

Universität Kassel

Fachbereich 15 – Maschinenbau /

Regenerative Energien und Energieeffizienz

**Analyse des globalen Erzeugungspotentials von synthetischen
Kraftstoffen aus regenerativen Energiequellen für das Jahr 2050
mithilfe von Geoinformationssystemen, dem analytischen
Hierarchieprozess und einer Kraftwerksparkoptimierung für
Vorzugsstandorte**

Masterarbeit zur Erlangung des akademischen Grades

„Master of Science“

vorgelegt von: Häckner, Benedikt

Matrikelnummer: 

Abgabedatum: 28. Juli 2021

Erstgutachter: Prof. Dr.-Ing. Kurt Rohrig

Zweitgutachter: Dr.-Ing. Reinhard Mackensen

Betreuer: M. Sc. Maximilian Pfennig

Eidesstattliche Erklärung

Ich versichere hiermit, dass ich die vorliegende Masterarbeit selbständig und ohne fremde Hilfe angefertigt habe. Alle von anderen Autoren wörtlich übernommenen Stellen, wie auch Ausführungen von engangliegenden Gedankengängen anderer Autoren in meiner Arbeit, sind besonders gekennzeichnet.

Kassel, den 28. Juli 2021

Benedikt Häckner

Kurzzusammenfassung

Um dem anthropogenen Klimawandel entgegenzuwirken entschied ein Großteil der internationalen Staatengemeinschaft im Pariser Klimaabkommen die Erderwärmung auf maximal 2°C zu beschränken. Da der Verkehrssektor einen Anteil von 23 % an den globalen CO₂_{equi} Emissionen hat (IEA 2021), werden auch für diesen Sektor umfassende Maßnahmen zur Dekarbonisierung notwendig sein, um die Klimaziele zu erreichen.

In der vorliegenden Arbeit werden aus den im Projekt „DeVKopSys“ des Fraunhofer IEE (Pfennig et al. 2021) identifizierten Potentialflächen internationale Vorzugsstandorte zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe (Power-to-X, PtX) erarbeitet. Diese Potentialflächen werden einerseits mithilfe des Analytischen Hierarchieprozesses (AHP) in ihrer Qualität bewertet und andererseits zur Identifizierung von Vorzugsstandorten herangezogen. Anschließend werden auf Basis von stündlich aufgelösten Zeitreihen für Erneuerbare Energien (EE) an diesen Standorten, sowie techno-ökonomischer Kenndaten der Anlagenkomponenten die Kraftstoffgestehungskosten für zwölf Kraftstoffproduktionspfade mithilfe eines Optimierungsmodells ermittelt. Die Ergebnisse der Optimierung werden danach einer Sensitivitätsanalyse anhand variabler Zinssätze und Flächenaggregationen unterzogen. Ebenso wird der Einfluss einer verminderten Anlageneffizienz der *Direct-Air-Capture* (engl. DAC) Technologie auf die Kraftstoffgestehungskosten untersucht. Danach werden Zusammenhänge zur Abschätzung der Kraftstoffgestehungskosten für verschiedene Szenarien hergeleitet. Abschließend werden die Ergebnisse anhand einer Diskussion eingeordnet.

Die Ergebnisse ergaben eine Identifikation von 592 Vorzugsstandorten außerhalb des europäischen Wirtschaftsraumes (EWR). Der AHP ordnet die Flächen primär in die Kategorie guter bis sehr guter Standort ein. Es existieren wenige hervorragende und keine schlechten Standorte. Die Optimierungsergebnisse weisen Kosten zwischen 42 und 334 €/MWh, in Abhängigkeit des Kraftstoffproduktionspfades auf. Aus den Ergebnissen der Optimierung und den vorhandenen Potentialflächen lassen sich Erzeugungsmengen zwischen 73.000 TWh und 111.000 TWh ableiten, welche in der Realität nur zum Teil erschließbar sind. Als größter Einflussfaktor auf die Kraftstoffgestehungskosten wurden die Volllaststunden der verwendeten EE Ressource am Standort identifiziert. Doch auch der Zinssatz der Wirtschaftlichkeitsrechnung, der Einfluss der Umweltbedingungen auf die DAC-Anlageneffizienz, sowie die Auswahl der Flächen zur Aggregation beeinflussen die Kraftstoffgestehungskosten, in Abhängigkeit des Standortes, teils erheblich. Die Untersuchungen zur Abschätzung der Kraftstoffgestehungskosten zeigen, dass diese für ausgewählte Standortkategorien einen mittleren Fehler von max. 2 €/MWh aufweist.

Abstract

In order to counteract anthropogenic climate change, a large part of the international community decided in the Paris Climate Agreement to limit global warming to a maximum of 2 ° C. Since the transport sector has a share of 23% (IEA 2021) of global CO₂eq emissions, extensive decarbonisation measures will also be necessary for this sector in order to achieve the climate targets.

In the present work, international preferred locations for the production of synthetic fuels (Power-to-X, PtX for short) are identified from the potential areas identified in the “DeVKopSys” project of the Fraunhofer IEE (Pfennig et al. 2021). On the one hand, the quality of these potential areas is assessed using the analytical hierarchy process (AHP) and, on the other hand, they are used to identify preferred locations. Then, on the basis of hourly time series for renewable energies at these locations, as well as techno-economic characteristics of the system components, the fuel production costs for twelve fuel production paths are determined with the help of an optimization model. The results of the optimization are then subjected to a sensitivity analysis. The influence of a reduced system efficiency of direct air capture (DAC) technology on fuel production costs is also examined. Then connections for estimating the fuel production costs for different scenarios are derived. Finally, the results are classified based on a discussion.

The results revealed an identification of 592 preferred locations outside of the European economic area. The AHP largely assigns the areas to the category of good to very good locations and there are few excellent and no bad locations. The optimization results show costs between 42 and 334 € / MWh, depending on the fuel production path. From the results of the optimization and the existing potential areas, generation quantities between 73,000 TWh and 111,000 TWh can be derived, which in reality can only be partially developed. The full load hours of the renewable energy resources used at the location were identified as the greatest influencing factor on the fuel production costs. But also the interest rate of the profitability calculation, the influence of the environmental conditions on the DAC system efficiency, as well as the selection of the areas for aggregation influence the fuel production costs, depending on the location, sometimes considerably. The results of the sensitivity analysis for estimating the fuel production costs show for selected locations categories with a mean error of up to 2 €/MWh.

Inhaltsverzeichnis

Kurzzusammenfassung	I
Abstract	II
Inhaltsverzeichnis	III
Abkürzungsverzeichnis	V
Abbildungsverzeichnis	VI
Tabellenverzeichnis	IX
1 Einleitung	1
1.1 Zielstellung	2
1.2 Aufbau der Arbeit	2
1.3 Stand der Wissenschaft.....	3
2 Theoretische Grundlagen	5
2.1 Geoinformationssysteme	5
2.2 Methodik des Analytischen Hierarchieprozesses	7
2.3 PtX-Erzeugung	13
2.3.1 Elektrolyse.....	13
2.3.2 Synthese von Kraftstoffen/Kraftstoffsynthese	15
2.4 CO ₂ Gewinnung aus der Umgebungsluft	18
3 Methodik	20
3.1 Potentialflächenanalyse	20
3.1.1 Kriterien für Erneuerbares Erzeugungspotential.....	20
3.1.2 Ermittlung des PtX-Potentials mit Meerwasser als Speisewasser	23
3.1.3 Ermittlung des PtX-Potentials mit Süßwasser als Speisewasser.....	24
3.2 Analytischer Hierarchieprozess	25
3.2.1 Durchführung des Analytischen Hierarchieprozesses.....	25
3.2.2 Verwendung als Entscheidungskriterium für überlagerte Flächen	29
3.3 Beispielberechnung einer AHP-Bewertungskarte	30
3.4 SCOPE-Optimierung	33
3.4.1 Identifikation von Vorzugsstandorten.....	33
3.4.2 Das SCOPE-Modell	34
3.4.3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	34
3.4.4 Dateninput	36
3.4.5 Zeitreihen	40
3.4.6 Übertrag der Optimierungsergebnisse.....	42
3.4.7 Untersuchung des klimatischen Einflusses auf den CO ₂ -Ertrag der DAC- Technik.....	43
4 Ergebnisse	45
4.1 PtX-Potentialflächenanalyse.....	45
4.2 AHP Bewertung der Potentialflächen.....	47
4.3 SCOPE-Optimierung	51
4.3.1 Ausgewählte Optimierungsergebnisse	51
4.3.2 Überschlag für Erzeugungsmengen	58
4.4 Sensitivitätsanalysen.....	60
4.4.1 Plausibilitätsprüfung der Überschlagsberechnungen	66

