.000 kg GH2 (500bar): 1.000 kg LOHC: 2.400 kg	LH2: 200.000 kg GH2 (500bar): 50.000 kg LOHC: 120.000 kg
Anschaffungskosten	LH2: 600.000 € GH2 (500bar): 1.120.00 € LOHC: 60.200 €	LH2: 55.000.000 € GH2 (500bar): 72.500.000 € LOHC: 27.000.000 €
Transport-/ Laufende-Kosten	-	289 €/km
Umwandlungsverluste	GH2 (500bar): 4 kWh _{el.} /kg _{H2} LH2 und LOHC: siehe Tabelle 2.2 und 2.3	
Transportverluste	LH2: Verdunstung 0,006 - 3 % pro Tag GH2 (500bar): - LOHC: -	

Tabelle 2.7: Vergleich der Transportmöglichkeiten ausschließlich auf kurzen Strecken

Eigenschaften	Schiffe (160.000 m ³)	Rohrleitung (Neu)	Rohrleitung (Umfunktioniert)
Kapazitäten	LH2: 11.200.000 kg LOHC: 9.120.000 kg	GH2 (1,2 m + 80 bar): 2.535.253.525 kg/Jahr GH2 (0,9 m + 50 bar): 705.070.507 kg/Jahr GH2 (0,5 m + 50 bar): 180.018.001 kg/Jahr	
Anschaffungskosten	LH2: 186 Mio € LOHC: 99,6Mio €	GH2 (1,2 m + 80 bar): Rohrleitung: 2,75 €/km; Verdichter: 20.400 - 1.475.600 €/km GH2 (0,9 m + 50 bar): Rohrleitung: 2,20 €/km Verdichter: 6.800 - 316.200 €/km GH2 (0,5 m + 50 bar): Rohrleitung: 1,51 €/km Verdichter: 2.040 - 88.400 €/km	GH2 (1,2 m + 80 bar): Rohrleitung: 0,500 €/km GH2 (0,9 m + 50 bar): Rohrleitung: 0,400 €/km GH2 (0,5 m + 50 bar): Rohrleitung: 0,275 €/km Verdichter: wie Neue Rohrleitung
Transportkosten/ Laufende-Kosten	LH2: 9,9 Mio €/Jahr; LOHC: 15,6 €/Jahr Allgemein: 4 % der Anschaffungskosten; Treibstoff: 461 €/t	GH2 (1,2 m + 80 bar): 0,08 €/kg*1000 km GH2 (0,9 m + 50 bar): 0,07 €/kg*1000 km GH2 (0,5 m + 50 bar): 0,10 €/kg*1000 km	GH2 (1,2m + 80 bar): 0,08 €/kg*1000 km GH2 (0,9 m + 50 bar): 0,06 €/kg*1000 km GH2 (0,5 m + 50 bar): 0,10 €/kg*1000 km
Umwandlungsverluste	siehe Tabelle 2.2 und 2.3	-	
Transportverluste	LH2: Verdunstung: 0,006 - 3 %/ Tag LOHC: -	GH2 (1,2 m + 80 bar) [MWe/1000km]: 100 %: 434; 75 %: 183; 25 %: 6 GH2 (0,9 m + 50 bar)[MWe/1000km]: 100 %: 93; 75 %: 40; 25 %: 2 GH2 (0,5 m + 50 bar)[MWe/1000km]: 100 %: 26; 75 %: 6; 25 %: 0,6	

Tabelle 2.8: Vergleich der Transportmöglichkeiten für längere Strecken

Für beide Tabellen ist die Wasserstoff-Menge in kg angegeben, welche bei einer Tour geliefert werden kann. Ebenso sind die anfallenden Kosten und die Verluste aufgelistet. Beim Vergleich der Tabelle 2.7 mit 2.8 erkennt man, dass die Kapazität eines LKWs und von Zügen um ein vielfaches geringer ist als mittels Schiffen oder der Transport über eine Rohrleitung. Damit die Kapazität eines Schiffs mit LKWs erreicht wird müssten 2.800 Stück für den Transport von flüssigem Wasserstoff und etwa 4047 Stück für LOHC genutzt werden. Damit die Menge an Wasserstoff erreicht wird die innerhalb eines Jahres durch eine Rohrleitung gefördert wird (1,2 m + 80 bar) werden 633.814 LKWs benötigt die flüssigen Wasserstoff in einem Jahr transportieren. Das wären pro Tag 1737 LKWs. Die Menge an Güterzügen wäre ein Fünfstel (12.677 Züge/Jahr bzw. 35 Züge/Jahr). Aus diesem Grund sind LKWs und Züge nicht für den Transport von großen Mengen Wasserstoff über

lange Strecken realistisch bzw. wirtschaftlich. Dazu kommt es, dass beim Transport mittels Zügen diese ebenfalls das Personen-Schienennetz verwenden, wodurch es zu Überlastungen des Schienennetzes kommen kann.

Die anderen beiden Transportsysteme müssen genauer betrachtet werden, um zu erörtern, welches ab wie vielen Kilometern wirtschaftlicher ist. Wird bei der Betrachtung davon ausgegangen, dass die Rohrleitung 100 % der Kapazität nutzt und eine neue Leitung mit 1,2 Meter Durchmesser auf dem Festland verbaut wird, kommt folgender Graph heraus.

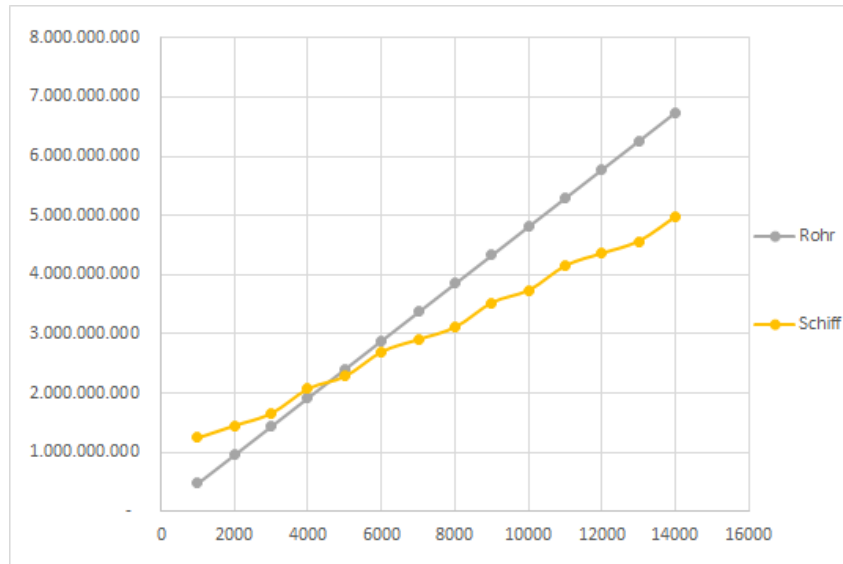


Abbildung 2.17: Vergleich der Transportsysteme Schiff und Rohrleitung

Für die Betrachtung wurde davon ausgegangen, dass die Schiffe mit flüssigem Wasserstoff (11.200.000 kg) beladen sind und zusammen die gleiche Wasserstoffmenge über einem Jahr zum Zielort bringen. Die Schiffe haben eine Geschwindigkeit von 22 Knoten (37 km/h) und benötigen jeweils drei Tage um den Wasserstoff zu be- und entladen. Wird eine Strecke von 14.000 km betrachtet, rentiert sich der Transport über den Seeweg ab einer Strecke von 5.000 km. Die Schwankungen bei den Schiffskosten kommen daher, dass ab einer bestimmten Entfernung ein zusätzliches Schiff benötigt wird um die Menge an Wasserstoff zu transportieren. [30]

Diese Betrachtung ist nur ein Beispiel und kann sich aufgrund der Gegebenheiten (Rohre über Land oder Wasser) und Menge an produzierten bzw. Importierten Wasserstoff noch verändern. Genauso ist es nicht gegeben, dass beide gleich viele Kilometer zurücklegen um den Wasserstoff zum Zielort zu transportieren. Zusätzlich ist es möglich, dass eine Kombination aus Rohrleitung und Schiffstransport am wirtschaftlichsten ist.

2.5 Gefährdungspotenzial

Wird Wasserstoff transportiert oder direkt verwendet, müssen verschiedene Richtlinien zur Sicherheit eingehalten werden, um zum einen die Personen zu schützen und zum anderen auch die Umgebung selbst.

In Tabelle 2.9 sind einzelne wichtige Merkmale für die Sicherheit von Wasserstoff und Benzin aufgelistet. Wasserstoff weist eine weitaus geringere Dichte im Verhältnis zu Luft auf. Dies hat zur Folge, dass Wasserstoff sich schnell verflüchtigt. Dies ist im offenen Bereich ein großer Vorteil, da dadurch der entwichene Wasserstoff verfliegt. Im geschlossenen Raum kann dies ein Problem darstellen, da sich aufgrund des Dichteunterschieds Wasserstoff an der Decke ansammelt und somit die Luft verdrängt.

	Benzin	Wasserstoff
Dichte im Verhältnis zu Luft	3,2 - 4	0,09
Zündbereich	0,6 - 8 %	4 - 75 %
Detonationsgrenze	1,1 %	18 %
Zündenergie	0,24 mJ	0,02 mJ
Zündtemperatur	493 - 553 K	858 K
Flamme	breit, strahlt heiß	steil, wenig Wärmestrahlung
Gesundheitsgefährdung	giftig	ungiftig

Tabelle 2.9: Vergleich zwischen Benzin und Wasserstoff [31]

Der Zündbereich muss aus dem selben Grund hauptsächlich im geschlossenen Raum betrachtet werden. Da Benzin eine Flüssigkeit ist, breitet diese sich weniger aus als Wasserstoff und hat somit einen kleineren Bereich der entzünden könnte. Dafür besitzt Benzin eine kleinere Detonationsgrenze, was bedeutet, dass Benzin explodieren kann, was bei Wasserstoff nicht der Fall ist. Wasserstoff verbrennt bevor er explodieren kann. Dies ist aber nur bei reinem Wasserstoff der Fall. Wasserstoff hat auch die Eigenschaft sich schnell mit anderen Gasen zu verbinden oder in feste Werkstoffe (Metalle) einzudringen. Beim ersteren Szenario wird die Detonationsgrenze verschoben, wodurch das Wasserstoffgemisch schneller explodieren kann. Durch den großen Zündbereich ist dementsprechend der Explosionsbereich auch groß und bringt eine große Gefahr mit sich. Dringt der Wasserstoff dagegen in einen Feststoff ein, ist dies ein langzeitliches Problem, denn dadurch wird die mechanische Eigenschaft möglicherweise verschlechtert und es können sich zum Beispiel Risse bilden. Allgemein kann Wasserstoff in alle Metalle eindringen und Schaden verursachen. Der verursachte Schaden hängt von dem Metall selbst ab, sowie dem vorherrschenden Druck. Aus diesem Grund werden auch des öfteren organische Stoffe für die Lagerung verwendet, da Wasserstoff keinen Einfluss auf diese hat.

Die benötigte Zündenergie ist bei beiden gering, es reicht ein Funken aus um die beiden Stoffe zu entzünden. Bei Wasserstoff ist es ausreichend, wenn ein Mensch elektrisch aufgeladen ist und sich ein Funken bildet. Solch ein Funken hat eine Energie von etwa 10 mJ. Trotz der niedrigeren Zündenergie benötigt Wasserstoff eine etwa 300 Kelvin höhere Zündtemperatur. Dadurch ist im Gegensatz zu Benzin Wasserstoff nicht an heißen Oberflächen entzündbar.

Wird Wasserstoff im unterkühlten Zustand (ca. 20 K) transportiert, müssen andere Faktoren ebenfalls beachtet werden. Durch die niedrige Temperatur ist der direkte Kontakt für das lebende Gewebe und auch andere Stoffe schädlich. Es kommt zu sogenannten Kaltverbrennungen. Aus diesem Grund werden spezielle Tanks verwendet die diesen Temperaturen standhalten können. Trotzdem kann die Oberfläche der Tanks unterkühlt sein und muss daher auch mit Vorsicht gehandhabt werden. [31] [74]

3 Elektrolyse

Die erste Elektrolyse wurde im Jahr 1800 durchgeführt und von dem italienischen Physiker Alessandro Volta gebaut.

Es gibt insgesamt drei verschiedene Arten von Elektrolysen, die sich nicht nur im Aufbau unterscheiden, sondern auch bei den Betriebsparametern wie Druck und Temperatur.

- Alkalische Elektrolyse (AEL)
- Polymer-Elektrolyt-Membran (PEM-Elektrolyse)
- Hochtemperaturelektrolyse

Bei allen drei Arten ist der Stromfluss bzw. die Stromdichte die ausschlaggebende Größe für die Leistung bzw. Produktionsrate. Der Grundaufbau einer Elektrolyse ist bei allen drei Verfahren derselbe. Es gibt zwei Elektroden, die mittels einer leitfähigen Flüssigkeit oder Membran (Elektrolyt) verbunden sind. Das Elektrolyt ist eine Lösung, in der positive und negative Ionen vorhanden sind. Als Hauptbestandteil wird meistens Wasser verwendet, welches mit anderen Stoffen gemischt wird um die Leitfähigkeit zu steigern. Dafür werden entweder Laugen bzw. Basen/ Säuren verwendet. Dies ist von den gewünschten Reaktionsprodukten und dem Elektrodenmaterial abhängig. Die Kernaufgabe des Elektrolyts ist es, den Ladungstransport zwischen den Elektroden durchzuführen und so effizient wie möglich zu machen.

Zusätzlich sind die Elektroden an einer Spannungsquelle angeschlossen, welche dafür sorgt, dass ein elektrischer Gleichstrom durch beide Elektroden fließt. Diese werden Anode und Kathode genannt. Die beiden verwendeten Elektroden benötigen unterschiedliche Materialien, damit das gewünschte Reaktionsprodukt, wie in diesem Fall Wasserstoff entsteht. Bei der Wasserstoffherstellung muss bei der Anode beachtet werden, dass diese nicht oxidiert und somit an Leistung verlieren würde. Deswegen werden für die Anode häufig Edelmetalle oder Nickel verwendet. [12]

Damit das Elektrolyse-Verfahren durchgeführt werden kann, wird eine Mindestspannung oder auch Zersetzungsspannung benötigt. Diese ergibt sich aus der Differenz der verwendeten Elektrodenpotentiale (Anode bzw. Kathode). Wird der pH-Wert des Elektrolyts geändert, ändert sich auch die benötigte Mindestspannung. Für die Wasserstoffherstellung beträgt die Mindestspannung bei einem basischen Elektrolyt 0,401 V. Diese steigt auf 0,815 V bei einem neutralen Elektrolyt an und auf 1,23 V wenn der pH-Wert des Elektrolyts im sauren Bereich ist. Für die Herstellung von Wasserstoff wird ein Elektrolyt gewählt welches einen pH-Wert im saureren Bereich aufweist. Dies hat den Grund, dass sich Wasserstoff effizienter im sauren Elektrolyt an der Kathode löst als bei den anderen beiden.

Bei der zugeführten Spannung sollte nicht nur die berechnete Mindestspannung beachtet werden, sondern auch die Überspannung. Bei der Elektrolyse werden die Elektronen von der Anode zur Kathode bewegt. Dabei kommt es zu kinetischen Hemmungen, wodurch der Elektrodentransport eine höhere Spannung benötigt als die, die durch das Redoxpotential ermittelt wurde. [12] [40] [16]

Zusätzlich zu dem Elektrolyt wird die Mindestspannung auch durch die Systemtemperatur und die Stromdichte beeinflusst. In der folgenden Abbildung ist der Einfluss der Stromdichte und der Systemtemperatur auf die Spannung dargestellt.

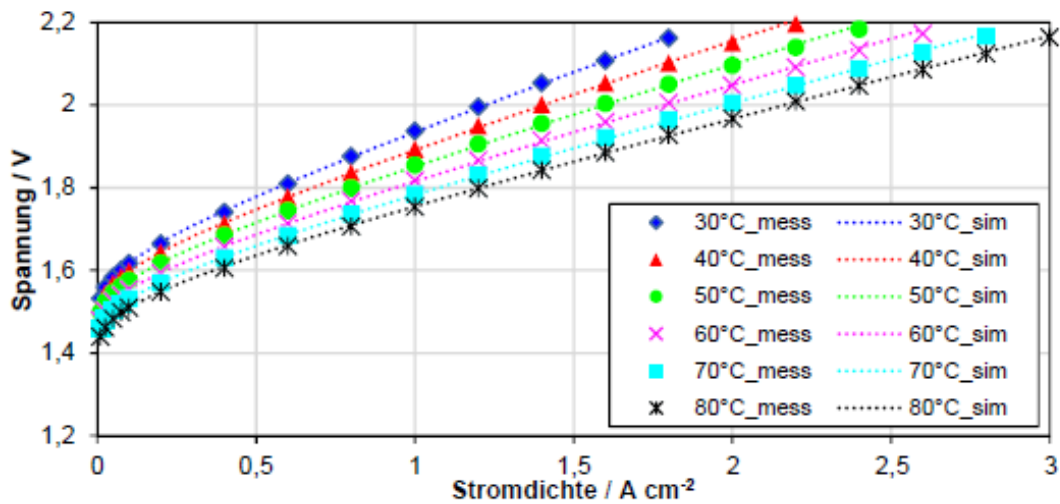


Abbildung 3.1: benötigte Spannung in Abhängigkeit von der Stromdichte und Temperatur [16]

Dabei steigt die Spannung mit steigender Stromdichte und sinkender Temperatur. Neben den oben genannten Unterschieden haben alle drei Verfahren auch verschiedene Ladungsträger, mit denen das Verfahren umgesetzt wird.

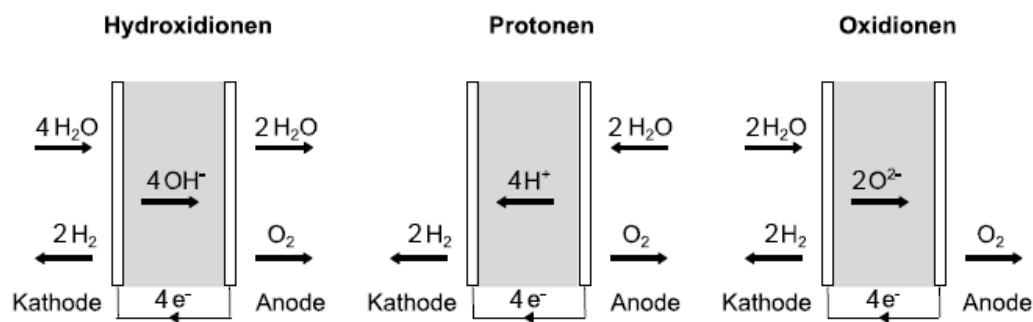


Abbildung 3.2: Ladungsträger der drei Elektrolyse-Verfahren [16]

Hydroxidionen sind die Ladungsträger bei alkalischen Elektrolysen. Bei einer Polymer-Elektrolyt-Membran werden Protonen (z.B. H^+) verwendet, die Oxidionen hingegen finden bei der Hochtemperaturelektrolyse Anwendung. [16]

In den kommenden Kapiteln wird ausschließlich die Polymer-Elektrolyt-Membran betrachtet. Dies hat den Grund, dass zum einen die Hochtemperaturelektrolyse noch in Entwicklung ist und keine Anwendung bei erneuerbaren Energiequellen findet. Zum anderen werden die alkalischen Elektrolysen zwar in Studien erwähnt und darauf eingegangen, jedoch aufgrund der geringeren Flexibilität beim Anfahren und dem kleineren Betriebsbereich nur in seltenen Fällen für die Herstellung von Wasserstoff genutzt. [17] [75] [76]

Des Weiteren wird auf die zusätzlich benötigten Anlagenteile eingegangen, die neben dem Elektrolyse-Stack verwendet werden. Ebenso wird zum Schluss genauer auf die Wasserqualität eingegangen, die beim Elektrolyse-Verfahren benötigt wird (S. 45).

3.1 PEM-Elektrolyse-System

Das PEM-Elektrolyse-System besteht aus vielen kleinen Komponenten. Auf einzelne wird in diesem Kapitel näher eingegangen.

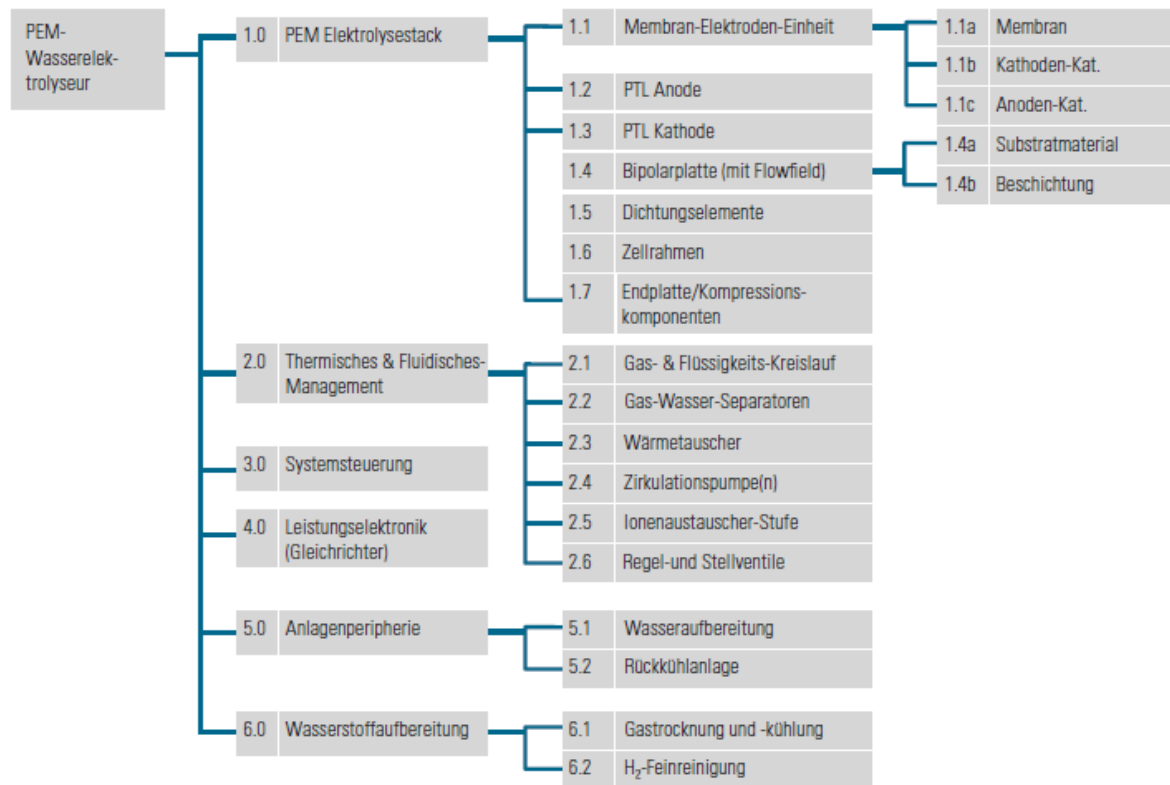


Abbildung 3.3: Ladungsträger der drei Elektrolyse-Verfahren [17]

Der allgemeine Aufbau wie der, der in Abbildung 3.3 dargestellt ist trifft auf die meisten PEM-Elektrolyse-Systeme zu. Die Unterschiede, die bei der Herstellung beachtet werden müssen, sind durch die Verwendung bzw. den Betrieb der PEM-Elektrolyse gegeben, ebenso wie der Herstellungsart. Zum einen kann die Strömungsrichtung von Wasser und den Gasen unterschiedlich gewünscht sein. Dies kann entweder mit Strömungskanälen, porösen Filzen, Sinter oder Streckmetallen umgesetzt werden. Zum anderen muss bei der Systemsteuerung darauf geachtet werden, ob die Elektrolyse im Differenzdruck oder im Druckausgleich betrieben wird.

Die Investitionskosten des gesamten PEM-Elektrolyse-Systems ist vom Wasserstoff-Volumenstrom abhängig (Siehe Tabelle 3.1). Dabei wird prognostiziert, dass die Investitionskosten in den nächsten Jahren bis auf 15 % zu den Kosten im Jahr 2018 gesenkt werden könnten. [17]

	Kosten einer PEM-Elektrolyse		
	2018	2030	2050
Investitionskosten [€/Nm ³ /h]	6.600 - 7.500	2.500 - 5.500	1.000 - 3.500
Betriebskosten [€/Jahr je kW]			
1 MW	11 - 15	9 - 13	7 - 13
10 MW	-	7 - 10,5	5,5 - 8
100 MW	-	6 - 10,5	4 - 8

Tabelle 3.1: Investitions- und Betriebskosten einer PEM-Elektrolyse [17]

Im Gegensatz zu den Investitionskosten muss bei den Betriebskosten zwischen den verschiedenen Leistungen unterschieden werden. Die Betriebskosten des gesamten Systems sind, auf die Leistung bezogen, bei einer leistungsstärkeren PEM-Elektrolyse geringer. Ebenfalls wird prognostiziert, dass die Betriebskosten in den folgenden Jahren um etwa die Hälfte zu 2018 sinken. Zum jetzigen Zeitpunkt muss davon ausgegangen werden, dass die Betriebsdauer von Elektrolysen bei etwa 62.500 Stunden liegt. Das bedeutet, dass bei 8.000 Betriebsstunden im Jahr diese innerhalb von 8 Jahren ausgetauscht werden müsste. [17]

PEM-Elektrolyse-Stack

Die PEM-Elektrolyse hat wie oben beschrieben einen ähnlichen Aufbau zu den anderen Elektrolysen. In Abbildung 3.4 sind die Bauteile sowie das Funktionsschema dargestellt.

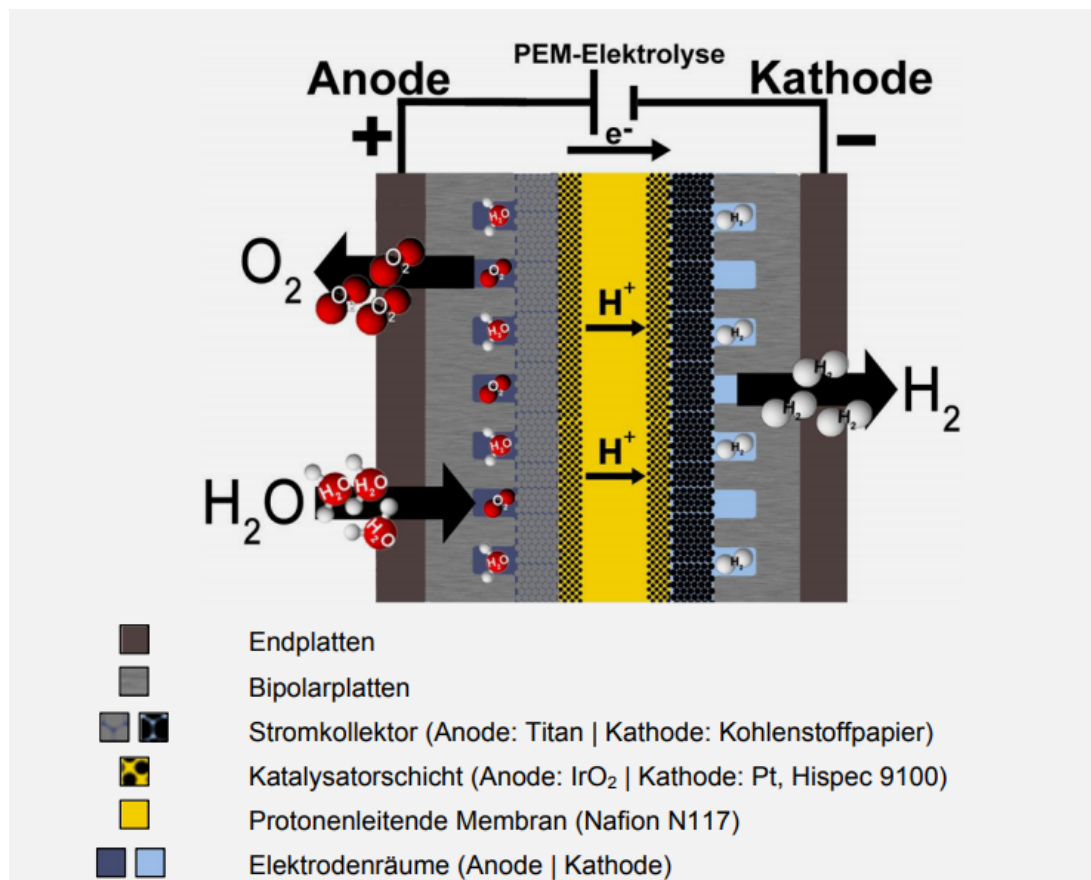


Abbildung 3.4: Aufbau einer PEM-Zelle [18]

MEA

Die MEA besteht aus zwei Teilen und ist in der Abbildung 3.4 in der Mitte der Zelle. Zum einen ist in der Mitte eine Feststoff-Polymermembran, welche auch als protonleitende Membran bezeichnet wird. Sie besteht aus Nafion N117. Die Membran ist das Elektrolyt, welches bei den anderen Elektrolysen flüssig ist. Sie ist das zentrale Element der Elektrolyse und dient als Ladungsträger für die H^+ Protonen. Das Verfahren von Elektrolysen kann nur umgesetzt werden wenn die Reaktionsstoffe mittels eines Separators getrennt werden. Die Funktion des Separators übernimmt die Membran mit ihrer sauren Eigenschaft. Damit kann ein Kurzschluss zwischen den beiden Elektroden vermieden werden. Ein hydrophobes Fluor-Kohlenstoffgerüst mit hydrophilen Seitenketten aus Sulfonsäuregruppen wird für die Membran verwendet, wodurch der Protonentransport möglich wird.

Links und rechts, bzw. auf Anoden- und Kathodenseite der Membran ist eine Elektrodenschicht aufgetragen. Damit der Transport von Protonen durch die Membran möglich ist, besteht die Elektrodenschicht zum größten Teil aus Katalysatoren und Ionomer. Das Verhältnis dieser beiden Komponenten zueinander hat eine relevante Auswirkung auf die Effizienz der gesamten Elektrolyse.

An den Elektroden-Schichten findet der chemische Prozess zur Herstellung der gewünschten Reaktionsprodukte statt.



Die Gleichung 6 spiegelt die Reaktionsgleichung auf der Anodenseite wieder. An dieser Gleichung erkennt man, dass Wasser auf der Anodenseite (Gleichung 6) hinzugefügt wird. Auf der Kathodenseite (Gleichung 7) werden die Wasserstoffionen mit den Elektroden zusammengeführt und bilden reinen Wasserstoff. Die letzte Gleichung gibt die gesamte Reaktion wieder. Für die Kathode wird häufig Platin als Katalysatormaterial verwendet, aufgrund der sauren Eigenschaften des Elektrolyt und weil Platin die notwendigen Anforderungen erfüllt. Die Anode dagegen besteht meistens aus Iridiumoxid (IrO_2), welches sich neben der Beständigkeit gegenüber dem sauren Elektrolyt auch durch die effiziente Sauerstoffentwicklungsreaktion hervorhebt. [17] [76] [77]

Stromkollektor

Hinter der Elektroden-Schicht werden Stromkollektoren eingebaut. Die Hauptaufgabe der Stromkollektoren ist das elektrische Verbinden der Elektroden-Schichten. Das Material der Stromkollektoren hängt von dem Reaktionspotential ab und ist somit auf der Anoden- und Kathodenseite unterschiedlich. Das Material muss so ausgelegt werden, dass es der angelegten Spannung sowie dem Stromfluss standhalten kann. Ebenfalls dürfen die anliegenden Stoffe keine Auswirkung auf den Stromkollektor haben. Zudem ist es wichtig, dass die Stromkollektoren produktgase- und wasserdurchlässig sind. Deswegen werden diese als poröse Medien ausgeführt. Auf der Anodenseite muss ein edles Metall gewählt werden, wie Titan. Dies liegt an dem hohen Sauerstoffentwicklungspotential, welches über 1,4 V ist. Meistens werden Sintermetalle oder Streckmetalle verwendet um den porösen Zustand zu erreichen. Auf der Kathodenseite werden kohlenstoffbasierte Materialien (Kohlenstoffpapier) verwendet wie Kohlefaservliese, da das Wasserstoffentwicklungspotential gering ist. [77]

Bipolarplatte

Die Bipolarplatten haben einen sehr hohen Materialansatz, zudem ist die Herstellung bzw. die Verarbeitung kompliziert.

Die Nutzung einer Bipolarplatte hat mehrere Gründe. Sie muss zum einen die Gase auf der Anoden- und Kathodenseite trennen. Zusätzlich verläuft der Abtransport der entstehenden Gase über die Bipolarplatten. Zum anderen dienen die Bipolarplatten zur Stromübertragung der positiv geladenen Anodenseite zur negativ geladenen Kathodenseite. Des Weiteren muss die Bipolarplatte das zugeführte Wasser über die aktive Fläche hin zur anodenseitigen Elektrodenstruktur verteilen, sodass eine optimale und effiziente chemische Reaktion stattfinden kann.

Eine Bipolarplatte muss verschiedenste Eigenschaften erfüllen, damit das elektrolytische Verfahren effizient durchgeführt werden kann. Einerseits ist eine hohe elektronische

Leitfähigkeit relevant, welche auch bei einem geringen Kontaktwiderstand bzw. hohen elektrischen Strömen gegeben ist. Ebenso darf die Wärmeleitfähigkeit nicht vernachlässigt werden, damit der Stack nicht überhitzt. Zudem müssen die Bipolarplatten nach der Verarbeitung und dem Einbau dicht sein sowie eine hohe mechanische Stabilität aufweisen. Auch muss beim Einbau auf den Anpressdruck an die Stromkollektoren geachtet werden. Dieser darf nicht zu hoch sein, da dies dazu führen würde, dass der Gesamt-Wirkungsgrad sinkt.

Um diese Eigenschaften zu erfüllen muss das passende Material ausgewählt werden. In den meisten Fällen wird Titan verwendet, da das Material von selbst eine Beständigkeit gegen Korrosion und Verätzung aufweist. Zusätzlich wird häufig eine Schutzschicht aus Kupfer, Aluminium, Edelstahl oder ähnlichen elektronisch leitenden Stoffen aufgetragen. Die Investitionskosten sind aufgrund der Materialauswahl und der komplizierten Verarbeitung von allen Komponenten des Stacks am höchsten. In etwa werden 51 % der gesamten Investitionskosten für die Herstellung der Bipolarplatten benötigt. [77]

Die PEM-Elektrolysezelle ist im frühen Entwicklungsstadium und hat noch viel Entwicklungsspielraum. Die Leistung ist dabei der am größten diskutierte Punkt, sowie der an dem am meisten geforscht wird. Stand heute werden PEM-Elektrolysen gebaut die eine Leistung bis zu 25 MW haben (zum Beispiel HyLYZER - 5.000-30 von HyBalance [34]). In Deutschland werden die Elektrolysen kombiniert bis eine Gesamtleistung von 100 MW erreicht ist. [78][79] Jedoch wird nicht nur bei der Leistung mehr herausgeholt, sondern auch die anderen betriebswichtigen Bereiche werden betrachtet und verbessert. [17]

	Betriebsstunden [h]		
	2018	2030	2050
1 MW	20.000 bis 70.000	35.000 bis 85.000	30.000 bis > 175.000
10 MW	-	40.000 bis 80.000	40.000 bis > 175.000
100 MW	-	30.000 bis 85.000	40.000 bis > 175.000

Tabelle 3.2: Anzahl der Betriebsstunden mit Prognosen für die Jahre 2030 und 2050 [17]

Anhand den Prognosen in Tabelle 3.2 erkennt man, dass die Mindest-Betriebsstunden bis 2030 um etwa 15.000 ansteigen. Um die selbe Menge steigt bis 2030 auch die Maximal-Anzahl der Betriebsstunden. In den dann folgenden 20 Jahren wird prognostiziert, dass sich nur noch die maximale Anzahl der Betriebsstunden signifikant erhöht, und zwar um mehr als das Doppelte.

Auch der Ausgangsdruck von Wasserstoff ist ein wichtiger Faktor der noch verbessert werden kann. Der Ausgangsdruck hat einen direkten Einfluss auf die Dichte. Wird der Ausgangsdruck erhöht, steigt auch die Dichte an, welche für die Speicherung und den Transport notwendig ist.

	Ausgangsdruck (H ₂) [bar]		
	2018	2030	2050
1 MW	1 bar - 35 bar	1 bar - 78 bar	1 bar - > 120 bar
10 MW	-	1 bar - 73 bar	1 bar - > 120 bar
100 MW	-	1 bar - 73 bar	1 bar - > 120 bar

Tabelle 3.3: Ausgangsdruck von H₂ mit Prognosen für die Jahre 2030 und 2050 [17]

Die heutigen hergestellten Elektrolysen produzieren Wasserstoff bei einem Ausgangsdruck zwischen 1 und 35 bar. Der Ausgangsdruck soll sich bis 2030 verdoppeln und bis 2050 wird

prognostiziert, dass Elektrolyse-Anlagen produziert werden die den Wasserstoff auf einen höheren Druck als 120 bar bringen können.

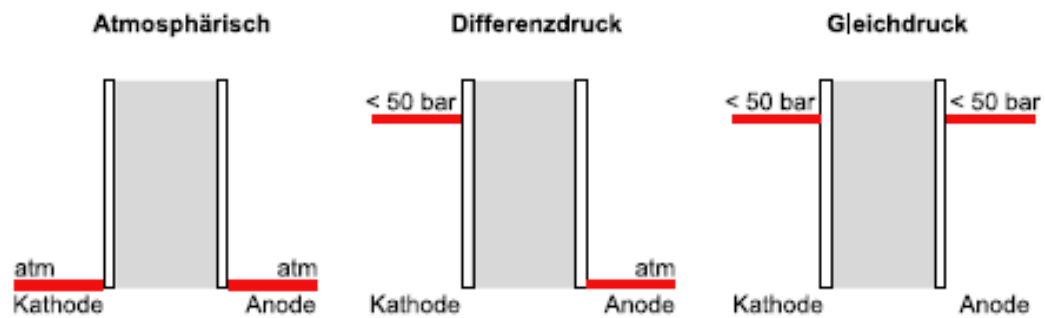


Abbildung 3.5: Druckbetriebe einer PEM-Elektrolyse [16]

Es gibt drei Druckbetriebsarten die bei einer PEM-Elektrolyse verwendet werden. Zum einen gibt es den atmosphärischen Betrieb, hierbei ist der Druck auf der Anoden- und Kathodenseite gleich. Der Druck liegt dabei bei 1 bar (Atmosphäre). Zum anderen werden PEM-Elektrolysen im Differenzdruck betrieben. Bei diesem Betriebsverfahren ist der Druck auf der Anoden- und Kathodenseite ungleich. Der Druck kann zum Beispiel auf der Anodenseite auf atmosphärischem Niveau sein und auf der Kathodenseite bei 35 bar. Die Druck-Verteilung ist meistens so wie in der Abbildung oder im Beispiel genannt, da ein hoher Druck auf der Kathodenseite erwünscht ist und ein Druckreduzierung nicht wirtschaftlich wäre, außer zum Beispiel der verwendete Speicher ist für den Druck nicht ausgelegt und das Wasser wird ohne zusätzlichen Aufwand auf einen höheren Druck zur PEM-Elektrolyse transportiert. Ist dies der Fall, dass Wasser bei einem erhöhten Druck zur PEM-Elektrolyse transportiert wird, wird auch der Gleichdruck-Betrieb genutzt. Dabei wird auf Anoden- sowie Kathodenseite mit einem erhöhten Druck gearbeitet. Die Temperatur bei allen drei Druckbetriebsarten ist bei den heutigen PEM-Elektrolysen etwa bei 353 Kelvin. Höhere Temperaturen sorgen für erhöhte Verluste durch Überspannung. Ebenfalls ist die relative Feuchte von Wasserstoff von der Temperatur abhängig. Wasserstoff der zum Beispiel 353 Kelvin warm ist enthält mehr relative Feuchte als Wasserstoff welcher eine Temperatur von 293 Kelvin aufweist (siehe Abbildung 3.6).

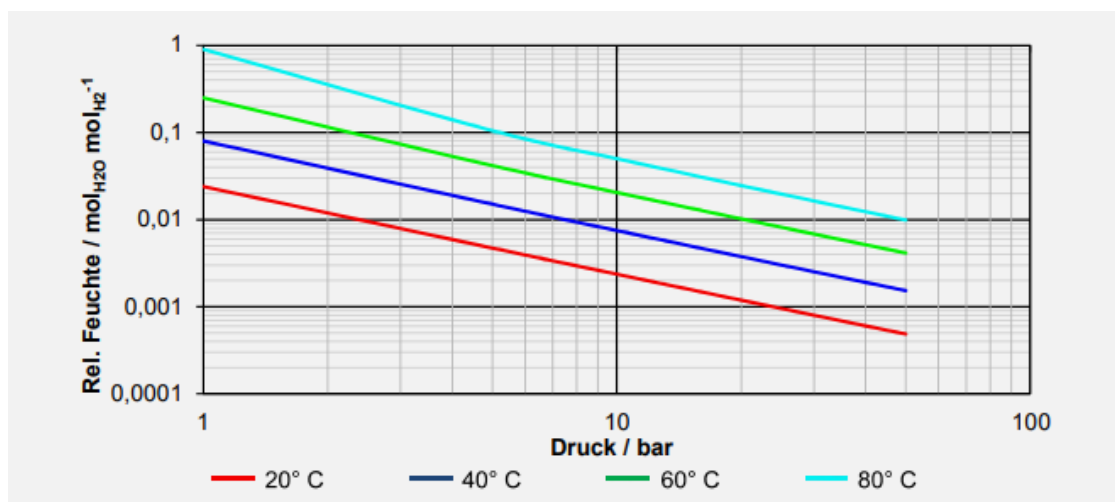


Abbildung 3.6: relative Feuchte von Wasserstoff, Temperatur- und Druck-Abhängigkeit [16]

Die Feuchtigkeit wird mittels des Verfahrens der Gastrocknung entfernt (siehe Seite 46).