5 Diskussion	69
6 Fazit und Ausblick	77
7 Literaturverzeichnis.....	i
Anhang.....	x

Abkürzungsverzeichnis

AHP	Analytischer Hierarchieprozess
CAPEX	Investitionsausgaben (<i>Capital Expenditure</i>)
C.I.	Konsistenzindex (<i>Consistency Index</i>)
CO ₂ equ	Kohlenstoffdioxid-Äquivalent
C.R.	Konsistenzwert (<i>Consistency ratio</i>)
DAC	CO ₂ Gewinnung aus der Umgebungsluft (<i>Direct-Air-Capture</i>)
DeVKopSys	Dekarbonisierung Verkehr – Rückkopplung Energiesystem
EE	Erneuerbare Energien
EL	Elektrolyse
EWR	Europäischer Wirtschaftsraum
FT	Fischer-Tropsch
GADM	Datenbank der globalen Verwaltungsbezirke (<i>Database of Global Administrative Areas</i>)
GIS	Geoinformationssystem
IEE	Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik
KBS	Koordinatenbezugssystem
LCOE	Stromgestehungskosten (<i>Levelised Costs of Electricity</i>)
MCDM	Multikriterielle Entscheidungsfindung (<i>Multiple-criteria decision-making</i>)
NH	Nabenhöhe
OPEX	Betriebskosten (<i>Operational Expenditure</i>)
OPEX _{fix}	Fixe Betriebskosten (<i>Fixed Operational Expenditure</i>)
OPEX _{var}	Variable Betriebskosten (<i>Variable Operational Expenditure</i>)
PEM	Polymer-Elektrolyt-Membran
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
RWGS	umgekehrte Wassergas-Shift-Reaktion (<i>Reverse Water-Gas Shift</i>)
SOEC	Feststoff-Oxid-Hochtemperatur-Elektrolyse (<i>Solid Oxide Electrolyzer Cell</i>)
UNEP-WCMC	Weltüberwachungszentrum für Naturschutz des Umweltprogramms der Vereinten Nationen (<i>United Nation Environment Programme World Conservation Monitoring Centre</i>)
WACC	Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (<i>Weighted Average Costs of Capital</i>)
WDPA	Globale Datenbank naturgeschützter Flächen (<i>World Database on Protected Areas</i>)
WEA	Windenergieanlage

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Darstellung des identischen geographischen Ausschnitts als Raster-, sowie als Vektordatenmodell	6
Abbildung 2: Grundstruktur einer AHP-Hierarchie	8
Abbildung 3: Flussdiagramm der zwölf betrachteten Konversionspfade zur Erzeugung von strombasierten synthetischen Kraftstoffen.....	13
Abbildung 4: Hierarchiestruktur des AHP in dieser wissenschaftlichen Arbeit	26
Abbildung 5: Beispiel eines ausgefüllten Fragebogens der Umfrage für den AHP	27
Abbildung 6: Karten des PtX-Erzeugungspotentials Ägyptens für Binnen- und Küstenstandorte	30
Abbildung 7: Gegenüberstellung der Eingangskarte, sowie der mit dem AHP reklassifizierte Karte für das Kriterium „Entfernung zur nächsten Stadt“.....	31
Abbildung 8: Reklassifizierte Karten des AHP für alle verwendeten Kriterien, außer die „Entfernung zu Städten“	31
Abbildung 9: Gegenüberstellung der Endergebniskarten des AHP für Binnen- und Küstenstandorte in Ägypten.....	32
Abbildung 10: Veranschaulichung des Einflusses der Auswahl der besser geeigneten Wasserquelle bei einer Potentialflächenüberlagerung, nach den drei Standortkategorien aufgeschlüsselt	46
Abbildung 11: Darstellung der Potentialflächen nach Kontinenten und Unterkategorien aufgeschlüsselt, sowie weltweite prozentuale Zusammensetzung der Unterkategorien der Potentialflächen	46
Abbildung 12: Verteilung der weltweiten Küstenpotentialfläche auf die Unterkategorien, aufgeschlüsselt nach AHP-Scores, sowie die prozentuale Zusammensetzung des Küstengesamtpotentials auf die AHP-Scores	48
Abbildung 13: Verteilung der weltweiten Binnenpotentialfläche auf die Unterkategorien, aufgeschlüsselt nach AHP-Scores, sowie die prozentuale Zusammensetzung des Binnengesamtpotentials auf die AHP-Scores.....	48
Abbildung 14: Aufschlüsselung der Potentialfläche der Unterkategorie Wind-Binnenpotential nach Kontinenten und AHP-Scores, sowie die prozentuale Verteilung der Gesamtpotentialfläche dieser Unterkategorie auf die AHP-Score Klassen.....	49
Abbildung 15: Beststandorte des AHP: Darstellung der AHP-Bewertung der Potentialflächen im Süden Chiles und Argentiniens	50
Abbildung 16: Vergleich der AHP-Bewertung von überlagertem Wind-Küsten- und Binnenpotential an einem Standort in der Region Jamal-Nenzen im Norden Russlands	50
Abbildung 17: Boxplots der Kraftstoffgestehungskosten nach Unterkategorien aufgeschlüsselt ohne Ausreißer	52

Abbildung 18: Boxplot der Kraftstoffgestehungskosten für die Unterkategorie Hybrid-Küstenstandorte	53
Abbildung 19: Vergleich der Kraftstoffgestehungskosten, aufgeschlüsselt nach Anlagenkomponenten, zwischen einem PV- und einem Hybrid-Standort in Australien, jeweils für PEM- und SOEC-Elektrolyse und das Endprodukt FT-Kraftstoff	54
Abbildung 20: Zusammenhang zwischen Volllaststunden der PV-Anlagen und Kraftstoffgestehungskosten für das Endprodukt FT-Kraftstoff über PEM-Elektrolyse an PV-, sowie Hybrid-Küstenstandorten	55
Abbildung 21: Zusammenhang zwischen Volllaststunden der Windenergie-Anlagen und Kraftstoffgestehungskosten für das Endprodukt FT-Kraftstoff über PEM-Elektrolyse an Wind-, sowie Hybrid-Küstenstandorten	56
Abbildung 22: Zusammenhang zwischen Kraftstoffgestehungskosten und AHP-Bewertung für den Konversionspfad FT-Kraftstoff in Kombination mit PEM-Elektrolyse. Darstellung für PV-Standorte	57
Abbildung 23: Zusammenhang zwischen Kraftstoffgestehungskosten und AHP-Bewertung für den Konversionspfad FT-Kraftstoff in Kombination mit PEM-Elektrolyse. Darstellung für Wind-Standorte	57
Abbildung 24: Zusammenhang zwischen Kraftstoffgestehungskosten und AHP-Bewertung für den Konversionspfad FT-Kraftstoff in Kombination mit PEM-Elektrolyse. Darstellung für Hybrid-Standorte	57
Abbildung 25: Globale PtX-Erzeugungspotentiale für alle zwölf Kraftstoffpfade	59
Abbildung 26: Potenzielle Erzeugungsmengen für die Erzeugung flüssigen Wasserstoffs mit PEM-Elektrolyse der zehn Länder, die das größte Potential aufweisen, nach Unterkategorien aufgeteilt	60
Abbildung 27: Aufsteigend sortierte Darstellung der Kraftstoffgestehungskosten für WACC von 4, 6, 8(Referenz), 10 und 12 % der größten Potentialfläche für die Hybrid-Küstenstandorte	61
Abbildung 28: Darstellung der absoluten und prozentualen Differenz der Kraftstoffgestehungskosten des „DAC-Korr“ Szenarios zum Referenzszenario	62
Abbildung 29: Darstellung der Zusammenhänge zwischen Kostendifferenz zum Referenzszenario und DAC-Korrekturfaktor, sowie Kostendifferenz und Quotient aus Jahresmitteltemperatur und mittlerer relativer Luftfeuchtigkeit für das „DAC-Korr“-Szenario	63
Abbildung 30: Darstellung der absoluten und prozentualen Differenz der Kraftstoffgestehungskosten der Szenarien „AHP-3“ und „AHP-3,5“ zum Referenzszenario	64
Abbildung 31: Sortierte Jahresdauerlinie für beide EE-Erzeuger für das Referenzszenario, sowie das „AHP-3,5“ Szenario an einem Standort in Ägypten und einem Standort in Dschibuti	65

Abbildung 32: Vergleich der optimierten und berechneten Kraftstoffgestehungskosten der Wind-Küstenstandorte für FT-Kraftstoff in Verbindung mit PEM-Elektrolyse: „WACC-6 %“ und „WACC-10 %“	66
Abbildung 33: Vergleich der optimierten und berechneten Kraftstoffgestehungskosten der Wind-Küstenstandorte für FT-Kraftstoff in Verbindung mit PEM-Elektrolyse: „VLS“, „VLS+WACC 6%“ und „VLS+WACC 10%“	67
Abbildung 34: Vergleich der optimierten und berechneten Kraftstoffgestehungskosten der Wind-Küstenstandorte für FT-Kraftstoff in Verbindung mit PEM-Elektrolyse: „DAC-Korr“, „VLS + WACC-6 %“ und „VLS + WACC-10 %“	68

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ablauf des Analytischen Hierarchieprozesses.....	7
Tabelle 2: Bewertungsskala für Kriterienvergleiche während des AHP	9
Tabelle 3: Tabellarische Darstellung einer Evaluationsmatrix.....	9
Tabelle 4 Zufallskonsistenzen für Matrizen der Dimension 1-9	12
Tabelle 5: Kenndaten der verschiedenen Syntheseendprodukte in der vorliegenden Arbeit	18
Tabelle 6: Berechnete Gewichtungsfaktoren für die Kriterien des AHP.....	28
Tabelle 7: Verwendete Eignungsklassen des AHP in dieser Arbeit.....	28
Tabelle 8: Zuordnung der Intervallgrenzen zu den Eignungsklassen für jedes Kriterium des AHP	29
Tabelle 9: Techno-ökonomische Kenndaten von PEM-Elektrolyseur und SOEC-Elektrolyseur.....	37
Tabelle 10: Techno-ökonomische Kenndaten von FT-Synthese, Methanol-Synthese und Methan-Synthese	37
Tabelle 11: Techno-ökonomische Kenndaten von CH ₄ und H ₂ Komprimierungs- und Verflüssigungsaggregaten.....	38
Tabelle 12: Techno-ökonomische Kenndaten DAC-Anlage	39
Tabelle 13: Techno-ökonomische Kenndaten von Erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien, Wärmetechnikaggregaten und Speichertechnologien ..	39
Tabelle 14: Techno-ökonomische Kenndaten zur Meerwasserentsalzung.....	40
Tabelle 15: Systematik der Zuordnung von kontinuierlicher AHP-Bewertung zur diskreten AHP-Scores.....	47
Tabelle 16: Korrelationskoeffizienten nach Pearson zwischen Kraftstoffgestehungskosten und AHP-Bewertung.....	58
Tabelle 17: Prozentuale Differenzen der Kraftstoffgestehungskosten zum Referenzszenario für WACC zwischen 4 und 12 %. Zusätzlich sind die Kosten in Bezug zum Referenzszenario dargestellt.	62

1 Einleitung

Um dem anthropogenen Klimawandel entgegenzuwirken wurde von einem Gros der internationalen Staatengemeinschaft 2015 das Übereinkommen von Paris (Pariser Klimaabkommen) unterzeichnet. Mit der Ratifizierung verpflichteten sich die Staaten den „Anstieg der durchschnittlichen Erdtemperatur deutlich unter 2 °C über dem vorindustriellen Niveau“ (BMU 2015) zu halten. Um diesen Klimazielen Rechnung zu tragen setzte sich die Bundesregierung das Ziel den CO₂_{equ} Ausstoß bis zum Jahr 2050 um 80–95 % (BMU 2019) gegenüber dem Vergleichsjahr 1990 zu senken. Im Stromsektor schreitet der Anteil Erneuerbarer Energien (EE) stetig voran und ein 100 % EE-Szenario im Stromsektor gilt für die Zukunft als gesichert. Neben dem Stromsektor weisen der Gebäude-, Industrie- und Verkehrssektor die größten Anteile an Treibhausgasemissionen in Deutschland auf (Umweltbundesamt 2020b).

Der Verkehrssektor beispielsweise hatte im Jahr 2019 an den gesamten Treibhausgasemissionen Deutschlands laut einer vorläufigen Schätzung einen Anteil von 20,3 % (Umweltbundesamt 2020b). Dies entspricht einer Menge von knapp 163,5 Mio. Tonnen CO₂_{equ}. Als Zwischenziel für den Verkehrssektor bis zum Jahr 2030 wurde ein Ausstoß von maximal 95 Mio. Tonnen CO₂_{equ} (BMU 2019), also einer Reduktion von über 40 %, festgelegt. Da der Straßenverkehr an den Emissionen des Verkehrssektors einen Anteil von über 97,5 % (vgl. BMU 2019) hat, bedarf es einer Transformation dessen, weg von fossilen Brennstoffen hin zu (batterie-)elektrischen Fahrzeugen und synthetischen Kraftstoffen, jeweils gespeist aus regenerativen Stromquellen („Verkehrswende“).

Der Endenergieverbrauch des deutschen Verkehrssektors im Jahr 2019 betrug ca. 770 TWh, (vgl. AG Energiebilanzen 2020), während die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) in Deutschland im Jahr 2019 bei 244,3 TWh (Umweltbundesamt 2020a) lag. In der gesamten Europäischen Union steht dem Endenergieverbrauch des Verkehrssektors von ca. 3400 TWh (eurostat 2021) eine regenerative Stromerzeugung von ca. 1100 TWh (Agora Energiewende and Sandbag 2020) gegenüber. Ein Vergleich der Größenordnungen zeigt, dass es selbst bei einem massiven Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten in der näheren Zukunft schwierig wird diesen Bedarf nur mit innereuropäischer Erzeugung zu decken, zumal auch der Umbau der Stromversorgung auf 100 % Erneuerbare Energien erfolgen soll.