Einer der wichtigsten Merkmale der PEM-Elektrolyse ist die Flexibilität. Sie hat neben einem Betriebsbereich von 5 % - 100 % auch eine geringe Startzeit im Verhältnis zu den anderen Elektrolysen.

	Startzeit		
	2018	2030	2050
1 MW	15 min - 20 min	ca. 5 min	10 s - 5 min
10 MW	-	10 s - 20 min	10 s - 10 min
100 MW	-	10 s - 35 min	10 s - 20 min

Tabelle 3.4: Startzeit einer PEM-Elektrolyse mit Prognosen für die Jahre 2030 und 2050 [17]

Für die Startzeit der PEM-Elektrolysen wird prognostiziert, dass diese sich auf wenige Sekunden reduzieren wird (siehe Tabelle 3.4). Dies hat den Vorteil, dass der Strom von erneuerbaren Energiequellen effizienter verwendet werden kann.

Alle oben genannten Faktoren verbessern die PEM-Elektrolyse direkt oder indirekt. Neben diesen Faktoren muss der Wirkungsgrad betrachtet werden. Die heutigen Elektrolysen haben einen Wirkungsgrad der bei ca. 75 % liegt. Im Wirkungsgrad sind alle Verluste bzw. die Energie, welche notwendig ist beim jeweiligen Verfahren, enthalten.

	Elektr. Energieverbrauch [kWh/Nm ³]		
	2018	2030	2050
1 MW	4,6 - 4,9	4,3 - 5,3	4,1 - 4,8
10 MW	-	4,4 - 5,3	4,1 - 4,7
100 MW	-	4,9 - 5,2	4,1 - 4,6

Tabelle 3.5: Elektrischer Energieverbrauch einer PEM-Elektrolyse mit Prognosen für die Jahre 2030 und 2050 [17]

In Tabelle 3.5 ist der heutige und prognostizierte elektrische Energieverbrauch angegeben. Es wird prognostiziert, dass vor 2050 der elektrische Energieverbrauch nicht sinkt, sondern sogar teilweise ansteigt. Dies kann mit einem höheren Ausgangsdruck, bzw. auch anderen Faktoren zusammenhängen die die PEM-Elektrolyse verbessern.

Die Verluste, die betrachtet werden müssen bei der PEM-Elektrolyse, können in zwei Obergruppen eingeteilt werden. Einerseits gibt es elektrochemische Verluste, welche bei der Bestimmung der Zellspannung berücksichtigt werden müssen. [16]

$$U_{Zelle} = U_{nernst} + \Delta U_{akt} + \Delta U_{ohm} + \Delta U_{kon} \quad (8)$$

Nach der Gleichung 8 wird die Zellspannung aus der Nernstspannung (U_{nernst}) und drei elektrochemischen Überspannungen berechnet. Die Nernstspannung ist für die Elektrolyse-reaktion verantwortlich. Die Nernstspannung wird zum einen von der Volumenänderungsarbeit beeinflusst, die benötigt wird um Wasserstoff herzustellen. Zum anderen würde die Nernstspannung ansteigen, wenn der Stofftransport zwischen den Elektroden gehemmt wird, wodurch der Druck an den Elektroden ansteigen würde.

Zu den drei elektrochemischen Überspannungen zählen die Aktivierungsverluste (U_{akt}), ohmsche Verluste (U_{ohm}) und Konzentrationsüberspannung (U_{kon}). Aktivierungsverluste entstehen durch die Energie die benötigt wird, um das Verfahren zum Laufen zu bringen. Die benötigte Aktivierungsenergie ist wiederum von der Sauerstoff- und Wasserstoffentwicklungreaktion abhängig. Diese liegt zum Beispiel bei Platinkatalysatoren bei ca. 0,06 V und bei Iridiumoxidkatalysatoren bei ca. 0,32 V.

In Gleichung 9 sind die Widerstände angegeben, die einen Einfluss auf die ohmschen Verluste haben.

$$\Delta U_{ohm} = (R_{ion}(T) + R_{ele} + R_{kont}) \cdot i \quad (9)$$

Die ohmschen Verluste sind von drei Widerständen und der Stromdichte, die in der PEM-Elektrolyse auftreten, beschrieben. Der ionische Widerstand tritt in der Membran und in den Elektroden-Schichten auf und steigt mit zunehmender Temperatur. Die elektrischen Widerstände (R_{ele}) sind vom Aufbau der Zelle abhängig und somit in den Elektroden-Schichten und den Komponenten zur Kontaktierung der Zelle zu finden. Wie die elektrischen Widerstände sind die Kontaktwiderstände (R_{kont}) Temperatur-unabhängig. Diese treten zwischen den einzelnen Komponenten auf.

Die dritte elektrochemische Überspannung ist die Konzentrationsüberspannung (ΔU_{kon}). Eine Konzentrationsüberspannung kann in den Elektroden-Schichten und Stromkollektoren auftreten. Dies ist nur der Fall wenn an diesen Komponenten eine verringerte Menge an Stofftransport stattfindet, wie zum Beispiel eine reduzierte Menge an Wasser.

Die zweite übergeordnete Gruppe sind die Massenverluste. Massenverluste treten vor allem bei den Diffusionsvorgängen auf. Ebenfalls haben die Konzentrationsdifferenz über die Membran, sowie die Diffusionskoeffizienten und die Dicke der Membran einen Einfluss auf den Wasserstofftransport durch die Membran und damit auch auf die Massenverluste. [16] [77]

Bei der späteren Betrachtung der Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff für die Herstellung und dem Transport, werden die Daten von der PEM-Elektrolyse HyLYZER - 5.000-30 der Firma HyBalance verwendet (siehe Seite 72).

3.2 Leistungselektronik

Der verwendete Strom für das PEM-Elektrolyse-Verfahren muss zuvor durch einen Gleichrichter bzw. Leistungselektronik geleitet werden. Im Gleichrichter wird die anstehende elektrische Leistung umgewandelt, sodass sie genutzt werden kann. Bei der Umwandlung entstehen in Abhängigkeit des Wirkungsgrades des Gleichrichters elektrische Verluste. Die Effizienz des Gleichrichters ist dabei von der genutzten Leistung der PEM-Elektrolyse abhängig (siehe Abbildung 3.7).

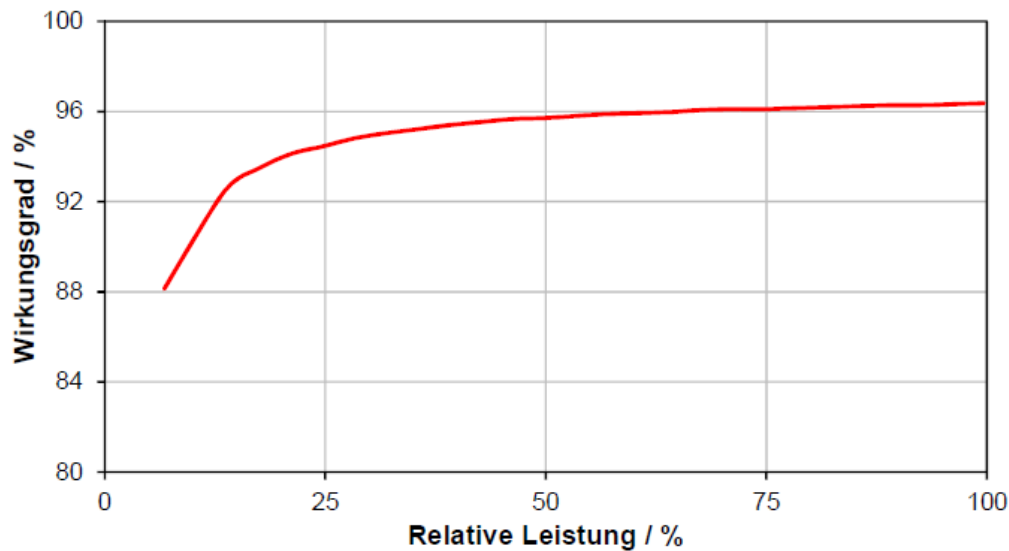


Abbildung 3.7: Wirkungsgrad-Kennlinie eines verwendeten Gleichrichters bei der PEM-Elektrolyse [16]

Wird die PEM-Elektrolyse zu etwa 5 % ausgelastet, so liegt der Wirkungsgrad bei etwa 88 %. Dieser steigt bis auf ca. 97 % an.

Mittels der folgenden Gleichung wird die Wirkungsgradkennlinie aus Abbildung 3.7 bestimmt.

$$P_{LE,Dis} = P_{zelle}(i) \frac{1 - \eta_{LE}}{\eta_{LE}} \quad (10)$$

Dabei steht „LE“ steht für Leistungselektronik.

3.3 Wasseraufbereitung

Für die Herstellung von Wasserstoff muss beim Elektrolyse-Verfahren das Wasser eine bestimmte Reinheit aufweisen. Zum einen muss das Wasser von Salz befreit sein. Salzwasser hat eine chemische Wirkung auf die Elektroden und verursacht innerhalb weniger Stunden eine Korrosion. Zum anderen ist die Leitfähigkeit bzw. der Wirkungsgrad abhängig von der Reinheit des Wassers. Umso reiner das Wasser ist, desto weniger Fremdstoffe oder Verschmutzungen sind im Wasser vorhanden, wodurch die elektrische Leitfähigkeit (S) sinkt. In der folgenden Tabelle sind die Leitfähigkeiten unterschiedlicher Wasserarten angegeben bei 298 Kelvin.

Wasserart	Leitfähigkeit (293 Kelvin)
Meerwasser	50 mS/cm
Industrielles Abwasser	4 bis 6 mS/cm
Trinkwasser	500 μ S/cm
Regenwasser	50 μ S/cm
entionisiertes Wasser	11 μ S/cm
Reinstes Wasser	0,055 μ S/cm

Tabelle 3.6: Leitfähigkeit von unterschiedlichen Wasserarten bei 293 Kelvin [32]

Da PEM-Elektrolysen ein Festelektrolyt verwenden, ist es notwendig, dass das benötigte

Wasser eine Leitfähigkeit von weniger als $0,05 \mu\text{S}/\text{cm}$ aufweist. Die anderen Elektrolysen, wie zum Beispiel die alkalische, können eine Wasserqualität nutzen die eine Leitfähigkeit von kleiner als $20 \mu\text{S}/\text{cm}$ hat. Eine genaue Angabe welche Reinheit die Elektrolyse benötigt, wird in den Datenblättern angegeben. Dabei kann sich die bezogene Angabe von Unternehmen zu Unternehmen unterscheiden. [34][80][81]

Wird einen Wasserqualität von Typ 1 verlangt, wird von reinstem Wasser ($< 0,055 \mu\text{S}/\text{cm}$) gesprochen. Typ 2 ist Reinwasser oder auch entionisiertes Wasser ($< 11 \mu\text{S}/\text{cm}$).

Wegen dieser Gegebenheiten ist es notwendig das Wasser zu bearbeiten, sodass es für das PEM-Elektrolyse-Verfahren verwendet werden kann. Direkt Trinkwasser zu nutzen und dieses aufzubessern ist theoretisch die beste und effizienteste Möglichkeit. Das Problem dabei ist, dass die Wasserstoff-Herstellung in dieser Arbeit an Orten stattfinden soll, wo Trinkwasser ein mangelndes Gut ist. Daher bleibt nur die Reinigung von industriellem Abwasser, falls vorhanden, oder von Meerwasser. Industrielles Abwasser wird nicht betrachtet da bei der Auslegung nicht davon ausgegangen werden kann, dass dieses vorhanden ist. Die Reinigung von Meerwasser ist unwirtschaftlich und zudem nicht klimaneutral. Bei dem Reinigungsverfahren wird Kohlenstoffdioxid freigesetzt.

Das Reinigungsverfahren läuft in mehren Schritten ab. Zuerst muss das Wasser auf einen bestimmten Härtegrad gebracht werden. Daraufhin wird in der Umkehrosmose das Wasser gereinigt, indem es unter hohem Druck durch eine Membran gedrückt wird. Die Membran weist einen Diffusionswiderstand auf, wodurch ausschließlich Wassermoleküle und vereinzelt Salzionen durchkommen. Bei diesem Prozess entsteht Kohlendioxid, welches im nachfolgenden Verfahrensschritt durch eine Membrantgasung gefiltert werden soll. Zum Schluss wird das Wasser mittels einer Elektro-Deionisierung von den unerwünschten Ionen befreit, wie zum Beispiel Salzionen. [82]

Für die Herstellung von 1 kg Wasserstoff müssen etwa 10 Liter Meerwasser gefiltert werden. Damit eine Meerwasserentsalzungsanlage angeschafft und betrieben werden kann müssen zuerst etwa ca. $9,5 \text{ €}/(\text{tH}_2\text{O}/\text{Jahr})$ für die Anschaffung bezahlt werden, dies muss aufgrund der Lebensdauer alle 30 Jahre erfolgen. Die darauffolgenden Betriebskosten sind jährlich etwa 4 % der Investitionskosten. Stromkosten fallen dabei nicht in die Betriebskosten hinein und müssen über den Energiebedarf separat bestimmt werden. Der Stromverbrauch einer Meerwasserentsalzungsanlage ist von der Menge des gefilterten Wasser abhängig und beträgt etwa $4,5 \text{ kW}/\text{m}^3$ Wasser. In dieser Kostenkalkulation sind die benötigten Pumpen, welche zur Förderung benötigt werden mit einkalkuliert. [50]

Da eine Meerwasserentsalzungsanlage nicht wirtschaftlich und ebenfalls nicht klimaneutral ist, wird von einzelnen Forschungsinstituten an Alternativen geforscht, sodass das Wasser auch mit einer schlechteren Qualität verwendet werden kann. Dies ist aber in naher Zukunft nicht für große Anlagen realisierbar und wird daher in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet. [83]

3.4 Gastrocknung

Mittels der Gastrocknung wird die Reinheit von Wasserstoff verbessert. Hergestellter Wasserstoff aus einer PEM-Elektrolyse, welcher einer Gastrocknung ausgesetzt wird, hat nach dem Prozess eine Gasreinheit von 99,995 % bis 99,999 %. Der produzierte Wasserstoff bei anderen Elektrolysen weist nach der Gastrocknung immer noch Unreinheiten auf, wodurch eine zusätzliche Reinigung vonnöten ist um die selbe Gasreinheit zu erhalten. Die Entfeuchtung und damit auch die Reinheit von Wasserstoff ist für verschiedene Prozesse relevant bzw. notwendig. Zum Beispiel darf nach der Norm ISO 14687-2 Wasserstoff nur eine Rest-Feuchte von 5 ppm (parts per million) aufweisen, wenn dieser in einer

Brennstoffzelle verwendet werden soll. Beim Transport in einer Pipeline darf Wasserstoff mehr Feuchtigkeit enthalten (bis zu 62 ppm).

Die Gastrocknung läuft in zwei Prozessen ab. Zuerst wird Wasserstoff heruntergekühlt. Dies erfolgt gegen die Umgebungstemperatur, dadurch ist die aufzuwendende Energie so gering, dass diese bei der Betrachtung des Energieaufwands vernachlässigt werden kann. Im zweiten Schritt wird eine Adsorptionstrocknung vorgenommen. Der Wasserstoff wird dabei durch ein Trockenbett geführt, welches die Funktion hat das Wasser aus dem Wasserstoff zu adsorbieren. Das Trockenbett füllt sich bei dem Prozess mit Wasser auf, bis es keine Feuchtigkeit mehr aufnehmen kann. Damit dieses wieder verwendet werden kann wird eine Desorption zur Reinigung verwendet. Dafür wird ein trockenes Gas durch das Trockenbett geströmt, welches die Wassermoleküle aufnimmt. Dabei dürfen das Trockenbett sowie das Wasser nicht mit Schadstoffen in Berührung kommen. Aus diesem Grund wird bei der Gastrocknung von Wasserstoff, Wasserstoff selbst als Trocknungs-Gas zum Desorbieren des Trockenbetts verwendet.

Ein gleichzeitiger Prozess der Adsorption und Desorption an einem Trockenbett ist nicht möglich, daher werden mindestens zwei Trockenbetten bei der Gastrocknung verwendet, welche abwechselnd Wassermoleküle aufnehmen und abgeben.

Die für den Prozess der Adsorptionstrocknung benötigte Energie ist von der Temperatur und dem Druck des Gases, welcher der selbe wie der Kathodendruck ist, abhängig (siehe Abbildung 3.8).[16]

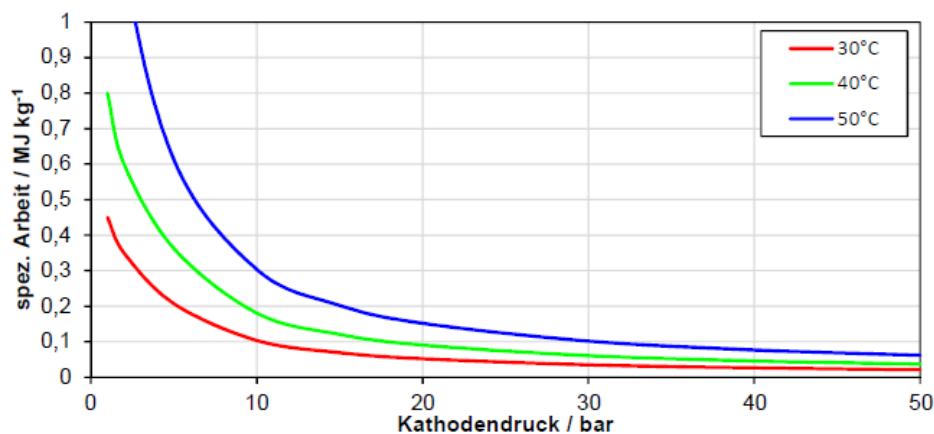


Abbildung 3.8: benötigte Energie einer Gastrocknung [16]

Der zu ermittelnde Energieaufwand ist vom Gewicht des Wasserstoffs abhängig, welcher durch die Gastrocknung läuft. Wird eine Gastrocknung mit einer Temperatur durchgeführt die geringer als 313 K (40 °C) ist, ist die benötigte Energie immer kleiner als 1 MJ/kg. Bei der Betrachtung des Drucks kann gesagt werden, dass oberhalb von 10 bar die benötigte Energie immer kleiner als 0,3 MJ/kg ist, welches etwa 0,3 Prozent des unteren Heizwerts von Wasserstoff ist. Wenn davon ausgegangen werden kann, dass die Umgebungstemperatur maximal um 303 K (30°C) beträgt liegt der Energieaufwand immer unter 1 MJ/kg, unabhängig vom Wasserstoff-Druck.

Da die Wasserstoffreinheit bei der Elektrolyse HyLYZER bei 99,998 % liegt, wird davon ausgegangen, dass bei der angegebenen benötigten Energie der Gastrocknungsprozess mit einkalkuliert ist. [34]

3.5 Gaskompression

Hinter dem Gastrockner wird ein Verdichter geschaltet der den Wasserstoff auf den gewünschten Speicherdruck bringen soll.

Der benötigte Energieaufwand ist wie bei der Gastrocknung vom Gewicht des Wasserstoffs abhängig.

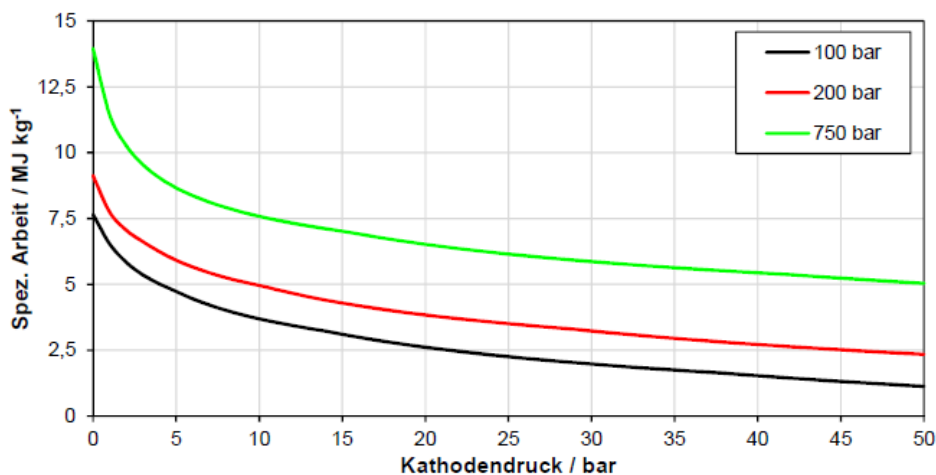


Abbildung 3.9: benötigte Energie einer Gaskompression [16]

Damit der Energieaufwand bestimmt werden kann, muss zum einen der Kathodendruck und zum anderen der gewünschte Speicherdruck bekannt sein. Wird ein hoher Speicherdruck benötigt, steigt auch die aufzuwendende Energie. Diese kann wiederum gesenkt werden, indem der Kathodendruck so hoch wie möglich ist. Ebenfalls wird umso weniger Energie benötigt, je höher der Wasserstoff-Druck ist. [16] Diese Kompression findet nur statt, wenn Wasserstoff in Gastanks transportiert oder gelagert wird. Wird der Wasserstoff mittels Rohrleitung, dem Trägermittel Dibenzyltoluol oder im flüssigen Aggregatzustand transportiert, kann die Kompression vernachlässigt werden, da die Transporte unter einem Druck von 50 bar stattfinden.

4 Windkraftanlage

Windkraftanlagen werden schon seit mehreren Jahrhunderten für verschiedenste Zwecke verwendet. Im Jahr 1887 wurde die erste Windkraftanlage gebaut, welche Strom erzeugen konnte. Zuvor wurde die kinetische Energie des Windes ausschließlich zum Beispiel zum Mahlen von Getreide und zum Pumpen von Wasser genutzt (mechanische Arbeit). [84]

In der folgenden Abbildung sind die verschiedenen Bauformen einer Windkraftanlage dargestellt.

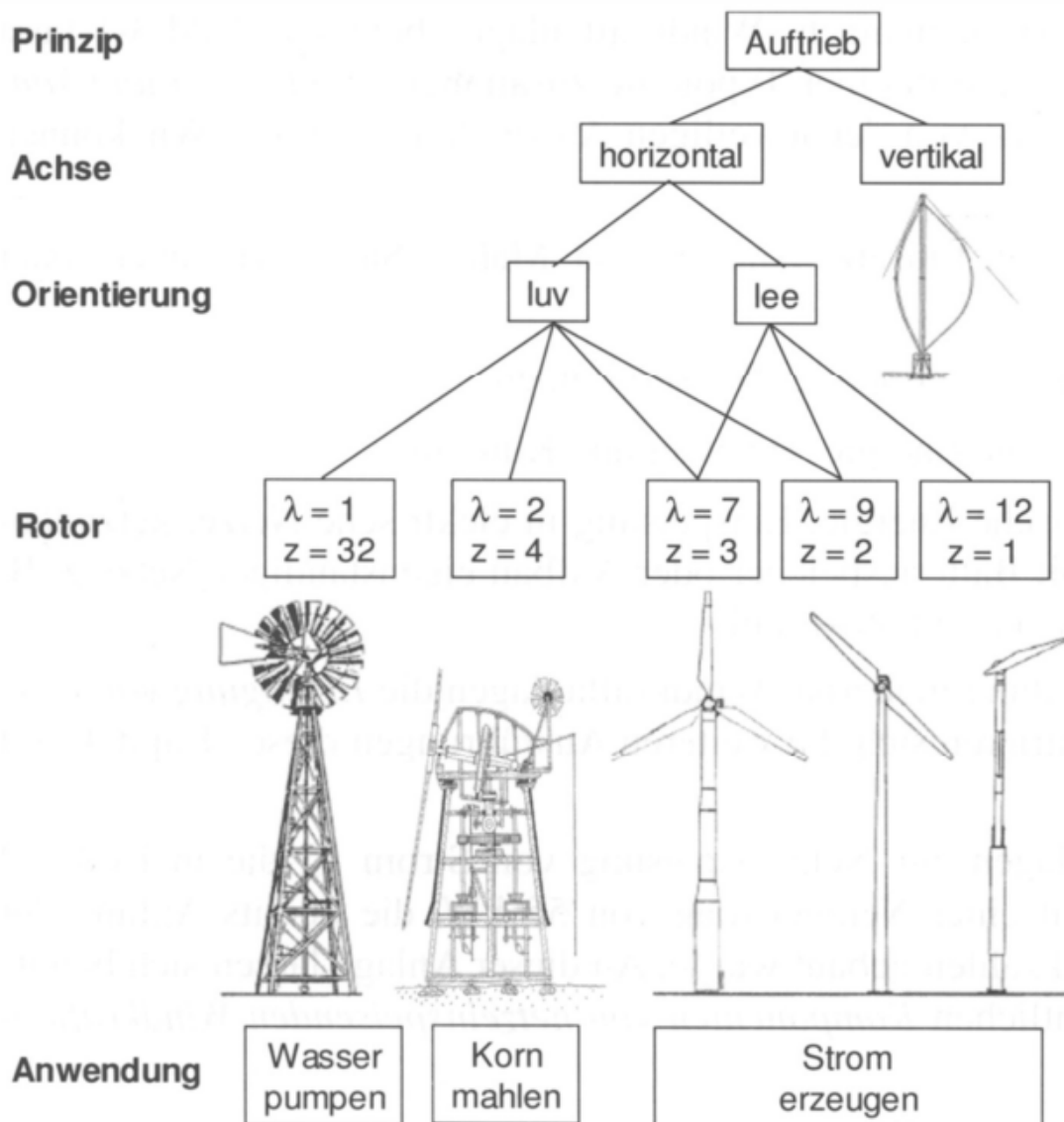


Abbildung 4.1: Bauformen von Windkraftanlagen [19]

Windkraftanlagen mit einer vertikalen Achse werden nicht häufig verbaut. Der Vorteil dieser Windkraftanlagen ist, dass zum einen das Getriebe am Boden verbaut wird. Zum anderen sind diese nicht von der Windrichtung abhängig und können dadurch überall aufgestellt werden. Die Problematik bei diesen Windkraftanlagen ist, dass die Strukturdynamik schwierig zu beherrschen ist. Außerdem kann es dazu kommen, dass diese nicht von allein starten können und somit eine Starthilfe benötigt wird. Zudem hat diese eine geringe Schnelllaufzahl und erreicht eine geringere Leistung als die horizontalen Windkraftanlagen. Windkraftanlagen, welche eine horizontale Achse haben werden in der heutigen Zeit am häufigsten verbaut. Sie werden in zwei unterschiedliche Orientierungen untergliedert.

Lüvläufer bewegen den Rotor zum Beispiel mittels eines Seitenrades in Richtung des Windes. Dagegen richtet sich beim Leeläufers der Rotor mit dem Wind aus. Obwohl die Horizontal-Windkraftanlagen immer in Windrichtung gedreht werden müssen und eine Sturmsicherung benötigen, werden diese häufiger gebaut. Dies liegt vor allem daran, dass eine horizontal Windkraftanlage mehr Leistung bietet.

Da die horizontalen Windkraftanlagen immer der Windrichtung entgegen gestellt werden müssen, ist es unausweichlich, dass eine Sturmsicherung verbaut wird.

Alle horizontalen Windkraftanlagen besitzen einen Turm, welcher dafür sorgt, dass die Gondel so hoch wie möglich/ nötig platziert werden kann. An der Gondel ist der Rotor befestigt, an dem wiederum die Rotorblätter (z) montiert sind, welche die kinetische Energie des Windes aufnehmen und über die Rotornabe weitergeben. [19][85][22]

Für die Stromerzeugung wurden zwei verschiedene Technologien entwickelt, um die mechanische Energie vom Rotor in elektrische umzuwandeln.

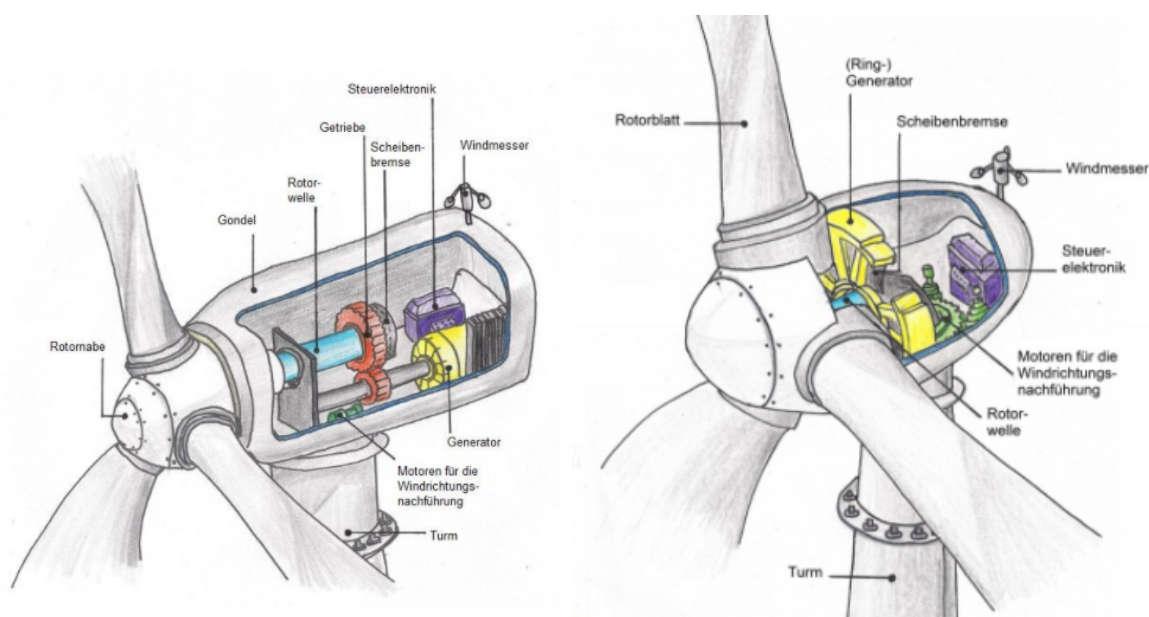


Abbildung 4.2: Windkraftanl. mit Getriebe [20] Abbildung 4.3: Windkraftanl. ohne Getriebe [21]

Zum einen wird in der Gondel ein Getriebe eingebaut (Abbildung 4.2), welches dafür sorgt, dass der Generator betrieben wird. Zum anderen wird der Generator ohne das Getriebe, welches als Zwischenkomponente dient angetrieben (Abbildung 4.3).

Die Schnelllaufzahl λ ist ein wichtiger Faktor bei der Auslegung einer Windkraftanlage. Sie gibt das Verhältnis der Windgeschwindigkeit (v) zu der Umfangsgeschwindigkeit (u) an.

$$\lambda = \frac{u}{v} = \frac{\omega_r \cdot r}{v} = \frac{2\pi n \cdot r}{v} \quad (11)$$

Die Umfangsgeschwindigkeit ist wiederum vom Rotorradius (r), Rotordrehzahl (n) und der Winkelgeschwindigkeit des Rotors abhängig.

Eine Windkraftanlage, die eine Schnelllaufzahl zwischen 1 und 3 hat, wird als Langsamläufer bezeichnet. Diese ist nicht für die Stromerzeugung geeignet. Ab einer Schnelllaufzahl von 5 spricht man von Schnellläufern, diese werden zur Stromerzeugung verwendet und können eine Schnelllaufzahl über 12 aufweisen.

Langsamläufer können eine kleinere Schnelllaufzahl umsetzen, da diese eine höhere Menge an Rotorblättern besitzen. Durch die größere Anzahl an Rotorblättern wird eine größere

Fläche abgeschirmt, in der die kinetische Energie des Windes aufgenommen werden kann. Dies muss eine Anlage mit einer geringeren Anzahl an Rotorblättern durch die erhöhte Umfangsgeschwindigkeit kompensieren. [19][22]

Bei der Betrachtung der Kosten der Schnellläufer muss unterschieden werden ob die Windkraftanlage auf Land (Onshore) oder auf dem Meer (Offshore) verbaut wird. In der folgenden Tabelle sind die Kosten beider Möglichkeiten aufgelistet.

	Optimistisch			Referenz			Pessimistisch		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Investitionskosten [€/kW]									
Onshore	1.415	929	780	1.526	1.260	1.078	1.604	1.550	1.478
Offshore	2.250	1.720	1.400	2.800	2.200	1.600	3.502	3.067	2.196
Betriebskosten [(€/kW)/Jahr]									
Onshore	36	24	20	39	32	27	41	39	37
Offshore	72	56	45	90	71	52	113	99	71

Tabelle 4.1: Investitions- und Betriebskosten einer Windkraftanlage [33]

Die Investitionskosten einer Offshore-Windkraftanlage sind im Durchschnitt etwa das 1,77-fache höher als eine Onshore-Windkraftanlage. Ebenfalls sind die Betriebskosten einer Offshore-Windkraftanlage höher als die einer Onshore-Windkraftanlage. Diese betragen etwa das 2,25-fache einer Onshore-Windkraftanlage. Die höheren Investitionskosten kommen zum Teil daher, dass für Offshore-Windkraftanlagen Materialien bzw. Komponenten verwendet werden, welche die gesamte Anlage schützen. Dadurch ist eine höhere Lebensdauer bei einer Offshore-Windkraftanlage gegeben (Offshore: 25 Jahre; Onshore: 20 Jahre).[33] Zu den Betriebskosten würden in Deutschland weitere Kosten kommen, wenn die Windkraftanlagen mit dem Netz verbunden sind. Bei dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass der erzeugte Strom nicht ins Netz eingespeist, sondern ausschließlich für die Herstellung von Wasserstoff verwendet wird. Daraus folgt, dass der Windparkbetreiber von den folgenden Kosten befreit ist: [86]

- EEG-Umlage
- KWK-Umlage
- Stromsteuer
- Einspeiseentgelt Gasnetz

Zu den oberen Punkten fallen weitere Kosten, wie die für „Messung und Abrechnung“ weg. Im weiteren Verlauf werden ausschließlich horizontale Stromerzeuger betrachtet. Zudem werden die Offshore-Windkraftanlagen nicht betrachtet. Dies hat den Grund, dass bei einer Offshore-Windkraftanlage erhöhte Investitions- und Betriebskosten, sowie zusätzliche Verluste auftreten und diese somit allgemein unwirtschaftlicher sind als Onshore-Windkraftanlagen. Ebenfalls kann bei dieser Arbeit davon ausgegangen werden, dass ausreichend Platz für die Windkraftanlagen auf dem Festland gegeben ist. Zudem werden ausschließlich Standorte gewählt, die eine hohe Leistungsdichte aufweisen. Aus diesen Gründen gibt es keinen Vorteil den Windpark von 1 GW als Offshore-Windpark zu kalkulieren.

Leistungs-/Energieertragsberechnung

Die Leistung einer Windkraftanlage hängt direkt von der Leistung des vor Ort herrschenden Windes ab. Dieser wird mit der folgenden Formel bestimmt:

$$P_o = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (12)$$

Damit die Leistung der Windkraftanlage berechnet werden kann, muss der Wirkungsgrad („ c_p “) der Windkraftanlage bekannt sein.

$$P = P_o \cdot c_p = \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \right) \cdot c_p \quad (13)$$

Der Parameter A ist die Rotorfläche und ist von keinen anderen Faktoren abhängig. Dies trifft nicht auf die Luftdichte ρ und die Windgeschwindigkeit (c) zu. Die Luftdichte ist zum einen abhängig von der Höhe der Windkraftanlage und zum anderen von der Temperatur (siehe Abbildung 4.4).

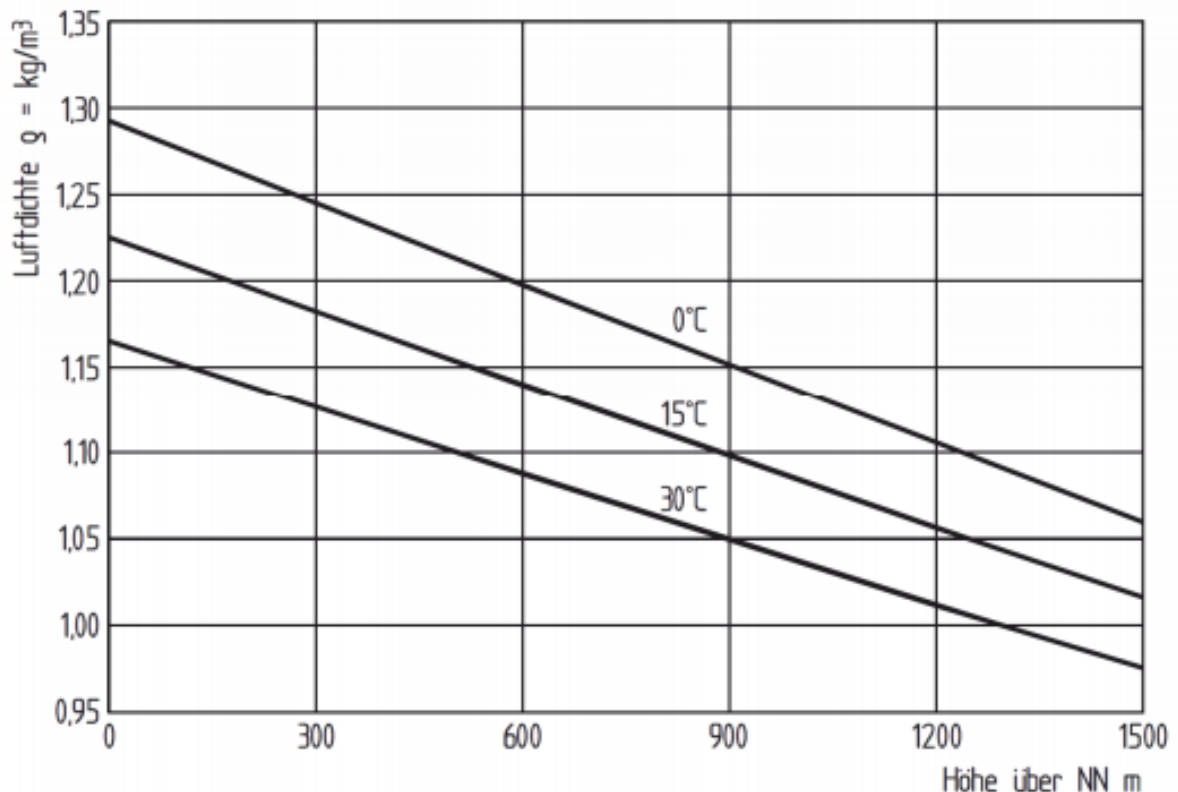


Abbildung 4.4: Luftdichte in Abhängigkeit der Höhe [22]

Je höher die Anlage steht zu Normalnull (NN), desto geringer ist die Luftdichte und somit sinkt auch die Leistung der Windkraftanlage. Genau andersherum ist es bei der Temperatur: eine erhöhte Temperatur senkt die Luftdichte, wogegen eine niedrigere Temperatur für eine höhere Luftdichte sorgt. In Abbildung 4.4 ist die Temperatur nicht unter 273,15 K (0 °C), dies hat den Grund, dass Windkraftanlagen ab dieser Temperatur, wegen der Eisbildung an den Rotorblättern nicht betrieben werden. Da heutige Anlagen einen Durchmesser von bis zu 200 Metern aufweisen, ist zwischen dem niedrigsten und höchsten Punkt der Rotorblätter ein Luftdichte-Unterschied von etwa 0,03 kg/m³. Dies kann für die Leistungsberechnung

vernachlässigt werden, daher wird die Nabenhöhe als Referenzhöhe genommen und so die Luftdichte bestimmt. Im Betrieb selbst ändert sich die Luftdichte an der Windkraftanlage nur noch durch die Temperatur. Dies kann bzw. sollte bei Orten an denen die Temperatur zwischen Sommer und Winter mehr als 288,15 K (15°C) schwankt mit berücksichtigt werden. Eine solche Temperaturschwankung bewirkt ein Luftdichteunterschied von 0,05 kg/m³. Für die kommende Kalkulation muss die Luftdichte nur berücksichtigt werden, wenn die Windgeschwindigkeit so gering ist, dass die Pitch-Regelung der Anlage nicht zum Einsatz kommt und damit auch nicht die maximale Leistung erreicht wird. In Abbildung 4.5 ist eine Leistungskurve abgebildet, die eine Verzögerung des Erreichens der Nennleistung aufgrund von unterschiedlichen Luftdichten aufweist, wodurch auch der Start der Pitch-Regelung beeinflusst wird, sodass diese bei einer geringeren Luftdichte später eingesetzt werden muss. [19][22]

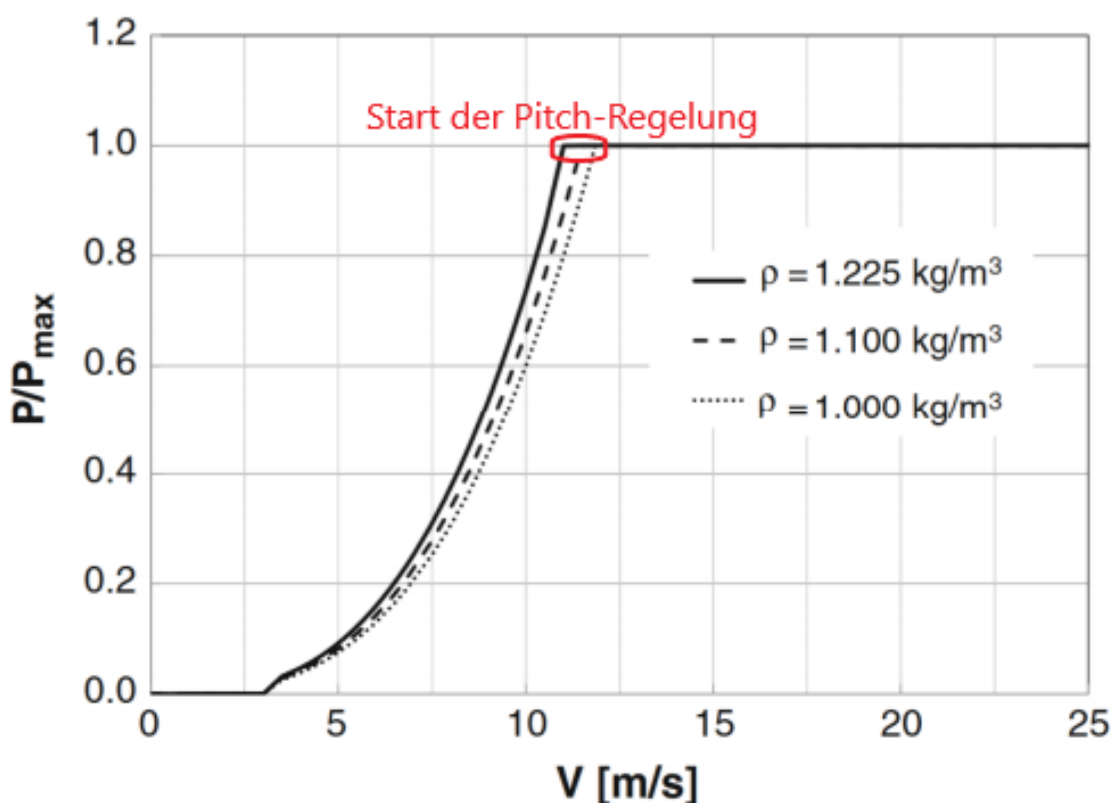


Abbildung 4.5: Leistungskurve in Abhängigkeit der Luftdichte [22]

Da bei dieser Arbeit Orte herausgesucht werden, an denen hohe Windgeschwindigkeiten herrschen werden, ist eine Änderung der Luftdichte zu vernachlässigen.