Zusätzlich müssen bei der Erzeugung synthetischer Kraftstoffe Wirkungsgradketten in

Abhängigkeit des produzierten Kraftstoffs berücksichtigt werden. Diese liegen zwischen 88 % bei der Hochtemperatur-Elektrolyse von Wasserstoff und ca. 54 % bei der Produktion sogenannter Fischer-Tropsch (FT) Kraftstoffe (Annahmen zu Wirkungsgradketten aus der vorliegenden Arbeit).

Im Kontext der angestrebten „Verkehrswende“, wurde das Forschungsprojekt *De karbonisierung Verkehr – Rückkopplung Energiesystem* (DeVKopSys) am *Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik* (Fraunhofer IEE) initiiert, in welches auch diese Abschlussarbeit eingebunden ist. Ein Ziel des Projektes ist die Identifizierung von Power-to-X (PtX)-Erzeugungspotentialen im außereuropäischen, globalen Kontext für das Jahr 2050. Der Begriff PtX bezieht sich im Kontext des Projektes und der vorliegenden Arbeit auf die Herstellung synthetischer Kraftstoffe mittels Stroms aus Erneuerbaren Energien aus den Ausgangsrohstoffen Wasser und ggf. Kohlenstoffdioxid.

1.1 Zielstellung

Als Datengrundlage für diese Arbeit dienen die Ergebnisse der Potentialflächenanalyse, welche in Projektarbeiten durchgeführt wurde. Das Ziel dieser Arbeit ist diese Potentialflächen einerseits in ihrer Qualität zu bewerten, sowie aus diesen Flächen Vorzugsstandorte zu identifizieren, für welche anschließend eine Optimierung des Kraftwerksparks zur PtX-Erzeugung durchgeführt werden soll. Darüber hinaus sollen zentrale Einflussfaktoren auf die Kraftstoffgestehungskosten synthetischer Kraftstoffe identifiziert werden.

1.2 Aufbau der Arbeit

Die Arbeit gliedert sich in sechs Kapitel. Nach der Einleitung werden theoretische Grundlagen zu den Themenfeldern Geoinformationssysteme (GIS) und Analytischer Hierarchieprozess (AHP) sowie zur Erzeugung synthetischer Kraftstoffe behandelt. Kapitel drei betrachtet die verwendete Methodik zur Potentialflächenanalyse, zum AHP und zur Simulation kostenminimaler PtX-Systeme mit dem Optimierungsmodell SCOPE (Böttger et al. 2018). Innerhalb des Kapitels wird auch auf die verwendeten Eingangsdaten Bezug genommen. Anschließend werden die Ergebnisse der Potentialflächenanalyse, sowie der AHP-Flächenbewertung und der Optimierung mit SCOPE vorgestellt, bevor Teile der Optimierungsergebnisse einer Sensitivitätsanalyse unterzogen und weitere Einflussfaktoren auf die Kraftstoffgestehungskosten untersucht

werden. Danach werden die Ergebnisse diskutiert und die Faktoren die diese limitieren erläutert. Zuletzt wird ein Fazit gezogen und es erfolgt ein Ausblick, welche Forschungsfragen sich an diese Arbeit anschließen könnten, bzw. an welcher Stelle die durchgeführten Arbeiten optimiert werden können.

1.3 Stand der Wissenschaft

In der Wissenschaft wurde der Ansatz einer Potentialflächenanalyse durch die Verbindung von GIS Daten und einer Bewertungsmethodik, wie dem AHP, in zahlreichen Studien angewandt und diskutiert. Yushchenko et al. (2018) hat das Stromerzeugungspotential mittels Photovoltaik (PV) und *Concentrated solar power* in West Afrika analysiert. Mithilfe von Ausschlusskriterien, wie z. B. keine Nutzung von Naturschutzgebieten, wurden Potentialflächen identifiziert, welche anschließend in ihrer Qualität bewertet wurden. Hierzu wurde den Bewertungskriterien, wie die Globalstrahlung am Standort, mittels AHP Analyse Gewichtungsfaktoren zugeordnet, um so einen „Score“ für jeden Standort zu erhalten. So wurde jeder Standort von *less suitable* bis *best suitable* kategorisiert.

In einem Arbeitspapier der Internationalen Organisation für Erneuerbare Energien von Hermann et al. (2014) wird eine ähnliche Vorgehensweise gewählt, um das EE-Erzeugungspotential afrikaweit zu analysieren. Mithilfe diverser Ausschlusskriterien wurden zunächst sog. *exclusion maps* erstellt. Die nicht ausgeschlossenen Flächen wurden dann in Windgeschwindigkeits- und Globalstrahlungsklassen von *not/limited suitable* bis *excellent* eingeteilt.

Auch die Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen aus regenerativem Strom wurde in der Literatur thematisiert. Fasihi et al. (2017) untersuchten in einer Studie die Kosten der Erzeugung von Fischer-Tropsch (FT) -Kraftstoffen und gasförmigen bzw. flüssigem Methan durch Strom aus EE für die Zieljahre 2030 und 2040. Hierbei wurde eine Optimierung der Kraftstoffgestehungskosten anhand techno-ökonomischer Kenndaten der Anlagenkomponenten und stundenscharfer Erzeugerzeitreihen für die Maghreb Region durchgeführt. Ergebnis waren Karten der Kraftstoffgestehungskosten für alle drei Kraftstoffe mit einer räumlichen Auflösung von 0,45°. Zusätzlich wurde eine Variation des Kalkulationszinssatzes durchgeführt. Eine Einschränkung der zur Verfügung stehenden Flächen fand in der Studie nicht statt.

Das Fraunhofer IEE hat in einem Vorgängerprojekt (Pfennig et al. 2017) eine Analyse zur Herstellung von Wasserstoff bzw. *Power-to-Liquid*-Kraftstoff in EE-

Vorzugsregionen durchgeführt. Hierbei war die Methodik ähnlich zu der vorliegenden Arbeit. Zunächst wurden Vorzugsregionen anhand von historischen Einstrahlungs- und Windgeschwindigkeitsdaten identifiziert. Diese Vorzugsregionen umfassen gewisse Landesteile und wurden anhand von Restriktionskriterien, wie z. B. dem Küstenabstand oder der Hangneigung weiter eingeschränkt. In den übrig gebliebenen Flächen wurden die kostenoptimalen Kraftstoffgestehungskosten für flüssigen Wasserstoff und FT-Kraftstoff mithilfe des Optimierungsmodells SCOPE errechnet.

In Abgrenzung zu den vorgestellten wissenschaftlichen Arbeiten soll die Analyse in dieser Arbeit im globalen Kontext erfolgen. Es erfolgt eine Betrachtung aller Länder des GADM-Datensatzes (engl. *Database of Global Administrative Areas*, GADM) (198 Länder), ohne Berücksichtigung des europäischen Wirtschaftsraumes. Zunächst wird in Projektarbeiten für jedes Land eine Potentialflächenanalyse durchgeführt. Anschließend erfolgt eine Auswahl von Vorzugsstandorten in Regionen mit nennenswertem, vorhandenem Potential. An diesen Standorten werden kostenoptimale PtX-Systeme simuliert. Die Simulation dieser stündlich aufgelösten Erzeugungszeitreihen ermöglicht eine Abbildung der Kraftstoffgestehungskosten für 12 verschiedene PtX-Konversionspfade. In Kombination mit der Standortqualitätsanalyse über die AHP-Methodik, stellt diese Arbeit nach eingehender Literaturrecherche ein Novum dar.

Die Thematik dieser Abschlussarbeit gilt anhand der genannten Studien als aktuell und für die Wissenschaft interessant. Der Neuwert für den wissenschaftlichen Diskurs wird ebenfalls als gegeben angesehen.