Die Windgeschwindigkeit ist die Variable, welche am maßgebendsten ist für die Berechnung der Leistung. Zum größten Teil ist dies der Fall aufgrund der dritten Potenz (siehe Formel 13). Eine kleine Änderung der Windgeschwindigkeit kann die Leistung stark beeinflussen. Daher ist es für eine genaue Ermittlung der Leistung unerlässlich, dass die Windgeschwindigkeit so präzise wie möglich ermittelt wird. Dabei muss auf die „Häufigkeitsverteilung des Windes“ und „Richtung bzw. Windgeschwindigkeitsverteilung“ geachtet werden.

Häufigkeitsverteilung des Windes

Bei der Windgeschwindigkeitsbetrachtung muss darauf geachtet werden, dass nicht nur die mittlere Windgeschwindigkeit berücksichtigt wird. Wird ausschließlich die mittlere Windgeschwindigkeit betrachtet, kann keine Aussage zu der Stärke des Windes getroffen werden.

Zum Beispiel ist der Wind ab und an so stark, dass die Windkraftanlage ausgeschaltet werden muss.

Nur wenn bekannt ist, wie lange die Windstärken andauern und ob es Zeiten gibt an denen die Windgeschwindigkeiten gering sind, kann ermittelt werden wann wie viel Leistung anfällt. Diese Daten können auf zwei Arten generiert werden. Zum einen können sie gemessen werden. Die Messungen sollten dabei mindestens ein Jahr erfolgen. Längere Messungen sichern ein genaueres Ergebnis.

Die andere Möglichkeit ist es die Daten mittels eines Programms wie WAsP zu prognostizieren.

Beide Vorgehensweisen werden im selben Diagramm dargestellt (siehe Abbildung 4.6).

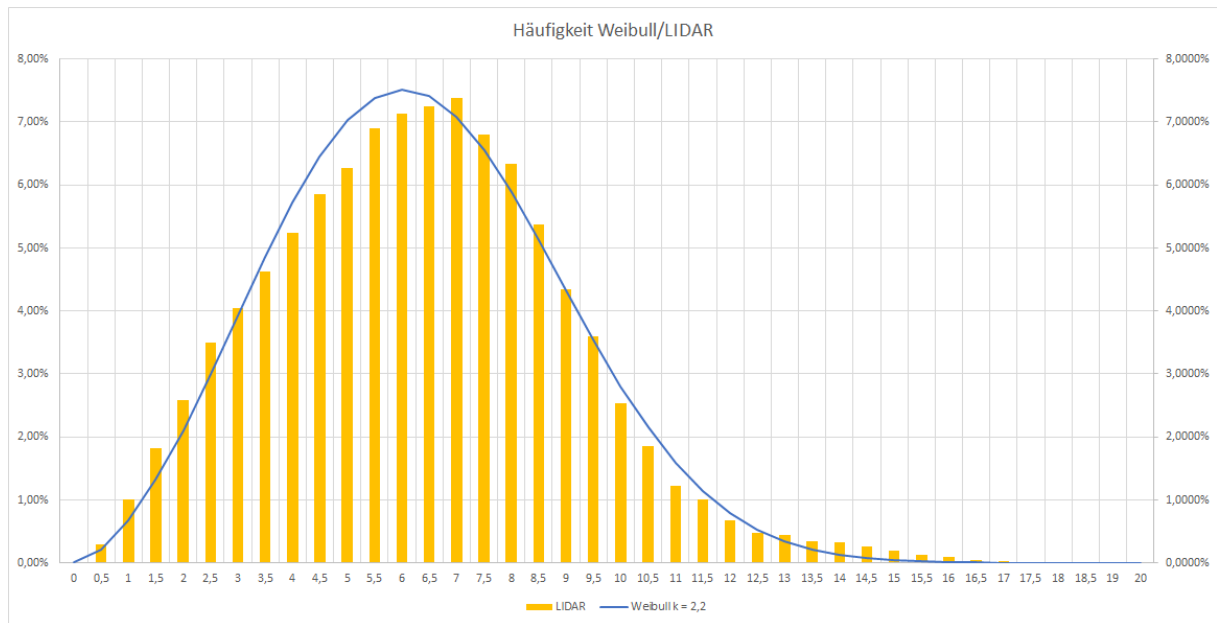


Abbildung 4.6: Häufigkeitsverteilung

Die gelben Balken sind die gemessenen oder prognostizierten Windgeschwindigkeiten in Abständen von 0,5 m/s. Umso höher der Balken, desto größer die Wahrscheinlichkeit, dass die Windgeschwindigkeit auftritt.

Im Diagramm ist neben den Balken eine blaue Linie eingezeichnet, welche die mathematische Lösung der Häufigkeitsverteilung ist. Die blaue Linie wird mit Hilfe der Weibull-Verteilung erstellt:

$$f(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \cdot \exp\left(-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right) \quad (14)$$

In Gleichung 15 ist v die mittlere Windgeschwindigkeit der gemessenen oder prognostizierten Winddaten. k ist der Formfaktor, welcher von der geografischen Lage und der Höhe abhängig ist. Dieser kann zwischen eins und drei liegen. In Mitteleuropa liegt dieser etwa bei zwei. A ist der zweite Parameter und wird charakteristische Windgeschwindigkeit genannt. Dieser ist wie die Häufigkeitsverteilung von der mittleren Windgeschwindigkeit und dem Formfaktor abhängig.

$$A = \frac{v}{\left(0,568 + \frac{0,434}{k}\right)^{\frac{1}{k}}} \quad (15)$$

Die Parameter A und k werden so lange angepasst bzw. verändert bis die Kurve der Weibull-Verteilung an den Mess- bzw. prognostizierten Werten so nah wie möglich anliegt. Die mittlere Windgeschwindigkeit ist dabei bekannt.[22] [87]

Richtung bzw. Windgeschwindigkeitsverteilung

Neben der Häufigkeitsverteilung des Windes ist es für die Bestimmung der Leistung relevant die Richtung bzw. Windgeschwindigkeitsverteilung zu kennen. Daraus folgt, dass für die optimale Leistungsbestimmung und Platzierung der Windkraftanlage der Planer wissen muss von wo wie viel Wind kommt, damit die Windkraftanlagen optimal zueinander und zu anderen Objekten platziert werden können.

Die Darstellung erfolgt mit Hilfe einer Windrose und unterscheidet sich dabei in eine Häufigkeitsrose und einer Leistungsrose (siehe Abbildung 4.7 und 4.8).

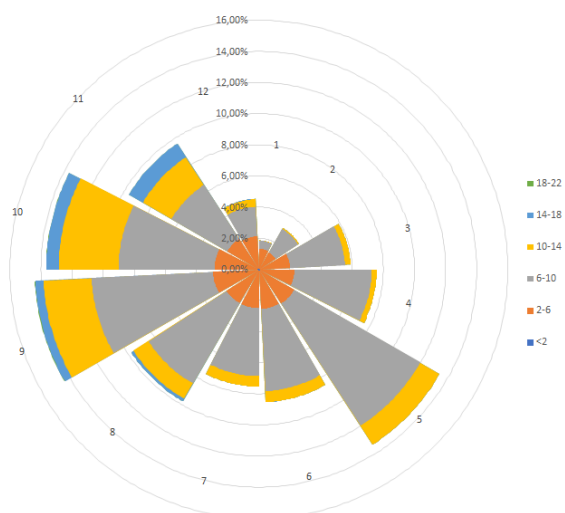


Abbildung 4.7: Häufigkeitsrose

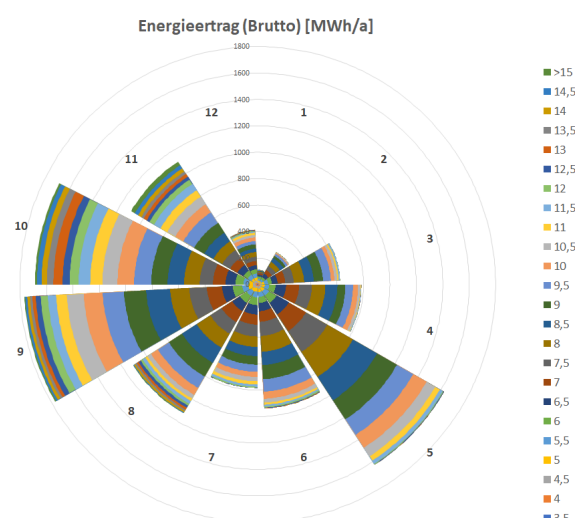


Abbildung 4.8: Leistungsrose

Bei der Häufigkeitsrose sowie der Leistungsrose werden die Wind- bzw. Leistungsdaten in einzelne Sektoren, bis maximal 360 aufgeteilt. Die Sektoren richten sich nach der Himmelsrichtung (oben Norden, unten Süden). Umso mehr Sektoren es gibt, desto genauer wird die Windrose. Solch eine Darstellung kann zum einen mit den benötigten Winddaten wie die oberen beiden Abbildungen selbst erstellt werden, oder auch von einem spezialisierten Programm gezeichnet werden, wie dem GlobalWindatlas. Auf den GlobalWindatlas wird ab Seite 62 eingegangen.

Innerhalb dieser Sektoren wird ermittelt, wodurch der Wind beeinträchtigt werden kann. Dafür muss die geografische Örtlichkeit (Topografie) genauestens betrachtet werden. Es ist relevant zu wissen was für Hindernisse es in den leistungsstarken Sektoren gibt. Ein Hindernis kann ein Dorf oder auch vereinzelt Bäume bis hin zu einem ganzen Wald sein. Jedes dieser Hindernisse hat eine andere Winddurchlässigkeit, welche wiederum bei der Planung berücksichtigt wird. Ein Hindernis muss nur einkalkuliert werden, wenn die Entfernung zwischen Hindernis und Windkraftanlage kleiner als das 50-fache der Hindernis-Höhe und die Windkraftanlage kleiner als die dreifache Hindernishöhe ist.

Ebenfalls ist Orografie bzw. das Höhenprofil des Geländes mit in die Kalkulation einzubringen. Eine Positionierung einer Windkraftanlage auf einem Berg muss genauestens geprüft werden, um den stärksten bzw. effizientesten Wind auf die Windkraftanlage zu bringen. Am Gipfel eines Berges kann die Windgeschwindigkeit bis zu 80 % zunehmen, jedoch ist diese auf der Luv- und Leeseite des Berges 20 - 40 % geringer im Verhältnis zu

einer ungestörten Windgeschwindigkeit. Dies liegt daran, dass sich der Wind bei einer Steigung die größer als 30 - 40 % ist vom Berg ablöst (siehe Abbildung 4.9). [22] [87]

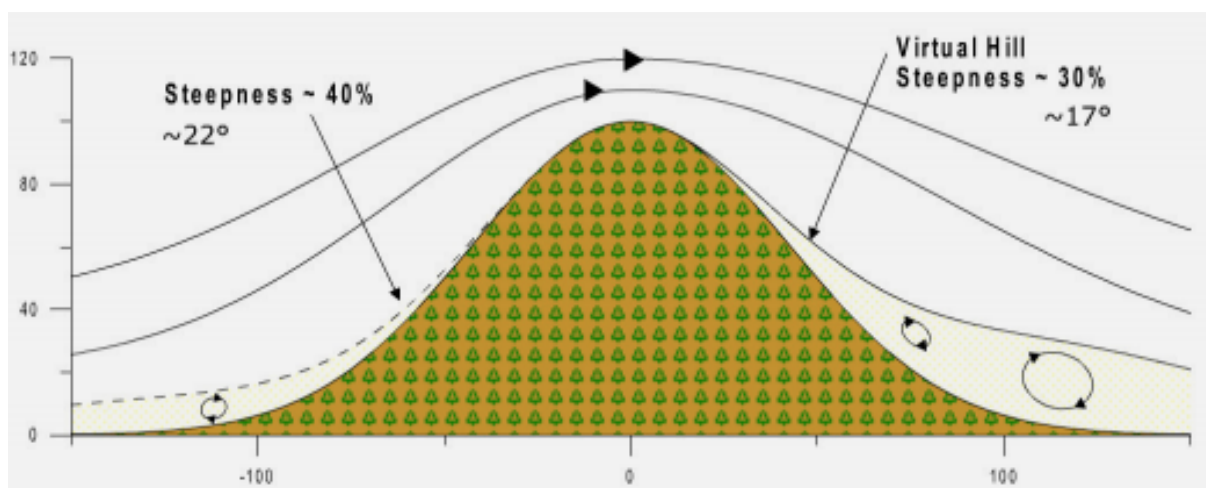


Abbildung 4.9: Ablösung an steilen Berghängen [22]

Am Gipfel des Berges steigt die Windgeschwindigkeit dadurch, dass Stromlinien sich komprimieren. In Abbildung 4.9 kann man erkennen, dass sich die Linien zum Gipfel hin annähern.

Neben den beiden oben genannten Parametern muss beim ausgewählten Gebiet für die Windkraftanlage die Rauigkeit des Geländes bekannt sein. Es wird dabei in vier Rauigkeitsklassen unterschieden: [22]

- Klasse 0: Wasserflächen
- Klasse 1: offene Flächen, kaum Hindernisse
- Klasse 2: Farmland, vereinzelte Bäume/Häuser
- Klasse 3: viele Bäume oder Vorstadtgebiete

Jede dieser einzelnen Klassen kann weiter untergliedert werden und hat eine unterschiedliche Rauigkeitslänge. Die Rauigkeitslänge wird benötigt um die vertikale Windgeschwindigkeit zu bestimmen. Die folgende Formel ist eine vereinfachte Berechnung nach dem Potenzansatz nach Hellmann (power law):

$$v_H = v_{ref} \left(\frac{H}{H_{ref}} \right)^\alpha \quad (16)$$

Mittels der obigen Formel wird auf einer gewünschten Höhe (H) die Windgeschwindigkeit berechnet. Dafür wird eine Referenzhöhe (H_{ref}) benötigt, bei der die mittlere Windgeschwindigkeit (v_{ref}) bekannt ist. Zusätzlich wird der Hellman-Exponent α verwendet, welcher von der Rauigkeitslänge (z_0) abhängig ist und wie folgt gebildet wird:

$$\alpha = \frac{1}{\ln\left(\frac{H}{z_0}\right)} \quad (17)$$

In Abbildung 4.11 sind unterschiedliche vertikale Windgeschwindigkeitsverläufe dargestellt. Würde im Diagramm ein größerer Bereich als die Höhe 100m anzeigen, könnte man erkennen, dass alle Windgeschwindigkeitsverläufe irgendwann die selbe Endgeschwindigkeit

erreichen. Dies hat den Grund, dass die Rauigkeit einen immer kleineren Einfluss auf die Windgeschwindigkeit hat umso höher gemessen wird, bis zu dem Punkt wo kein Einfluss mehr auf die Windgeschwindigkeit messbar ist.

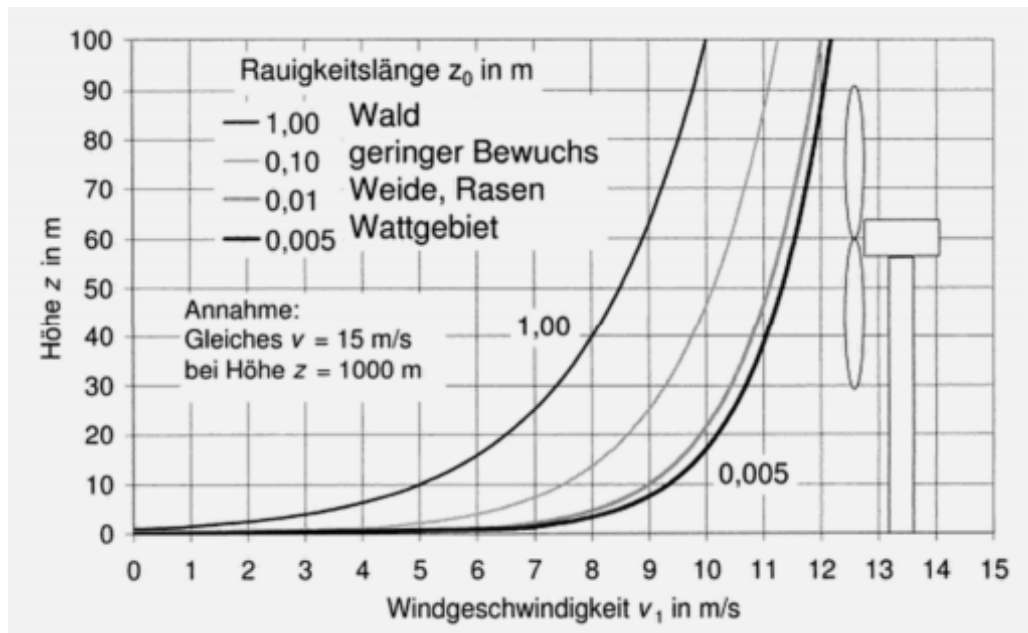


Abbildung 4.10: Einfluss der Rauigkeit auf die Windstärke [22]

Allgemein kann die Entwicklung der Windgeschwindigkeit in drei Schichten aufgeteilt werden.

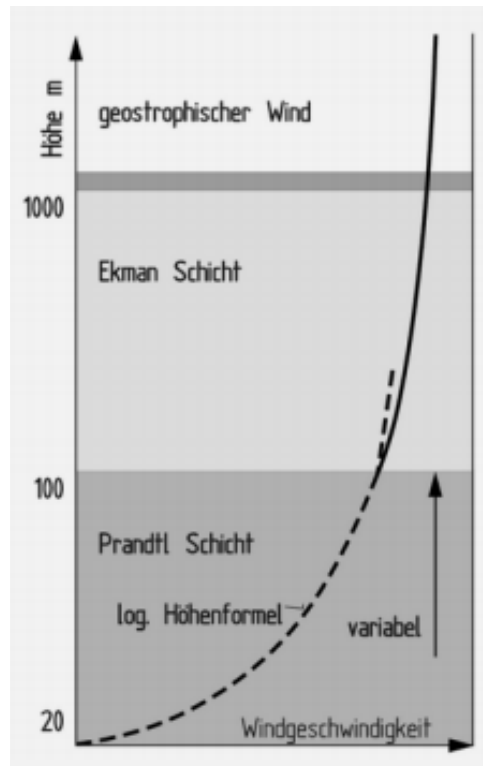


Abbildung 4.11: Einfluss der Rauigkeit auf die Windstärke [22]

Die Prandtl-Schicht liegt im Bereich der Erdoberfläche bis auf einer Höhe von 100 Metern und somit in dem Bereich mit dem größten Einfluss der Bodenreibung. Ebenfalls herrschen

dort starke Turbulenzen, die die Leistungserzeugung von Windkraftanlagen beeinflussen können. Darauf folgt die Ekman-Schicht, dort ist die Turbulenz geringer und auch die Rauigkeit hat kaum noch Einfluss auf die Windgeschwindigkeit. Im letzten Bereich (geostrophischer Wind) hat die Rauigkeit keinen Einfluss mehr auf die Entwicklung der Windgeschwindigkeit. Dieser Bereich beginnt erst ab ca. 1000 m über der Erdoberfläche.[87] Entsteht eine erhöhte Turbulenz in einem bestimmten Sektor, muss die Windkraftanlage abgeschaltet werden, damit Schäden an der Windkraftanlage vermieden werden können. Turbulenzen können auf unterschiedliche Art und Weise entstehen: zum einen durch Hindernisse in der Nähe, zum anderen aber auch durch andere Windkraftanlagen im Park. Dies wird Nachlaufturbulenz genannt. Die entstehende Turbulenz an der Windkraftanlage wird mit dem verwendeten Programm WAsP in der Berechnung des Energieertrags mit berücksichtigt. [22] [88]

Neben den oben genannten Punkten, welche die Leistung der Windgeschwindigkeit beeinflussen, gibt es Richtlinien, die während des Betriebs eingehalten und beim Bau der Windkraftanlagen beachtet werden müssen. Dadurch kann es ebenfalls zu Leistungsminde- rungen kommen.

In Deutschland muss vor dem Bau geprüft werden ob in dem Gebiet, in welchem der Windpark entstehen soll Vogelarten leben die schützenswert nach §§44 - 47 BNatSchG [89] sind. Ist dies der Fall müssen unterschiedliche Maßnahmen getroffen werden. Einerseits wird empfohlen einen Mindestabstand einzuhalten, welcher sich von Bundesland zu Bundesland unterscheidet. Der maximale Mindestabstand liegt bei 1.500 Metern. Zum anderen werden spezielle Radar-Systeme aufgestellt, diese erkennen Vögel in einem bestimmten Bereich und berechnen wie hoch die Wahrscheinlichkeit ist, dass diese auf die Windkraftanlage treffen. Mittels dieser Daten kann automatisch oder manuell entschieden werden ob die Windkraftanlage ausgeschaltet wird. [90] Damit diese Variable in die Kalkulation einfließen kann, müsste der Standort über mehrere Jahre beobachtet werden um herauszufinden ob Vögel durch das Gebiet fliegen oder ob eine geschützte Art dort nistet.

Für die Betrachtung der Kalkulation werden ausschließlich die folgenden Immissionsricht- werte betrachtet, da diese den größten Einfluss auf die Leistung der Windkraftanlage haben:

- Schallemissionen (Lärmpegel)
- Schattenwurf
- Eisbildung an den Rotorblättern

In Deutschland darf eine Windkraftanlage in bestimmten Gebieten einen bestimmten Lärmpegel nicht überschreiten (Siehe Tabelle 4.2).

dB	Tag	Nacht
Industriegebiet	65	50
Industrie und Wohngebiet	60	45
Überwiegend Wohngebiet	55	40
Ausschließlich Wohngebiet	50	35
Landgebiet	40	30

Tabelle 4.2: Zulässiger Lärmpegel der einzelnen Gebiete (Tag und Nacht) [23]

Der Lärm wird bei einer Windkraftanlage mittels zwei verschiedenen Arten erzeugt. Zum einen erzeugt sie aerodynamischen Lärm durch den Wind, welcher auf die Rotorblätter trifft.

Zum anderen erzeugt eine Windkraftanlage mechanischen Lärm. Dieser Lärm entsteht durch die eingebaute Mechanik, wie Getriebe, Generator und Kühler. Dieser nimmt mit zunehmender Entfernung ab und liegt bei 750 - 1.000 Meter bei etwa 35 dB, was der Lautstärke eines Kühlschranks entspricht. [117]

In der folgenden Abbildung sind die einzelnen Lärmerzeuger dargestellt und wie viel Lärm diese erzeugen:

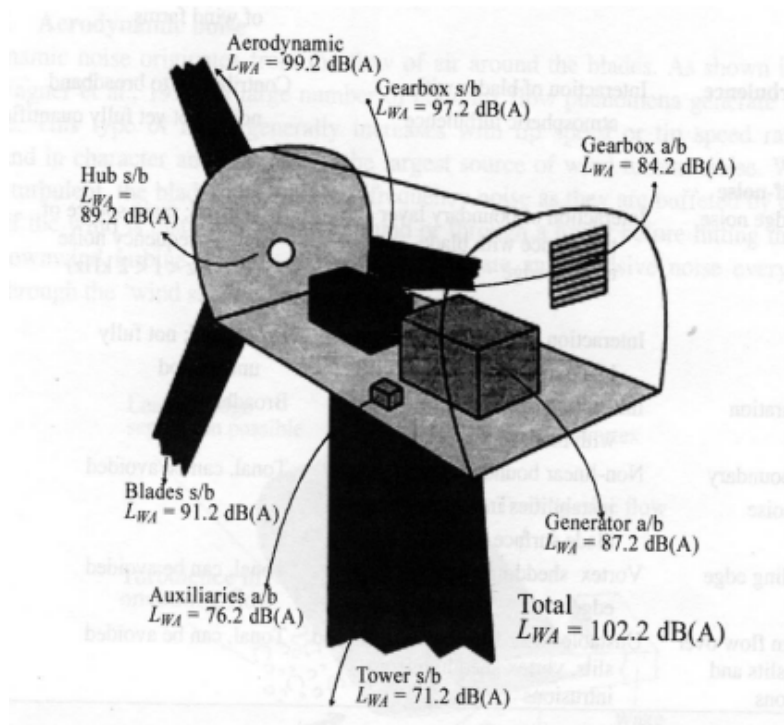


Abbildung 4.12: Dezibel-Angaben der Lärm erzeugenden Komponenten einer Windkraftanlage [23]

Neben einem erhöhten Lärmpegel gilt auch der wiederkehrende Schattenwurf der Rotorblätter als Belästigung. Daher wurde in Deutschland die sogenannte 30-30 Regel eingeführt. Das bedeutet, dass die Windkraftanlage einen Bereich für maximal 30 Stunden pro Jahr und 30 Minuten pro Tag beschatten darf. Bevor diese Angaben überschritten werden, muss die jeweilige Windkraftanlage abgeschaltet werden. Für die genaue Bestimmung, welche Bereiche vom Schattenwurf betroffen sind, werden spezielle Programme verwendet, welche den Schattenwurf simulieren können. Damit eine präzise Simulation für die Position durchgeführt werden kann, müssen die Höhe der Windkraftanlage und die Geländeinformationen bekannt sein. [91]

Allgemein wird bei einem Abstand vom 10-fachen des Rotordurchmessers davon ausgegangen, dass der Schattenwurf keine Relevanz mehr hat. [92]

Der benötigte Mindestabstand, welcher aus den beiden Immissionswerten resultiert ist von Land zu Land unterschiedlich. In der folgenden Tabelle sind Mindestabstände verschiedener Länder angegeben, welche zu Wohngebieten eingehalten werden müssen [93]:

- Belgien: 500 Meter
- Deutschland: 300 bis 1.500 Meter
- Italien: 5 - 20-fache der Nabenhöhe/ 2.000 Meter
- Nordirland: 500 Meter; Praxis 10-fache des Rotordurchmessers
- Schottland: 1.000 Meter
- Schweden: 500 Meter
- Niederlande: 4-fache der Nabenhöhe
- England/Wales: keine Vorschriften
- Frankreich: 1.300 Meter
- Dänemark: 6-fache Höhe der Windkraftanlage
- Tschechische Republik: keine Vorschriften; Praxis: 400 - 800 Meter
- Rumänien: 3-fache der Nabenhöhe
- Spanien: 1.000 Meter
- Schweiz: 300 Meter

Die Angabe des Mindestabstands ist bei den verschiedenen Ländern unterschiedlich. Manche geben einen direkten Abstand an. Andere dagegen beziehen diesen auf die Nabenhöhe oder den Rotordurchmesser. Der größte Mindestabstand der oben angegebenen Länder liegt bei 2.000 Metern bzw. 20-fache der Nabenhöhe oder 10-fache des Rotordurchmessers. Für die Kalkulation wird bei der Positionierung der Windkraftanlagen darauf geachtet, dass dieser Mindestabstand nicht unterschritten und mit einem zusätzlichen Abstand geplant wird. Dadurch kann ein Abschalten aufgrund von Lärm oder Schattenwurf vernachlässigt werden.

Dagegen muss die Eisbildung an den Rotorblättern berücksichtigt werden. Eis kann sich an den Rotorblättern bei Temperaturen unter 273,15 Kelvin bilden. Man unterscheidet zwischen vier Varianten von Eisbildung, welche alle eine unterschiedliche Dichte und Haftbarkeit aufweisen: [94]

- Raureif
- Klareis
- Nassschnee
- Eisregen

Alle vier Arten beeinflussen die aerodynamischen Eigenschaften der Rotorblätter, was dazu führt, dass der Energieertrag verringert wird. Ebenfalls kann es zu unerwünschten Schwingungen der Rotorblätter während des Betriebs kommen, wenn sich das Eis ungleichmäßig auf den Rotorblättern bildet. Solche Schwingungen können die Windkraftanlage beschädigen. Auch das unkontrollierte Ablösen des Eises kann der Windkraftanlage Schaden zufügen, sowie auch der Umgebung. Damit die Windkraftanlage und die Umgebung keinen Schaden erleiden, wird die Anlage bei einer zu hohen Eisbildung an den Rotorblättern abgeschaltet. Dies kann über spezielle Eiserkennungssysteme ermittelt werden. Die erste Möglichkeit ist dies über einen Leistungskurvenvergleich zu tun. Beim Leistungskurvenvergleich wird die erzeugte Leistung der Windkraftanlage durchgehend überwacht. Dabei wird die erzeugte Leistung immer mit einer erwarteten Leistung bei der vorherrschenden Windgeschwindigkeit verglichen. Da ein Eisansatz an den Rotorblättern die aerodynamische Effizienz einschränkt, ist die Leistung ebenfalls kleiner. Dadurch kann erkannt werden, dass die Windkraftanlage von Eis befallen ist. Auch kann bei Nenngeschwindigkeit über den eingestellten Pitch-Winkel erkannt werden, dass sich an den Rotorblättern Eis

gebildet hat, denn in einem solchen Fall wird im Vergleich zum Normalbetrieb ein kleinerer Pitch-Winkel bei Nenngeschwindigkeit benötigt.

Die andere Möglichkeit ist über ein Programm wie beispielsweise BLADEControl. Die Messung dafür wird im Wurzelbereich der Rotorblätter eingebaut. Dort wird die Eigenschwingung des Rotorblattes gemessen. Die Software erkennt den Unterschied zwischen einer Schwingung des Rotorblatts ohne und einer mit Eisansatz und schaltet die Windkraftanlage ab, wenn sich die Eigenfrequenz des Rotorblattes zu stark verändert hat.

Bevor die Windkraftanlage aufgrund der Menge an Eis an den Rotorblättern abgeschaltet werden muss, müssen Verluste wie die Verschlechterung der aerodynamischen Eigenschaft durch die Eisbildung berücksichtigt werden. Deswegen wird bei der Kalkulation in Kapitel 6 mit einer Verlust von 1 % der erzeugten Ertragsmenge gerechnet. [88]

Um einen Leistungsausfall zu vermeiden, kann in den Rotorblättern eine Blattheizung eingebaut werden. Die Blattheizung wird vom Eiserkennungssystem automatisch eingeschaltet, nachdem dieses Eis an den Rotorblättern ermittelt hat. Auch ist ein manuelles Einschalten der Blattheizung möglich. Für den Prozess muss die Windkraftanlage bei den meisten Blattheizungen still stehen. Einige Blattheizungen ermöglichen es jedoch, diese beim Betrieb zu beheizen. Um eine Windkraftanlage während des Betriebs zu beheizen muss die jeweilige verwendete Betriebssoftware angepasst werden. Der Vorteil einer Blattheizung während des Betriebs ist, dass zum einen kein Leistungsausfall durch den Stillstand der Windkraftanlage stattfindet. Zum anderen wird die benötigte warme Luft durch die Rotationskräfte an die Vorderkante der Rotorblätter geführt, wo die größte Eisansammlung stattfindet (Effizienz-Steigerung).6

Der Heizungsvorgang wird mit heißer Luft bei etwa 345 Kelvin durchgeführt. Diese wird durch Kanäle geleitet, die in den Rotorblättern verbaut sind. Wird die Beheizung im Stillstand durchgeführt, dauert diese etwa 2 Stunden. Davon werden 1,5 Stunden beheizt und eine halbe wird benötigt um das Material zu schonen.

Hersteller raten den Enteisungsprozess maximal drei mal innerhalb von 24 Stunden durchzuführen. Mehr Enteisungszyklen sind nicht wirtschaftlich. Jedes der Rotorblätter enthält ein eigenes Heißluft-System, damit alle Rotorblätter zeitgleich beheizt werden können. Diese können eine maximale Leistung von 50 kW aufweisen, ihre Nennleistung liegt bei 35 kW. Die Kosten für dieses Heißluft-System konnten nicht ermittelt werden und werden daher nicht weiter betrachtet. Dafür wird bei der folgenden Kalkulation immer mit der maximalen Leistung der Blattheizung gerechnet um die Kosten so indirekt mit einfließen zu lassen. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass ein Enteisungsvorgang während des Betriebs vorgenommen wird. [94] [95] [96]

Zusätzlich gibt es die folgenden Verluste die beim Betrieb der Windkraftanlage auftreten können und bei der Kalkulation mit berücksichtigt werden. [88]

- Elektrische Verluste, Verkabelung und Transformator (ca. 3 %)
- Wartungen (ca. 0,75 %)
- Technische Verfügbarkeit (ca. 95 % - 97 %)
- Verschmutzung der Rotorblätter (ca. 0,5 %)

4.1 Global Wind Atlas

Der Globale Windatlas ist eine öffentlich zugängliche Internetseite, von der aus auf Winddaten der ganzen Welt zugegriffen werden kann. Die Winddaten beinhalten alle Onshore-Bereiche. Winddaten für Offshore-Windkraftanlagen sind bis zu 200 km von der Küste entfernt einsehbar. Alle Winddaten sind in den folgenden Höhen über dem Meeresspiegel vorhanden: 10, 50, 100, 150 und 200. [97]

Das Programm soll politischen Entscheidungsträgern, Planern und Investoren zur Unterstützung dienen um den passenden Standort für eine Windkraftanlage zu finden. Dafür hat der Globale Windatlas unterschiedliche Ebenen zur Verfügung um es dem Nutzer so einfach wie möglich zu machen (siehe Abbildung 4.13). [98]



Abbildung 4.13: Ebenen vom Globalen Windatlas [24]

Die wichtigsten und relevantesten Layer für diese Arbeit sind „Wind Layers“ und die „Terrain Layers“.

Im Wind Layer kann sich der Nutzer die mittlere Windgeschwindigkeit (Mean Wind Speed) (m/s) und die mittlere Leistungsdichte des Windes (Mean Power Density) (W/m^2) anzeigen lassen. Dabei wird die Weltkarte in einer Farbskala von Weiß bis Dunkelrot gefärbt. Mit diesen beiden Layern kann ein grober und schneller Überblick gewonnen werden, an an welchen Orten sich eine Windkraftanlage lohnen würde.

Für den weiteren Überblick kann der Terrain-Layer verwendet werden. Zum einen lassen sich die Rauigkeitslängen (Roughness Length) anzeigen. Damit kann grob ermittelt werden, ob an diesem Standort vereinzelt Bäume oder ein flaches Land mit einer geringen Rauigkeitslänge befinden. Umso geringer die Rauigkeitslänge ist, desto wahrscheinlicher sind die prognostizierten Windgeschwindigkeiten.

Als zweites kann im Terrain-Layer die Wassertiefe (Bathymetry) angezeigt werden. Diese Funktion ist wichtig wenn auch Offshore-Windkraftanlagen geplant werden. Offshore-Windkraftanlagen können bis zu einer bestimmten Wassertiefe aufgestellt werden. Daher ist es relevant zu wissen ob eine Windkraftanlage überhaupt an dem gewünschten Ort platziert werden kann.

Der letzte relevante Layer ist die Orographie (Orography), welcher für die Onshore-Windkraftanlagen nicht unberücksichtigt gelassen werden darf. Im Onshore-Bereich sind die starken Winde meistens in der Nähe der Küste oder auf Bergen zu finden. Daher ist es wichtig zu wissen ob es überhaupt logistisch möglich ist eine Windkraftanlage dort zu

platzieren. Ebenfalls kann WASP nicht mit Winddaten rechnen die im Gebirge verortet sind (siehe Kapitel 4.2). Daher muss dem Planer bekannt sein was für Einflüsse dort herrschen und welches Programm mit den gegebenen Daten den Energieertrag berechnen kann. [98] [99]

Zu den Layern kann der Nutzer noch unterschiedliche Funktionen wählen um die Ansicht der Karte auf sich anzupassen, wie zum Beispiel Skalierung der Farbskala, Satellitenansicht oder das Hinzufügen oder Entfernen der Ländergrenzen sowie der Küstenlinien.

Um die passenden Daten für den jeweiligen Standort zu bekommen kann der Nutzer entweder einen 9 km² (3km * 3km) großen Bereich auswählen oder einen eigenen Bereich frei zeichnen. Die erhaltenen Daten sind Mittelwerte und beziehen sich auf dieses gewählte Areal. Dabei wird zwischen „Area data“, „Temporal data“ und „Energy yield“ unterschieden. [24] Bei den „Area data“ (siehe Abbildung 4.14) sind oben die Leistungsdichte und Windgeschwindigkeit von 10 % des gewählten Bereichs in der gewählten Höhe angegeben. In diesem Fall bei einer Höhe von 100 Metern liegt die Leistungsdichte bei 566 W/m² und die Windgeschwindigkeit bei 8,44 m/s. Darunter ist die prozentuale Verteilung der Leistungsdichte vom gewählten Gebiet angegeben. Zum Beispiel liegen alle (100 %) oberhalb der Leistungsdichte von 530,59 W/m². Im untersten Teil des Bedienfeldes kann die Darstellung von drei Windrosen ausgewählt werden: einmal wie in Abbildung 4.14 dargestellt die Windfrequenzrose, dann die Windgeschwindigkeitsrose und die Leistungsrose. Rechts daneben ist ein Graph abgebildet, der die Wahrscheinlichkeit angibt wie häufig die Windgeschwindigkeit mindestens die von der y-Achse angegebene mittlere Windgeschwindigkeit aufweist.

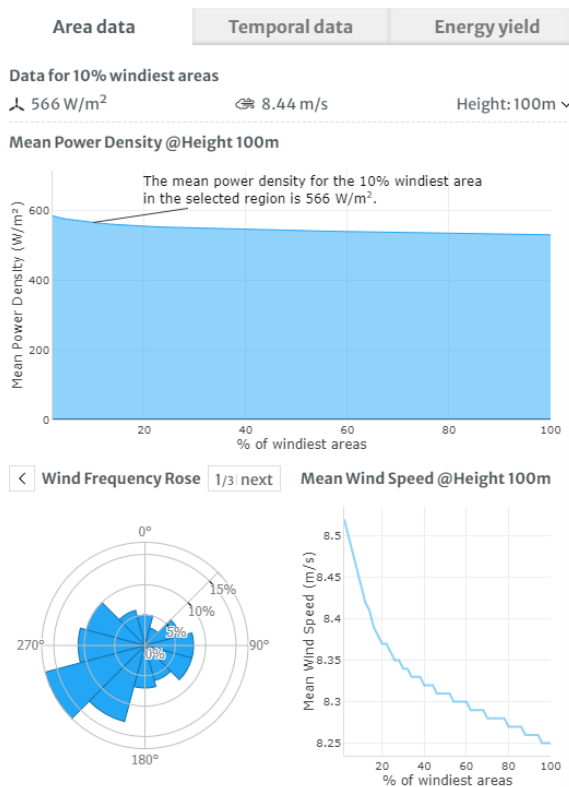


Abbildung 4.14: Global Windatlas „Area data“ [24]

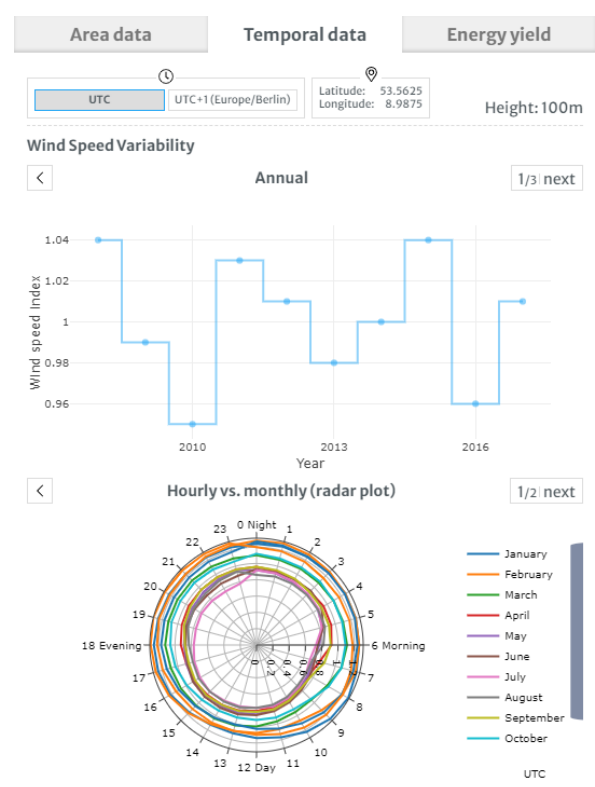


Abbildung 4.15: Global Windatlas „Temporal data“ [24]

Bei den „Temporal data“ kann oben die Zeitzone eingestellt werden. Zudem sind daneben die Koordinaten des Mittelpunktes des gewählten Bereichs angegeben. Für den ausgewählten Bereich ist der Breitengrad (Latitude) 53.5625 und der Längengrad (Longitude)

8.9875.

Darunter sind drei Graphen abgebildet die die Variabilität der mittleren Windgeschwindigkeit pro Jahr, pro Monat und stündlich angeben. Im angegebenen Graphen in Abbildung 4.15 liegt der höchste Wert bei 1,04 und der niedrigste bei 0,94. Diese Zahlen beziehen sich auf die mittlere Windgeschwindigkeit, welche bei den „Area data“ angegeben ist (8,44 m/s). Ganz unten ist ein Netzdiagramm abgebildet, welches die Variabilität der Windgeschwindigkeit von Januar bis Dezember von 0 - 24 Uhr angibt. Für die Übersichtlichkeit können unerwünschte Monate ausgeblendet werden.

Area data | Temporal data | Energy yield

Energy yield calculation

Wind turbine information

Set default values

Turbine type: Generic 3.45 MW - IEC Class 2

Rated power (kW): 3450

Rotor diameter (m): 126

Hub heights (m): 100

Power control system: Pitch

Design annual average wind speed (m/s): 8,5

Power curve valid for air density (kg/m³): 1,225

u (m/s)	P (kW)
3	35
3,5	101
4	184
4,5	283
5	404
5,5	550
6	725
6,5	932

Power Curve

Next

Abbildung 4.16: Informationen Windkraftanlage [24]

Configuration

Power Curve: Generic 3.45 MW - IEC Class 2

Hub height (m): 100

Total loss (%): 10

Output variable: Annual Energy Production

Mask output variable by design annual average wind speed of 8.5 (m/s)

Download options

TIF Filename

gwa3_hh100m_tl10_AEP_m0 [file ID].tif

Include original file ID in the filename

Include Wind Turbine Information (json)

Approx. calculation time: 3.3s

Back Calculate

Abbildung 4.17: Berechnung Energieertrag [24]

Im letzten Reiter kann die gewünschte Windkraftanlage eingegeben und deren Leistungskurve generiert werden. Auf der nächsten Seite (Abbildung 4.17) werden mit der erstellten Windkraftanlage der jährliche Energieertrag, der Kapazitätsfaktor und die „Full Load time“ (Volllaststunden) der Windkraftanlage ermittelt. Des Weiteren kann noch die Nabenhöhe hier angepasst werden, sowie die erwarteten Verluste in Prozent. Die Ergebnisse können als Bilddatei (TIF) heruntergeladen werden.

Auch die „Area data“ und „Temporal data“ lassen sich entweder als JSON-Datei oder CSV-Datei ausdrucken. Ebenso ist es möglich die Daten für eine GIS-Software (Geoinformationssystem/Geographische Informationssysteme) herunterzuladen und von dort aus weiter zu verwenden. Das andere Dateiformat, welches heruntergeladen werden kann, ist GWC bzw. auch libfile genannt. Dieses wird von WAsP verwendet. [24]

Alle Daten die im Globalen Windatlas zur Verfügung stehen werden durchgehend geprüft und verbessert. Die Daten erhält die Plattform von ESMAP, finanzierten Messeinrichtungen und weiteren „öffentlich hoch qualitativen Winddaten“. [98]

4.2 WAsP

WAsP steht für „Wind Atlas Analysis and Application Programme“ und ist ein Programm, welches den Energieertrag von Windkraftanlagen auf der ganzen Welt berechnen kann.

In Abbildung 4.18 ist der Berechnungsverlauf von WAsP dargestellt. WAsP prognostiziert Winddaten an einem Ort wo kein Messmast ist, indem es Winddaten von einem Messmast

an einem nahe liegenden Ort nutzt und diese von allen Bodeneinflüssen befreit. Die lokalen Winddaten werden in generalisierte Winddaten umgerechnet (geostrophische Winddaten). Dabei gilt als Grundregel das GIGO-Prinzip (Garbage in = Garbage out). Werden fehlerhafte Daten eingepflegt kommen auch ebenso schlechte Werte heraus.

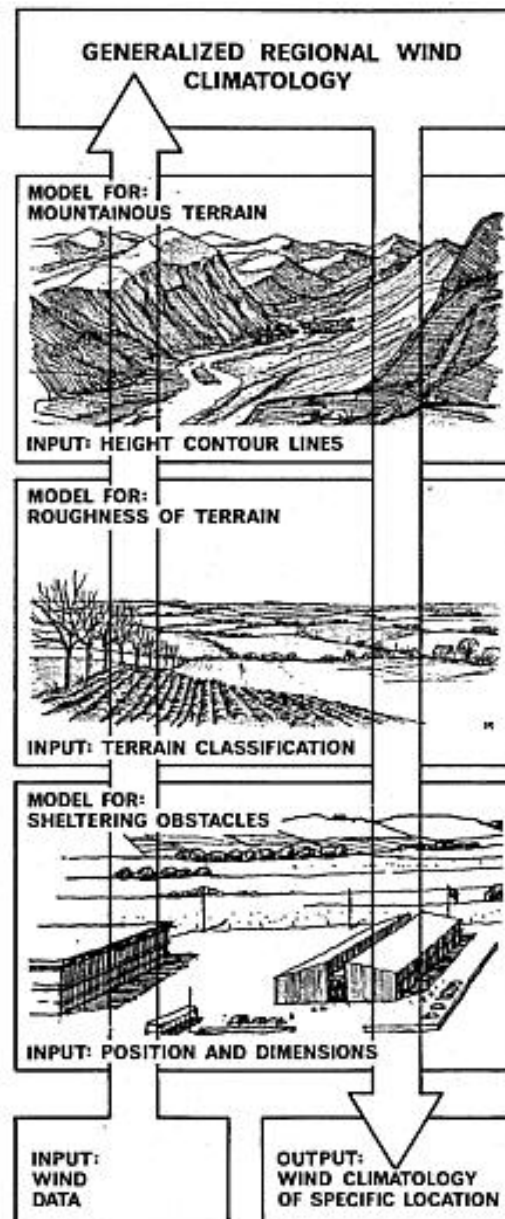


Abbildung 4.18: Methodik von WAsP [22]

Die Daten sollten keine Messlücken, abnormale Peaks oder zu lange konstante Werte enthalten. Diese sollten ebenfalls mit anderen Messungen verglichen werden, um so die Richtigkeit der Messung zu prüfen. [22]

Daraufhin wird am Standort der geplanten Windkraftanlage die Berechnung umgekehrt. Es werden die jeweiligen Bodeneinflüsse berücksichtigt und somit der vorherrschende Wind berechnet. Zu den Bodeneinflüssen zählen Hindernisse, Rauigkeit der Oberfläche und die Orographie, welche in einem Umkreis von 10 - 15 km aufgelistet werden sollten, damit es keine Lücken aufgrund fehlender Daten gibt.

Aufgrund dieses Rechenverfahrens ist es wichtig, dass die Messstandorte und die Anlagenstandorte identische regionale Winde aufweisen. Die Topographie darf sich nicht zu

sehr unterscheiden, ebenso wie die Komplexität des Geländes sowie die Höhe des Geländes (zum Meeresspiegel). Ebenfalls sollten die Bodenoberflächen keine großen Unterschiede aufweisen. Auch meteorologische Bedingungen müssen bei dem Verfahren ähnlich sein. Das bedeutet, dass für die Berechnung davon ausgegangen wird, dass regionale Winde verwendet werden und dass eine atmosphärische Stabilität herrscht.

Sind diese Ähnlichkeiten nicht gegeben kann WAsP keine genaue Prognose durchführen. Wegen dieses Ähnlichkeitsprinzips kann WAsP auch ausschließlich im Microscale-Bereich arbeiten, denn im Mesoscale-Bereich entstehen Winde durch thermale Effekte, welches gegen die atmosphärische Stabilität sowie die Ähnlichkeit der regionalen Winde spricht.

Die Energieertragsberechnung im Mesoscale-Bereich ist um ein vielfaches komplexer als die im Microscale-Bereich und wird daher von anderen Programmen durchgeführt. Da WAsP ausschließlich im Microscale-Bereich die Berechnungen durchführt, kann es ein vereinfachtes Strömungsmodell nach der Navier-Stokes-Gleichung zur Berechnung verwenden. Bei dem Modell werden die atmosphärischen Schichten als neutral angenommen. Die Geländeneigung ist immer kleiner als 30 %, wodurch es zu keiner Ablösung kommt und damit auch zu keiner Windeinschneidung. [22] [100] [101]

Damit überhaupt eine Berechnung erfolgen kann muss zuerst eine Karte des gewünschten Standortes mittels Angaben der Koordinaten erstellt werden. Dafür wird das Tool „WAsP Map Editor“ verwendet. In diesem Tool werden Karten des gewünschten Standortes erstellt, die die Rauigkeitslänge und Orografie wiedergeben.

Die Ertragsberechnung selbst wird in WAsP durchgeführt. Dort wird die Karte eingefügt, auf der die Windkraftanlagen positioniert werden können. Dies kann händisch durchgeführt werden oder indem Koordinaten zum Beispiel über eine Text-Datei an WAsP übermittelt werden.

Diesen Windkraftanlagen wird eine Turbine zugewiesen, mittels deren Leistungskurve der Ertrag bestimmt werden kann.

Für diese Arbeit wurde eine Turbine von Vestas (Vestas v236-15) mit einer Leistung von 15 MW genutzt. Diese war in WAsP nicht hinterlegt und wurde händisch im Tool „WAsP Turbine Editor“ eingefügt. Diese Turbine, die 2022 auf den Markt kommen soll, wird die leistungsstärkste Turbine sein die verfügbar ist. [102] Turbinen zu nutzen die leistungsschwächer sind würde die Auswahl der Orte einschränken, da dadurch der Windpark für manche Standorte zu groß ausfallen würde. Für einen Windpark mit einer Leistung von 1 GW werden 67 Windkraftanlagen benötigt, wenn die Vestas v236-15 verwendet wird. Komplette Datenblätter waren nur auffindbar für Windkraftanlagen die weniger als zwei drittel der Leistungsfähigkeit der Vestas v236-15 aufweisen konnten. Dadurch würden mehr als 100 Windkraftanlagen benötigt werden.

Da es sich zum jetzigen Stand bei der Turbine v236-15 um einen Prototyp handelt ist kein Datenblatt vorhanden. Für die Bestimmung der Leistungskurve wurde eine Broschüre von Vestas verwendet, in der einzelne Daten angegeben wurden. [103] Die ermittelten Daten waren nicht ausreichend um die komplette Turbine maßstäblich in WAsP einzupflegen. Die wichtigen Daten, welche aus der Broschüre entnommen wurden sind die Einschaltgeschwindigkeit (3 m/s), Ausschaltgeschwindigkeit (30 m/s), Nennleistung (15MW) sowie der Rotordurchmesser (236 Meter). Die restlichen Daten, welche Leistung bei welcher Geschwindigkeit erreicht wird, sowie der ct-Wert, wurden prognostiziert, indem andere Vestas-Turbinen (16 Stück) als Vorlage genutzt wurden. Für die Bestimmung wie hoch die Leistung bei welcher Geschwindigkeit ist, wurde die prozentuale Steigung der bekannten Vestas-Turbinen ermittelt. Deren Mittelwert wurde auf die Vestas v236-15 angewendet. Dadurch wurde auch bestimmt, bei welcher Geschwindigkeit die Nennleistung beginnt.

Der ct-Wert wurde auf die selbe Art und Weise bestimmt. Das Problem hierbei war,

dass gar kein c_t -Wert angegeben wurde. Deswegen wurde der mittlere c_t -Wert bei einer Geschwindigkeit von 3 m/s aller Turbinen genommen. Dieser lag bei 0,89775 und wurde gerundet auf 0,9. Da keine der 16 Turbinen eine Ausschaltgeschwindigkeit von 30 m/s hatte, wurden die letzten fünf c_t -Werte mit der gleichbleibenden Steigung bestimmt.

In der folgenden Abbildung ist die Bedienoberfläche des WASP Turbine Editor angezeigt, mit den Werten welche für die Vestas v236-15 eingegeben wurden.

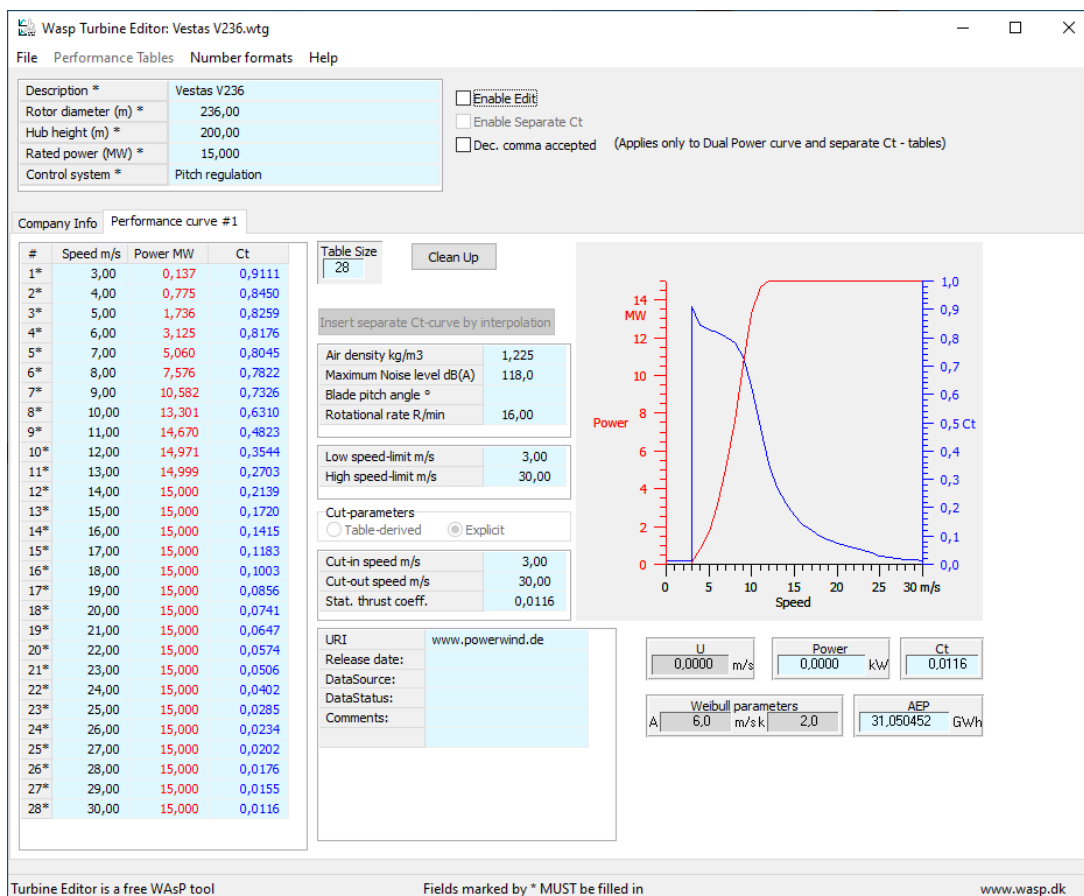


Abbildung 4.19: Bedienoberfläche des WASP Turbine Editor mit den Daten für die Vestas v236-15 [25]

Damit der genaue Ertrag berechnet werden kann müssen die Winddaten für den Standort eingepflegt werden. Dafür kann zum einen auf der Internetseite des Global-Windatlas eine GWC-Datei heruntergeladen werden. Die GWC-Datei sollte dabei so genau wie es geht den Bereich der erstellten Karte abdecken. Zum anderen kann WASP die GWC-Datei direkt vom GlobalWindatlas für die entsprechenden Koordinaten und den Bereich der eingefügten Windkraftanlagen herunterladen.

Nach der Berechnung kann für den Windpark und die einzelnen Windkraftanlagen der Ertrag im Bericht ausgelesen werden. Für die folgenden drei Standorte wird der Bericht des Windparks im Anhang angefügt (Seite: 110).

5 Standorte

In diesem Kapitel sollen die drei Standorte ermittelt werden, an denen der 1 GW Windpark platziert werden und mit dessen entstehenden Strom die Wasserstoff-Herstellung mittels Elektrolyse durchgeführt werden kann.

Die drei Standorte, welche für diese Arbeit ausgewählt werden, müssen verschiedene Parameter erfüllen:

- mit WAsP berechenbar
- geringe Bevölkerungsdichte
- Onshore
- sehr hohe Wind-Leistungsdichte bzw. sehr hohe Windgeschwindigkeiten

Die gewählten Standorte müssen mit WAsP berechenbar sein, da dies das verwendete Rechenprogramm ist. Das bedeutet, dass die Standorte ausschließlich Windströme aufweisen dürfen, welche im Microscale-Bereich sind. Dies führt dazu, dass Standorte mit Bergen, welche eine Steigung von mehr als 30 % aufweisen, wegfallen und am besten Standorte ausgewählt werden sollten, die nur vereinzelt kleine Berge/ Hügel oder am besten sogar nur Flachland aufweisen. Es soll ein Windpark simuliert werden, welcher 1 GW Leistung erbringen kann. Wird der Windpark mit Windkraftanlagen welche 15 MW leisten können geplant, müssten 67 Stück aufgestellt werden. Für den benötigten Platz muss zusätzlich einkalkuliert werden, dass ausreichend Abstand zwischen jeder Windkraftanlage liegt, um Abschattungsverluste und Nachlauferturbulenzen durch die anliegenden Windkraftanlagen zu vermeiden.

Als zweite Anforderung muss der Standort eine geringe Bevölkerungsdichte haben. Für die genaue Ermittlung der Bevölkerungsdichte wurde die Seite „www.indexmundi.com/map/“ zur Unterstützung hinzugezogen.

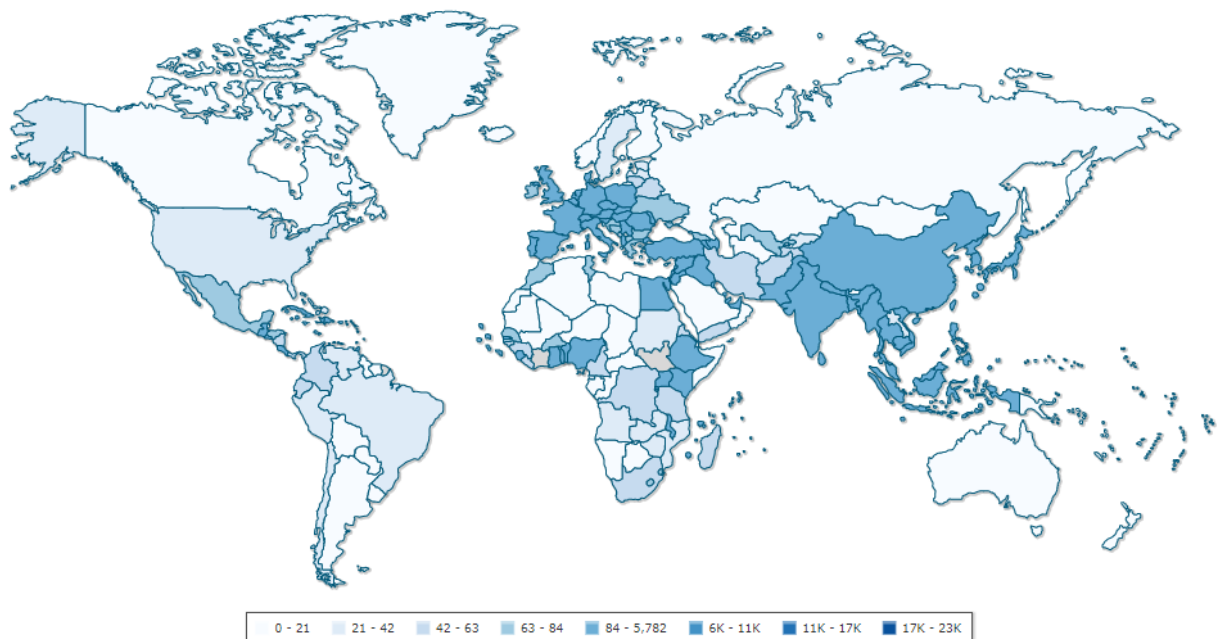


Abbildung 5.1: Bevölkerungsdichte der gesamten Welt [26]

Die für diese Arbeit interessanten Länder sind die weiß-blauen Flächen, welche eine Bevölkerungsdichte von 0 - 21 Personen pro km² besitzen. Insgesamt sind das 37 Länder. Für die

Auswahl der Länder wurden zuerst die zehn Länder mit der geringsten Bevölkerungsdichte betrachtet.

Bei diesen zehn Ländern wird die Windleistungsdichte und Windgeschwindigkeit nur im Onshore-Bereich berücksichtigt. Dies hat den Grund, dass der Offshore-Bereich aufgrund der höheren Anschaffungskosten und auch der laufenden Kosten unwirtschaftlicher ist (siehe Kapitel 4). Zudem sollen die ausgewählten Standorte Windleistungsdichten und Windgeschwindigkeiten aufweisen, welche so hoch sind wie die im Offshore-Bereich.

In der folgenden Tabelle sind die zehn Länder mit der geringsten Bevölkerungsdichte dargestellt.

Pos.	Land	Bevölkerungs- dichte [Einwohner/km ²]	Bevölkerung	Windgeschw. [m/s]	Leistungs- dichte [W/m ²]
1.	Falklandinseln	0	3.198	12, 5 - 14,3	1700 - 2400
2.	Grönland	0	57.616	2,5 - 13,0	88 - 1800
3.	Westsahara	2	652.271	10,5 - 12,5	1300 - 1800
4.	Mongolei	2	3.168.026	3,6 - 9,5	80 - 1200
5.	Island	3	350.734	6,0 - 13,2	600 - 2200
6.	Guyana	3	750.204	3,5 - 7,5	50 - 250
7.	Namibia	3	2.630.073	4,5 - 7,8	150 - 680
8.	Australien	3	25.466.460	6,2 - 10,0	250 - 970
9.	Suriname	4	609.569	5,5 - 6,8	60 - 210
10.	Mauretanien	4	4.005.475	6,4 - 8,8	220 - 650

Tabelle 5.1: Auswahl der Länder mit einer geringen Bevölkerungsdichte [26]

Die Positionsnummern der Standorte von den genannten Ländern in der Tabelle 5.1 sind in der folgenden Orografie-Karte (Abbildung: 5.2) dargestellt.



Abbildung 5.2: Positionen der zehn Länder und deren Orografie [24]

Die Falklandinseln sind der Standort mit der geringsten Bevölkerungsdichte und liegen in der Nähe von Argentinien (Seeweg von Deutschland: ca. 14.500 km). Ebenfalls haben sie auch die geringste Bevölkerung aller zehn Länder. Die Windgeschwindigkeit und Leistungsdichte des Windes sind hoch und eignen sich daher gut für Windkraftanlagen. Auch die Orografie ist für den geplanten Windpark für den benötigten Bereich empfehlenswert, da in diesem der Höhenunterschied bei etwa 30 Meter liegt und als Flachland betitelt werden kann. Aus diesen Gründen sind die Falklandinseln der erste Standort, welcher für die Wasserstoff-Produktion ausgewählt wird. [24] [26]

Das Land mit der zweitgeringsten Bevölkerungsdichte ist Grönland. Grönland liegt nördlich von Deutschland in einer Entfernung von etwa 3.000 km (Seeweg). Grönland hat wie die Falklandinseln einige Gebiete in denen es hohe Windleistungsdichten und Windgeschwindigkeiten gibt. Diese Bereiche liegen bei Grönland in der Mitte des Landes. Dort sind ausschließlich Berge mit Höhen von 1.400 bis 2.500 Metern über Normalnull, auf deren Gipfeln hohe Windleistungsdichten und Windgeschwindigkeiten herrschen. Dieser Bereich ist für Windkraftanlagen nicht geeignet. Zum einen ist Grönland ein Land, welches über das gesamte Jahr niedrige Temperaturen aufweist. Die durchschnittlichen Höchsttemperaturen liegen im Juli bei etwa 283 K auf einer Höhe von 40 Metern über Normal Null. Da die Temperatur im Schnitt 0,65 Kelvin pro 100 Metern abnimmt, sind ab einer Höhe von 1.700 Metern 273 K erreicht, was zur Vereisung der Rotorblätter führt und somit diese ab einer Höhe von 1.700 Metern in Grönland nicht betrieben werden können. Die Bereiche zwischen 1.400 und 1.700 Metern sind zum einen so klein, dass ein Windpark mit 1 GW nicht aufgestellt werden könnte, und zum anderen liegt die Temperatur aufgrund der Höhe dort die meiste Zeit unter 273 K. Aus den oben genannten Gründen wird Grönland deshalb nicht als Standort ausgewählt. [24] [26] [104]

Das nächste bevölkerungsarme Land ist die Westsahara mit durchschnittlichen zwei Personen pro Quadratkilometer. Die Westsahara weist eine geringere Windleistungsdichte und Windgeschwindigkeiten als die Falklandinseln auf. Diese sind jedoch immer noch so

hoch, dass es sich lohnen würde dort Windkraftanlagen aufzustellen. Ebenfalls gibt es in der Westsahara keine großen Höhenunterschiede oder andere Hindernisse die bei der Berechnung beachtet werden müssten. Zudem hat die Westsahara den Vorteil gegenüber der Falklandinseln, dass dort ausschließlich warme Temperaturen herrschen, wodurch kein Abschalten durch eine Vereisung und somit auch keine Blattheizung notwendig sind. Auch liegt die Westsahara näher an Deutschland als die Falklandinseln. Wenn der Transport über das Festland durchgeführt wird, muss eine Strecke von etwa 3.800 km zurückgelegt werden. Wird Wasserstoff mittels Schiffen transportiert, müssen diese etwa 4.500 km zurücklegen. [24] [26] [105] Da alle oberen Punkte erfüllt werden, ist die Westsahara der zweite Standort an dem ein 1 GW Windpark für die Wasserstoff-Herstellung kalkuliert wird.

Der nächste Standort, die Mongolei, hat etwa die selbe Bevölkerungsdichte wie die Westsahara. Zwar leben dort mehr Menschen (etwa 2,5 Millionen), jedoch ist auch die Fläche größer. Die Mongolei wird nicht als Standort für die folgende Berechnung genutzt, obwohl es sich nach Angaben der Winddaten lohnen würde einen Windpark dort aufzustellen. Das Problem ist, dass die hohen Windgeschwindigkeiten und Windleistungsdichten im Süden der Mongolei auftreten (siehe Abbildung 5.3), direkt an der Grenze zu China, welches eine hohe Bevölkerungsdichte (145 Einwohner/km² mit einer Bevölkerung von ca. 1,4 Milliarden) aufweist.

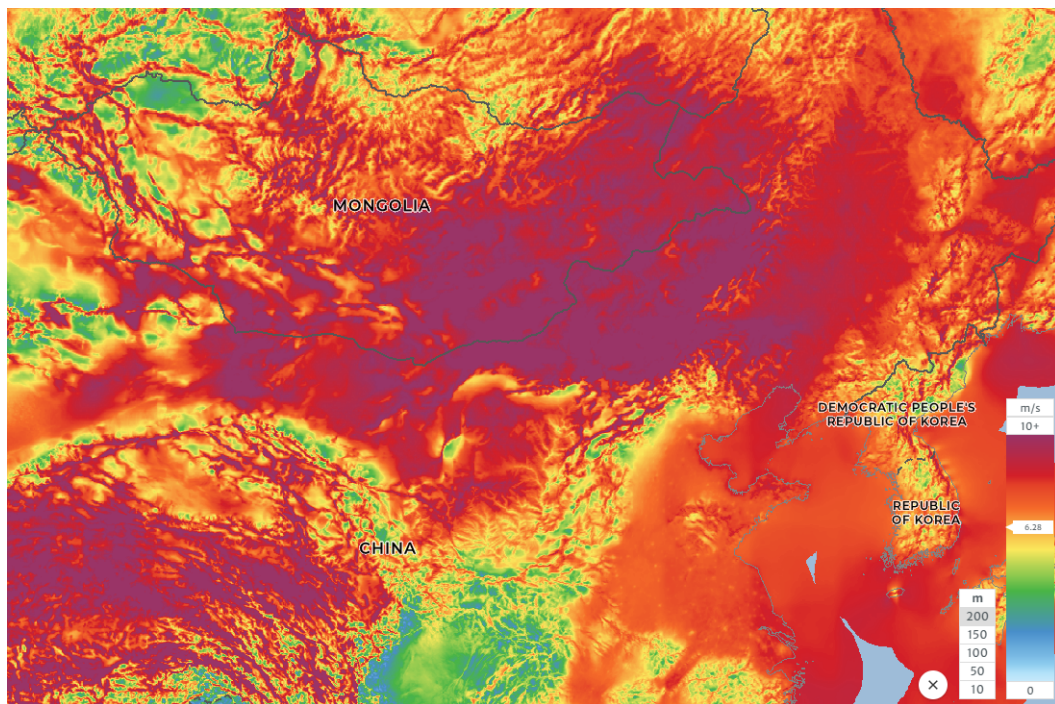


Abbildung 5.3: Windgeschwindigkeiten in der Mongolei [24]

Daher erfüllt zwar das Land selbst den Punkt niedrige Bevölkerungsdichte, da jedoch die nutzbaren Windgeschwindigkeiten direkt an China angrenzen ist es sinnvoller den Strom nach China zu verkaufen und nicht extra in Wasserstoff umzuwandeln. [24] [26]

Das fünfte Land mit niedriger Bevölkerungsdichte ist Island und auch das letzte der zehn Ländern mit einer hohen Windgeschwindigkeit und Windleistungsdichte. Island liegt nördlich von Deutschland mit einer Entfernung von 1.800 km und ist somit das am nächsten liegende Land an Deutschland in dieser Auswahl. Zwar hat Island viele vereinzelte Berge, auf denen hohe Winddaten gegeben sind, es gibt auch Bereiche wo ein 1 GW-Windpark Platz findet, wo die Orografie mit hohen Windgeschwindigkeiten und Windleistungsdichten ausreichend ist. Daher wird Island als dritter Standort für Windkraft-basiertem Strom zur Wasserstoff-Herstellung betrachtet. [24] [26]

6 Kalkulation

In diesem Kapitel wird von den folgenden Standorten eine Kalkulation erstellt, wie viel Wasserstoff vor Ort hergestellt werden kann und wie teuer dieser verkauft werden muss, damit der Prozess wirtschaftlich wird.

- Falklandinseln (Seite 73)
- Westsahara (Seite 85)
- Island (Seite 90)

An allen drei Standorten wird ein Windpark geplant mit einer Gesamt-Leistung von 1 GW. Der Park wird mit Windkraftanlagen betrieben die jeweils eine Leistung von 15 MW haben. Die verwendete Windkraftanlage wird von Siemens hergestellt und heißt Vestas V236-15. Diese ist ein Prototyp, welcher ca. 2022 auf dem Markt kommen soll. In der folgenden Auflistung sind einzelne Daten aus der Broschüre angegeben.

- Nennleistung: 15 MW
- Einschaltgeschwindigkeit: 3,0 m/s
- Abschaltgeschwindigkeit: 30,0 m/s
- Rotordurchmesser: 236,0 m
- Rotorfläche: 43.742,0 m²

Für die Wasserstoff-Herstellung wird eine PEM-Elektrolyse von HyLYZER verwendet. In der folgenden Tabelle sind Daten von drei PEM-Elektrolysen der Firma dargestellt.

	HyLYZER-300	HyLYZER-1.000	HyLYZER-5.000
Austrittsdruck	30		
Anzahl der Zell-Stacks	1	2	10
Wasserstoff Volumenstrom	300 Nm ³ /h	1.000 Nm ³ /h	5.000 Nm ³ /h
Wasserstoff Massenstrom	27 kg/h	90 kg/h	450 kg/h
Leistung	1,5 MW	5 MW	25 MW
Elektrischer Verbrauch	3,6 bis 4,5 (Nennlast: 4,3) kWh/Nm ³		
Wasserstoff Durchflussbereich	1 - 100 %		
Wasserstoff Reinheit	99,998 %		
Wasser Verbrauch	<1,4 Liter pro Nm ³ H ₂		
Grundfläche: PEM-Elektrolysen	1 x 40 ft	2 x 40 ft	10 x 40 ft
Grundfläche: Betriebsmittel	1 x 20 ft	1 x 20 ft	5 x 20 ft

Tabelle 6.1: Daten von PEM-Elektrolysen der Firma HyLYZER [34]

Für die einzelnen Standorte wird berechnet, welche der drei PEM-Elektrolysen verwendet und wie viele benötigt werden. Bei der Kalkulation werden Wartungen und allgemeine Verfügbarkeit einkalkuliert.

In den kommenden Kalkulationen wird die Menge an Wasserstoff berechnet, die mit dem produzierten Strom hergestellt werden kann. Die produzierte Menge wird mit den benötigten Kosten verglichen, dadurch wird ermittelt für welchen Preis der Wasserstoff

mindestens verkauft werden muss, damit der gesamte Prozess wirtschaftlich ist. Der Preis wird in €/kg angegeben und mit den kalkulierten Preisen aus dem Kapitel 2.1 verglichen und überprüft ob die ermittelten Preise für die Wirtschaftlichkeit realistisch sind. Dieses Verfahren wird für die Jahre 2020, 2030 und 2050 durchgeführt. Ebenfalls wird jeweils angegeben ob die Prognose optimistisch, ein Nennleistung/ Referenz oder pessimistisch ist. Zusätzlich werden Prognosen erstellt ob die Wasserstoff-Herstellung mit Transport nach Deutschland nach 20 Jahren wirtschaftlich war. Die Prognose geht über 20 Jahre, da nach diesem Zeitraum die kalkulierte Lebensdauer der Windkraftanlagen vorbei ist und somit neue Windkraftanlagen gebaut bzw. auch die alten entsorgt werden müssten. Ein einfacher Austausch ist dabei nicht gegeben, da für dieses Jahr bzw. auch das nächste mit Energieeinbußen kalkuliert werden müsste, welche nicht einfach berechnet werden können.

6.1 Falklandinseln

Die Falklandinseln bestehen aus 200 Inseln im Südatlantik. Es leben etwa 3.198 Menschen auf etwa 12.173 km². Das entspricht einer Bevölkerungsdichte von ca. 0,26 Einwohner pro km².

Auf den Falklandinseln herrschen auf einer Höhe von 200 Metern über dem Boden überwiegend hohe Windgeschwindigkeiten und Windleistungsdichten. In den beiden folgenden Abbildungen sind die Falklandinseln mit deren farblicher Kennung der Windgeschwindigkeit (Abbildung 6.1) und der Leistungsdichte (Abbildung 6.2) dargestellt.

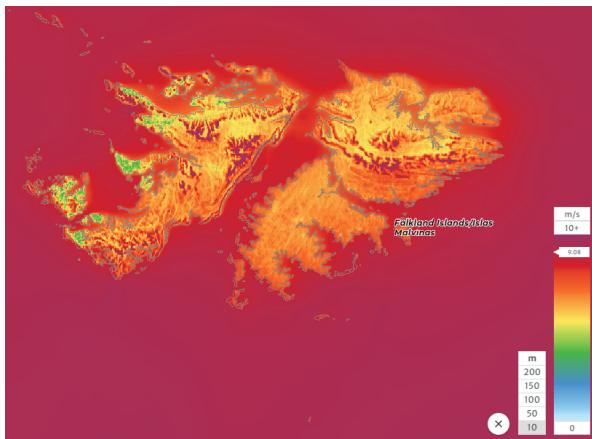


Abbildung 6.1: Windgeschwindigkeiten auf den Falklandinseln in einer Höhe von 10m [24]

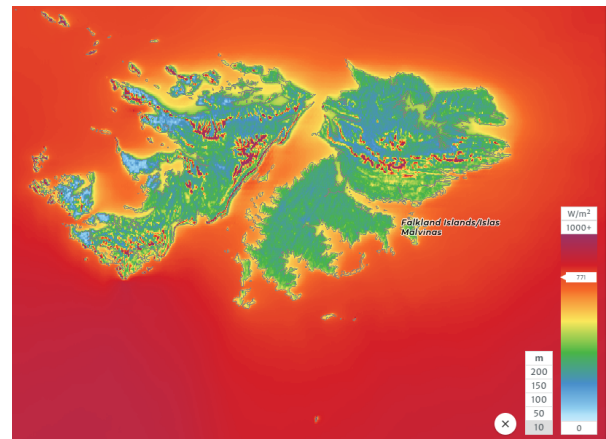


Abbildung 6.2: Windleistungsdichte auf den Falklandinseln in einer Höhe von 10m [24]

Die Winddaten in den oberen Abbildungen beziehen sich auf Werte auf einer Höhe von 10 Metern. Dies hat den Grund, dass ab 50 Metern ein Unterschied der Windgeschwindigkeiten farblich nicht mehr zu erkennen ist. Für den ersten Überblick wird daher davon ausgegangen, dass die Windgeschwindigkeit überall gleich ansteigt umso höher gemessen wird. Dies wird im späteren Verlauf mit den wirklichen Windgeschwindigkeiten auf einer Höhe von 200 Metern geprüft.

Anhand der beiden Abbildungen kann ermittelt werden, dass die besten Windverhältnisse nördlich (Bereich F1) und in der Mitte (Bereich F2) der Falklandinseln herrschen.

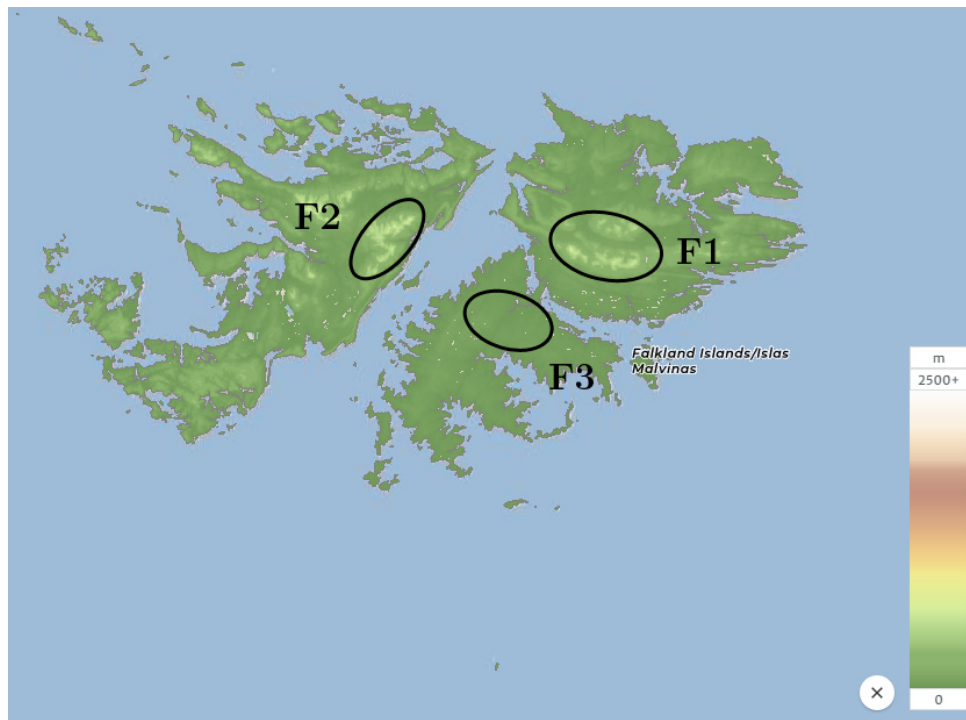


Abbildung 6.3: Orografie der Falklandinseln [24]

Mittels der Abbildung 6.3 kann erkannt werden, wo sich dort Berge befinden. Bei den beiden Bereichen F1 und F2 haben die Berge Höhenunterschiede, bei denen eine Steigung von 30 % überschritten wird. Auch der benötigte Platz für die Windkraftanlagen mit mindestens 2 km Abstand in alle Richtungen zu den anderen Windkraftanlagen, sowie die Menge von 67 Stück stellen ein Problem dar, wenn diese auf den Bergen platziert werden sollten. Daher wird für die Berechnung des Energieertrages der Windpark nicht an den beiden Standorte platziert.

Ein alternatives Areal ist der Bereich F3, dieser kann als Flachland bezeichnet werden, mit Windgeschwindigkeiten von mindestens 12 m/s und Windleistungsdichten von mindestens 1.750 W/m^2 auf einer Höhe von 200 Metern. Ein Vorteil in diesem Bereich ist, dass die Windgeschwindigkeiten allgemein konstant sind und man mit einer gleichmäßigen Windgeschwindigkeit über das gesamte Jahr kalkulieren kann, wodurch die Prognose des Energieertrages genauer wird.

In der folgenden Abbildung ist die Windgeschwindigkeitsrose des Bereichs F3 abgebildet, welche benötigt wird um zu erfahren aus welcher Richtung der meiste Wind kommt.

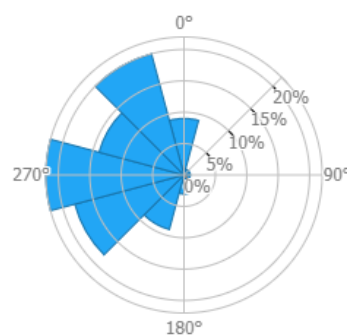


Abbildung 6.4: Windgeschwindigkeitsrose im Bereich F3 [24]

Anhand der Windrose aus Abbildung 6.4 kann gesagt werden, dass die Elektrolysen und Speicher im Osten und im Süden ohne Probleme aufgestellt werden können. An diesen Orten ist es praktisch ausgeschlossen, dass diese als Hindernisse gelten. Diese Position für die Elektrolysen sowie Speicher ist ebenfalls optimal, da sie in der Nähe der Küste liegt (etwa 50km) und ein Schiffstransport dadurch unkomplizierter ist.