2 Theoretische Grundlagen

In diesem Kapitel werden die, für das Verständnis der Arbeit wichtigsten, theoretischen Grundlagen erläutert. Zunächst werden GIS-Daten im Allgemeinen und deren Bearbeitung beleuchtet. Anschließend wird die AHP-Methodik und deren Verwendungszweck erklärt. Die verwendeten/ausgewählten Technologien entlang der betrachteten PtX-Konversionspfade werden in Kapitel 2.3 aufgezeigt. Abschließend wird auf die Technologie *Direct-Air-Capture* (engl. DAC), der Abscheidung von Kohlenstoffdioxid (CO₂) aus der Umgebungsluft und den Einfluss von Temperatur und Feuchtigkeit auf dessen Effizienz, eingegangen.

2.1 Geoinformationssysteme

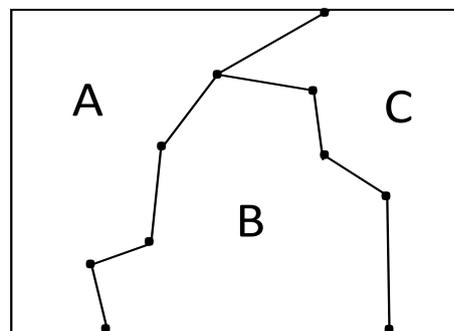
Flächenpotentialanalysen in wissenschaftlichen Arbeiten basieren meist auf der Verwendung von Geoinformationssystemen (vgl. Kapitel 1.3). Diese ermöglichen das Abrufen, Darstellen, Analysieren, Verändern und Speichern von geographischen Daten (Church 2002, S. 541). Zentral für ein GIS ist die Verwendung eines Koordinatenbezugssystems (KBS), das es möglich macht die Eigenschaften eines Standortes in seiner Beziehung, wie beispielsweise der Entfernung, zu anderen Standorten zu untersuchen (Church 2002). Für sämtliche hier erläuterten GIS Arbeiten wurde das geodätische KBS WGS84 verwendet. Dieses System gibt Positionen auf der Erde in Form von Längen- und Breitengraden an. WGS 84 ist weit verbreitet und kommt unter anderem auch beim *Global-Positioning-System* (Wells et al. 1986) zum Einsatz. Bei der Verarbeitung von GIS-Daten wird grundsätzlich zwischen raster- und vektorbasierten Datenmodellen unterschieden.

Beim Rastermodell wird das Untersuchungsgebiet in kleine geometrische Flächen aufgeteilt (vgl. Abbildung 1). Diese Aufteilung erfolgt fast immer gleichmäßig und meistens in kleine Quadrate (Pixel/Bildpunkte) (Lang und Blaschke 2007). Die Kantenlänge dieser Quadrate bildet die Rastergröße bzw. Auflösung des Datensatzes und in ihrer Gesamtheit bilden diese stets ein Rechteck. Laut Lang und Blaschke dienen Rasterdaten zur „Repräsentation kontinuierlich auftretender, räumlicher Phänomene“ (Lang und Blaschke 2007, 51 f.). Es handelt sich um Phänomene die theoretisch für jeden Punkt im Untersuchungsgebiet einen anderen Wert annehmen können, wie auch bei Rasterdaten jeder Bildpunkt einen eigenen Wert besitzt (Church 2002). Typische Anwendungen für Rasterdaten wären beispielsweise die Form der Landnutzung, oder die Geländehöhe über Normalnull (Church 2002; Lang und Blaschke 2007).

Das Vektormodell hingegen wird für die Darstellung räumlich diskreter Objekte, wie z. B. administrative Grenzen oder Pipelines verwendet (s. Abbildung 1) (Church 2002). Diese Darstellung kann durch Punkt-, Linien- oder Flächendaten erfolgen, welche wiederum als Vektoren in einem kartesischen Koordinatensystem charakterisiert werden (Lang und Blaschke 2007). Somit können Vektordaten im Gegensatz zu Rasterdaten Flächen beliebiger Größe und Form repräsentieren. Zusätzlich zu diesen geometrischen Informationen enthalten Vektordatensätze meist eine sog. Attributtabelle. Die Informationen darin sind über einen eindeutigen Schlüssel ihrem geometrischen Pendant zugeordnet (Lang und Blaschke 2007). Beispielsweise kann ein Punkt-Vektordatensatz, der die Städte Hessens enthält, in seiner Attributtabelle Hintergrundinformationen, wie Einwohnerzahl oder Wirtschaftsleistung, zu den Städten enthalten.

A	A	A	C	C
A	A	B	C	C
A	A	B	B	C
A	B	B	B	C

Rastermodell



Vektormodell

Abbildung 1: Darstellung des identischen geographischen Ausschnitts als Raster-, sowie als Vektordatenmodell im Vergleich, eigene Darstellung nach Church (2002)

Da ein Großteil der identifizierten, für die Potentialflächenanalyse relevanten, Kriterien unter die Kategorie „kontinuierlich auftretende, räumliche Phänomene“ fällt, kamen in dieser Arbeit größtenteils Rasterdatensätze zum Einsatz. Die Angabe der administrativen Grenzen der untersuchten Länder beispielsweise erfolgte als Vektordatensatz. In Kapitel 3.1 wird näher auf die verwendeten Datensätze eingegangen. Zur Ver- und Bearbeitung der Datensätze wurde die *Open-Source-Software GRASS GIS* eingesetzt, mit der sowohl Raster- als auch Vektordaten importiert, exportiert, analysiert und verarbeitet werden können (Neteler et al. 2012). Die Umsetzung dieser Schritte erfolgt fast ausschließlich innerhalb einer integrierten Entwicklungsumgebung für die Programmiersprache Python. In Python lassen sich GRASS-Befehle direkt aufrufen und ausführen. Dies erlaubte mehrere Ver- und Bearbeitungsschritte der Datensätze aneinanderzureihen, Abhängigkeiten zu erstellen, Prozesse zu parallelisieren und erleichterte die Auslagerung komplexer Berechnungen auf leistungsstärkere Rechenknoten des IEE.

2.2 Methodik des Analytischen Hierarchieprozesses

Aufbauend auf den Ergebnissen der Potentialflächenanalyse (vgl. Kapitel 3.1) zur Ermittlung von geeigneten Flächen für die Erzeugung von PtX-Kraftstoffen, wird in dieser Arbeit die Qualität der Standorte ermittelt und kategorisiert. Da diese von einer Vielzahl verschiedener Einflussfaktoren abhängig ist, wird für Analysen dieser Art i. d. R. eine sog. multikriterielle Entscheidungsfindung verwendet (engl. *Multiple-criteria decision-making* MCDM) (Alami Merrouni et al. 2018; Garni und Awasthi 2017; Messaoudi et al. 2019). Unter den zur Verfügung stehenden MCDM-Methoden wurde der AHP, aufgrund der weiten Verbreitung in der Literatur (vgl. Kapitel 1.3) ausgewählt.

Hierbei wird ein komplexes Entscheidungsproblem auf Paarvergleiche heruntergebrochen, Kriterien für die Entscheidung identifiziert und Entscheidungsalternativen ermittelt. Kriterien sind konkrete Faktoren, welche die Entscheidung beeinflussen und in deren Kontext wiederum (Sub-)Kriterien und Alternativen untereinander bewertet werden können. Alternativen repräsentieren hierbei konkrete Handlungsoptionen, die nicht weiter untergliedert werden (Saaty 2008; Alami Merrouni et al. 2018; Westphal 2016). Bei der in dieser Arbeit verwendeten AHP-Analyse wird, bei fehlender Sensitivitätsanalyse, nach den Schritten aus Tabelle 1 verfahren (Westphal 2016; Saaty 1994).