Im nächsten Schritt muss mittels WAsP der Energieertrag des 1 GW Windparks ermittelt werden. Damit die Berechnung erfolgen kann wird zuerst für den Bereich F3 mittels des WAsP Map Editor die Karte erstellt mit den benötigten Rauigkeitslängen und der Orografie. Da Windkraftanlagen verwendet werden, die eine Leistung von 15 MW aufweisen, hat der Windpark eine Gesamtleistung von 1,005 GWh (67 Windkraftanlagen). Auf der folgenden Abbildung ist der Bereich F3 mit den 67 Windkraftanlagen (siehe Nummern) aus der Ansicht von Google Earth dargestellt.

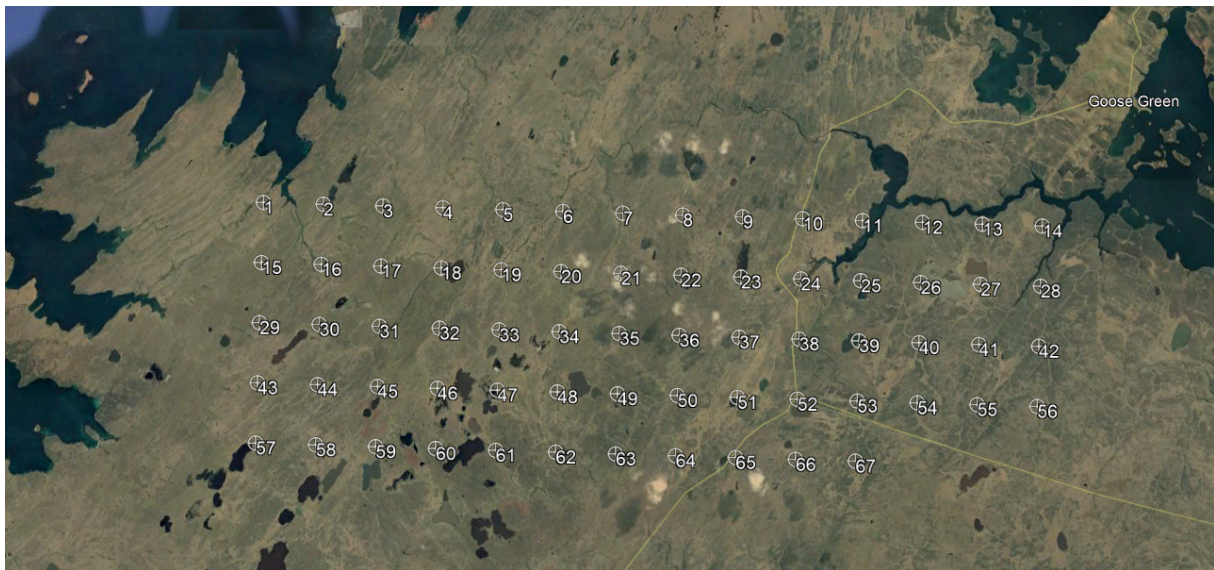


Abbildung 6.5: Positionierung der Windkraftanlagen auf den Falklandinseln [27]

Die Windkraftanlagen wurden so positioniert, dass diese einen Abstand von 2 km in alle Richtungen zueinander haben.

Für die Energieertragsberechnung wird die GWC-Datei des GlobalWindatlas des Bereichs F3 hinzugefügt. Für dieses Areal wird von WAsP kalkuliert, dass in einem Jahr etwa 6.633,57 GWh mit den 67 Windkraftanlagen an dieser Position produziert werden können. Für die weitere Berechnung wird der Ertrag durch zwölf geteilt um den Energieertrag für jeden Monat zu erhalten. Dies hat den Grund, dass zum einen der Energieertrag in jedem Monat unterschiedlich ist aufgrund der Windgeschwindigkeitsänderungen. Zum anderen müssen die Verluste durch die Vereisung ausschließlich in den Monaten einkalkuliert werden, in denen die Temperatur unter 273 K auf Nabenhöhe liegt. Die Windgeschwindigkeitsänderungen für den Bereich werden beim GlobalWindatlas abgelesen.

In der folgenden Tabelle ist der berechnete Energieertrag auf die einzelnen Monate aufgeteilt und mit dem Windgeschwindigkeitsfaktor angepasst.

GWh	Energieertrag	Windgeschwindigkeitsfaktor	Verbesserter Ertrag (GWh)
Januar	552,80	0,98	541,74
Februar	552,80	1,00	552,80
März	552,80	1,02	563,85
April	552,80	1,01	558,33
Mai	552,80	1,02	563,85
Juni	552,80	1,05	580,44
Juli	552,80	1,03	569,38
August	552,80	0,93	514,10
September	552,80	1,01	558,33
Oktober	552,80	1,02	563,85
November	552,80	1,00	552,80
Dezember	552,80	0,93	514,10
Gesamtes Jahr	6633,57	1,00	6633,57

Tabelle 6.2: Monatlicher Energieertrag mit Anpassung durch den Windgeschwindigkeitsfaktor [24]

Mit den aufgeteilten und angepassten Energieerträgen wird die Berechnung fortgeführt. Zuerst müssen die Verluste der Windkraftanlagen bzw. des Windparks einkalkuliert und der daraus resultierende Energieertrag berechnet werden. Die folgenden Verluste sind bei den Windkraftanlagen relevant:

- Elektrische Verluste: 3 % vom Energieertrag
- Wartungen: 5 % vom Energieertrag
- Verfügbarkeit: 1 % vom Energieertrag
- Verschmutzung der Rotorblätter: 0,75 % vom Energieertrag
- Blattheizung: 150 kW pro Zyklus (1 Zyklus = 2 Stunden)
- Vereisung: mindestens 1 % vom Energieertrag

Die ersten vier Verluste sind allgemeine Verluste, die bei jedem Windpark auftreten. Um die Verluste durch Vereisung bzw. durch Einschalten der Blattheizung einzubringen muss bekannt sein in welchen Monaten und wie lange die Temperatur auf Nabenhöhe unter 273 K ist.

Um diese Daten herauszufiltern wurden die Temperatur und die Dauer der Temperaturen unter

273 K in den einzelnen Monaten ermittelt, dafür wurde die Internetseite „<https://de.weatherspark.com>“ verwendet. Auf der Internetseite können die Temperaturen des gesamten Jahres abgelesen werden. Ebenfalls bietet die Webseite den Nutzern an den Temperaturverlauf an einem Tag zum gewünschten Monat anzeigen zu lassen. An der folgenden Abbildung kann der Temperaturverlauf des Monats Juli abgelesen werden.

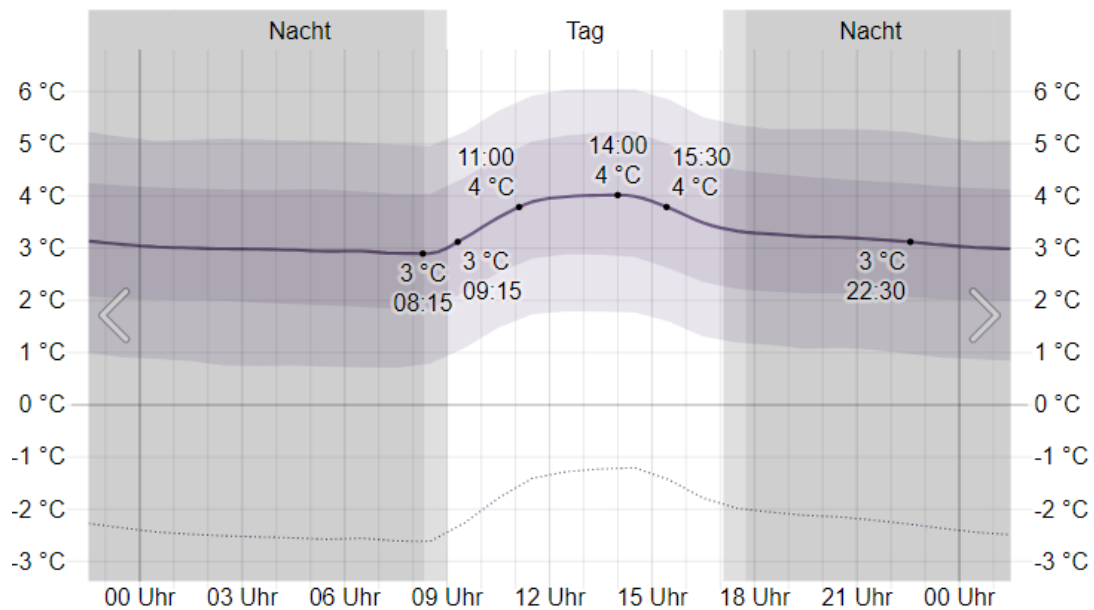


Abbildung 6.6: Temperaturverlauf im Monat Juli [28]

Dabei ist zu erkennen, dass die niedrigste Temperatur immer über 273 K (0°C) liegt. Jedoch muss für die Windkraftanlagen einkalkuliert werden, dass die Temperatur mit zunehmender Höhe von 100 Metern um etwa 0,65 K sinkt. Für die Temperatur-Bestimmung wird davon ausgegangen, dass die Nabenhöhe bei etwa 200 Metern liegt. Das hat zu Folge, dass die Temperatur um ca. 1,3 K absinkt. Bei der Betrachtung der Abbildung 6.6 kann gesagt werden, dass die Temperatur unter 274,3 K (1,3 °C) liegen kann im Zeitraum von 17 Uhr bis 10 Uhr. Das sind insgesamt 17 Stunden in der die Gefahr besteht, dass die Rotorblätter vereisen.

Da die Temperatur immer nur gerade so unter 273 K liegt und bei der Temperaturverteilung davon ausgegangen werden kann, dass diese auch öfters über 273 K ist wird für diesen Monat kalkuliert, dass die Blattheizung im Schnitt zwei mal täglich in Betrieb gehen muss. Das bedeutet, dass alle Windkraftanlagen im Juli 62 Zyklen durchlaufen und somit für 124 Stunden nicht im Betrieb sind. Ebenfalls muss eine Leistung von 9.300 kWh aufgewendet werden.

Um die Eisbildung und auch die Verluste während der Vereisung mit einzuberechnen wurde der Verlust durch die Vereisung von mindestens 1 % mit eingefügt. Dieser tritt immer auf, wenn auch die Blattheizung in Betrieb ist.

In der folgenden Tabelle sind die Verluste des Windparks in GWh aufgelistet.

GWh	El. Verluste	Wartung	Verfügbar.	Verschm. Rotorblätter	Blatth.	Vereisung	Restliche Energie
Januar	16,25	27,09	2,71	4,06	-	-	491,63
Februar	16,58	27,64	2,76	4,15	-	-	501,66
März	16,92	28,19	2,82	4,23	-	-	511,70
April	16,75	27,92	2,79	4,19	-	-	506,68
Mai	16,92	28,19	2,82	4,23	0,00	5,64	506,05
Juni	17,41	29,02	2,90	4,35	0,01	5,80	520,93
Juli	17,08	28,47	2,85	4,27	0,01	5,69	511,01
August	15,42	25,71	2,57	3,86	0,01	5,14	461,40
September	16,75	27,92	2,79	4,19	0,00	5,58	501,09
Oktober	16,92	28,19	2,82	4,23	-	-	511,70
November	16,58	27,64	2,76	4,15	-	-	501,66
Dezember	15,42	25,71	2,57	3,86	-	-	466,55
Ges. Jahr	199,01	331,68	33,17	49,75	0,03	27,86	5.992,07

Tabelle 6.3: Verluste der Windkraftanlagen auf Falklandinseln und restliche Energie

Nach den Verlusten der Windkraftanlagen bleibt ein Energieertrag von 5.992,07 GWh übrig.

Mit diesem Ertrag werden die Verluste der Wasserstoff-Herstellung und die bei der Speicherung bzw. beim Transport berechnet.

Bei der Wasserstoff-Herstellung gibt es zwei Komponenten die betrachtet werden müssen und in denen alle Verluste einkalkuliert sind. Zum einen muss das verwendete Wasser, welches aus dem Meer gewonnen wird aufbereitet werden. Für die Wasseraufbereitung muss bekannt sein, wie viel Wasser die PEM-Elektrolysen für die Wasserstoff-Herstellung benötigen. Nach Angaben aus dem Datenblatt (siehe Tabelle 6.1) werden mindestens 1,4 Liter pro Nm^3 Wasserstoff benötigt. Diese Menge wird damit iterativ berechnet.

Ebenfalls wird der Verlust über die PEM-Elektrolyse iterativ berechnet, denn diese hängt von der produzierten Menge an Wasserstoff ab. Die PEM-Elektrolysen von HyLYZER nutzen 3,6 bis 4,5 kWh/Nm^3 für die Produktion an Wasserstoff. Die restliche Menge an verwendeter Elektrizität (0,5 bis 1,4 kWh/Nm^3) sind die Verluste welche durch die Elektrolyse entstehen. Das bedeutet, im Worst-Case Szenario gehen bei der Produktion von Wasserstoff ca. 1,4 kWh/Nm^3 verloren.

Die folgende Tabelle gibt an, welche Verluste in GWh an elektrischer Leistung bei Eingabe der Nennleistungs-/ Referenz-Daten bei der Wasserstoff-Herstellung zu erwarten sind.

GWh	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas
	Wasseraufbereitung			Verluste bei der Elektrolyse			Umwandlung + Transport zur Küste		
Januar	0,47	0,53	0,54	52,51	58,56	60,13	62,11 + 1,5	12,8 + 1,5	1,50
Februar	0,48	0,54	0,55	53,58	59,75	61,36	63,38 + 1,5	13,06 + 1,5	1,50
März	0,49	0,55	0,56	54,66	60,95	62,59	64,66 + 1,5	13,33 + 1,5	1,50
April	0,49	0,54	0,56	54,12	60,35	61,97	64,02 + 1,5	13,2 + 1,5	1,50
Mai	0,49	0,54	0,56	54,05	60,28	61,89	63,94 + 1,5	13,18 + 1,5	1,50
Juni	0,50	0,56	0,57	55,65	62,06	63,72	65,83 + 1,5	13,57 + 1,5	1,50
Juli	0,49	0,55	0,56	54,58	60,87	62,50	64,57 + 1,5	13,31 + 1,5	1,50
August	0,44	0,49	0,51	49,27	54,94	56,42	58,28 + 1,5	12,01 + 1,5	1,50
September	0,48	0,54	0,55	53,52	59,69	61,29	63,31 + 1,5	13,05 + 1,5	1,50
Oktober	0,49	0,55	0,56	54,66	60,95	62,59	64,66 + 1,5	13,33 + 1,5	1,50
November	0,48	0,54	0,55	53,58	59,75	61,36	63,38 + 1,5	13,06 + 1,5	1,50
Dezember	0,45	0,50	0,51	49,82	55,56	57,05	58,93 + 1,5	12,15 + 1,5	1,50
Ges. Jahr	5,76	6,42	6,60	639,98	713,71	732,85	492,9 + 18	156,05 + 18	18,00

Tabelle 6.4: Verluste bei der Wasserstoff-Herstellung (Nennleistung/ Referenz)

Dabei wird in der Tabelle zwischen den einzelnen Zuständen des Wasserstoffs und dessen Transport unterschieden.

Mittels dieser Verbräuche kann die nutzbare elektrische Energie ermittelt werden und somit auch die produzierte Wasserstoff-Menge. In der folgenden Tabelle sind die Werte dieser beiden Faktoren für alle Wasserstoff-Zustände im Nennleistung/Referenz Fall angegeben.

	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas
	Nutzbare Energie [GWh]			prod. Menge Wasserstoff [t]		
Januar	375,04	418,25	429,46	6.750,80	7.528,52	7.730,36
Februar	382,72	426,81	438,26	6.888,99	7.682,63	7.888,60
März	390,40	435,37	447,05	7.027,18	7.836,75	8.046,85
April	386,56	431,09	442,65	6.958,09	7.759,69	7.967,73
Mai	386,08	430,56	442,10	6.949,47	7.750,08	7.957,86
Juni	397,47	443,26	455,14	7.154,40	7.978,62	8.192,53
Juli	389,87	434,79	446,45	7.017,73	7.826,20	8.036,02
August	351,91	392,45	402,97	6.334,40	7.064,16	7.253,54
September	382,29	426,33	437,76	6.881,15	7.673,88	7.879,62
Oktober	390,40	435,37	447,05	7.027,18	7.836,75	8.046,85
November	382,72	426,81	438,26	6.888,99	7.682,63	7.888,60
Dezember	355,85	396,85	407,49	6.405,32	7.143,24	7.334,74
Gesamtes Jahr	4.571,32	5.097,95	5.234,63	82.283,71	91.763,15	94.223,30

Tabelle 6.5: Elektrische nutzbare Energie und die berechnete Wasserstoff-Menge nach Verlusten der Wasserstoff-Herstellung (Nennleistung/ Referenz)

Es ist zu erkennen, dass die größte Menge an Wasserstoff produziert werden kann, wenn dieser im gasförmigen Zustand bleibt. Für die Umwandlung in den flüssigen Zustand oder für die chemische Verbindung mittels LOHC wird Strom benötigt, welcher daraufhin für die Wasserstoffproduktion fehlt (siehe Tabelle 6.4).

Für die chemische Verbindung von LOHC und Wasserstoff wird eine geringe Menge an Strom benötigt, damit die Anlage überhaupt in Betrieb genommen werden kann. Während des Prozesses wird stattdessen Energie freigesetzt in Form von Abwärme. Diese Abwärme besitzt eine Energie von 10 kWh pro kg Wasserstoff, bei einer Temperatur zwischen 353,5 K

und 473,5 K. Sie könnte zum einen verkauft werden, zum anderen könnte diese im Winter verwendet werden um die Luft für die Blattheizung aufzuwärmen. Dadurch würde der Windparkwirkungsgrad steigen und mehr Wasserstoff könnte produziert werden. Dies wird in dieser Arbeit nicht betrachtet, da nicht gegeben ist, dass dies ohne weiteres umzusetzen ist. Ebenfalls ist diese Kalkulation für den ersten Überblick, ob Wasserstoffproduktion an diesem Standort überhaupt wirtschaftlich ist, nicht notwendig. In der späteren Auswertung wird dies als Vorteils-Faktor eingebracht.

Den Wasserstoff in den flüssigen Zustand zu bringen und daraufhin zu transportieren kostet am meisten Energie. Daher ist auch die Menge an Wasserstoff die dann entsteht am geringsten. Etwa 10.500 Tonnen Wasserstoff werden weniger hergestellt als wenn der Wasserstoff im gasförmigen Zustand bleibt.

Im nächsten Schritt wird der Transport bzw. die Speicherung vor Ort betrachtet. Dabei ist zu bewerten, ob es wirtschaftlicher ist Wasserstoff mittels Schiffen zu transportieren oder über eine Rohrleitung.

In Abbildung 6.7 sind die Transport-Verläufe dargestellt. Der Schiffstransport ist in Rot hervorgehoben, wogegen die Rohrleitung mit lila eingezeichnet ist. Bei der Rohrleitung wird dabei unterschieden ob es sich um eine neue (durchgezogene Linie) oder vorhandene Rohrleitung handelt, welche umfunktioniert wurde (gepunktete Linie).

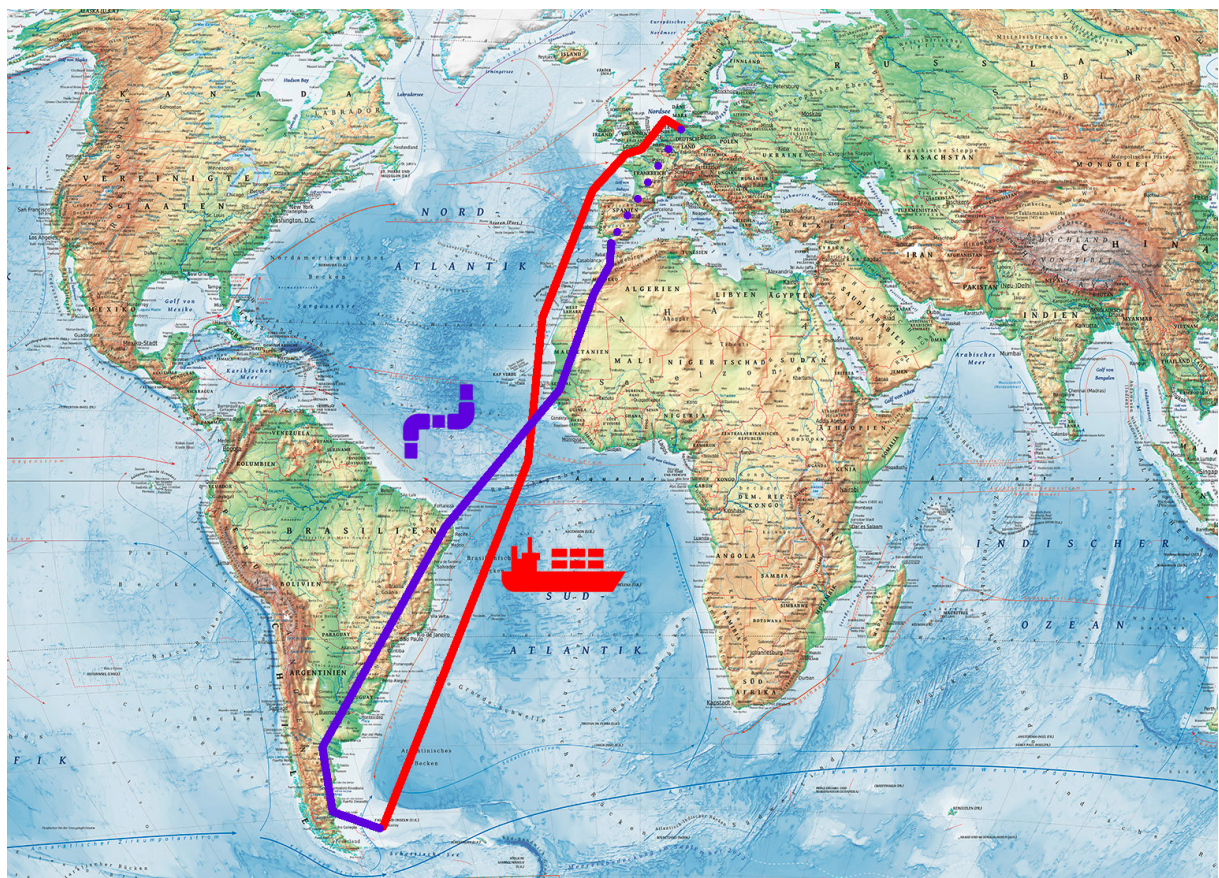


Abbildung 6.7: Transportverlauf von Schiffen und der Rohrleitung (Falklandinseln) [29]

Der Transport mittels Rohrleitung ist so geplant, dass diese so wenig wie möglich über das Wasser verläuft und dass eine vorhandene Gasleitung genutzt bzw. umfunktioniert wird. Dafür wird zuerst von den Falklandinseln eine Rohrleitung nach Argentinien geführt, welche an der Küste Richtung Norden verläuft. Von dort aus soll eine etwa 3.100 km lange Rohrleitung über das Meer verlaufen und an der Küste von Mauretanien auskommen. Dort führt diese weiter bis nach Gibraltar wo sie an einer vorhandenen Gasleitung angeschlossen

wird. Diese verläuft von dort aus mit einer Länge von 2.200 km nach Deutschland. Insgesamt wird eine Rohrleitung benötigt die eine Länge von 15.000 km hat. Davon werden 12.800 km neu gebaut, wovon wiederum 3.600 km am Meeresboden langlaufen.

Bei der Betrachtung der Kosten für den Transport mittels Schiffen wird einkalkuliert, dass eine Rohrleitung zur Küste verlegt wird, mit einer Länge von 50 km.

An der Küste wird der Wasserstoff gespeichert. Der gespeicherte Zustand des Wasserstoffs ist der selbe wie beim Transport.

Wird Wasserstoff direkt mit dem LOHC verbunden entstehen während der Speicherung und beim Befüllen des Schiffes keine Verluste. Dies sieht bei flüssigem Wasserstoff anders aus. Neben der benötigten Energie für die Umwandlung entstehen weitere Verluste bei der Befüllung der Tanks auf dem Schiff (ca. 5 %). Auch beim Transport selbst kommt es zur Verdunstung von Wasserstoff. Dabei liegt der Verlust zwischen 0,006 % bis 3 % pro Tag. Die Schiffe müssen eine Strecke von 14.500 km zurücklegen (siehe Abbildung 6.7 rote Linie). Transportschiffe fahren meistens mit einer Geschwindigkeit von 20 Knoten (37 km/h) (Kraftstoff-sparend) oder 24,5 Knoten (45 km/h) ab. Das bedeutet, dass die Schiffe von den Falklandinseln nach Deutschland bei 20 Knoten 350 Stunden und somit 16,5 Tage unterwegs sind. Fährt ein Schiff mit der maximalen Geschwindigkeit benötigt dieses 6 Tage weniger. Zusätzlich zu der Fahrt muss eine Be- und Entladezeit berücksichtigt werden, die im Durchschnitt etwa 6 Tage lang ist. Damit wäre ein Schiff im optimalen Fall etwa 39 Tage von den Falklandinseln nach Deutschland und zurück mit Be- und Entladen des Wasserstoffs unterwegs. Damit ein Ausfall bzw. Probleme ausgeschlossen werden können wird eine Pufferzeit von 10 % einkalkuliert (5 Tage). Die Kalkulation beruht darauf, dass ein Schiff mindestens einmal im Monat an den Falklandinseln den Wasserstoff abholt. Daraus folgt, dass zwei Schiffe verwendet werden müssen, auch bei der maximalen Geschwindigkeit von 24,5 Knoten. Daher wird im weiteren Verlauf kalkuliert, dass die Schiffe mit 20 Knoten fahren. Diese beiden Schiffe werden so ausgelegt, dass diese die maximal produzierte Wasserstoff-Menge transportieren können, welche in 22 Tagen hergestellt wurde. Daraus folgt, dass die LH2 Schiffe ein Ladevolumen von 84.500 m³ haben und die Schiffe mit LOHC 116.700m³ und insgesamt 17 mal den Wasserstoff an den Falklandinseln abholen müssen.

Somit wird ermittelt, dass die folgende Menge an Wasserstoff in Deutschland pro Jahr angeliefert werden kann:

Tonnen	Optimistisch			Nennleistung			Pessimistisch		
	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas
Verluste Speicherung	5.275	-	-	4.910	-	-	4.595	-	-
Verluste Befüllung	4.420	-	-	4.114	-	-	3.850	-	-
Verluste Transport	3.806	-	-	3.543	-	-	3.316	-	-
ankommende H2-Menge in Deutschland	74.898	95.006	97.646	69.717	91.763	94.223	65.243	81.970	83.928

Tabelle 6.6: Speicher, Befüllung und Transport-Verluste (Falklandinseln)

Im weiteren Verlauf werden die Kosten der gesamten Herstellung und des Transports betrachtet. Dabei wurden Kosten herangezogen die von unterschiedlichen Studien und Unternehmen für die Jahre 2020, 2030 und 2050 kalkuliert wurden.

Folgende Punkte sind für die Kosten-Kalkulation relevant:

- Windkraftanlagen: Anzahl / Gesamte Nennleistung
- Meerwasserentsalzungsanlage: benötigte Menge an Meerwasser in Tonnen
- Elektrolyse: benötigte Anzahl
- Speicher: Art und Größe
- Rohrleitung: Länge und Durchmesser
- Schiffe: Anzahl und Ladevolumen + Anzahl Touren
- sonstige: Kosten der Umwandlung, Rückumwandlung und der Turbine

Werden alle Punkte ermittelt, ergeben sich folgende Kosten für den Transport mit den Referenz-/ Nennleistungsdaten und Kosten, welche für das Jahr 2030 kalkuliert werden:

Anschaffungskosten 2030 [€]			
	LH2	LOHC	Gas
Windkraftanlage	1.266.300.000	1.266.300.000	1.266.300.000
Meerwasserentsalzungsanlage	11.007.732	12.275.871	13.018.471
Elektrolyse	460.000.000	520.000.000	540.000.000
Speicher	270.463.451	2.563.372.375	179.642.722
Rohrleitung	153.040.000	153.040.000	20.239.000.000
Schiff	193.672.860	132.422.198	-
Umwandlung	422.648.015	29.327.755	-
Rückumwandlung	72.415.264	7.194.613	-
Summe	2.849.547.322	4.683.932.812	22.237.961.193
laufende Kosten 2030 [€]			
Windkraftanlage	32.160.000	32.160.000	32.160.000
Meerwasserentsalzungsanlage	440.309	491.035	520.739
Elektrolyse	4.983.333	5.633.333	5.850.000
Speicher	5.409.269	1.329.251	3.592.854
Rohrleitung	1.234.256	1.376.447	70.667.478
Schiff	56.431.162	66.179.735	-
Umwandlung	10.566.200	733.194	-
Rückumwandlung	1.984.656	30.006.102	-
Stromkosten	-	-	11.175.000
Summe	113.209.185	137.909.097	123.966.071
Gesamt	2.962.756.507	4.821.841.909.542.743	22.361927.264

Tabelle 6.7: Gesamt-Kosten mit Referenz-/ Nennleistungsdaten sowie Kosten für das Jahr 2030

Die Kosten sind unterteilt nach Anschaffungskosten, welche sich nach der Lebensdauer der bestimmten Anlage wiederholen, und nach laufenden Kosten, welche jährlich auftreten. Da die Anschaffungskosten und somit auch die Gesamt-Kosten beim Transport mittels Rohrleitung etwa 20 Billionen Euro (bis das 6-fache teurer) höher als die anderen beiden Transport-Verfahren, wird im weiteren Verlauf nicht auf die Kosten dieser Transport-Möglichkeit eingegangen.

Die Kosten für die Windkraftanlage sind bei allen die selben. Das gilt für die Anschaffungs- sowie für die laufenden Kosten.

Für die Anschaffung der Meerwasserentsalzungsanlagen müssen beim LOHC-Verfahren etwa 1,8 Millionen Euro mehr bezahlt werden, da der Wasserstoff-Ertrag und somit auch die benötigte Menge an Wasser höher sind. Dadurch sind auch die laufenden Kosten höher. Aus dem selben Grund sind die Kosten für die Elektrolysen höher. Damit die passende Anzahl der Elektrolysen kalkuliert werden kann, wird zuerst die maximal benötigte Anzahl im Monat bestimmt. Daraufhin wird der Mittelwert der benötigten Elektrolysen des gesamten Jahres ermittelt. Damit kann die Durchschnittslaufzeit der Elektrolysen im

Jahr berechnet werden. Die maximale Anzahl wird daraufhin so angepasst, dass eine Durchschnittslaufzeit von mindestens 8.000 Stunden gegeben ist, damit Wartungen und Ausfälle einkalkuliert sind. Wird mit den Referenz-/ Nennleistungsdaten gearbeitet, werden beim LH2-Verfahren 23 Elektrolysen und für das LOHC-Verfahren 26 Elektrolysen mit einer Nennleistung von 25 MW benötigt.

Bei den Speichern werden ausschließlich die Speicher auf den Falklandinseln betrachtet. Für Wasserstoff, welcher im flüssigen Zustand transportiert wird, müssen Speicher gebaut werden die alle zusammen die 1,5-fache Menge von der Wasserstoff-Menge die ein Schiff transportieren kann speichern können. Die verwendeten Speicher sollen eine Verdunstungsrate von maximal 0,4 % pro Tag aufweisen und sollen täglich mit flüssigem Wasserstoff in einem Bereich von 8.790 bis 10.091 kg/h befüllt werden. Damit ist insgesamt eine Verdunstung von etwa 5,97 % innerhalb eines Monats zu erwarten. Die Größe der Speicher wird so ausgelegt um Probleme beim Transport oder auch Wartungen von einzelnen Speichern, sowie Ausfälle kompensieren zu können.

Bei der Speicherung für den Transport mittels LOHC wird neben dem Speicher selbst auch die Flüssigkeit Dibenzyltoluol einkalkuliert. Die Speicher müssen so ausgelegt sein, dass ein kompletter Austausch von der Schiffskapazität in die Speicher möglich ist. Das bedeutet, dass auf den Falklandinseln LOHC-Speicher benötigt werden mit einer Kapazität von mindestens zweimal 2.912.700 kg Wasserstoff, um einen Austausch zu gewährleisten. Dabei wird in dem einen das beladene LOHC gespeichert und im anderen das LOHC, welches nicht mit Wasserstoff beladen ist. Zusätzlich muss ein Puffer eingeplant werden, damit die Wasserstoff-Produktion nicht aufgrund von Beschädigungen am Speicher, Wartungen oder anderen ungeplanten Faktoren gestoppt werden muss. Daher werden die LOHC-Speicher mit und ohne Wasserstoff um das 0,5-fache größer geplant. Die Menge an benötigtem Dibenzyltoluol richtet sich zum einen nach der Anzahl/ Größe der Speicher und zum anderen nach der Anzahl an verwendeten Schiffen. Alle sind während des gesamten Transport-Prozesses immer mit LOHC befüllt.

Nachdem der Wasserstoff in Deutschland angekommen ist muss beim Transport mittels LOHC einkalkuliert werden, dass der Wasserstoff vom Dibenzyltoluol getrennt wird. Dafür werden entweder 12 kWh pro kg Wasserstoff an thermischer Energie bei einer Temperatur zwischen 533,5 K und 623,5 K aufgewendet oder 2,7 kWh pro kg Wasserstoff elektrischer Energie. Bei der Kalkulation wird davon ausgegangen, dass die Trennung mittels elektrischer Energie durchgeführt wird. Dadurch entstehen zusätzliche Kosten von etwa 5 ct/kWh, welche beim flüssigen Wasserstoff nicht entstehen.

Damit ermittelt werden kann ob der gesamte Wasserstoffprozess wirtschaftlich ist, wird eine 20-Jahres-Prognose erstellt für die Jahre 2020, 2030 und 2050 an denen die Herstellung beginnen soll.

Für die Ermittlung der Wirtschaftlichkeit wird in der folgenden Tabelle (6.8) das Jahr betrachtet an dem der Windpark in Betrieb genommen wird (01.01.2020/2030 und 2050) und nach 20 Jahren geschaut, welche Kosten in Billionen Euro bis zu diesem Zeitpunkt entstanden sind („Kosten [B€]“), wie viel Wasserstoff bis dahin produziert sein wird in Kilo-Tonnen („H₂-Menge [kT]“) und welchen Preis der Wasserstoff haben muss, damit bis zu diesem betrachteten Jahr keine finanziellen Verluste verbucht werden müssen. Der letzte Punkt in der Tabelle ist der Kontostand welcher am Ende des betrachteten Jahres erwartet wird, wenn Wasserstoff wie über den Punkt „Kosten [B€]“ für den jeweiligen Zeitraum angegeben ist.

2020 - 2039									
3,67 €/kg	Optimistisch			Nennleistung/ Referenz			Pessimistisch		
	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas
Kosten [B€]	7,46	9,97	27,28	7,54	10,14	27,33	7,67	9,73	26,87
H2-Menge [kT]	1497,95	1900,12	1952,91	1394,33	1835,26	1884,47	1304,87	1639,41	1678,56
Preis [€/kg]	4,98	5,25	13,97	5,41	5,52	14,50	5,88	5,93	16,01
Kontostand [B€]	-1,97	-3,00	-20,12	-2,43	-3,40	-20,41	-2,88	-3,71	-20,71
2030 - 2049									
2,5 €/kg	Optimistisch			Nennleistung/ Referenz			Pessimistisch		
	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas
Kosten [B€]	5,14	7,54	24,77	6,03	7,44	25,80	6,87	8,89	26,32
H2-Menge [kT]	1497,95	1900,12	1952,91	1394,33	1835,26	1884,47	1304,87	1639,41	1678,56
Preis [€/kg]	3,43	3,97	12,69	4,33	4,06	13,69	5,26	5,42	15,68
Kontostand [B€]	-1,40	-2,79	-19,89	-2,55	-2,85	-21,09	-3,60	-4,79	-22,13
2050 - 2069									
2,16 €/kg	Optimistisch			Nennleistung/ Referenz			Pessimistisch		
	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas
Kosten [B€]	4,33	6,68	23,89	5,14	7,49	24,77	5,98	8,06	25,49
H2-Menge [kT]	1497,95	1900,12	1952,91	1394,33	1835,26	1884,47	1304,87	1639,41	1678,56
Preis [€/kg]	2,89	3,52	12,23	3,69	4,08	13,15	4,58	4,91	15,18
Kontostand [B€]	-1,08	-2,56	-19,65	-2,11	-3,50	-20,69	-3,14	-4,50	-21,84

Tabelle 6.8: 20 Jahres Prognose von den Start Jahren: 2020, 2030 und 2050 (Falklandinseln)

Anhand dieser Tabelle ist zu erkennen, dass mit den prognostizierten Wasserstoffpreisen zu keinem Zeitraum und mit keinen der betrachteten Fällen der Wasserstoffprozess wirtschaftlich ist. Die größten Verluste und gleichzeitig auch die größte Menge an Wasserstoff die importiert wird, werden beim Transport über eine Rohrleitung ermittelt. Nach 20 Jahren ist ein Kontostand im besten Fall in den Jahren 2050 - 2069 für den optimistischen Fall von -19,65 Billionen Euro zu erwarten. Dagegen wird bei den anderen Transport-Verfahren der Kontostand im pessimistischen Fall nach 20 Jahren im Zeitraum von 2030 - 2049 bei -4,79 Billionen Euro kalkuliert. Da der Kontostand solch eine Spanne aufweist und der benötigte Wasserstoffpreis ca. 10 €/kg für jeden Zeitraum und Fall von den prognostizierten Preisen abweicht, wird im weiteren Vergleich nur der Transport mittels flüssigen Wasserstoff und LOHC betrachtet.

Im Allgemeinen sind alle betrachteten Transportverfahren nicht wirtschaftlich, sogar im optimistischen Fall. Beim Transport von flüssigem Wasserstoff werden die geringsten Verluste erwartet, mit etwa 1,08 Billionen Euro (2050 -2069). Diese könnten beim flüssigen Transport bis auf 3,6 Billionen Euro steigen (2030 - 2049). Wird Wasserstoff mittels LOHC importiert muss mit mindestens 1,4 Billionen Euro kalkuliert werden, die bei den prognostizierten Wasserstoffpreisen zusätzlich als Verluste gelten. Damit der gesamte Prozess wirtschaftlich ist nach 20 Jahren muss der Wasserstoffpreis um mindestens 0,81 €/kg ansteigen. Dann würde im optimistischen Fall wenn Wasserstoff im flüssigen Zustand transportiert wird der Kontostand auf null sein. Werden ausschließlich die Wasserstoff-Menge und die Kosten im Nennleistungsfall betrachtet, ist der benötigte Wasserstoffpreis beim Transport mittels LOHC am niedrigsten, mit einer Differenz von 0,32 €/kg zu flüssigen Wasserstoff.

6.2 Westsahara

Die Westsahara ist ein Land mit einer Fläche von 252.120 km² und einer Bevölkerung von etwa 652.271 (Stand 2020). Die dort herrschenden Winde haben auf einer Höhe von

200 Metern eine Leistungsdichte zwischen 610 W/m^2 und 1750 W/m^2 . Ebenso sind die Geschwindigkeiten hoch und liegen in einem Bereich von etwa $8,5 \text{ m/s}$ bis $13,3 \text{ m/s}$. Der größte Teil der Westsahara ist mit hohen Windleistungsdichten und Windgeschwindigkeiten versehen. Dadurch ist genug Platz für einen 1 GW Windpark. Die Winddaten mit den höchsten Werten (Durchschnitt: 1650 W/m^2) sind im Süden der Westsahara zu finden (siehe Abbildung 6.8).

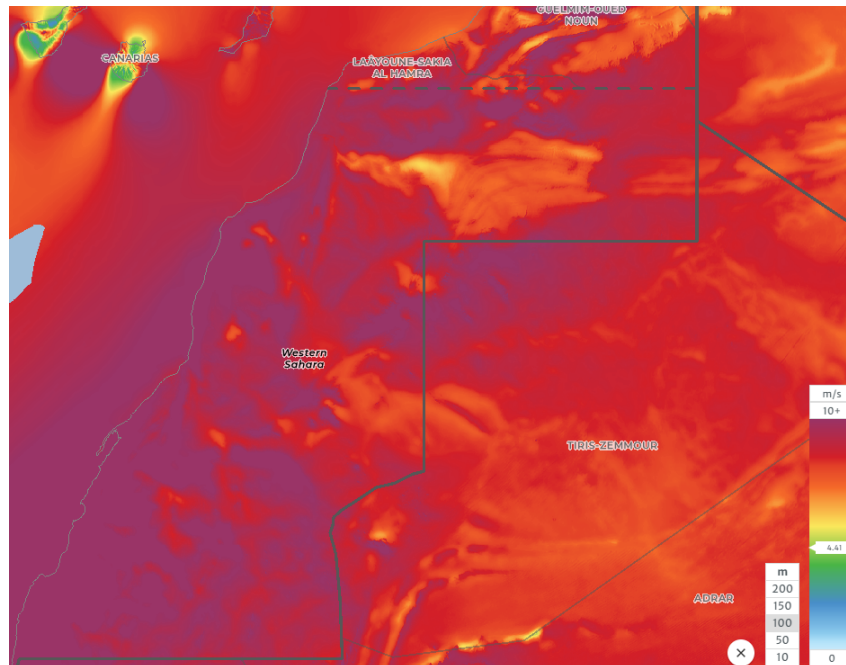


Abbildung 6.8: Windgeschwindigkeiten bei der Westsahara auf einer Höhe von 100m [24]

Dort wird auch der 1 GW Windpark platziert. Die Winde der Westsahara kommen zum größten Teil aus dem Norden (siehe Abbildung 6.9).

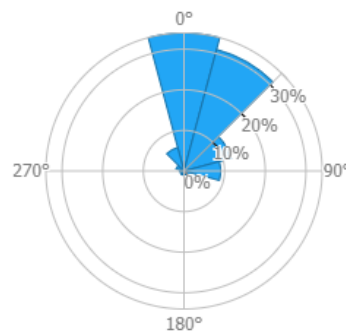


Abbildung 6.9: Windgeschwindigkeitsrose im Süden der Westsahara [24]

Aus diesem Grund werden alle benötigten Anlagen südlich des Windparks stationiert. Da die Westsahara viel Platz bietet wird dieser auch so gut es geht ausgenutzt und die Windkraftanlagen weiter voneinander entfernt geplant als bei den Falklandinseln. Die Windkraftanlagen werden in drei Reihen in Richtung der herrschenden Windfrequenz angeordnet mit einem Abstand von 4.000 km westlich bzw. Richtung Osten. In Richtung Norden haben diese sogar einen Abstand von 5.000 km . Mit solch einem Abstand ist es theoretisch möglich den Windpark zu erweitern mit der selben Anzahl Anlagen, indem diese

zwischen die geplanten Windkraftanlagen gestellt werden können ohne größere Verluste durch Turbulenzen.

In der folgenden Abbildung sind die Positionen der Windkraftanlagen angegeben.

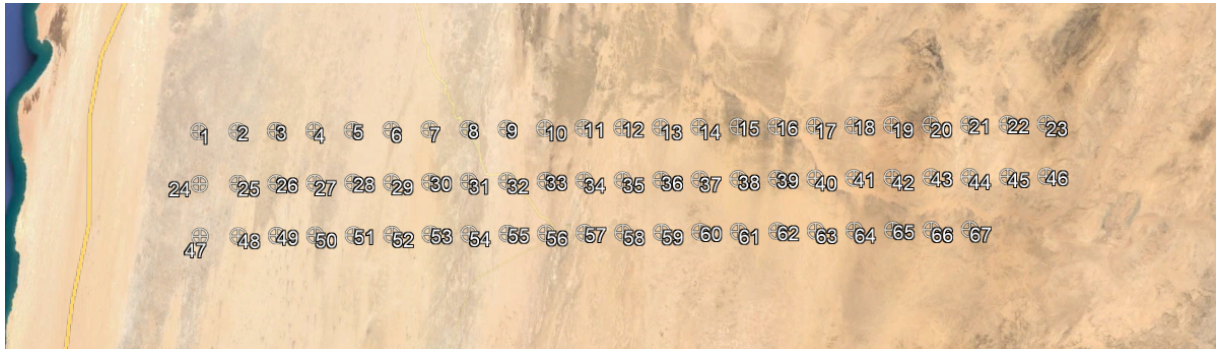


Abbildung 6.10: Positionierung der Windkraftanlagen in der Westsahara [27]

Mit dieser Positionierung wird mittels des Programms WASP ein Jahresertrag von 6.918,06 GWh berechnet.

In der folgenden Tabelle sind die Verluste, welche bei der Produktion und beim Transport auftreten aufgelistet.

Produktionsverluste in GWh									
	Optimistisch			Nennleistung/ Referenz			Pessimistisch		
	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas
Ele. Verluste	207,54	207,54	207,54	207,54	207,54	207,54	207,54	207,54	207,54
Wartung	345,90	345,90	345,90	345,90	345,90	345,90	345,90	345,90	345,90
Verfügbarkeit	34,59	34,59	34,59	34,59	34,59	34,59	34,59	34,59	34,59
Verschmutzte Rotorblätter	51,89	51,89	51,89	51,89	51,89	51,89	51,89	51,89	51,89
Blattheizung	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vereisung	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wasseraufbereitung	6,54	6,98	7,18	6,15	6,75	6,93	5,69	6,03	6,17
Elektrolyse	518,87	554,36	569,76	683,47	749,61	769,71	1.264,61	1.339,22	1.371,21
Umwandlung	560,38	169,62	-	703,00	163,83	-	487,78	146,34	-
Turbine Transport	36,00	36,00	36,00	36,00	36,00	36,00	36,00	36,00	36,00
Restliche Energie	5.189	5.544	5.698	4.882	5.354	5.498	4.516	4.783	4.897
prod. H2-Menge [Tonnen]	93.397	99.784	102.557	87.875	96.378	98.962	81.296	86.093	88.149
Transport Verluste in Tonne									
	Optimistisch			Nennleistung/ Referenz			Pessimistisch		
	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas
Speicherung	5.573	-	-	5.243	-	-	4.851	-	-
Befüllung	4.670	-	-	4.394	-	-	4.065	-	-
Transport	1.363	-	-	1.282	-	-	1.186	-	-
Ankommende Menge	81.792	99.784	102.557	76.955	96.378	98.962	71.195	86.093	88.149

Tabelle 6.9: Leistungs- und Wasserstoffverluste bei der Herstellung und Transport von Wasserstoff (Westsahara)

Für die Wasserstoff-Herstellung bleibt ein Energieertrag von 4.493 bis 5.668 GWh übrig (siehe Tabelle 6.9). Das bedeutet, dass für die Produktion des Wasserstoffs mit einem Stromverbrauch zwischen 1.220 und 2.402 GWh zu rechnen ist.

Ein Blattheizung wird für die Windkraftanlagen nicht benötigt, da die niedrigste erwartete Temperatur bei 285 K liegt. Dadurch entfallen die Verluste durch die Blattheizung sowie durch die Vereisung. Ebenfalls muss kein Stillstand der Windkraftanlagen einkalkuliert werden, bei der Beheizung der Rotorblätter.



Abbildung 6.11: Transportverlauf von Schiffen und der Rohrleitung (Westsahara) [29]

Beim Transport des Wasserstoffs mittels eines Schiffes wird davon ausgegangen, dass dieses eine Strecke von 4.500 km zurücklegen muss (siehe Abbildung 6.11 rote Linie), mit einer zusätzlichen Rohrleitung von 5 km welche zur Küste führt. Mit einer Durchschnittsgeschwindigkeit von 20 Knoten benötigt ein Schiff etwa 5 Tage um von der Westsahara nach Deutschland zu fahren. Mit der Zeit, die benötigt wird das Schiff mit Wasserstoff/LOHC zu befüllen und zu entleeren und einem Puffer von 2 Tagen benötigt es etwa 19 Tage für ein Tour. Da eine Tour innerhalb eines Monats absolviert werden kann, wird mit einem Schiff kalkuliert. Innerhalb dieser 19 Tage kann eine maximale Menge von 4.858 Tonnen hergestellt werden, wenn der Transport mittels flüssigem Wasserstoff durchgeführt wird. Mit Puffer wird ein Schiff benötigt mit einem Ladevolumen von 69.400 m^3 , welches alle 19 Tage den Wasserstoff abholt. Das sind pro Jahr maximal 20 Touren. Für den LOHC-Transport wird ein Schiff benötigt mit einem maximalen Ladevolumen von 95.800 m^3 , welches die gleiche Menge an Touren fährt.

Die Rohrleitung um Wasserstoff im gasförmigen Zustand nach Deutschland zu transportieren benötigt eine Länge von insgesamt 4.000 km und hat einen Durchmesser von 0,5 Metern. Für die folgende Kalkulation wird davon ausgegangen, dass für die ersten 1.800 km (siehe Abbildung 6.11 lila Linie) bis kurz vor Gibraltar eine neue Rohrleitung gebaut wird. Diese soll an das vorhandene Gasnetz angeschlossen werden (siehe Abbildung 6.11 gepunktete lila Linie), welches auf Wasserstoff umgerüstet wird. Eine solche Rohrleitung kann bei einer Laufzeit von 5.000 Stunden etwa 135.013 Tonnen Wasserstoff im Jahr transportieren. Die maximale prognostizierte Menge an Wasserstoff, welche im Jahr hergestellt wird ist 102.556 Tonnen.

Anschaffungskosten 2030 [M€]									
	Optimistisch			Nennleistung/ Referenz			Pessimistisch		
	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas
Windkraftanlage	933,65	933,65	933,65	1.266,30	1.266,30	1.266,30	1.557,75	1.557,75	1.557,75
Meerwasserentsalzungsanl.	12,49	13,35	13,72	11,76	12,89	13,02	10,88	11,52	13,02
Elektrolyse	325,00	350,00	362,50	500,00	540,00	560,00	632,50	660,00	660,00
Speicher	225,87	2.791,32	196,78	225,87	2.697,53	189,88	225,87	2.414,31	165,19
Rohrleitung	15,30	15,30	3.404,60	15,30	15,30	3.404,60	15,30	15,30	3.404,60
Schiff	84,82	62,58	-	79,80	60,44	-	73,83	53,99	-
Umwandlung	479,73	31,89	-	451,37	30,80	-	417,58	27,52	-
Rückumwandlung	84,96	7,87	-	79,93	7,60	-	73,95	6,79	-
Summe	2.161,83	4.205,96	4.911,24	2.630,34	4.630,88	5.433,80	3.007,66	4.747,18	5.800,56
Laufendekosten 2030 [M€]									
Windkraftanlage	24,12	24,12	24,12	32,16	32,16	32,16	39,20	39,20	39,20
Meerwasserentsalzungsanl.	0,50	0,53	0,55	0,47	0,52	0,52	0,44	0,46	0,52
Elektrolyse	4,44	4,78	4,95	5,42	5,85	6,07	6,04	6,30	6,30
Speicher	4,52	1,27	3,94	4,52	1,25	3,80	4,52	1,18	3,30
Rohrleitung	0,14	0,15	20,51	0,13	0,14	19,79	0,12	0,13	17,63
Schiff	21,71	25,86	-	21,51	25,77	-	21,27	25,51	-
Umwandlung	11,99	0,80	-	11,28	0,77	-	10,44	0,69	-
Rückumwandlung	2,33	32,63	-	2,19	31,52	-	2,03	28,15	-
Stromkosten Turbine	-	-	2,99	-	-	2,99	-	-	2,99
Summe	69,75	90,14	57,06	77,68	97,97	65,33	84,04	101,61	69,94
Gesamt	2.231,58	4.296,10	4.968,31	2.708,02	4.728,85	5.499,13	3.091,70	4.848,80	5.870,50

Tabelle 6.10: Kosten Westsahara bei Inbetriebnahme im Jahr 2030

Die Anschaffungskosten für den Transport mittels flüssigem Wasserstoff betragen im Jahr 2030 etwa zwei Drittel der benötigten Kosten für LOHC oder des Transports von Gas mittels einer Gasleitung. Die Kosten der Rohrleitung für den gesamten Transport von Wasserstoff mittels einer Gasleitung können höher ausfallen, wenn kalkuliert wird, dass die gesamte Gasleitung neu gebaut werden muss. Ist dies der Fall, muss mit zusätzlichen Anschaffungskosten in einer Höhe von 2.717 M€ gerechnet werden.

Die Wirtschaftlichkeit von der Wasserstoff-Herstellung nach 20 Jahren sieht für die Jahre 2020 - 2039, 2030 - 2049 und 2050 - 2069 wie folgt aus:

2020 - 2039									
	Optimistisch			Nennleistung/ Referenz			Pessimistisch		
	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas
Kosten [B€]	6,59	9,21	9,35	6,79	9,37	9,44	6,79	8,97	9,10
H2-Menge [kT]	1635,84	1995,69	2051,14	1539,11	1927,57	1979,25	1423,89	1721,86	1762,98
Preis [€/kg]	4,03	4,61	4,56	4,41	4,86	4,77	4,77	5,21	5,16
Kontostand [B€]	-0,59	-1,88	-1,82	-1,14	-2,30	-2,18	-1,56	-2,65	-2,63
2030 - 2049									
	Optimistisch			Nennleistung/ Referenz			Pessimistisch		
	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas
Kosten [B€]	4,21	6,71	6,78	5,18	6,59	7,86	5,95	8,10	8,52
H2-Menge [kT]	1635,84	1995,69	2051,14	1539,11	1927,57	1979,25	1423,89	1721,86	1762,98
Preis [€/kg]	2,57	3,36	3,30	3,37	3,42	3,97	4,18	4,70	4,83
Kontostand [B€]	-0,12	-1,72	-1,65	-1,34	-1,77	-2,91	-2,39	-3,79	-4,11
2050 - 2069									
	Optimistisch			Nennleistung/ Referenz			Pessimistisch		
	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas
Kosten [B€]	3,37	5,82	5,87	4,22	6,65	6,81	5,04	7,23	7,65
H2-Menge [kT]	1635,84	1995,69	2051,14	1539,11	1927,57	1979,25	1423,89	1721,86	1762,98
Preis [€/kg]	2,06	2,92	2,86	2,74	3,45	3,44	3,54	4,20	4,34
Kontostand [B€]	0,18	-1,49	-1,42	-0,88	-2,47	-2,52	-1,95	-3,50	-3,83

Tabelle 6.11: 20 Jahres Prognose von den Start Jahren: 2020, 2030 und 2050 (Westsahara)

Für alle Fälle und zu jedem Betriebsjahr ist der Wasserstoffpreis beim Transport mittels flüssigen Wasserstoff immer am günstigsten. Im Betriebsjahr 2050 - 2069 ist im optimistischen Fall ein Preis kalkuliert von 2,06 €/kg, damit keine Verluste entstehen. Dies liegt unterhalb des prognostizierten Wasserstoffpreis von 2,17 €/kg und ist somit wirtschaftlich. Wird im selben Betriebsjahr der benötigte Wasserstoffpreis für die Nennleistung-/Referenzwerte betrachtet liegt dieser mit 0,57 €/kg über dem prognostizierten durchschnittlichen Preis und ist somit nicht wirtschaftlich. Bis auf diesen sind alle anderen Fälle zu jedem Betriebsjahr unwirtschaftlich. Die größten Verluste werden beim gasförmigen Transport mittels Rohrleitung in den Jahren 2030 - 2049 erwartet. Für dieses Jahr wird kalkuliert, dass beim Wasserstoffpreis von 2,5 €/kg der Kontostand bei -4,11 Billionen Euro liegt. Der höchste Wasserstoffpreis dagegen wird in den Jahren 2020 - 2039 beim LOHC-Import berechnet. Dort muss der Wasserstoff 5,21 €/kg im Durchschnitt kosten. Würde die benötigte Rohrleitung nicht zur Hälfte umfunktioniert, sondern die gesamte Länge von 4.000 km neu gebaut werden, würde der Wasserstoffpreis 6,70 €/kg betragen müssen, damit der gesamte Prozess nach 20 Jahren wirtschaftlich ist.

6.3 Island

Island liegt nördlich von Deutschland und gehört im Gegensatz zu den anderen beiden Ländern zu Europa. Es ist eine Insel mit einer Fläche von etwa 103.000 km². Im Gegensatz zu den anderen beiden Standorten gibt es in Island viele Berge, auf denen kein Windpark mit einer Leistung von 1 GW gebaut werden kann. In der folgenden Abbildung ist die Orografie von Island dargestellt.

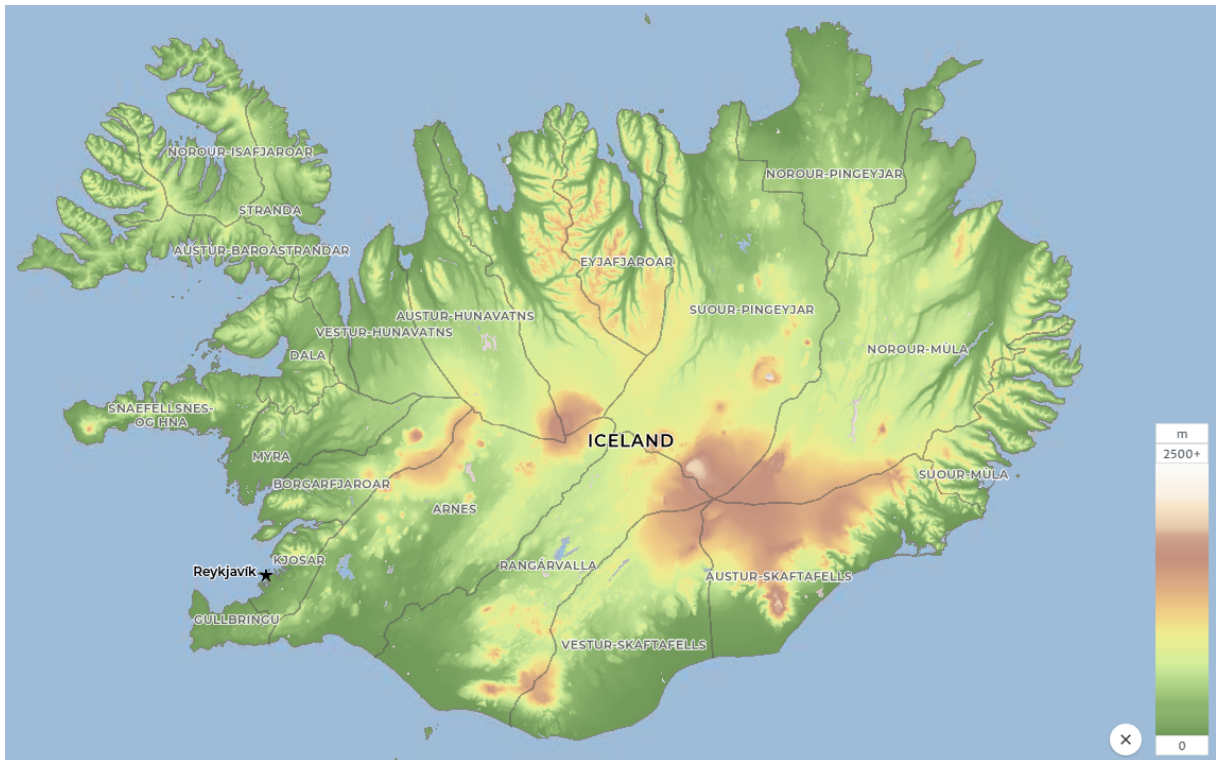


Abbildung 6.12: Orografische Darstellung von Island [24]

Die Berge von Island befinden sich zum größten Teil mittig der Insel. An den Küsten selbst ist mehr Flachland, was für die Wasserstoff-Herstellung von Vorteil ist, da dadurch für den Schiffstransport keine lange Rohrleitung zur Küste verlegt werden muss.

Für die Betrachtung der Windgeschwindigkeiten und deren Leistungsdichte werden ausschließlich die Bereiche mit Flachland betrachtet, welche vermehrt im Süden von Island liegen.

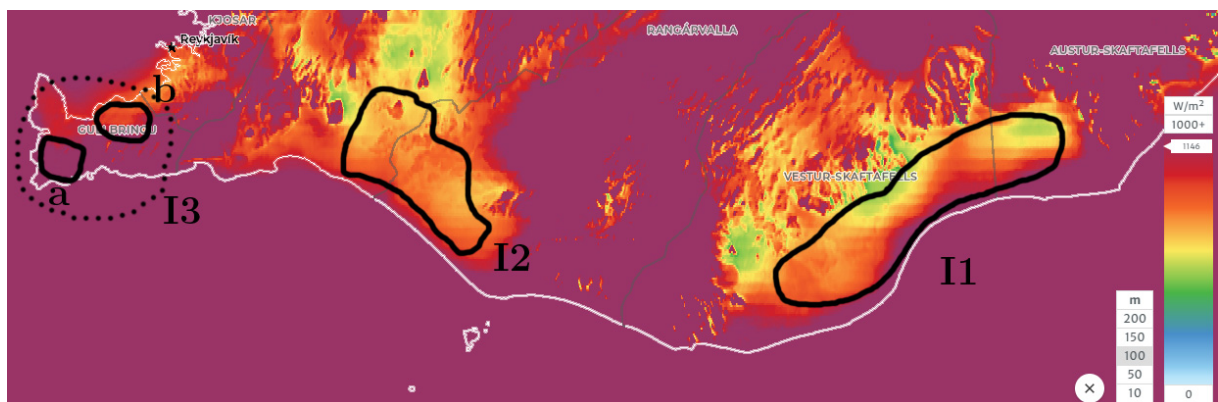


Abbildung 6.13: Leistungsdichte auf 100 m im Süden von Island [24]

Zur Verdeutlichung wird die Windleistungsdichte in Abbildung 6.13 auf einer Höhe von 100 Metern angegeben, da auf einer Höhe von 200 Metern fast alle Bereiche über 1.000 W/m^2 liegen würden und damit mehr als 90 % der Karte dunkelrot gefärbt wäre.

Für den Windpark stehen drei Orte zur Option. Die größte Fläche für den Windpark liegt im Bereich I1, dort hätte der Windpark einen Platz von etwa 1.600 km^2 . In diesem Bereich sind die schwächsten Windgeschwindigkeiten und Leistungsdichten des südlichen Teils der Insel anzutreffen, weswegen dieser nicht genutzt wird für den Windpark. Wird nur der leistungsstarke Bereich betrachtet, auf dem 67 Windkraftanlagen positioniert

werden können, kann mit einer durchschnittlichen Windleistungsdichte von 1.100 W/m^2 gerechnet werden.

Die zweitgrößte Flachland-Fläche ist im Südwesten zu finden (I2), südlich vom Berg Vestur-Skaftafells. Dort könnte der Windpark eine Fläche von etwa 1.200 km^2 nutzen. Die dort auftretende Windleistungsdichte liegt zwischen 1.100 W/m^2 und 1.450 W/m^2 . Wird ausschließlich die Fläche berücksichtigt, welche für den Windpark benötigt wird und die höchsten Windleistungsdichten aufweist liegt diese Leistung im Durchschnitt bei 1.200 W/m^2 .

Der dritte Bereich liegt auf der westlichen Seite von Island, westlich vom Berg Gullbringu. Dieser Bereich muss in zwei Teilbereiche untergliedert werden, da durch die vorhandenen Berge zwei Flächen von ca. 130 km^2 (Bereich I3a) bzw. 120 km^2 (I3b) entstehen. Zusammen reichen die beiden Flächen gerade so aus um insgesamt 67 Windkraftanlagen in einem Abstand von 2 km zueinander zu platzieren. Ebenfalls muss dort darauf geachtet werden, dass die Windkraftanlagen weit genug von den anliegenden Städten entfernt sind. Daher wurde zu den Stadtgrenzen ein Abstand von 3 km eingehalten. Die herrschende Windleistungsdichte liegt im Durchschnitt im Bereich I3a bei 1.500 W/m^2 . Im Bereich I3b ist die durchschnittliche Windleistungsdichte geringer als bei I3a und liegt bei etwa 1.400 W/m^2 .

Da im dritten Bereich die Bereiche I3a und I3b nicht weit auseinander liegen und zusammen die größte Windleistungsdichte aufweisen werden dort die Windkraftanlagen berechnet. Im Bereich I3a werden so viele positioniert wie es die Fläche zulässt, woraus sich eine Stückzahl von 35 ergibt (siehe Abbildung 6.14).

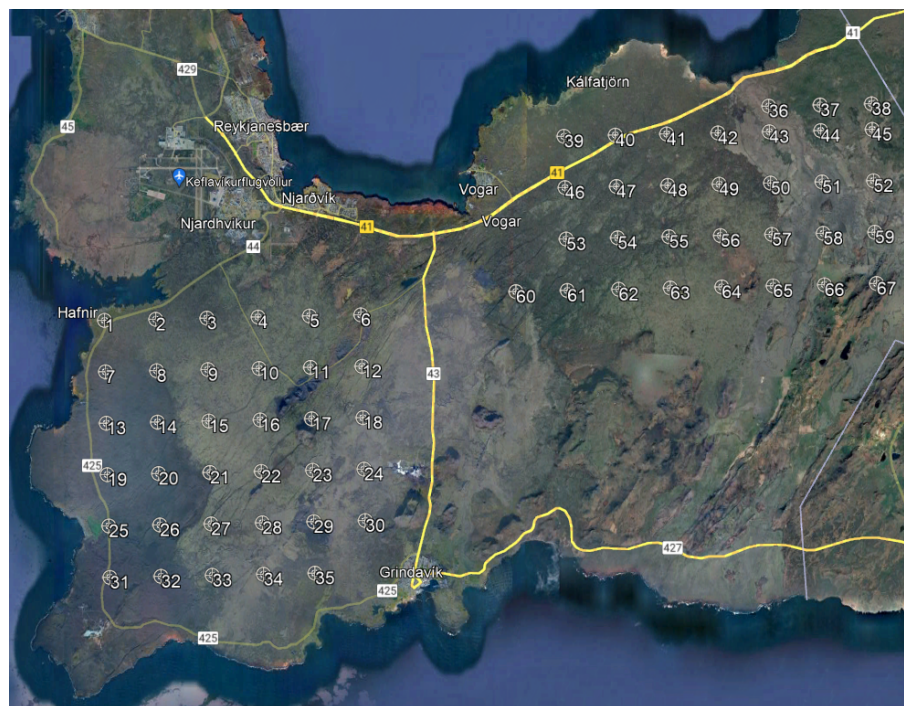


Abbildung 6.14: Positionierung der Windkraftanlagen auf Island [27]

Insgesamt produzieren die 67 Windkraftanlagen einen Energieertrag von $5.045,52 \text{ GWh}$ in einem Jahr.

Produktionsverluste in GWh									
GWh	Optimistisch			Nennleistung/ Referenz			Pessimistisch		
	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas
Ele. Verluste	151,37	151,37	151,37	151,37	151,37	151,37	151,37	151,37	151,37
Wartung	252,28	252,28	252,28	252,28	252,28	252,28	252,28	252,28	252,28
Verfügbarkeit	25,23	25,23	25,23	25,23	25,23	25,23	25,23	25,23	25,23
Verschmutzte Rotorblätter	37,84	37,84	37,84	37,84	37,84	37,84	37,84	37,84	37,84
Blattheizung	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Vereisung	75,60	75,60	75,60	75,60	75,60	75,60	75,60	75,60	75,60
Wasseraufbereitung	4,69	5,01	5,15	4,41	4,84	4,97	4,08	4,32	4,32
Elektrolyse	372,24	397,69	408,74	490,32	537,77	552,18	907,22	960,75	960,75
Umwandlung	402,02	121,68	-	504,33	117,53	-	349,93	104,99	104,99
Turbine Transport	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
Restliche Energie	3.722	3.977	4.087	3.502	3.841	3.944	3.240	3.431	3.431
prod. H2-Menge [Tonnen]	67.003	71.585	73.574	63.041	69.141	70.995	58.322	61.763	61.763
Transport Verluste in Tonne									
	Optimistisch			Nennleistung/ Referenz			Pessimistisch		
	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas
Speicherung	3.998	-	-	3.762	-	-	3.480	-	-
Befüllung	3.350	-	-	3.152	-	-	2.916	-	-
Transport	535	-	-	504	-	-	466	-	-
Ankommende Menge	59.119	71.585	73.574	55.624	69.141	70.995	51.460	61.763	61.763

Tabelle 6.12: Leistungs- und Wasserstoffverluste bei der Herstellung und Transport von Wasserstoff (Island)

Bei der Berechnung der Verluste während der Wasserstoffproduktion wurden die Verluste durch die Vereisung auf 2 % gesetzt. Dies hat den Grund, dass die Temperaturen auf Nabenhöhe des Öfteren in der Nacht unter 273 K liegen. Dies ist der Fall von neun der zwölf Monaten. Daher wird auch in den Monaten kalkuliert, dass die Blattheizung drei Zyklen pro Tag durchläuft. Auffällig sind die Verluste bei der Produktion durch die Blattheizung sowie die Vereisung. Durch die länger andauernden niedrigen Temperaturen auf Island ist es notwendig, dass die Blattheizung des öfteren dreimal täglich aktiviert wird.



Abbildung 6.15: Transportverlauf von Schiffen und der Rohrleitung (Island) [29]

Der Transport über den Seeweg geht über eine Strecke von 2.300 km (Abbildung 6.15 rote Linie), welche ein Schiff mit einer Durchschnittsgeschwindigkeit von 20 Knoten innerhalb von ca. 3 Tagen zurücklegen kann. Daraus folgt, dass ein Schiff 12 Tage benötigt um den Wasserstoff auf Island zu beladen, diesen nach Deutschland zu transportieren, dort diesen zu entladen und wieder nach Island zurück zu fahren. Damit der Transport über den Seeweg optimal genutzt werden kann muss ein Schiff 26 mal im Jahr diese Tour fahren. Dabei sind pro Tour zwei Tage als Puffer einkalkuliert. Das verwendete Schiff muss ein Ladevolumen von 37.300 m^3 für den flüssigen Wasserstoff und beim Transport mittels LOHC 51.500 m^3 aufweisen.

Der Transport mittels einer Rohrleitung wird so geplant, dass eine neue Leitung über die Nordsee nach Großbritannien genau (1.200 km) und diese von dort aus 200 km übers Land geführt (Abbildung 6.15 lila Linie) und an einer bestehenden Gasleitung angeschlossen wird. Diese wird für den Wasserstoff-Transport umfunktioniert und hat eine gesamt Länge von 1.100 km (Abbildung 6.15 lila gepunktete Linie).

Anschaffungskosten 2030 [M€]									
	Optimistisch			Nennleistung/ Referenz			Pessimistisch		
	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas
Windkraftanlage	933,65	933,65	933,65	1.266,30	1.266,30	1.266,30	1.557,75	1.557,75	1.557,75
Meerwasserentsalzungsanl.	8,96	9,58	9,84	8,43	9,25	13,02	7,80	8,26	13,02
Elektrolyse	250,00	262,50	262,50	380,00	400,00	420,00	467,50	495,00	495,00
Speicher	121,40	2.027,75	143,54	121,40	1.959,33	138,51	121,40	1.752,74	120,50
Rohrleitung	15,30	15,30	2.914,38	15,30	15,30	2.914,38	15,30	15,30	2.914,38
Schiff	45,59	33,63	-	42,89	32,49	-	39,68	29,02	-
Umwandlung	344,16	22,88	-	323,81	22,10	-	299,57	19,74	-
Rückumwandlung	61,41	5,74	-	57,78	5,55	-	53,45	4,96	-
Summe	1.780,47	3.311,03	4.263,90	2.215,91	3.710,32	4.752,20	2.562,46	3.882,77	5.100,64
Laufendekosten 2030 [M€]									
Windkraftanlage	24,12	24,12	24,12	32,16	32,16	32,16	39,20	39,20	39,20
Meerwasserentsalzungsanl.	0,36	0,38	0,39	0,34	0,37	0,52	0,31	0,33	0,52
Elektrolyse	3,42	3,59	3,59	4,12	4,33	4,55	4,46	4,73	4,73
Speicher	2,43	0,81	2,87	2,43	0,80	2,77	2,43	0,75	2,41
Rohrleitung	0,10	0,11	9,56	0,09	0,10	9,23	0,09	0,09	8,03
Schiff	13,45	15,68	-	13,34	15,63	-	13,21	15,49	-
Umwandlung	8,60	0,57	-	8,10	0,55	-	7,49	0,49	-
Rückumwandlung	1,83	46,68	-	1,72	45,09	-	1,59	40,27	-
Stromkosten Turbine	-	-	2,09	-	-	2,09	-	-	2,09
Summe	54,31	91,94	42,62	62,29	99,03	51,32	68,78	101,35	56,96
Gesamt	1.834,77	3.402,97	4.306,53	2.278,21	3.809,35	4.803,52	2.631,23	3.984,12	5.157,61

Tabelle 6.13: Kosten Island bei Inbetriebnahme im Jahr 2030

Werden nur die Anschaffungskosten betrachtet, ist der Transport mittels eines Schiffes, welches flüssigen Wasserstoff aufnimmt am günstigsten. Die laufenden Kosten sind um etwa 15 M€ höher als bei der Variante mit der Rohrleitung, welche die zweit-geringsten Anschaffungskosten hat. Der Import von Wasserstoff in Verbindung mit LOHC ist in der Anschaffung fast so teuer wie die der Rohrleitung und hat mit 105,52 bis 108,24 M€ pro Jahr die höchsten laufenden Kosten. Daher ist dieser von Wasserstoff mittels LOHC am unwirtschaftlichsten, da bei dieser Variante nicht so viel Wasserstoff produziert wird um diese Kosten so zu decken, dass mehr Gewinn als bei den anderen Transportverfahren entsteht. Um zu ermitteln ob der Transport von Wasserstoff wirtschaftlicher ist, wenn dieser über eine Rohrleitung oder mittels eines Schiffes im flüssigen Zustand transportiert wird, muss der benötigte Preis von Wasserstoff in 20 Jahren prognostiziert werden.

2020 - 2039									
	Optimistisch			Nennleistung/ Referenz			Pessimistisch		
	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas
Kosten [B€]	5,37	7,73	7,71	5,54	7,86	7,86	5,51	7,58	7,61
H2-Menge [kT]	1182,39	1431,70	1471,47	1112,47	1382,83	1419,90	1029,19	1235,25	1235,25
Preis [€/kg]	4,54	5,40	5,24	4,98	5,68	5,53	5,36	6,13	6,16
Kontostand [B€]	-1,03	-2,48	-2,31	-1,46	-2,78	-2,64	-1,74	-3,04	-3,07
2030 - 2049									
	Optimistisch			Nennleistung/ Referenz			Pessimistisch		
	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas
Kosten [B€]	3,37	5,67	5,64	4,22	5,69	6,62	4,87	6,90	7,23
H2-Menge [kT]	1182,39	1431,70	1471,47	1112,47	1382,83	1419,90	1029,19	1235,25	1235,25
Preis [€/kg]	2,85	3,96	3,83	3,79	4,12	4,66	4,73	5,59	5,85
Kontostand [B€]	-0,41	-2,10	-1,96	-1,44	-2,23	-3,07	-2,30	-3,81	-4,14
2050 - 2069									
	Optimistisch			Nennleistung/ Referenz			Pessimistisch		
	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas
Kosten [B€]	2,67	4,95	4,92	3,42	5,66	5,75	4,18	6,22	6,54
H2-Menge [kT]	1182,39	1431,70	1471,47	1112,47	1382,83	1419,90	1029,19	1235,25	1235,25
Preis [€/kg]	2,26	3,46	3,34	3,07	4,09	4,05	4,06	5,04	5,30
Kontostand [B€]	-0,10	-1,85	-1,73	-1,01	-2,66	-2,67	-1,95	-3,54	-3,86

Tabelle 6.14: 20 Jahres Prognose von den Start Jahren: 2020, 2030 und 2050 (Island)

Nach 20 Jahren ist zu keinem Zeitpunkt und bei keinem Fall der Herstellungsprozess von Wasserstoff mit Import nach Deutschland wirtschaftlich. Wird die Anlage im Jahr 2050 in Betrieb genommen und die Daten aus dem optimistischen Fall verwendet, wird ein Kontostand von -0,1 Billionen Euro erwartet. Bei diesem Fall liegt der Kontostand am wenigsten im Minus. Dagegen werden für die Betriebsjahre 2030 - 2049 beim Transport von gasförmigem Wasserstoff mittels Rohrleitung die größten Verluste erwartet. Diese würden noch weiter steigen, wenn die Rohrleitung komplett neu gebaut werden muss. Ebenfalls wird beim Transport mittels Rohrleitung im Jahr 2020 - 2039 der höchste Wasserstoffpreis kalkuliert, mit 6,16 €/kg, damit der Prozess wirtschaftlich ist. Mit 0,03 €/kg weniger wird der Wasserstoffpreis beim Transport mittels LOHC berechnet für die selben Jahre.

6.4 Vergleich

In diesem Kapitel werden die einzelnen Standorte miteinander verglichen; Welcher Standort produziert die größte Menge an Wasserstoff, wie groß sind die Kostenunterschiede der Standorte und welcher ist am wirtschaftlichsten.

Da die Kosten und Wasserstoffproduktion in den Fällen (optimistisch, Nennleistung/Referenz, pessimistisch) und bei den unterschiedlichen beginnenden Betriebsjahren im Verhältnis sehr ähnlich sind wird der Vergleich mit den Werten aus Nennleistung/Referenz für das beginnende Betriebsjahr 2030 ermittelt, ähnlich einem optimierten Mittelwert (siehe Abbildung 6.15).

	Falklandinseln			Westsahara			Island		
	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas
Ertrag [GWh]	6.633,57			6.918,06			5.045,52		
Verluste [GWh]	2.062,25	1.535,62	1.398,94	2.036,14	1.563,70	1.420,15	1.543,25	1.204,33	1.101,35
Ankommend H2-Menge [Tonnen]	69.716,61	91.763,15	94.223,30	76.955,39	96.378,41	98.962,30	55.623,58	69.141,38	70.995,04
Anschaffungskosten [M€]	2.849,55	4.683,93	22.237,96	2.630,34	4.630,88	5.433,80	2.215,91	3.710,32	4.752,20
laufende Kosten [M€]	113,21	137,91	123,97	77,68	97,97	65,33	62,33	99,03	51,32

Tabelle 6.15: Vergleich aller Standorte mit Nennleistungs-/ Referenzwerten fürs Jahr 2030

Die größte Menge an Wasserstoff kann bei allen Standorten produziert werden, wenn dieser mittels einer Rohrleitung nach Deutschland transportiert wird. Aus der Westsahara wird die größte Menge an Wasserstoff generiert, etwa 18.000 Tonnen mehr als Island und 7.000 Tonnen mehr als wenn der Wasserstoff von der Falklandinseln kommt. Dabei wird für die Falklandinseln die Wasserstoff-Menge betrachtet beim LOHC-Transport, da der Transport mittels Rohrleitung von den Falklandinseln nicht realistisch ist (siehe Kapitel 6.1). Die geringste Menge kommt aus Island, mittels Schiffstransport von flüssigem Wasserstoff. Dies liegt ausschließlich daran, dass der Ertrag in Island am geringsten ist. Dadurch entstehen auch die geringsten Verluste, da diese sich prozentual auf den Ertrag bzw. auf die produzierte Wasserstoff-Menge beziehen, wie zum Beispiel die Anzahl der Elektrolysen oder die benötigte Wasser-Menge die gefiltert werden muss.

Bei der Betrachtung der Anschaffungskosten ist zu erkennen, dass für jeden Standort die geringste Menge bezahlt werden muss, wenn der Wasserstoff im flüssigen Zustand nach Deutschland importiert wird. Dabei werden für Island die geringsten Anschaffungskosten von etwa 2.215 M€ kalkuliert. Die Kostenspanne zu den anderen Transport-Möglichkeiten liegt bei mindestens 1.500 M€.

Insgesamt sind die Anschaffungskosten beim Transport von Wasserstoff über Rohrleitung am teuersten, obwohl bei der Kalkulation davon ausgegangen wird, dass ein Teil der Rohrleitungsstrecke umfunktioniert wird. Daher muss berücksichtigt werden, dass die Anschaffungskosten für alle drei Ort maximal um die folgenden Werte steigen können wenn die vorhandene Rohrleitung nicht verwendet wird:

- Falklandinseln: 3.322 M€
- Westsahara: 3.322 M€
- Island: 1.927 M€

Dadurch nehmen die Kosten bis zu 61 % (Westsahara) zu. Die 3.322 M€ sind bei den Falklandinseln nicht für die Wirtschaftlichkeit ausschlaggebend, da die Anschaffungskosten aufgrund der großen Entfernung schon über 22 Billionen Euro liegen. Aufgrund dieser hohen Anschaffungskosten für die Rohrleitung von der Falklandinseln nach Deutschland wird diese bei der Betrachtung der laufenden Kosten nicht berücksichtigt.

Um die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoff-Herstellung zu bestimmen müssen die laufenden Kosten berücksichtigt werden. Die höchsten laufenden Kosten sind bei den Falklandinseln zu erwarten, beim Transport von Wasserstoff in LOHC. Dies liegt vor allem daran, dass dieser Standort am weitesten von Deutschland entfernt ist und somit mehr als ein Schiff benötigt wird, wodurch der Verbrauch an Treibstoff steigt sowie die Transportkosten. Im Jahr werden etwa 137,91 M€ erwartet. Das sind etwa 25 M€ mehr als beim Transport von Wasserstoff im flüssigen Zustand.

In Island wurden die geringsten laufenden Kosten beim Transport über Rohrleitung ermittelt. Diese liegen etwa 14 M€ unter den laufenden Kosten vom Standort Westsahara. Werden die laufenden Kosten standortweise betrachtet sind sie mittels einer Rohrleitung um etwa 11 M€ geringer als flüssiger Wasserstoff und etwa 32 M€ (Westsahara) bzw. 48 M€ (Island) gegenüber LOHC.

2030 - 2049	Falklandinseln			Westsahara			Island		
	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas	LH2	LOHC	Gas
Kosten [B€]	6,03	7,44	25,80	5,18	6,59	7,86	4,22	5,69	6,62
H2-Menge [kT]	1394,33	1835,26	1884,47	1539,11	1927,57	1979,25	1112,47	1382,83	1419,90
Preis[€/kg]	4,33	4,06	13,69	3,37	3,42	3,97	3,79	4,12	4,66
Kontostand [B€]	-2,55	-2,85	-21,09	-1,34	-1,77	-2,91	-1,44	-2,23	-3,07

Tabelle 6.16: 20 Jahres-Prognose von den Start 2030 (Nennleistung/ Referenz) aller Standorte

Der Wasserstoff-Transport von den Falklandinseln mittels Rohrleitung ist der teuerste und würde ein durchschnittlichen Wasserstoffpreis von 13,69 €/kg über die 20 Jahre benötigen, damit nach 20 Jahren keine Verluste durch die Wasserstoff-Herstellung zu verbuchen sind. Dieser Preis ist aus heutiger Sicht unrealistisch, da der Preis von grünem Wasserstoff im Jahr 2019 bei 5,5 €/kg lag und prognostiziert wird, dass dieser im Jahr 2050 bis auf 2 €/kg sinken wird. Daher wird auf dieses Transport-Verfahren für die Falklandinseln nicht weiter eingegangen.