Tabelle 1: Ablauf des Analytischen Hierarchieprozesses (Saaty 2008)

1.	Aufstellung einer Hierarchie des Entscheidungsproblems
2.	Paarvergleichsurteile für alle Kriterien und Alternativen aufstellen
3.	Berechnung der Gewichtungen innerhalb jeder Ebene
4.	Konsistenzprüfung der Bewertungen
5.	Synthese der Gewichtung der gesamten Hierarchie

Schritt 1:

Es muss eine Hierarchiestruktur definiert werden, deren oberste Ebene das Entscheidungsziel darstellt. Die unteren Ebenen beinhalten (Sub-)Kriterien, die im Hinblick auf das Entscheidungsziel relevant sind. Die unterste Ebene bilden i. d. R. die konkreten Alternativen der Entscheidung (Saaty 2008). Hierbei gilt folgende Grundsatzfrage (Saaty 1994, S. 22): „Lassen sich die Elemente einer unteren Ebene, wenn ich eines oder alle Elemente der nächsthöheren Ebene als Kriterien bzw. Attribute verwende, untereinander vergleichen?“

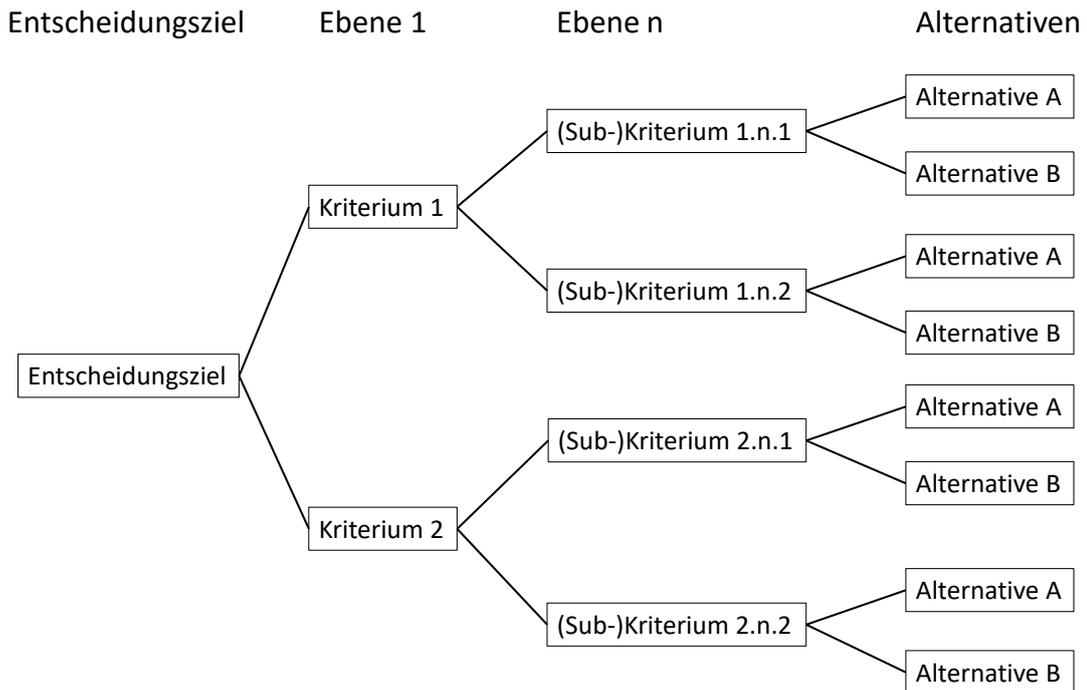


Abbildung 2: Grundstruktur einer AHP-Hierarchie, eigene Darstellung nach Westphal (2016)

In dieser Arbeit wird, in Anlehnung zu ähnlichen wissenschaftlichen Arbeiten (vgl. Yushchenko et al. 2018; Messaoudi et al. 2019), mit nur einer Hierarchieebene und ohne „echte“ Alternativen der Entscheidung gearbeitet. Daher werden die Prozessschritte zwei bis fünf der AHP-Analyse auf den Anwendungsfall dieser Arbeit angepasst und verkürzt. Zur besseren Verständlichkeit finden die weiteren Erläuterungen anhand eines abstrakten Beispiels statt.

Schritt 2:

Im zweiten Schritt muss jedes Kriterium, welches in Schritt eins identifiziert wurde, mit jedem Kriterium verglichen werden. Diese Vergleiche finden i. d. R. in tabellarischer Form statt. Es wird sukzessive für jeden sog. Paarvergleich die Frage beantwortet, welches der beiden Kriterien dominiert im Hinblick auf das übergeordnete Kriterium, bzw. in dieser Arbeit im Hinblick auf die Zielfragestellung. Anschließend muss diese Dominanz mithilfe einer Bewertungsskala, welche in Tabelle 2 dargestellt ist, in ihrer Intensität eingestuft werden (Saaty 1994).

Tabelle 2: Bewertungsskala für Kriterienvergleiche während des AHP nach Saaty (2008)

„Wichtigkeitswert“ (Skala)	Definition	Erläuterung
1	Gleich wichtig	Zwei gleichwertige Attribute
3	Moderat wichtiger	Erfahrung und Beurteilung ziehen ein Attribut leicht vor
5	Deutlich wichtiger	Erfahrung und Beurteilung ziehen ein Attribut deutlich vor
7	Sehr viel wichtiger	Ein Attribut ist sehr viel wichtiger; die Dominanz wurde in der Praxis bewiesen
9	Absolut dominant	Die Beweise, dass ein Attribut das andere dominiert sind so eindeutig wie nur irgend möglich
2,4,6,8	Zwischenwerte	

Die Ergebnisse jedes Paarvergleichsurteils werden in einer sog. Evaluationsmatrix abgelegt, die sich formal nach Formel 2.1 darstellen lässt. Die Notation erfolgt dabei im Hinblick auf die Dominanz des Attributs auf der linken Seite gegenüber dem Attribut an der Oberseite (vgl. Saaty 2008).

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nn} \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Diese abstrakte formale Darstellung wird in der Realität meist in tabellarischer Form umgesetzt. Ein Beispiel mit drei Kriterien ist in Tabelle 3 zu sehen.

Tabelle 3: Tabellarische Darstellung einer Evaluationsmatrix, mit erfüllten AHP-Axiomen

Entscheidung/Ziel	Attribut 1	Attribut 2	Attribut 3
Attribut 1	1	$a_{12} = \frac{1}{a_{21}}$	$a_{13} = \frac{1}{a_{31}}$
Attribut 2	a_{21}	1	$a_{23} = \frac{1}{a_{32}}$
Attribut 3	a_{31}	a_{32}	1

Wie in Formel 2.1 zu erkennen ist, wird entlang der Hauptdiagonalen der Matrix ein Kriterium mit sich selbst verglichen, weshalb hier, wegen der Gleichwertigkeit des Kriteriums mit sich selbst, stets der Wert 1 einzutragen ist. Außerdem wird an der transponierten Position der Matrix stets der Kehrwert, zu dem Wert an der ursprünglichen Stelle der Matrix, eingetragen (Saaty 2008). Beide Axiome sind in Tabelle 3 zu erkennen.

Schritt 3:

Die Gewichtung eines jeden Kriteriums zeigt dessen anteilige Bedeutung an der Zielentscheidung. Die Berechnung kann näherungsweise oder explizit erfolgen (Saaty 2008). Da die Näherungsverfahren bei inkonsistenten Evaluationsmatrizen zu unterschiedlichen Ergebnissen führen (Saaty und Hu 1998), findet in dieser Arbeit eine genaue Berechnung der Gewichtungsfaktoren statt.

Zur genauen Berechnung der Gewichtungen wird der Eigenvektor der Evaluationsmatrix gesucht, dessen Eigenwert den größten Betrag aufweist (Saaty und Hu 1998). Somit muss das Eigenwertproblem der Evaluationsmatrix gelöst werden, um aus dem so gewonnenen Eigenvektor durch dessen Normierung die Gewichtung der Kriterien zu erhalten.