Damit bei den anderen Transport-Verfahren der gesamte Prozess wirtschaftlich ist, muss der Wasserstoffpreis mindestens bei 2,5 €/kg liegen. Dann wäre die Herstellung und der Import von der Westsahara im flüssigen Zustand wirtschaftlich. Für alle anderen Standorte bzw. Transportarten wird ein höherer Wasserstoffpreis benötigt. Bis auf den Standort Falklandinseln wird der geringste Verlust beim Transport mittels flüssigem Wasserstoff erwartet. Danach kommt der Transport mittels LOHC und die höchsten Verluste werden beim Transport mittels der Rohrleitung berechnet, trotz der optimistischen Kalkulation, dass eine vorhandene Rohrleitung umfunktioniert wird. Auf den Falklandinseln sieht es anders aus, zwar ist der Kontostand beim Transport mit LOHC nach 20 Jahren mit einem Wasserstoffpreis von 2,5 €/kg ca. 0,3 Billionen Euro mehr im Minus. Jedoch wird aufgrund der höheren ankommenden Wasserstoff-Menge ein besserer Wasserstoffpreis erwartet, um den gesamten Transport wirtschaftlich umsetzen zu können.

7 Zusammenfassung/ Fazit

Diese Arbeit gibt einen groben Überblick ob es wirtschaftlich ist Wasserstoff im Ausland zu produzieren, indem Strom mittels Windkraftanlagen erzeugt und mittels Elektrolysen verwendet wird. Damit die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durchgeführt werden kann müssen unterschiedliche Daten bzw. Faktoren bekannt sein. Soweit wie möglich wurden nicht nur Daten ermittelt die sich auf den jetzigen Stand der Technik beziehen, sondern auch Prognosen für die Jahre 2030 und 2050 erstellt. Diese geben die elektrischen Verbräuche bzw. deren Wirkungsgrad wieder. Ebenfalls wurden die Anschaffungskosten und die laufenden Kosten angegeben.

Als erstes musste ermittelt werden welche Anlagen benötigt werden, um den gesamten Herstellungsprozess von Wasserstoff durchzuführen. Bei der Ermittlung wurden Anlagen die keinen großen Einfluss auf die Kosten haben mit in die Kosten der jeweiligen Hauptanlage eingebracht, wie zum Beispiel die Gastrocknung bei der Elektrolyse.

Für die Elektrolyse selbst musste ermittelt werden, welche der drei Elektrolysen, die Stand 2021 auf dem Markt sind, am besten geeignet ist um ausschließlich mit Strom von Windkraftanlagen gespeist zu werden. Hauptsächlich durch ihre hohe Flexibilität ist die PEM-Elektrolyse am besten geeignete für die Erzeugung von Wasserstoff, wenn einzig Strom von erneuerbaren Energiequellen genutzt wird. Die Elektrolyse benötigt für den Prozess zwei Komponenten: Wasser und Strom. Das Wasser für die PEM-Elektrolyse muss mindestens Trinkwasser-Qualität aufweisen. Deswegen wird eine Meerwasserentsalzungsanlage benötigt, welche die erforderliche Menge an Wasser filtert. Der Strom wird von einem Windpark mit einer Gesamt-Leistung von 1 GW bereitgestellt. Dabei wurde zum einen eine Turbine ausgewählt, die eine Leistung von 15 MW aufweist, wodurch für den gesamten Park 67 Windkraftanlagen verwendet werden. Zum anderen wird an den folgenden drei Standorten der Energieertrag mittels WASP berechnet:

- Falklandinseln
- Westsahara
- Island

Alle drei Standorte weisen eine geringe Bevölkerungsdichte auf. Jeder dieser Standorte erbringt einen anderen Energieertrag im Jahr, welcher für die Wasserstoff-Herstellung genutzt werden kann. Dies ist der Fall, da sich die Standorte einerseits durch verschiedene Windgeschwindigkeiten voneinander abheben, zum anderen durch die unterschiedlichen Verluste, wie Blattheizung, die am Standort berücksichtigt werden müssen. Der produzierte Strom wird zuerst genutzt, um alle elektrischen Verbräuche die von den verwendeten Anlagen ausgehen zu kompensieren. Dazu gehören auch die Anlagen die benötigt werden um den Wasserstoff zu transportieren, ob es dabei um die Umwandlung in Flüssig-Wasserstoff oder die chemische Verbindung mit LOHC geht, damit dieser in einem Schiff transportiert werden kann, oder um die Turbinen anzutreiben damit der Wasserstoff mittels Rohrleitungen im gasförmigen Zustand nach Deutschland importiert werden kann. Die übriggebliebene Menge an Strom wird für die Herstellung von Wasserstoff genutzt.

Zum Schluss werden alle Kosten zusammengefasst, die für die Herstellung und den Transport notwendig sind. Dazu zählen auch die Stromkosten, die für die Rückumwandlung benötigt werden, damit der Wasserstoff genutzt werden kann. Um die Wirtschaftlichkeit der drei Standorte zu kalkulieren, werden die Kosten mit der Wasserstoff-Menge verglichen die in Deutschland ankommt, und eine Prognose über 20 Jahre Betriebszeit erstellt um zu ermitteln wie viel der Wasserstoff im Durchschnitt kosten muss.

Die Kalkulation in Kapitel 6 dient als Grundlage, in der ausschließlich die Herstellung, der Transport und der Verkauf von Wasserstoff betrachtet wird.

Wird der Wasserstoffpreis so eintreffen wie er prognostiziert wird, dann ist nur die Umsetzung in der Westsahara mit flüssigem Wasserstoff zum Zeitraum 2050 - 2069 im optimistischen Fall wirtschaftlich, da der benötigte Wasserstoffpreis bei den anderen immer höher wäre. Da die Daten für diesen einen wirtschaftlichen Fall ausschließlich prognostizierte Zahl aus der optimistischen Berechnung sind, ist die Wahrscheinlichkeit nicht gering, dass es sich doch nicht lohnen würde die Wasserstoff-Herstellung dort umzusetzen.

Die bei dem gesamten Prozess entstehende Abwärme durch das Elektrolyse-Verfahren oder bei der chemischen Verbindung mit Dicybenzyltoloul werden nicht berücksichtigt, da das Einbringen dieser Variablen den Rahmen der Arbeit sprengen würde. Könnte die Abwärme mit berücksichtigt werden, würde es den gesamten Wirkungsgrad steigern und zumindest die von kalten Temperaturen betroffenen Standorte (Falklandinseln und Island) wirtschaftlicher machen.

Die Prognose kann sich ebenfalls noch verbessern, da die Daten für Schiffe und Umwandlungs- / Rückumwandlungsanlagen ausschließlich mit den Daten aus 2020 kalkuliert wurden. Anhand der Elektrolysen und Windkraftanlagen kann davon ausgegangen werden, dass sich die Leistung dieser Komponenten verbessern und die Kosten daher abnehmen könnten. Da die Berechnung eine Grundlage ist und einzelne Variablen nicht betrachtet werden konnten, welche den Wirkungsgrad des gesamten Prozesses steigern würden, ist es immer noch wahrscheinlich, dass solch ein Vorgehen wirtschaftlich ist. Würde solch eine Anlage geplant werden, sollte diese frühestens ab 2030 in Betrieb gehen, da ab diesem Zeitpunkt da ab diesem Zeitpunkt davon ausgegangen werden kann, dass bei einem kaum veränderten Wasserstoffpreis die Effizienz der benötigten Anlagen gestiegen ist, während die Gesamtkosten sinken.

Zum jetzigen Zeitpunkt kann mit dieser Arbeit keine Wirtschaftlichkeit des thematisierten Vorgangs nachgewiesen werden. Es ist aber durchaus denkbar, dass eine erneute Untersuchung in wenigen Jahren zu deutlich anderen Ergebnissen kommt und eine neue Ära in der Stromerzeugung anbricht, in der Entfernung kein Ausschlusskriterium mehr für den Handel mit Strom darstellt.

Literaturverzeichnis

- [1] SHELL DEUTSCHLAND: *Energie der Zukunft*. https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/6647/file/6647_Wasserstoff-Studie.pdf. Version: 2017. – Abruf am: Oktober.2021
- [2] MAHLER GGS GMBH: *Wasserstoffherzeugung mittels Dampfreformierung (Mahler AGS GmbH)*. <https://www.youtube.com/watch?v=JAPN13ECraQ>. Version: 04 2019. – Abruf am: September.2021
- [3] PAULINE HORNG, MICHAEL KALIS: *Wasserstoff - Farbenlehre*. https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/01/IKEM_Kurzstudie_Wasserstoff_Farbenlehre.pdf. Version: 12 2020. – Abruf am: 02.10.2021
- [4] PRF. DR. ANDREAS PINKWART: *Wasserstoff Roadmap Nordrhein-Westfalen*. 2020
- [5] KEI: *Grundstoffchemische Industrie*. <https://www.klimaschutz-industrie.de/themen/grundstoffchemische-industrie/>. Version: 2020. – Abruf am: 13.11.2021
- [6] ÖGUT: *Wasserstoff in der Zementindustrie*. https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/nw_pdf/schriftenreihe/steckbrief_wasserstoff-zementindustrie_bf.pdf. Version: 2019. – Abruf am: 15.09.2021
- [7] FVEE: *Systemkomponenten: Energiespeicher*. https://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Programmbroschuere/fz2019/fz2019_03_02.pdf. Version: 03 2019. – Abruf am: 03.10.2021
- [8] FVEE: *CRYO-COMPRESSED HYDROGEN STORAGE*. <https://stfc.ukri.org/stfc/cache/file/F45B669C-73BF-495B-B843DCDF50E8B5A5.pdf>. Version: 2012. – Abruf am: 19.11.2021
- [9] ELSEVIER: *Hydrogen storage - Industrial perspectives*. <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0360319912010142?token=2056022B94413123C5BC0AFC98A75BFA157FBA6BE048A7B68B8F25391090FE33192A0E\protect\@normalcr\relax13F79DD5E7B6D5BB0EB1E05573&originRegion=eu-west-1&originCreation=20220120114112>. Version: 2012. – Abruf am: 18.11.2021
- [10] SCHILL JACQUES: *Vergleich verschiedener Methoden zur Speicherung von Wasserstoff*. 2012 von Wasserstoff.pdf
- [11] THOMAS MACHOCZEK: *Gasometer Oberhausen*. https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Gasometer_Oberhausen_Foto_Thomas_Machoczek.jpg. Version: 2012. – Abruf am: 10.11.2021
- [12] JOHANNES TÖPLER, JOCHEN LEHMANN: *Wasserstoff und Brennstoffzelle*. Bd. 2. Auflage. 2017. – ISBN 978-3-662-53359-8
- [13] MICHAEL STERNER, INGO STADEL: *Energiespeicher*. Bd. 2. Auflage. 2017. – ISBN 978-3-662-48892-8
- [14] DB NETZ: *Potenzialbeschreibung Wasserstofftransport über das Schienennetz / DB* 2020. – Forschungsbericht

- [15] GAZ ENERGIE: *5. Europäisches Netz*. <https://gazenergie.ch/de/wissen/detail/knowledge-topic/5-europaeisches-netz/#:~:text=Das%20europ%C3%A4ische%20Erdgas-Transportnetz%20hat,und%20vom%20Atlantik%20bis%20Sibirien.&text=Die%20Transitgasleitung%20ist%20das%20Schweizer, Gasfelder%20Nordeuropas%20mit%20Italien%20verbindet>.
- [16] GEERT TJARKS: PEM-Elektrolyse-Systeme zur Anwendung in Power-to-Gas Anlagen / Jülich Forschungszentrum 2017. – Forschungsbericht
- [17] TOM SMOLINKA, NIKOLAI WIEBE, PHILIP STERCHELE, ANDREAS PALZE: Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme / Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE / Freiburg - Deutschland 2018. – Forschungsbericht
- [18] MANUEL LANGEMANN: Bipolarplattenmaterialien für Polymer-Elektrolyt-Membran Elektrolyse / Jülich Forschungszentrum 2016. – Forschungsbericht
- [19] PROF. DR. -ING. PETER WULF, PROF. DIPL. -ING. PETER DALHOFF: *4. Vorlesung-Aerodynamische Grundlagen*. 2020
- [20] ANNA PIETRA: *Windkraft*. <https://www.pinterest.de/pin/357895501611504049/?d=t&mt=signupOrPersonalizedLogin>. – Abruf am: 18.12.2021
- [21] ANNA STEINER: *Wartungsarm und leistungsstark – Die Windkraftanlage ohne Getriebe*. <https://www.anna-steiner.de/wartungsarm-und-leistungsstark/>. – Abruf am: 18.12.2021
- [22] PROF. DR. VERA SCHORBACH: *Umgebungsbedingungen von Wind- und Meeresenergieanlagen (Vorlesungsskript Wintersemester 2020)*. 2020
- [23] PROF. DR. -ING. PETER WULF, PROF. DIPL. -ING. PETER DALHOFF: *6. Vorlesung-Schall und Schatten*. 2020
- [24] GLOBAL WINDATLAS: *GLOBAL WIND ATLAS (Global Solar Atlas)*. <https://globalwindatlas.info>. Version: 2021. – Abruf am: 06.01.2022
- [25] WASP: *WASP Turbine Editor*. 2020. – Version 12.4.2.5; Abruf am: 13.11.2021
- [26] INDEX MUNDI: *Bevölkerungsdichte - Welt*. <https://www.indexmundi.com/map/?v=21000&l=de>. Version: 2020. – Abruf am: 20.12.2021
- [27] GOOGLE: *Google Earth Pro*. 2021. – Version 7.3.4.8248
- [28] WATHER SPARK: *Wetter im 25. Juli in Falklandinseln*. <https://de.weatherspark.com/d/150225/7/25/Durchschnittswetter-am-25.-Juli-in-Falklandinseln#Figures-Temperature>. Version: 2021. – Abruf am: 13.11.2021
- [29] J.BAUER: *Physische Weltkarte mit 4 Nebenkarten*. https://www.bauer-karten.de/Physische_Weltkarte_mit_4_Nebenkarten_Physische_Weltkarte_mit_4_Nebenkarten_100x70cm.html. – Abruf am: 15.01.2022
- [30] ANTHONY WANG, JARO JENS, DAVID MAVINS, MARISSA MOULTAK, MATTHIAS SCHIMMEL, KEES VAN DER LEUN, DAAN PETERS, MAUD

- BUSEMAN: *Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen.* https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/EHB_Analysing-the-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen_June-2021.pdf. Version: 06 2021. – Abruf am: 02.10.2021
- [31] DIPL. ING. POSPIECH: *Alle reden über Wasserstoff - wir auch ...* <https://veus-shipping.com/2020/10/alle-reden-ueber-wasserstoff-wir-auch/>. Version: 10 2020. – Abruf am: 06.12.2021
- [32] MARTJE SOPHIE FORNER: *Konstruktive und betriebliche Anforderungen für die Elektrolyse von Wasserstoff in einem Windpark.* 2020
- [33] DR. JENS PERNER, DR. MICHAELA UNTEUTSCH, ANDREA LÖVENICH: *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe / Frontier Economics Ltd.* 2018. – Forschungsbericht
- [34] DENIS THOMAS: *Large scale PEM electrolysis: technology status and upscaling strategies.* <http://hybalance.eu/wp-content/uploads/2019/10/Large-scale-PEM-electrolysis.pdf>. Version: 10 2019. – Abruf am: 28.11.2021
- [35] VATTENFALL: *Was sind fossile Brennstoffe.* <https://www.vattenfall.de/glossar/fossile-brennstoffe>. Version: 2021. – Abruf am: 07.09.2021
- [36] UTOPIA: *Fossile Brennstoffe: Was du darüber wissen musst.* <https://utopia.de/ratgeber/fossile-brennstoffe-was-du-darueber-wissen-musst/>. Version: 2019. – Abruf am: 21.09.2021
- [37] UMWELT BUNDESAMT: *Erneuerbare Energien in Zahlen.* <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#strom>. Version: 2021. – Abruf am: 20.09.2021
- [38] DEUTSCHER BUNDESTAG: *Import von Wasserstoff.* <https://www.bundestag.de/presse/hib/852928-852928>. Version: 2021. – Abruf am: 27.09.2021
- [39] DIE CHEMIE-SCHULE: *Wasserstoff.* <https://www.chemie-schule.de/KnowHow/Wasserstoff>. – Abruf am: 26.09.2021
- [40] MANFRAD KLELL; HELMUT EICHLSEDER; ALEXANDER TRATTNER: *Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik.* Bd. 4. Auflage. 2018. – ISBN 978-3-658-20446-4
- [41] DIE CHEMIE-SCHULE: *Wasserstoffherstellung.* <https://www.chemie-schule.de/KnowHow/Wasserstoffherstellung>. – Abruf am: 17.08.2021
- [42] SRU SACHVERSTÄNDIGENRAT FÜR UMWELTFRAGEN: *Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse / SRU über Wasserstoff.* 2021. – Forschungsbericht
- [43] DR. WERNER SCHNURNBERGER: *Methoden der Wasserstofferzeugung / FVS.* 2004. – Forschungsbericht
- [44] LERN HELFER: *Fotosynthese der Bakterien.* <https://www.lernhelfer.de/schuelerlexikon/biologie-abitur/artikel/fotosynthese-der-bakterien#>. – Abruf am: 26.08.2021

- [45] STATISTA: *Produktionskosten von Wasserstoff nach Wasserstofftyp in Deutschland im Jahr 2019 und Prognosen für die Jahre 2030 und 2050.* <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1195863/umfrage/produktionskosten-von-wasserstoff-nach-wasserstofftyp-in-deutschland/#:~:text=Die%20Kosten%20f%C3%BCr%20grauen%20Wasserstoff,vollst%C3%A4ndig%20in%20die%20Atmosph%C3%A4re%20abgegeben.> Version: 2021. – Abruf am: 24.01.2021
- [46] HOUSE OF ENERGY: *Erzeugung von Wasserstoff / House of Energy.* 2020. – Forschungsbericht
- [47] BARTELS, Henning: *Wasserstoff statt Kohle: Wie wird Stahl grün?* <https://www.bdew.de/verband/magazin-2050/wasserstoff-statt-kohle-der-stahl-der-zukunft-ist-klimafreundlich/>. Version: 03 2020. – Abruf am: 05.09.2021
- [48] VERBAND DER CHMISCHEN INDUSTRIE: *Gemeinsame Strategie von IG BCE und VCI zu einer Wasserstoffwirtschaft.* <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/2020-09-29-ig-bce-vci-h2-strategie-final.pdf>. Version: 2020. – Abruf am: 29.08.2021
- [49] ANSGAR KRETSCHMER: *Wasserstoffbedarf der Chemieindustrie.* <https://www.chemietechnik.de/energie-utilities/wasserstoff-einfacher-gehts-nicht-225.html/>. Version: 04 2021. – Abruf am: 17.09.2021
- [50] WÜNSCH, Sven Kreidelmeyer; Hans Dambeck; Dr. Almut Kichner; M.: *Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger / Prognos 2020.* – Forschungsbericht
- [51] LERN HELFER: *Herstellung von Methanol.* <https://www.lernhelfer.de/schuelerlexikon/chemie/artikel/herstellung-von-methanol#>. Version: 2010. – Abruf am: 16.09.2021
- [52] ULRICH WÜRDEMANN: *Hydrail – Wasserstoff im Schienenverkehr, Beispiel in Bremervörde.* <https://www.2mecs.de/wp/2020/11/hydrail-wasserstoff-im-schienenverkehr-beispiel-in-bremervoerde/>. Version: 11 2020. – Abruf am: 15.10.2021
- [53] TEAM TECHNIKJOURNAL: *WASSERSTOFF ALS ALTERNATIVE FÜR DEN LUFTVERKEHR.* <https://technikjournal.de/2021/07/28/wasserstoff-als-alternative-fuer-den-luftverkehr/>. Version: 06 2021. – Abruf am: 08.10.2021
- [54] H2 HORIZONT: *Wasserstoff für die Raumfahrt.* <https://www.h2orizon.de/raketenpruefstaende.html>. – Abruf am: 06.10.2021
- [55] KILLIAN MARX: *Von wegen Wasserstoff: Zukünftig sollen Schiffe mit diesem toxischen Gas fahren.* https://efahrer.chip.de/news/von-wegen-wasserstoff-zukuenftig-sollen-schiffe-mit-diesem-toxischen-protect@normalcr\relaxgas-fahren_104693. Version: 04 2021. – Abruf am: 28.08.2021

- [56] MAX-PLANCK-INSTITUT FÜR CHEMISCHE ENERGIEKONVERSION: *Wasserstoff-Forschung*. <https://www.cec.mpg.de/de/forschung/forschungsthemen-einfach-erklart/wasserstoff-forschung-am-mpi-cec>. Version: 2020. – Abruf am: 19.09.2021
- [57] RAGWITZ, Martin Wietschel; Christopher Hebling; M.: *Metastudie Wasserstoff - Auswertung von Energiesystemstudien / Faunhofer IEG 2021*. – Forschungsbericht
- [58] CATCHPOLE, Zainul Abdin; Chunguang Tang; Yun Liu; K.: *Large-scale stationary hydrogen storage via liquid organic hydrogen carriers / iScience 2021*. – Forschungsbericht
- [59] HYDROGENIOUS: *Wasserstoffhandhabung leicht gemacht*. <https://www.hydrogenious.net/index.php/de/hydrogen-2-3/>. Version: 2021. – Abruf am: 14.10.2021
- [60] FUELS future: *Wasserstoff speichern mit LOHC / future fuels LOHC.pdf*. 2021. – Forschungsbericht
- [61] KONRAD HOLGER JORSCHICK: *Ein-Reaktor-Konzept und Mischgashydrierung als Verfahrensvarianten zur Effizienzsteigerung in der LOHC-basierten Wasserstoffspeicherung*. 2019
- [62] DIPL.-ING. CHRISTOPH STEFAN KRIEGER: *Verfahrenstechnische Betrachtung und Optimierung der Freisetzung von Wasserstoff aus organischen Trägermaterialien (LOHC)*. 2019
- [63] BUNDESREGIERUNG: *Fragen und Antworten: Wasserstoff – Energieträger der Zukunft*. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/faq-wasserstoff-1732248>. Version: 10 2021
- [64] EPRIMO: *Stromtransport: Der kurze Weg ist das Ziel*. <https://www.eprimo.de/magazin/stromtransport-der-kurze-weg-ist-das-ziel>. Version: 06 2021. – Abruf am: 10.08.2021
- [65] NATIONALER WASSERSTOFFRAT: *Wasserstofftransport / Nationaler Wasserstoffrat 2021*. – Forschungsbericht
- [66] CORA WERWITZKE: *SAG entwickelt Lkw-Kryotank für flüssigen Wasserstoff*. <https://www.electrive.net/2021/09/28/sag-entwickelt-lkw-kryotank-fuer-fluessigen-wasserstoff/>. Version: 09 2021. – Abruf am: 11.08.2021
- [67] SAG: *H₂ – Treibstoff der Zukunft*. <https://www.sag.at/entwicklung/wasserstoff/>. Version: 2021. – Abruf am: 10.08.2021
- [68] LI, Xianming J.: *Paths to low-cost hydrogen energy at a scale for transportation applications in the USA and China via liquid-hydrogen distribution networks / Celan Energie 2020*. – Forschungsbericht
- [69] KRISHNA REDDI: *Techno-economic analysis of conventional and advanced high-pressure tube trailer configurations for compressed hydrogen gas transportation and refueling / elsevier 2018*. – Forschungsbericht

- [70] ALIBABA: *DFAC 30000 40000 liter ÖL TANKER LKW 40 tonnen DIESEL BENZIN TANKWAGEN*. <https://german.alibaba.com/product-detail/dfac-30000-40000-liter-oil-tanker-truck-40-ton-diesel-gasoline-tanker-protect@normalcr\relax-truck-1600133138827.html>. Version: 2021. – Abruf am: 23.09.2021
- [71] MOHAMMED AL-BREIKI: Comparative cost assessment of sustainable energy carriers produced from natural gas accounting for boil-off gas and social cost of carbon / elsevier. 2018. – Forschungsbericht
- [72] FRANK MERTEN: Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung / Wuppertal Institut. 2020. – Forschungsbericht
- [73] HANS DAMBECK: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Wasserstofferzeugung aus Offshore-Windstrom / Prognos 2020. – Forschungsbericht
- [74] LINDE GROUP: Sicherheitshinweise 13 – Umgang mit Wasserstoff / Linde Group. – Forschungsbericht
- [75] DEUTSCHER BUNDESTAG, WISSENSCHAFTLICHE DIENSTE: *Zu Potentialen der Wasserstoffherstellung aus erneuerbaren Energien in Deutschland*. <https://www.bundestag.de/resource/blob/691800/d88233ef64e277febc1c8d23d2776ffb/WD-8-021-20-pdf-data.pdf>. Version: 04 2020. – Abruf am: 20.09.2021
- [76] CAROLIN HEITER: Nutzung von Windenergieüberschüssen durch Einsatz von Wasserstoffspeichern / Technische Hochschule Nürnberg. 2018. – Forschungsbericht
- [77] PHILIPP LETTENMEIER: *Entwicklung und Integration neuartiger Komponenten für Polymerelektrolytmembran- (PEM) Elektrolyseure*. 2018
- [78] WINDKRAFT-JOURNAL: *100 MW Elektrolyse in Hamburg weiter im Rennen um EU-Förderung*. <https://www.windkraft-journal.de/2021/05/28/100-mw-elektrolyse-in-hamburg-weiter-im-rennen-um-eu-foerderung/162612>. Version: 05 2021. – Abruf am: 16.11.2021
- [79] ANSGAR KRETSCHMER: *Ineos und Currenta planen 100-MW-Elektrolyse für Grünen Wasserstoff*. <https://www.chemietechnik.de/anlagenbau/ineos-und-currenta-planen-100-mw-elektrolyse-fuer-gruenen-wasserstoff-403.html>. Version: 10 2021. – Abruf am: 14.12.2021
- [80] SIEMENS AG: *Silyzer 300*. <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/public.1524040818.abae9c1e48d6d239c06d88e565a25040ed2078dc.ct-ree-18-047-db-silyzer-300-db-de-en-rz.pdf>. Version: 2018. – Abruf am: 14.11.2021
- [81] H-TEC SYSTEMS: *H-TEC PEM-Elektrolyseur ME 100/350*. <https://www.h-tec.com/produkte/detail/h-tec-pem-elektrolyseur-me100-350/me100-350/>. Version: 2020. – Abruf am: 10.11.2021
- [82] CHEMIE.DE: *Umkehrosmose*. <https://www.chemie.de/lexikon/Umkehrosmose.html>. – Abruf am: 26.10.2021
- [83] ENERGIEZUKUNFT: *Wie Wasserstoff aus Meerwasser gewonnen werden kann*. <https://www.energiezukunft.eu/umweltschutz/wie-wasserstoff-aus-meerwasser-gewonnen-werden-kann/>. Version: 05 2020. – Abruf am: 26.10.2021

- [84] LEIFIPHYSIK: *Geschichte der Windenergie*. <https://www.leifiphysik.de/uebergreifend/regenerative-energieversorgung/geschichte/geschichte-der-windenergie>. Version: 2021. – Abruf am: 17.12.2021
- [85] NIKOLAUS KREUZHERMES: *Welche Arten von Windenergieanlagen gibt es?* <http://windenergy.expert/welche-arten-von-windenergieanlagen-gibt-es/>. Version: 2018. – Abruf am: 17.12.2021
- [86] HAUMAIER, Julian: *Grünes Gas für die Gaswirtschaft – Regionale Power-to-Gas-Potentiale aus Onshore-Windenergie in Deutschland / Tu-Dresden 2020*. – Forschungsbericht
- [87] PROF. DR. -ING. PETER WULF, PROF. DIPL. -ING. PETER DALHOFF: *3. Vorlesung - Wind und andere Standortbedingungen*. 2020
- [88] PROF. DR. -ING. PETER WULF, PROF. DIPL. -ING. PETER DALHOFF: *5.a Vorlesung - Energieertragsprognose*. 2020
- [89] FACHAGENTUR WINDENERGIE AN LAND: *Vermeidungsmaßnahmen bei der Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen*. https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA-Wind_Studie_Vermeidungsmassnahmen_10-2015.pdf. Version: 2015. – Abruf am: 05.01.2021
- [90] RAYNAL-EHRKE, Dr. T.: *Vogelschutz an Windenergieanlagen / KNE Kompetenzzentrum 2019*. – Forschungsbericht
- [91] HARTMUT FLIGGE: *Schattenwurf von Windkraftanlagen: Erläuterung zur Simulation*. https://www.energieatlas.bayern.de/file/pdf/1099/Er1%C3%A4uterungen_zur_Schattensimulation_von_Windkraftanlagen.pdf. Version: 11 2021. – Abruf am: 17.12.2021
- [92] EDEN: *Eden Local Plan Wind Energy Policy Background Paper / Eden District Council 2015*. – Forschungsbericht
- [93] KAEMPEVINDMOELLER: *European Setbacks (minimum distance between wind turbines and habitations)*. <http://kaempevindmoeller.dk/2017/01/european-setbacks-minimum-distance-between-wind-turbines-and-habitations/>. Version: 01 2017. – Abruf am: 27.10.2021
- [94] CATTIN, Rene: *Auswirkungen der Vereisung auf das Betriebsverhalten und den Energieertrag von Windkraftanlagen im Jurabogen / METEOTEST dessen Auswirkung*. 2011. – Forschungsbericht
- [95] STÖKL, Dr. A.: *Evaluierung Vestas Rotorblattheizung / energiewerkstatt Evaluierung Vestas-Rotorblattheizung*. 2019. – Forschungsbericht
- [96] GMBH, Enercon: *Technische Beschreibung ENERCON Windenergieanlagen Blatttheizung / ENERCON*. 2018. – Forschungsbericht
- [97] GLOBAL WINDATLAS: *GLOBAL WIND ATLAS Dataset*. <https://globalwindatlas.info/about/dataset>. Version: 2021. – Abruf am: 06.01.2022
- [98] GLOBAL WINDATLAS: *GLOBAL WIND ATLAS Key Features*. <https://globalwindatlas.info/about/KeyFeatures>. Version: 2021. – Abruf am: 06.01.2022

- [99] GLOBAL WINDATLAS: *GLOBAL WIND ATLAS Introduction*. <https://globalwindatlas.info/about/introduction>. Version: 2021. – Abruf am: 06.01.2022
- [100] SIEGFRIED HEIER: *Windkraftanlagen*. Bd. 6. Auflage. 2018. – ISBN 978-3-8348-1426-5
- [101] BLANKE, Dipl. Geograph L.: Bestimmung des Windpotentials und des Energieertrages von Windenergieanlagen am Standort Großberndten / anemos Windpotential mit Verlusten.pdf. 2019. – Forschungsbericht
- [102] LARS SCHWICHTENBERG: *280 Meter groß und 15 Megawatt Power: Das ist das größte Windrad der Welt*. https://efahrer.chip.de/news/280-meter-gross-und-15-megawatt-power-das-ist-das-groesste-windrad-protect@normalcr\relaxder-welt_106219#:~:text=von%20Lars%20Schwichtenberg%20am%2026.10.2021&text=Die%20Besonderheit:%20Mit%20einer%20H%C3%B6he,stattliche%20115,5%20Meter%20lang. Version: 10 2021. – Abruf am: 10.08.2021
- [103] VESTAS: *V236-15.0MW*. <https://nozebra.ipapercms.dk/Vestas/Communication/Productbrochure/OffshoreProductBrochure/v236-150-mw-brochure/?page=4>. – Abruf am: 10.08.2021
- [104] WATHER SPARK: *Wetter im 25. Juli in Grönland*. <https://de.weatherspark.com/countries/d/GL/7/25>. Version: 2021. – Abruf am: 13.11.2021
- [105] WATHER SPARK: *Wetter im 25. Juli in Dakhla*. <https://de.weatherspark.com/d/31696/7/26/Durchschnittswetter-am-26.-Juli-in-Dakhla-Westsahara#Figures-Temperature>. Version: 2021. – Abruf am: 14.11.2021
- [106] MARTIN S.: *Vergessene-Heimat*. <https://www.vergessene-heimat.de/galerien/industrie-handel-gewerbe/kugelgasbeh%C3%A4lter-s/>. – Abruf am: 05.11.2021
- [107] DIPL. - ING MICHAEL RICHTER: *Machbarkeitsstudie H₂-Region Murau*. <https://docplayer.org/188454820-Machbarkeitsstudie-h2-region-murau.html>. Version: 05 2020. – Abruf am: 10.11.2021
- [108] PASCHOTTA, Dr. R.: *Kværner-Verfahren*. https://www.energie-lexikon.info/kvaerner_verfahren.html. – Abruf am: 10.08.2021
- [109] CHEMIE.DE: *Erdölraffinerie*. [https://www.chemie.de/lexikon/Erd%C3%B6lraffinerie.html#:~:text=Eine%20Erd%C3%B6lraffinerie%20ist%20ein%20Industriebetrieb,\(Reformierung\)](https://www.chemie.de/lexikon/Erd%C3%B6lraffinerie.html#:~:text=Eine%20Erd%C3%B6lraffinerie%20ist%20ein%20Industriebetrieb,(Reformierung)). – Abruf am: 09.09.2021
- [110] KOST, Rober Meyer; Sebastian Herkel; Dr. C.: Die Rolle von Wasserstoff im Gebäudesektor: Vergleich technischer Möglichkeiten und Kosten defossilisierter Option / Fraunhofer-Institut für Solar 2021. – Forschungsbericht
- [111] IDEALHY: *Liquid Hydrogen Outline*. https://www.idealhy.eu/index.php?page=1h2_outline. – Abruf am: 17.08.2021
- [112] UMWELT BUNDESAMT: *Europäische Energie- und Klimaziele*. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/europaeische-energie-klimaziele>. – Abruf am: 14.01.2022

- [113] MARTIN ZAPF: *Kosteneffiziente und nachhaltige Automobile*. Bd. 2. Auflage. 2021. – ISBN 978-3-658-24059-2
- [114] PETER KURZWEIL: *Elektrochemische Speicher*. Bd. 2. Auflage. 2018. – ISBN 978-3-658-21828-7
- [115] J. HAUMAIER: *Grünes Gas für die Gaswirtschaft – Regionale Power-to-Gas-Potentiale aus Onshore-Windenergie in Deutschland*. 2020
- [116] UMWELT BUNDESAMT: *Windenergie an Land*. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/windenergie-an-land#strom>. Version: 11 2021. – Abruf am: 17.12.2021
- [117] ENGINEERING: *Wind Turbines Distance From Residential*. <https://engineeringsadvice.com/wind-turbines-distance-from-residential/>. Version: 2021. – Abruf am: 10.10.2021
- [118] DR. CHRISTOPH GATZEN: WASSERSTOFF ZUR DEKARBONISIERUNG DES WÄRMESEKTORS / frontiert economics. 2018. – Forschungsbericht

A Berichte Windpark

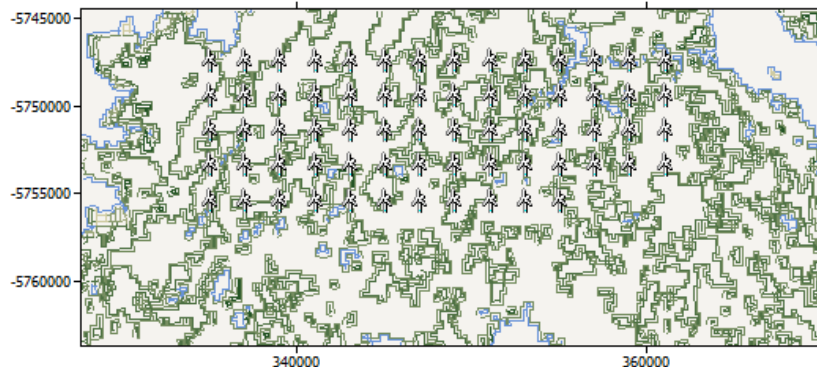
A.1 Falklandinseln 'Falklandinseln' Wind farm report

Produced on 31.01.2022 at 16:45:57 by licenced user: Thomas Stegmann using WAsP Version: 12.06.0028

Site information

Site count	67
Uniform hub height a.g.l	200 m

The Wind farm lies in a map called 'OROF+ROUF2'.



Summary results

	Total	Average	Minimum	Maximum
Net AEP [GWh]	6610,406	98,663	96,553	104,493
Gross AEP [GWh]	6799,034	101,478	99,662	104,974
Wake loss [%]	2,77	-	-	-
Capacity factor [%]	77,2	-	73,4	79,5

Site results

Site	Location [m]	Turbine	Elevation [m] a.s.l.	Height [m] a.g.l.	Air density [kg/m ³]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]	Capacity factor [%]
1	(335098, -5747915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	104,493	0,46	79,5

2	(337098, -5747915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	102,834	1,28	78,2
3	(339098, -5747915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	101,659	1,66	77,3
4	(341098, -5747915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	98,694	2,09	75,1
5	(343098, -5747915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,745	2,32	74,3
6	(345098, -5747915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,367	2,54	74,0
7	(347098, -5747915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,015	2,66	73,8
8	(349098, -5747915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,311	2,69	74,0
9	(351098, -5747915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,747	2,73	74,3
10	(353098, -5747915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,368	2,79	74,0
11	(355098, -5747915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,877	2,78	74,4
12	(357098, -5747915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	98,222	2,80	74,7
13	(359098, -5747915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	98,521	2,72	74,9
14	(361098, -5747915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	98,478	2,62	74,9
15	(335098, -5749915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	103,816	0,67	79,0
16	(337098, -5749915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	101,817	1,66	77,4
17	(339098, -5749915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	100,782	2,24	76,6
18	(341098, -5749915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	98,639	2,75	75,0
19	(343098, -5749915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,305	3,06	74,0
20	(345098, -5749915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	96,652	3,26	73,5
21	(347098, -5749915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	96,553	3,42	73,4
22	(349098, -5749915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	96,736	3,49	73,6
23	(351098, -5749915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,050	3,48	73,8
24	(353098, -5749915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	96,575	3,58	73,4
25	(355098, -5749915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,531	3,48	74,2
26	(357098, -5749915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,264	3,54	74,0
27	(359098, -5749915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	98,137	3,33	74,6

28	(361098, -5749915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,737	3,31	74,3
29	(335098, -5751915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	103,555	0,75	78,8
30	(337098, -5751915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	101,646	1,84	77,3
31	(339098, -5751915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	100,248	2,51	76,2
32	(341098, -5751915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	98,847	2,95	75,2
33	(343098, -5751915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,575	3,27	74,2
34	(345098, -5751915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,160	3,42	73,9
35	(347098, -5751915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	96,912	3,54	73,7
36	(349098, -5751915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	96,963	3,62	73,7
37	(351098, -5751915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,041	3,66	73,8
38	(353098, -5751915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	96,571	3,77	73,4
39	(355098, -5751915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,814	3,62	74,4
40	(357098, -5751915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,503	3,65	74,2
41	(359098, -5751915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,137	3,61	73,9
42	(361098, -5751915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,492	3,44	74,1
43	(335098, -5753915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	103,021	0,76	78,3
44	(337098, -5753915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	101,345	1,86	77,1
45	(339098, -5753915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	100,106	2,52	76,1
46	(341098, -5753915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	98,563	2,94	75,0
47	(343098, -5753915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	98,153	3,17	74,6
48	(345098, -5753915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,325	3,38	74,0
49	(347098, -5753915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,550	3,42	74,2
50	(349098, -5753915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,166	3,53	73,9
51	(351098, -5753915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,159	3,58	73,9
52	(353098, -5753915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,488	3,57	74,1
53	(355098, -5753915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,921	3,51	74,5

54	(357098, -5753915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,879	3,42	74,4
55	(359098, -5753915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,841	3,24	74,4
56	(361098, -5753915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,711	3,07	74,3
57	(335098, -5755915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	102,770	0,66	78,2
58	(337098, -5755915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	101,382	1,57	77,1
59	(339098, -5755915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	100,530	2,17	76,5
60	(341098, -5755915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	99,224	2,51	75,5
61	(343098, -5755915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	99,709	2,64	75,8
62	(345098, -5755915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	98,357	2,86	74,8
63	(347098, -5755915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	98,463	2,89	74,9
64	(349098, -5755915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,486	3,04	74,1
65	(351098, -5755915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	97,980	3,05	74,5
66	(353098, -5755915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	98,235	3,03	74,7
67	(355098, -5755915)	Vestas V236	0,0	200,0	1,220	98,652	2,99	75,0

Site wind climates

Site	Location [m]	H [m]	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]	RIX [%]	dRIX [%]
1	(335098, -5747915)	200,0	13,7	2,80	12,23	1631	0,0	N/A
2	(337098, -5747915)	200,0	13,5	2,79	12,05	1563	0,0	N/A
3	(339098, -5747915)	200,0	13,2	2,89	11,74	1415	0,0	N/A
4	(341098, -5747915)	200,0	12,6	2,91	11,28	1252	0,0	N/A
5	(343098, -5747915)	200,0	12,5	2,92	11,16	1210	0,0	N/A
6	(345098, -5747915)	200,0	12,5	2,92	11,14	1203	0,0	N/A
7	(347098, -5747915)	200,0	12,4	2,93	11,09	1184	0,0	N/A
8	(349098, -5747915)	200,0	12,5	2,93	11,14	1202	0,0	N/A
9	(351098, -5747915)	200,0	12,6	2,92	11,22	1229	0,0	N/A
10	(353098, -5747915)	200,0	12,5	2,93	11,17	1210	0,0	N/A
11	(355098, -5747915)	200,0	12,6	2,94	11,24	1232	0,0	N/A
12	(357098, -5747915)	200,0	12,7	2,92	11,29	1253	0,0	N/A
13	(359098, -5747915)	200,0	12,7	2,91	11,37	1281	0,0	N/A
14	(361098, -5747915)	200,0	12,7	2,92	11,33	1266	0,0	N/A
15	(335098, -5749915)	200,0	13,6	2,80	12,13	1592	0,0	N/A

16	(337098, -5749915)	200,0	13,3	2,83	11,88	1484	0,0	N/A
17	(339098, -5749915)	200,0	13,1	2,90	11,66	1384	0,0	N/A
18	(341098, -5749915)	200,0	12,7	2,93	11,35	1270	0,0	N/A
19	(343098, -5749915)	200,0	12,6	2,92	11,20	1222	0,0	N/A
20	(345098, -5749915)	200,0	12,5	2,92	11,13	1199	0,0	N/A
21	(347098, -5749915)	200,0	12,5	2,92	11,14	1204	0,0	N/A
22	(349098, -5749915)	200,0	12,5	2,92	11,18	1217	0,0	N/A
23	(351098, -5749915)	200,0	12,6	2,92	11,23	1232	0,0	N/A
24	(353098, -5749915)	200,0	12,5	2,93	11,16	1208	0,0	N/A
25	(355098, -5749915)	200,0	12,7	2,92	11,31	1260	0,0	N/A
26	(357098, -5749915)	200,0	12,6	2,92	11,27	1246	0,0	N/A
27	(359098, -5749915)	200,0	12,8	2,90	11,41	1297	0,0	N/A
28	(361098, -5749915)	200,0	12,7	2,92	11,32	1264	0,0	N/A
29	(335098, -5751915)	200,0	13,5	2,86	11,99	1519	0,0	N/A
30	(337098, -5751915)	200,0	13,2	2,89	11,78	1431	0,0	N/A
31	(339098, -5751915)	200,0	13,0	2,93	11,59	1351	0,0	N/A
32	(341098, -5751915)	200,0	12,8	2,93	11,41	1290	0,0	N/A
33	(343098, -5751915)	200,0	12,6	2,93	11,26	1239	0,0	N/A
34	(345098, -5751915)	200,0	12,6	2,93	11,23	1230	0,0	N/A
35	(347098, -5751915)	200,0	12,6	2,92	11,22	1227	0,0	N/A
36	(349098, -5751915)	200,0	12,6	2,92	11,24	1236	0,0	N/A
37	(351098, -5751915)	200,0	12,6	2,93	11,26	1239	0,0	N/A
38	(353098, -5751915)	200,0	12,5	2,93	11,19	1215	0,0	N/A
39	(355098, -5751915)	200,0	12,8	2,92	11,39	1284	0,0	N/A
40	(357098, -5751915)	200,0	12,7	2,92	11,34	1271	0,0	N/A
41	(359098, -5751915)	200,0	12,6	2,92	11,27	1247	0,0	N/A
42	(361098, -5751915)	200,0	12,7	2,91	11,31	1262	0,0	N/A
43	(335098, -5753915)	200,0	13,3	2,89	11,83	1447	0,0	N/A
44	(337098, -5753915)	200,0	13,1	2,91	11,70	1395	0,0	N/A
45	(339098, -5753915)	200,0	13,0	2,93	11,55	1339	0,0	N/A
46	(341098, -5753915)	200,0	12,7	2,94	11,35	1268	0,0	N/A
47	(343098, -5753915)	200,0	12,7	2,93	11,34	1265	0,0	N/A
48	(345098, -5753915)	200,0	12,6	2,93	11,25	1236	0,0	N/A
49	(347098, -5753915)	200,0	12,7	2,93	11,30	1253	0,0	N/A
50	(349098, -5753915)	200,0	12,6	2,92	11,26	1245	0,0	N/A
51	(351098, -5753915)	200,0	12,6	2,93	11,26	1238	0,0	N/A
52	(353098, -5753915)	200,0	12,7	2,93	11,31	1256	0,0	N/A
53	(355098, -5753915)	200,0	12,8	2,92	11,39	1285	0,0	N/A
54	(357098, -5753915)	200,0	12,7	2,92	11,37	1281	0,0	N/A
55	(359098, -5753915)	200,0	12,7	2,92	11,32	1263	0,0	N/A

56	(361098, -5753915)	200,0	12,7	2,91	11,29	1255	0,0	N/A
57	(335098, -5755915)	200,0	13,2	2,87	11,80	1446	0,0	N/A
58	(337098, -5755915)	200,0	13,0	2,92	11,64	1372	0,0	N/A
59	(339098, -5755915)	200,0	12,9	2,95	11,54	1329	0,0	N/A
60	(341098, -5755915)	200,0	12,8	2,94	11,40	1285	0,0	N/A
61	(343098, -5755915)	200,0	12,9	2,94	11,50	1317	0,0	N/A
62	(345098, -5755915)	200,0	12,7	2,93	11,33	1262	0,0	N/A
63	(347098, -5755915)	200,0	12,7	2,92	11,36	1276	0,0	N/A
64	(349098, -5755915)	200,0	12,6	2,92	11,24	1236	0,0	N/A
65	(351098, -5755915)	200,0	12,7	2,94	11,30	1250	0,0	N/A
66	(353098, -5755915)	200,0	12,7	2,92	11,35	1272	0,0	N/A
67	(355098, -5755915)	200,0	12,8	2,92	11,41	1293	0,0	N/A

Wake effects modelling

Wake losses are modelled using PARK2, using default coefficient (0,09) for onshore.

Generalised wind climate

A generalised wind climate called 'gwa3_gwc_r8xwt3u8' was used to calculate the predicted wind climates

Data origins information

The Vector map "OROF+ROUF2" associated with this Wind farm contains the following vector data layers:

- Roughness layer named 'OROF+ROUF2' was imported by 'jakob' from a file called 'C:\Users\jakob\Desktop\Masterarbeit\WaSP\Falklandinseln\OROF+ROUF2.0.map', on a computer called 'DESKTOP-U3B7OAI'. The OROF+ROUF2 file data were last modified on the 06.01.2022 at 15:54:21

The atlas associated with this Wind farm was imported by 'jakob' from a file called 'C:\Users\jakob\Desktop\Masterarbeit\WaSP\Falklandinseln\gwa3_gwc_r8xwt3u8.lib', on a computer called 'DESKTOP-U3B7OAI'. The atlas file was last modified on the 06.01.2022 at 16:00:23

The wind turbine generator associated with this Wind farm was imported by 'jakob' from a file called 'C:\Users\jakob\Documents\WaSP samples\Wind turbine generators\Vestas V236.wtg', on a computer called 'DESKTOP-U3B7OAI'. The wind turbine generator file was last modified on the 06.01.2022 at 16:01:31

WASP project parameters

All of the WASP project parameters have default values.

The Wind farm is in a project called 'Project 1'.

Terrain analysis (IBZ) parameters

All of the Terrain analysis (IBZ) parameters have default values.

A.2 Westsahara

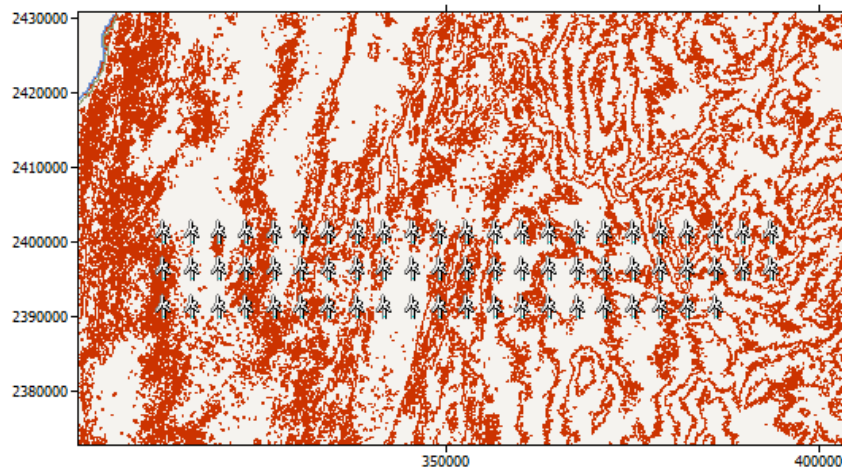
'Westsahara' Wind farm report

Produced on 31.01.2022 at 15:18:48 by licenced user: Thomas Stegmann using WAsP Version: 12.06.0028

Site information

Site count	67
Uniform hub height a.g.l	200 m

The Wind farm lies in a map called 'OROW + ROUW'.



Summary results

	Total	Average	Minimum	Maximum
Net AEP [GWh]	6918,061	103,255	102,539	104,166
Gross AEP [GWh]	6953,459	103,783	103,293	104,357
Wake loss [%]	0,51	-	-	-
Capacity factor [%]	78,9	-	78,0	79,2

Site results

Site	Location [m]	Turbine	Elevation [m] a.s.l.	Height [m] a.g.l.	Air density [kg/m ³]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]	Capacity factor [%]
1	(312391, 2400000)	Vestas V236	10,1	200,0	1,156	103,777	0,19	78,9

2	(316091, 2400000)	Vestas V236	10,2	200,0	1,156	103,671	0,21	78,8
3	(319791, 2400000)	Vestas V236	10,0	200,0	1,156	103,593	0,22	78,8
4	(323491, 2400000)	Vestas V236	20,0	200,0	1,155	103,712	0,22	78,9
5	(327191, 2400000)	Vestas V236	21,0	200,0	1,155	103,663	0,22	78,8
6	(330891, 2400000)	Vestas V236	30,0	200,0	1,154	103,753	0,22	78,9
7	(334591, 2400000)	Vestas V236	30,0	200,0	1,154	103,683	0,22	78,9
8	(338291, 2400000)	Vestas V236	29,3	200,0	1,154	103,621	0,22	78,8
9	(341991, 2400000)	Vestas V236	34,7	200,0	1,153	103,546	0,22	78,7
10	(345691, 2400000)	Vestas V236	39,9	200,0	1,152	103,657	0,22	78,8
11	(349391, 2400000)	Vestas V236	40,0	200,0	1,152	103,591	0,22	78,8
12	(353091, 2400000)	Vestas V236	40,0	200,0	1,152	103,418	0,22	78,7
13	(356791, 2400000)	Vestas V236	60,7	200,0	1,149	103,818	0,21	79,0
14	(360491, 2400000)	Vestas V236	62,5	200,0	1,149	103,602	0,21	78,8
15	(364191, 2400000)	Vestas V236	67,9	200,0	1,148	103,539	0,21	78,7
16	(367891, 2400000)	Vestas V236	67,3	200,0	1,149	103,414	0,21	78,6
17	(371591, 2400000)	Vestas V236	69,7	200,0	1,148	103,402	0,20	78,6
18	(375291, 2400000)	Vestas V236	72,2	200,0	1,148	103,197	0,20	78,5
19	(378991, 2400000)	Vestas V236	97,6	200,0	1,144	103,354	0,19	78,6
20	(382691, 2400000)	Vestas V236	130,0	200,0	1,140	104,166	0,18	79,2
21	(386391, 2400000)	Vestas V236	109,5	200,0	1,143	103,498	0,17	78,7
22	(390091, 2400000)	Vestas V236	113,1	200,0	1,142	103,636	0,14	78,8
23	(393791, 2400000)	Vestas V236	114,6	200,0	1,142	103,582	0,04	78,8
24	(312391, 2395000)	Vestas V236	10,0	200,0	1,156	103,366	0,55	78,6
25	(316091, 2395000)	Vestas V236	13,7	200,0	1,156	103,304	0,62	78,6
26	(319791, 2395000)	Vestas V236	17,6	200,0	1,155	103,292	0,63	78,6
27	(323491, 2400000)	Vestas	20,0	200,0	1,155	103,261	0,64	78,5

	2395000)	V236						
28	(327191, 2395000)	Vestas V236	21,0	200,0	1,155	103,222	0,64	78,5
29	(330891, 2395000)	Vestas V236	30,0	200,0	1,154	103,372	0,64	78,6
30	(334591, 2395000)	Vestas V236	29,6	200,0	1,154	103,389	0,64	78,6
31	(338291, 2395000)	Vestas V236	23,8	200,0	1,155	102,976	0,65	78,3
32	(341991, 2395000)	Vestas V236	31,9	200,0	1,153	103,134	0,64	78,4
33	(345691, 2395000)	Vestas V236	36,3	200,0	1,153	103,180	0,64	78,5
34	(349391, 2395000)	Vestas V236	30,0	200,0	1,154	102,825	0,65	78,2
35	(353091, 2395000)	Vestas V236	40,6	200,0	1,152	103,088	0,64	78,4
36	(356791, 2395000)	Vestas V236	60,9	200,0	1,149	103,290	0,63	78,6
37	(360491, 2395000)	Vestas V236	66,6	200,0	1,149	103,161	0,63	78,5
38	(364191, 2395000)	Vestas V236	70,7	200,0	1,148	103,156	0,63	78,5
39	(367891, 2395000)	Vestas V236	78,9	200,0	1,147	103,257	0,62	78,5
40	(371591, 2395000)	Vestas V236	74,5	200,0	1,148	102,939	0,62	78,3
41	(375291, 2395000)	Vestas V236	79,9	200,0	1,147	103,042	0,61	78,4
42	(378991, 2395000)	Vestas V236	81,8	200,0	1,147	102,781	0,61	78,2
43	(382691, 2395000)	Vestas V236	89,7	200,0	1,146	102,683	0,59	78,1
44	(386391, 2395000)	Vestas V236	90,0	200,0	1,145	102,857	0,57	78,2
45	(390091, 2395000)	Vestas V236	96,8	200,0	1,145	103,091	0,51	78,4
46	(393791, 2395000)	Vestas V236	105,9	200,0	1,143	103,424	0,31	78,7
47	(312391, 2390000)	Vestas V236	10,0	200,0	1,156	103,282	0,65	78,5
48	(316091, 2390000)	Vestas V236	16,1	200,0	1,156	103,170	0,74	78,5
49	(319791, 2390000)	Vestas V236	19,5	200,0	1,155	103,146	0,76	78,4
50	(323491, 2390000)	Vestas V236	19,6	200,0	1,155	103,123	0,77	78,4
51	(327191, 2390000)	Vestas V236	20,0	200,0	1,155	103,081	0,77	78,4
52	(330891, 2390000)	Vestas V236	20,5	200,0	1,155	102,896	0,78	78,3

53	(334591, 2390000)	Vestas V236	20,9	200,0	1,155	102,999	0,78	78,3
54	(338291, 2390000)	Vestas V236	29,0	200,0	1,154	103,054	0,78	78,4
55	(341991, 2390000)	Vestas V236	34,0	200,0	1,153	103,050	0,78	78,4
56	(345691, 2390000)	Vestas V236	36,5	200,0	1,153	103,061	0,77	78,4
57	(349391, 2390000)	Vestas V236	25,7	200,0	1,154	102,539	0,79	78,0
58	(353091, 2390000)	Vestas V236	44,6	200,0	1,152	103,026	0,77	78,4
59	(356791, 2390000)	Vestas V236	58,3	200,0	1,150	103,017	0,77	78,3
60	(360491, 2390000)	Vestas V236	70,0	200,0	1,148	103,118	0,76	78,4
61	(364191, 2390000)	Vestas V236	72,4	200,0	1,148	103,048	0,76	78,4
62	(367891, 2390000)	Vestas V236	70,9	200,0	1,148	102,832	0,76	78,2
63	(371591, 2390000)	Vestas V236	80,0	200,0	1,147	102,968	0,75	78,3
64	(375291, 2390000)	Vestas V236	80,6	200,0	1,147	102,921	0,74	78,3
65	(378991, 2390000)	Vestas V236	89,9	200,0	1,145	103,066	0,72	78,4
66	(382691, 2390000)	Vestas V236	88,4	200,0	1,146	102,781	0,69	78,2
67	(386391, 2390000)	Vestas V236	91,9	200,0	1,145	102,899	0,57	78,3

Site wind climates

Site	Location [m]	H [m]	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]	RIX [%]	dRIX [%]
1	(312391, 2400000)	200,0	12,8	3,27	11,51	1185	-	N/A
2	(316091, 2400000)	200,0	12,8	3,27	11,50	1180	-	N/A
3	(319791, 2400000)	200,0	12,8	3,27	11,49	1177	-	N/A
4	(323491, 2400000)	200,0	12,8	3,27	11,51	1182	-	N/A
5	(327191, 2400000)	200,0	12,8	3,27	11,50	1180	-	N/A
6	(330891, 2400000)	200,0	12,9	3,27	11,52	1185	-	N/A
7	(334591, 2400000)	200,0	12,8	3,27	11,51	1182	-	N/A
8	(338291, 2400000)	200,0	12,8	3,27	11,50	1180	-	N/A
9	(341991, 2400000)	200,0	12,8	3,27	11,49	1175	-	N/A
10	(345691, 2400000)	200,0	12,8	3,27	11,51	1180	-	N/A
11	(349391, 2400000)	200,0	12,8	3,27	11,50	1178	-	N/A
12	(353091, 2400000)	200,0	12,8	3,27	11,48	1169	-	N/A
13	(356791, 2400000)	200,0	12,9	3,27	11,55	1188	-	N/A
14	(360491, 2400000)	200,0	12,8	3,27	11,52	1179	-	N/A

15	(364191, 2400000)	200,0	12,8	3,27	11,50	1172	0,0	N/A
16	(367891, 2400000)	200,0	12,8	3,27	11,48	1167	-	N/A
17	(371591, 2400000)	200,0	12,8	3,27	11,48	1166	-	N/A
18	(375291, 2400000)	200,0	12,8	3,27	11,45	1156	-	N/A
19	(378991, 2400000)	200,0	12,8	3,27	11,48	1164	-	N/A
20	(382691, 2400000)	200,0	13,0	3,28	11,62	1200	-	N/A
21	(386391, 2400000)	200,0	12,8	3,27	11,51	1170	-	N/A
22	(390091, 2400000)	200,0	12,9	3,27	11,53	1176	-	N/A
23	(393791, 2400000)	200,0	12,8	3,27	11,50	1167	-	N/A
24	(312391, 2395000)	200,0	12,8	3,27	11,51	1184	-	N/A
25	(316091, 2395000)	200,0	12,8	3,27	11,51	1184	-	N/A
26	(319791, 2395000)	200,0	12,8	3,27	11,51	1183	0,0	N/A
27	(323491, 2395000)	200,0	12,8	3,27	11,51	1182	-	N/A
28	(327191, 2395000)	200,0	12,8	3,27	11,50	1180	-	N/A
29	(330891, 2395000)	200,0	12,9	3,27	11,53	1187	0,0	N/A
30	(334591, 2395000)	200,0	12,9	3,27	11,54	1190	-	N/A
31	(338291, 2395000)	200,0	12,8	3,27	11,47	1168	-	N/A
32	(341991, 2395000)	200,0	12,8	3,27	11,49	1175	-	N/A
33	(345691, 2395000)	200,0	12,8	3,27	11,50	1178	-	N/A
34	(349391, 2395000)	200,0	12,8	3,26	11,46	1166	-	N/A
35	(353091, 2395000)	200,0	12,8	3,27	11,50	1176	-	N/A
36	(356791, 2395000)	200,0	12,9	3,27	11,53	1184	-	N/A
37	(360491, 2395000)	200,0	12,8	3,27	11,51	1178	-	N/A
38	(364191, 2395000)	200,0	12,8	3,27	11,52	1178	-	N/A
39	(367891, 2395000)	200,0	12,9	3,27	11,53	1182	-	N/A
40	(371591, 2395000)	200,0	12,8	3,27	11,48	1165	-	N/A
41	(375291, 2395000)	200,0	12,8	3,27	11,49	1169	-	N/A
42	(378991, 2395000)	200,0	12,8	3,28	11,45	1154	-	N/A
43	(382691, 2395000)	200,0	12,8	3,27	11,43	1149	-	N/A
44	(386391, 2395000)	200,0	12,8	3,27	11,46	1158	-	N/A
45	(390091, 2395000)	200,0	12,8	3,27	11,50	1167	-	N/A
46	(393791, 2395000)	200,0	12,9	3,27	11,53	1176	-	N/A
47	(312391, 2390000)	200,0	12,8	3,27	11,51	1184	-	N/A
48	(316091, 2390000)	200,0	12,8	3,28	11,50	1180	-	N/A
49	(319791, 2390000)	200,0	12,8	3,27	11,51	1182	0,0	N/A
50	(323491, 2390000)	200,0	12,8	3,27	11,51	1182	0,0	N/A
51	(327191, 2390000)	200,0	12,8	3,27	11,50	1180	-	N/A
52	(330891, 2390000)	200,0	12,8	3,27	11,47	1171	0,0	N/A
53	(334591, 2390000)	200,0	12,8	3,27	11,49	1176	-	N/A

54	(338291, 2390000)	200,0	12,8	3,27	11,50	1180	-	N/A
55	(341991, 2390000)	200,0	12,8	3,27	11,50	1178	-	N/A
56	(345691, 2390000)	200,0	12,8	3,27	11,50	1178	-	N/A
57	(349391, 2390000)	200,0	12,7	3,27	11,43	1158	-	N/A
58	(353091, 2390000)	200,0	12,8	3,27	11,51	1178	-	N/A
59	(356791, 2390000)	200,0	12,8	3,27	11,51	1176	-	N/A
60	(360491, 2390000)	200,0	12,9	3,27	11,53	1181	-	N/A
61	(364191, 2390000)	200,0	12,8	3,27	11,52	1179	-	N/A
62	(367891, 2390000)	200,0	12,8	3,27	11,48	1167	-	N/A
63	(371591, 2390000)	200,0	12,8	3,27	11,51	1173	-	N/A
64	(375291, 2390000)	200,0	12,8	3,27	11,50	1172	-	N/A
65	(378991, 2390000)	200,0	12,9	3,27	11,52	1177	-	N/A
66	(382691, 2390000)	200,0	12,8	3,27	11,47	1161	-	N/A
67	(386391, 2390000)	200,0	12,8	3,28	11,46	1158	-	N/A

Wake effects modelling

Wake losses are modelled using PARK2, using default coefficient (0,09) for onshore.

Generalised wind climate

A generalised wind climate called 'GWA3 download for 21.65217, -16.41971' was used to calculate the predicted wind climates

Data origins information

The Vector map "OROW + ROUW" associated with this Wind farm contains the following vector data layers:

- Elevation layer named 'OROW + ROUW' was imported by 'jakob' from a file called 'C:\Users\jakob\Desktop\Masterarbeit\WaSP\Westsahara\neu\OROW + ROUW.map', on a computer called 'DESKTOP-U3B7OAI'. The OROW + ROUW file data were last modified on the 14.01.2022 at 17:53:31
- Roughness layer named 'OROW + ROUW' was imported by 'jakob' from a file called 'C:\Users\jakob\Desktop\Masterarbeit\WaSP\Westsahara\neu\OROW + ROUW.map', on a computer called 'DESKTOP-U3B7OAI'. The OROW + ROUW file data were last modified on the 14.01.2022 at 17:53:31

There is no information about the origin of the wind atlas associated with this Wind farm.

The wind turbine generator associated with this Wind farm was imported by 'jakob' from a file called 'C:\Users\jakob\Documents\WASP samples\Wind turbine generators\Vestas V236.wtg', on a computer called 'DESKTOP-U3B7OAI'. The wind turbine generator file was last modified on the 06.01.2022 at 16:01:31

WASP project parameters

All of the WASP project parameters have default values.

The Wind farm is in a project called 'Project 1'.

Terrain analysis (IBZ) parameters

All of the Terrain analysis (IBZ) parameters have default values.

A.3 Island

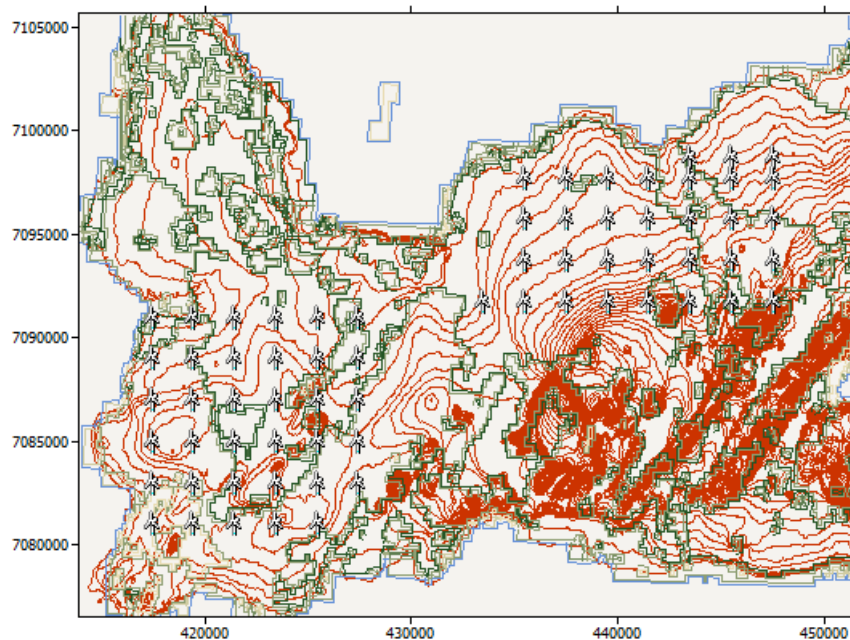
'Island' Wind farm report

Produced on 31.01.2022 at 16:45:20 by licenced user: Thomas Stegmann using WAsP Version: 12.06.0028

Site information

Site count	67
Uniform hub height a.g.l	200 m

The Wind farm lies in a map called 'OROI+ROUI'.



Summary results

	Total	Average	Minimum	Maximum
Net AEP [GWh]	5045,522	75,306	66,124	86,436
Gross AEP [GWh]	5210,646	77,771	68,470	88,218
Wake loss [%]	3,17	-	-	-
Capacity factor [%]	59,1	-	50,3	65,7

Site results

Site	Location [m]	Turbine	Elevation [m] a.s.l.	Height [m] a.g.l.	Air density [kg/m³]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]	Capacity factor [%]
1	(417523,	Vestas	8,6	200,0	1,225	80,287	2,38	61,1

	7090508)	V236						
2	(419523, 7090508)	Vestas V236	10,8	200,0	1,224	78,360	2,74	59,6
3	(421523, 7090508)	Vestas V236	26,8	200,0	1,222	77,347	2,88	58,8
4	(423523, 7090508)	Vestas V236	38,5	200,0	1,221	78,228	2,78	59,5
5	(425523, 7090508)	Vestas V236	24,1	200,0	1,223	78,199	2,50	59,5
6	(427523, 7090508)	Vestas V236	20,0	200,0	1,223	79,106	1,85	60,2
7	(417523, 7088508)	Vestas V236	22,3	200,0	1,223	82,024	2,92	62,4
8	(419523, 7088508)	Vestas V236	34,1	200,0	1,221	78,527	3,51	59,7
9	(421523, 7088508)	Vestas V236	37,5	200,0	1,221	77,167	3,70	58,7
10	(423523, 7088508)	Vestas V236	57,1	200,0	1,219	78,642	3,44	59,8
11	(425523, 7088508)	Vestas V236	35,0	200,0	1,221	78,363	3,11	59,6
12	(427523, 7088508)	Vestas V236	20,0	200,0	1,223	78,024	2,32	59,3
13	(417523, 7086508)	Vestas V236	53,7	200,0	1,219	84,119	2,96	64,0
14	(419523, 7086508)	Vestas V236	65,4	200,0	1,218	81,356	3,53	61,9
15	(421523, 7086508)	Vestas V236	54,3	200,0	1,219	78,354	3,92	59,6
16	(423523, 7086508)	Vestas V236	59,3	200,0	1,219	78,804	3,72	59,9
17	(425523, 7086508)	Vestas V236	39,1	200,0	1,221	78,045	3,36	59,4
18	(427523, 7086508)	Vestas V236	33,5	200,0	1,222	80,390	2,38	61,1
19	(417523, 7084508)	Vestas V236	63,9	200,0	1,218	85,474	2,87	65,0
20	(419523, 7084508)	Vestas V236	58,2	200,0	1,219	82,381	3,49	62,7
21	(421523, 7084508)	Vestas V236	53,1	200,0	1,219	79,510	3,93	60,5
22	(423523, 7084508)	Vestas V236	59,7	200,0	1,218	79,272	3,75	60,3
23	(425523, 7084508)	Vestas V236	56,1	200,0	1,219	80,728	3,21	61,4
24	(427523, 7084508)	Vestas V236	46,3	200,0	1,220	82,405	2,27	62,7
25	(417523, 7082508)	Vestas V236	15,7	200,0	1,224	84,594	2,70	64,3
26	(419523, 7082508)	Vestas V236	42,4	200,0	1,221	83,850	3,21	63,8

27	(421523, 7082508)	Vestas V236	50,8	200,0	1,220	80,322	3,66	61,1
28	(423523, 7082508)	Vestas V236	60,0	200,0	1,218	80,389	3,51	61,1
29	(425523, 7082508)	Vestas V236	58,6	200,0	1,219	82,906	2,83	63,1
30	(427523, 7082508)	Vestas V236	33,8	200,0	1,222	83,179	1,98	63,3
31	(417523, 7080508)	Vestas V236	18,0	200,0	1,223	86,436	2,02	65,7
32	(419523, 7080508)	Vestas V236	36,6	200,0	1,221	85,399	2,50	64,9
33	(421523, 7080508)	Vestas V236	44,6	200,0	1,220	82,514	2,87	62,8
34	(423523, 7080508)	Vestas V236	58,4	200,0	1,219	83,198	2,73	63,3
35	(425523, 7080508)	Vestas V236	39,5	200,0	1,221	82,986	2,23	63,1
36	(443584, 7098278)	Vestas V236	37,0	200,0	1,220	71,652	3,87	54,5
37	(445584, 7098278)	Vestas V236	47,2	200,0	1,219	69,143	3,84	52,6
38	(447584, 7098278)	Vestas V236	66,1	200,0	1,217	69,192	2,82	52,6
39	(435584, 7097278)	Vestas V236	21,9	200,0	1,222	69,885	2,83	53,1
40	(437584, 7097278)	Vestas V236	40,7	200,0	1,220	69,602	3,18	52,9
41	(439584, 7097278)	Vestas V236	51,8	200,0	1,219	69,122	3,28	52,6
42	(441584, 7097278)	Vestas V236	37,4	200,0	1,220	67,790	3,63	51,6
43	(443584, 7097278)	Vestas V236	51,1	200,0	1,219	70,019	4,46	53,3
44	(445584, 7097278)	Vestas V236	60,1	200,0	1,218	70,029	4,28	53,3
45	(447584, 7097278)	Vestas V236	84,2	200,0	1,215	70,576	3,30	53,7
46	(435584, 7095278)	Vestas V236	42,6	200,0	1,220	69,113	3,44	52,6
47	(437584, 7095278)	Vestas V236	55,0	200,0	1,218	67,660	3,98	51,5
48	(439584, 7095278)	Vestas V236	65,3	200,0	1,217	67,677	4,10	51,5
49	(441584, 7095278)	Vestas V236	66,4	200,0	1,217	66,758	4,27	50,8
50	(443584, 7095278)	Vestas V236	73,3	200,0	1,216	68,837	4,11	52,4
51	(445584, 7095278)	Vestas V236	95,8	200,0	1,213	71,380	3,70	54,3
52	(447584,	Vestas	109,8	200,0	1,212	72,219	2,68	54,9

	7095278)	V236						
53	(435584, 7093278)	Vestas V236	59,3	200,0	1,218	68,937	3,54	52,4
54	(437584, 7093278)	Vestas V236	71,9	200,0	1,216	67,416	4,02	51,3
55	(439584, 7093278)	Vestas V236	84,4	200,0	1,215	66,124	4,21	50,3
56	(441584, 7093278)	Vestas V236	94,2	200,0	1,214	67,062	4,10	51,0
57	(443584, 7093278)	Vestas V236	118,7	200,0	1,211	68,230	3,92	51,9
58	(445584, 7093278)	Vestas V236	100,8	200,0	1,213	68,794	3,59	52,3
59	(447584, 7093278)	Vestas V236	118,7	200,0	1,211	69,928	2,68	53,2
60	(433584, 7091278)	Vestas V236	33,5	200,0	1,221	70,541	2,00	53,6
61	(435584, 7091278)	Vestas V236	76,6	200,0	1,216	70,096	2,95	53,3
62	(437584, 7091278)	Vestas V236	108,1	200,0	1,212	69,058	3,15	52,5
63	(439584, 7091278)	Vestas V236	161,8	200,0	1,206	70,175	3,09	53,4
64	(441584, 7091278)	Vestas V236	170,0	200,0	1,205	69,781	3,13	53,1
65	(443584, 7091278)	Vestas V236	138,8	200,0	1,208	67,746	3,11	51,5
66	(445584, 7091278)	Vestas V236	123,9	200,0	1,210	66,557	2,79	50,6
67	(447584, 7091278)	Vestas V236	222,0	200,0	1,198	73,536	1,94	55,9

Site wind climates

Site	Location [m]	H [m]	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]	RIX [%]	dRIX [%]
1	(417523, 7090508)	200,0	11,2	2,04	9,93	1119	-	N/A
2	(419523, 7090508)	200,0	11,0	2,04	9,71	1048	-	N/A
3	(421523, 7090508)	200,0	10,9	2,04	9,61	1017	-	N/A
4	(423523, 7090508)	200,0	11,0	2,03	9,75	1066	0,0	N/A
5	(425523, 7090508)	200,0	11,0	1,99	9,76	1089	0,1	N/A
6	(427523, 7090508)	200,0	11,1	2,00	9,81	1104	0,0	N/A
7	(417523, 7088508)	200,0	11,6	2,03	10,27	1245	-	N/A
8	(419523, 7088508)	200,0	11,1	2,03	9,86	1105	-	N/A
9	(421523, 7088508)	200,0	11,0	2,02	9,72	1061	0,1	N/A
10	(423523, 7088508)	200,0	11,2	1,99	9,93	1144	0,4	N/A
11	(425523, 7088508)	200,0	11,1	1,99	9,85	1118	0,4	N/A
12	(427523, 7088508)	200,0	11,0	1,99	9,72	1080	0,2	N/A

13	(417523, 7086508)	200,0	12,0	2,03	10,62	1371	-	N/A
14	(419523, 7086508)	200,0	11,6	2,02	10,30	1261	-	N/A
15	(421523, 7086508)	200,0	11,2	2,01	9,93	1136	0,1	N/A
16	(423523, 7086508)	200,0	11,3	1,99	10,00	1171	0,6	N/A
17	(425523, 7086508)	200,0	11,1	1,97	9,86	1133	1,5	N/A
18	(427523, 7086508)	200,0	11,4	1,99	10,06	1196	0,5	N/A
19	(417523, 7084508)	200,0	12,3	2,01	10,88	1487	0,0	N/A
20	(419523, 7084508)	200,0	11,8	2,01	10,46	1326	0,0	N/A
21	(421523, 7084508)	200,0	11,4	2,01	10,10	1194	0,1	N/A
22	(423523, 7084508)	200,0	11,4	1,97	10,10	1213	0,3	N/A
23	(425523, 7084508)	200,0	11,6	1,96	10,27	1284	0,6	N/A
24	(427523, 7084508)	200,0	11,7	1,97	10,38	1324	1,5	N/A
25	(417523, 7082508)	200,0	12,2	1,96	10,81	1503	0,0	N/A
26	(419523, 7082508)	200,0	12,1	1,99	10,70	1437	0,0	N/A
27	(421523, 7082508)	200,0	11,6	1,97	10,27	1283	0,0	N/A
28	(423523, 7082508)	200,0	11,6	1,95	10,30	1306	0,1	N/A
29	(425523, 7082508)	200,0	11,9	1,96	10,58	1410	0,2	N/A
30	(427523, 7082508)	200,0	11,8	1,96	10,48	1368	1,4	N/A
31	(417523, 7080508)	200,0	12,4	1,99	10,96	1551	0,0	N/A
32	(419523, 7080508)	200,0	12,3	1,97	10,92	1543	-	N/A
33	(421523, 7080508)	200,0	12,0	1,92	10,60	1449	-	N/A
34	(423523, 7080508)	200,0	12,0	1,92	10,68	1477	0,0	N/A
35	(425523, 7080508)	200,0	11,9	1,93	10,57	1428	-	N/A
36	(443584, 7098278)	200,0	10,4	1,86	9,26	996	-	N/A
37	(445584, 7098278)	200,0	10,0	1,88	8,91	879	-	N/A
38	(447584, 7098278)	200,0	9,9	1,91	8,79	829	-	N/A
39	(435584, 7097278)	200,0	10,0	1,92	8,83	836	-	N/A
40	(437584, 7097278)	200,0	10,0	1,89	8,88	862	-	N/A
41	(439584, 7097278)	200,0	10,0	1,84	8,91	902	-	N/A
42	(441584, 7097278)	200,0	10,0	1,78	8,88	929	-	N/A
43	(443584, 7097278)	200,0	10,4	1,79	9,22	1024	-	N/A
44	(445584, 7097278)	200,0	10,3	1,85	9,11	952	-	N/A
45	(447584, 7097278)	200,0	10,2	1,87	9,06	927	-	N/A
46	(435584, 7095278)	200,0	9,9	1,92	8,81	834	-	N/A
47	(437584, 7095278)	200,0	9,8	1,88	8,73	824	-	N/A
48	(439584, 7095278)	200,0	9,9	1,86	8,78	849	-	N/A
49	(441584, 7095278)	200,0	9,9	1,79	8,78	884	-	N/A
50	(443584, 7095278)	200,0	10,2	1,75	9,12	1023	-	N/A
51	(445584, 7095278)	200,0	10,5	1,79	9,35	1063	-	N/A

52	(447584, 7095278)	200,0	10,5	1,80	9,37	1065	-	N/A
53	(435584, 7093278)	200,0	10,0	1,90	8,83	845	-	N/A
54	(437584, 7093278)	200,0	9,8	1,88	8,71	818	-	N/A
55	(439584, 7093278)	200,0	9,7	1,83	8,64	821	0,0	N/A
56	(441584, 7093278)	200,0	9,9	1,80	8,80	883	0,3	N/A
57	(443584, 7093278)	200,0	10,1	1,76	9,02	977	0,7	N/A
58	(445584, 7093278)	200,0	10,2	1,73	9,10	1024	2,1	N/A
59	(447584, 7093278)	200,0	10,3	1,73	9,20	1058	1,2	N/A
60	(433584, 7091278)	200,0	10,1	1,85	8,96	909	-	N/A
61	(435584, 7091278)	200,0	10,1	1,87	8,97	899	0,1	N/A
62	(437584, 7091278)	200,0	10,0	1,88	8,85	858	0,2	N/A
63	(439584, 7091278)	200,0	10,2	1,85	9,05	929	0,3	N/A
64	(441584, 7091278)	200,0	10,2	1,79	9,08	969	0,8	N/A
65	(443584, 7091278)	200,0	9,9	1,80	8,81	884	2,8	N/A
66	(445584, 7091278)	200,0	9,7	1,78	8,67	857	5,4	N/A
67	(447584, 7091278)	200,0	11,0	1,68	9,79	1307	6,2	N/A

Wake effects modelling

Wake losses are modelled using PARK2, using default coefficient (0,09) for onshore.

Generalised wind climate

A generalised wind climate called 'GWA3 download for 63.88815, -22.57782' was used to calculate the predicted wind climates

Data origins information

The Vector map "OROI+ROUI" associated with this Wind farm contains the following vector data layers:

- Elevation layer named 'OROI+ROUI' was imported by 'jakob' from a file called 'C:\Users\jakob\Desktop\Masterarbeit\WaSP\Island\OROI+ROUI.map', on a computer called 'DESKTOP-U3B7OAI'. The OROI+ROUI file data were last modified on the 14.01.2022 at 13:27:42
- Roughness layer named 'OROI+ROUI' was imported by 'jakob' from a file called 'C:\Users\jakob\Desktop\Masterarbeit\WaSP\Island\OROI+ROUI.map', on a computer called 'DESKTOP-U3B7OAI'. The OROI+ROUI file data were last modified on the 14.01.2022 at 13:27:42

More than one atlas is associated with sites in this Wind farm.

More than one wind turbine generator is associated with sites in this Wind farm.

WASP project parameters

All of the WASP project parameters have default values.

The Wind farm is in a project called 'Project 1'.

Terrain analysis (IBZ) parameters

All of the Terrain analysis (IBZ) parameters have default values.



Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung einer Abschlussarbeit

Gemäß der Allgemeinen Prüfungs- und Studienordnung ist zusammen mit der Abschlussarbeit eine schriftliche Erklärung abzugeben, in der der Studierende bestätigt, dass die Abschlussarbeit „– bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit [(§ 18 Abs. 1 APSO-TI-BM bzw. § 21 Abs. 1 APSO-INGI)] – ohne fremde Hilfe selbständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt wurden. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich zu machen.“

Quelle: § 16 Abs. 5 APSO-TI-BM bzw. § 15 Abs. 6 APSO-INGI

Dieses Blatt, mit der folgenden Erklärung, ist nach Fertigstellung der Abschlussarbeit durch den Studierenden auszufüllen und jeweils mit Originalunterschrift als letztes Blatt in das Prüfungsexemplar der Abschlussarbeit einzubinden.

Eine unrichtig abgegebene Erklärung kann -auch nachträglich- zur Ungültigkeit des Studienabschlusses führen.

Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung der Arbeit

Hiermit versichere ich,

Name: Hoddags

Vorname: Jakob Arne

dass ich die vorliegende **Masterarbeit** bzw. bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit – mit dem Thema:

Potentialanalyse dezentraler Wasserstoffproduktion mit Hilfe von Windstrom in entlegenen Starkwindgebieten

ohne fremde Hilfe selbständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

- die folgende Aussage ist bei Gruppenarbeiten auszufüllen und entfällt bei Einzelarbeiten -

Die Kennzeichnung der von mir erstellten und verantworteten Teile der **Masterarbeit** ist erfolgt durch:

Lübeck

Ort

09.02.2022

Datum

Unterschrift im Original