Nach Saaty und Sodenkamp(2008, S.32) lässt sich das Eigenwertproblem, dessen Lösung gesucht ist, für konsistente und leicht-inkonsistente Matrizen mit Formel 2.2 formulieren.

$$A \cdot w = \lambda_{max} \quad (2.2)$$

Die Gleichung gilt für den Eigenvektor w der Evaluationsmatrix A als erfüllt, welcher mit λ_{max} den betragsstärksten Eigenwert besitzt.

Nach den Autoren konvergieren die normierten Zeilensummen der wiederholt potenzierten Evaluationsmatrix zum Eigenvektor der ursprünglichen Evaluationsmatrix hin. Somit entsprechen die normierten Zeilensummen, einer sehr hoch potenzierten Evaluationsmatrix, den gesuchten Gewichtungsfaktoren der Kriterien dieser Evaluationsmatrix (Saaty und Sodenkamp 2008). Die Berechnungsschritte der Gewichtungsfaktoren lassen sich somit nach den Gleichungen 2.3 bis 2.5 formulieren.

1. Potenzierung der Evaluationsmatrix mit hoher Zahl:

$$A_{pot} = A^x \quad (2.3)$$

Hierbei entspricht A_{pot} der mit x ($x > 100$) potenzierten Evaluationsmatrix A .

2. Berechnung der jeweiligen Zeilensumme:

$$A_{i,sum} = \sum_{x=i}^{x=n} a_{ix} \quad (2.4)$$

Hierbei entspricht $A_{i,sum}$ der Zeilensumme der Zeile i .

3. Berechnung der Summe der Evaluationsmatrix und Normierung der Zeilensummen:

$$A_{i,sum,norm} = \frac{A_{i,sum}}{\sum_{x=i}^n A_{x,sum}} \quad (2.5)$$

$A_{i,sum,norm}$ entspricht der normierten Zeilensumme der Zeile i .

Es wurde dargelegt, dass die normierten Zeilensummen den gesuchten Gewichtungen der Kriterien entsprechen, weshalb der Zusammenhang $A_{i,sum,norm} = g_i$ gilt, wobei g_i für den Gewichtungsfaktor des Attributs aus Zeile i steht.

Schritt 4:

Für konsistente Evaluationsmatrizen gilt der formale Zusammenhang aus Gleichung 2.6 (vgl. Saaty und Sodenkamp 2008):

$$\sum_{i=1}^n \lambda_i = n \quad (2.6)$$

Wobei λ_i einen beliebigen Eigenwert der Evaluationsmatrix und n die Anzahl der Kriterien in der Evaluationsmatrix darstellen. Für konsistente Matrizen gilt weiterhin, dass alle Eigenwerte - bis auf einen - Null sind (vgl. Saaty und Vargas 2012). Daraus folgt, dass der einzige von Null verschiedene Eigenwert auch automatisch der maximale Eigenwert ist. Formel 2.6 lässt sich deshalb für den konsistenten Fall zu Formel 2.7 vereinfachen:

$$\lambda_{max} = n \quad (2.7)$$

Laut Saaty und Sodenkamp (2008) haben leichte Inkonsistenzen in der Evaluationsmatrix nur einen geringen Einfluss auf die Eigenwerte der Matrix. Der maximale Eigenwert weicht mit zunehmender Inkonsistenz weiter in positiver Richtung von der Dimension der Matrix (beim AHP: der Kriterienanzahl) ab. Somit kann die Differenz zwischen maximalem Eigenwert und Dimension der Matrix ein Indikator für die Inkonsistenz der Matrix sein. Saaty führt auf Grundlage dieser Annahmen den sog. Konsistenzindex (engl. *Consistency Index C.I.*), dargestellt in Gleichung 2.8, ein (Saaty und Sodenkamp 2008).

$$C.I. = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} \quad (2.8)$$

Hierbei steht n für die Dimension der Evaluationsmatrix und λ_{max} erneut für den maximalen Eigenwert der Matrix. Da, wie bereits erläutert, λ_{max} stark von der Dimension der Matrix abhängt, lassen sich allein mit dem Konsistenzindex Matrizen unterschiedlicher Größe nicht vergleichen.

Um diese Vergleichbarkeit zu erreichen, wurde von Saaty der sog. Konsistenzwert (engl. *Consistency Ratio*, C.R.) eingeführt, welcher in Gleichung 2.9 formuliert ist (Saaty und Sodenkamp 2008).

$$C.R. = \frac{C.I.}{R.I.} \quad (2.9)$$

Hierbei steht R.I. für die Zufallskonsistenz (engl. *Random Index*, R.I.), welcher den mittleren Konsistenzindex für eine große Anzahl zufällig erzeugter, reziprok ausgefüllter Evaluationsmatrizen widerspiegelt (Saaty und Sodenkamp 2008, S. 32). Dieser kann als Tabellenwert, in Abhängigkeit der Dimension der Matrix, abgelesen werden. Eine Übersicht dieser Zufallskonsistenzindizes von Evaluationsmatrizen der Dimension eins bis neun ist in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4 Zufallskonsistenzen für Matrizen der Dimension 1-9 (nach Saaty 2008)

Dimension der Matrix	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Zufallskonsistenz R.I.	0	0	0,52	0,89	1,11	1,25	1,35	1,40	1,45

Da sich in der Realität gewisse Inkonsistenzen der Evaluationsmatrix kaum vermeiden lassen, schlägt Saaty Grenzwerte vor, welche der Konsistenzwert nicht überschreiten sollte. Für Matrizen der Dimension fünf oder größer gilt ein Grenzwert von 0,1, welchen der C.R. maximal annehmen darf (Saaty 1994, S. 28). Wird dieser überschritten, sollte eine Überprüfung der Paarvergleiche der Evaluationsmatrix stattfinden. Die Matrix gilt dann als zu inkonsistent, um die Ergebnisse des AHP als gesichert und in jedem Fall valide anzusehen.

Schritt 5:

Nachdem Schritt eins bis vier für jede Hierarchieebene unabhängig voneinander durchgeführt wurde, muss zuletzt die Synthese dieser Einzelergebnisse zu einer Gesamtgewichtung erfolgen. Dabei soll für jedes (Sub-)Kriterium dessen Relevanz im Hinblick auf die Zielfragestellung ermittelt werden. Dies erfolgt durch Multiplikation einer jeden Einzelgewichtung entlang des Pfades vom jeweiligen (Sub-)Kriterium bis zur obersten Hierarchieebene (vgl. Saaty 2008, S. 88).

Bei der Gewichtungsberechnung der Alternativen wird zunächst deren Gewichtung, im Hinblick auf die Erfüllung jedes Kriteriums, welches kein weiteres Subkriterium aufweist, ermittelt. Anschließend werden diese Einzelgewichtungen der jeweiligen Alternative für jedes unterste Kriterium aufsummiert und somit zu einer

Gesamtgewichtung der Alternative aggregiert (vgl. Saaty 2008, S. 90).

Da in dieser Arbeit ohne „echte“ Alternativen und mit nur einer Hierarchieebene gearbeitet wird, wird nicht weiter auf Schritt 5 des AHP eingegangen. Die konkrete Umsetzung des AHP wird in Kapitel 3.2 beschrieben.

2.3 PtX-Erzeugung

Der Begriff PtX deckt im weitesten Sinne jede Form der Umwandlung von i. d. R. regenerativ erzeugtem Strom in eine andere Energieform ab (Foit et al. 2017).

Synthetische Kraftstoffe werden in dieser Arbeit als gasförmige oder flüssige Kraftstoffe definiert, die ihren (chemischen) Energiegehalt aus der Umwandlung von elektrischem Strom beziehen (vgl. Global Alliance Powerfuels 2019).

Die Modellierung der Produktion synthetischer Kraftstoffe im Zuge dieser Arbeit beinhaltet zwölf verschiedene Konversionspfade. Abbildung 3 zeigt ein Flussdiagramm dieser untersuchten Pfade von Stromerzeugung und Wasserquelle bis zum Endprodukt.

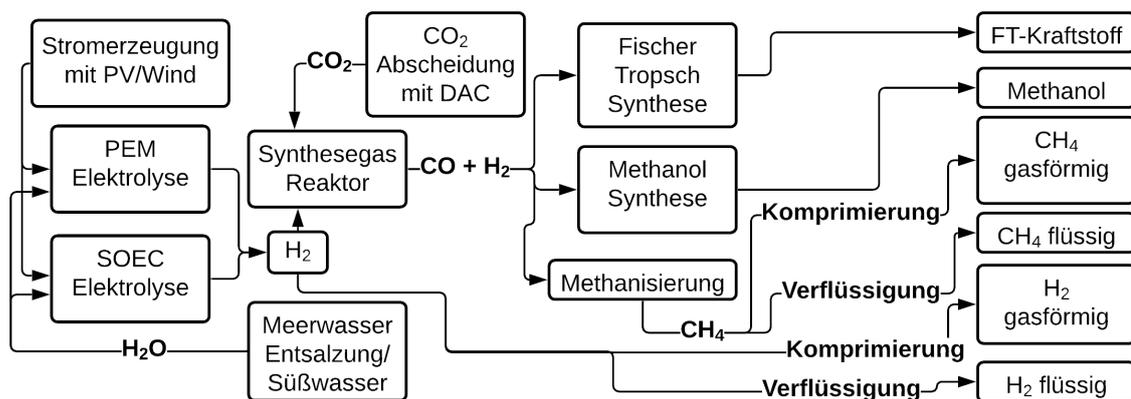


Abbildung 3: Flussdiagramm der zwölf betrachteten Konversionspfade zur Erzeugung von strombasierten synthetischen Kraftstoffen, eigene Darstellung

Die sechs Endprodukte am rechten Rand von Abbildung 3 können durch Wasserstoff aus einem Nieder- oder Hochtemperaturelektrolyseur generiert werden, wodurch zwölf Konversionspfade entstehen. Diese bilden nahezu jeden relevanten synthetischen Kraftstoff für den Verkehrssektor ab (Global Alliance Powerfuels 2019). Im Folgenden werden die technischen Grundlagen der wichtigsten Anlagenkomponenten kurz erläutert.

2.3.1 Elektrolyse

Ausgangsprodukt jedes regenerativ erzeugten Kohlenwasserstoffs ist Wasserstoff, welcher selbst ebenfalls zwei mögliche Endprodukte darstellt. Die Herstellung von Wasserstoff für „grüne“ Kohlenwasserstoffe erfolgt i. d. R. über Wasserelektrolyse (Elektrolyse). Bei der Elektrolyse wird Wasser mithilfe von elektrischem Gleichstrom in

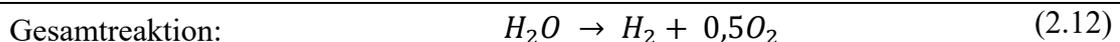
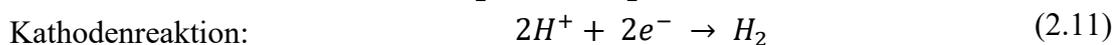
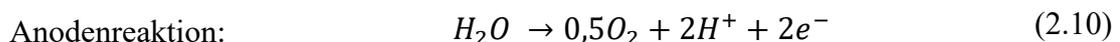
seine atomaren Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff gespalten (Wuppertal Institut, ISI, IZES 2018). Diese Aufspaltung besteht aus zwei Teilreaktionen, die jeweils an einer der beiden Elektroden (Kathode bzw. Anode), an der die elektrische Spannung anliegt, stattfinden (Ausfelder et al. 2015).

Elektrolyseure können nach Stand der Technik in drei relevante Kategorien - abhängig vom verwendeten Elektrolyt - eingeteilt werden (Wuppertal Institut, ISI, IZES 2018):

- Alkalische Elektrolyse: wässrige Laugen als Elektrolyt
- Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEM-Elektrolyse): protonenleitende Membran als Elektrolyt
- Feststoff-Oxid-Hochtemperatur-Elektrolyse: keramische ionenleitende Membran als Elektrolyt

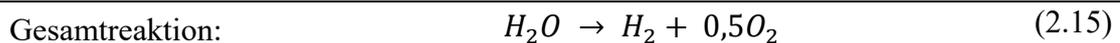
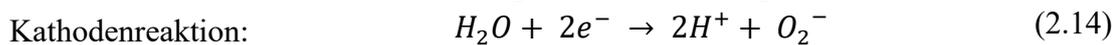
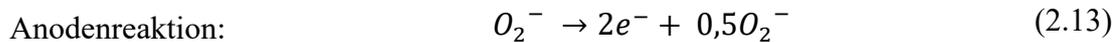
Die alkalische Elektrolyse war nicht Teil der Analysen in dieser Arbeit, weshalb auf diese Technologie nicht näher eingegangen wird.

Bei der PEM-Elektrolysezelle wird das Speisewasser auf der Seite der Anode zugeführt. Hier wird zunächst Sauerstoffgas gebildet und die nun positiv geladenen H^+ -Ionen „wandern“ durch die protonenleitende Membran auf die Seite der Kathode. An der Anode läuft hierbei die Anodenreaktion nach Gleichung 2.10 ab. Der Ionentransport durch die Membran benötigt einen sauren Elektrolyten, welcher durch die Polymermembran gegeben ist. An der Kathode läuft eine Reaktion nach Gleichung 2.11 ab und es wird Wasserstoffgas gebildet, welches zur Nutzung abgeführt wird (Wuppertal Institut, ISI, IZES 2018; Ausfelder et al. 2015).



Die Hochtemperaturelektrolyse liegt in ihrer Marktreife hinter der PEM-Elektrolyse (Ausfelder et al. 2015). Hier kommt bei Temperaturen von 700–1000°C als Ausgangsrohstoff nicht Wasser, sondern Wasserdampf zum Einsatz. Der Elektrolyt ist eine sauerstoffionenleitende Membran aus einer Zirkoniumoxid-Keramik. Der überhitzte Wasserdampf wird bei der Festoxid-Elektrolysezelle (engl. *Solid Oxide Electrolyzer Cell*, SOEC) auf der Kathodenseite zugeführt, wo dann eine Reaktion nach Gleichung 2.14 abläuft und dieser in Wasserstoffgas, sowie O_2 -Ionen, gespalten wird. Diese negativ geladenen Sauerstoff-Ionen diffundieren durch den Elektrolyten zur Anode, an welcher sie nach Gleichung 2.13 reagieren. Unter Elektronenabgabe entsteht hierbei Sauerstoff

(Wuppertal Institut, ISI, IZES 2018). Der große Vorteil der SOEC liegt in dem zusätzlich auftretenden Wärmebedarf, durch welchen die benötigte elektrische Energie zur Spaltung des Wassers gesenkt werden kann. Wird dieser Wärmebedarf durch Abwärme gedeckt, lassen sich höhere Wirkungsgrade erzielen als beim PEM-Elektrolyseur (Verdegaal et al. 2015).



Der durch SOEC-Elektrolyse oder PEM-Elektrolyse gewonnene Wasserstoff kann zur Lagerung und zum Transport entweder komprimiert oder verflüssigt werden. In dieser Arbeit wird eine Verdichtung mittels Kompressors auf ein Druckniveau von 200–250 bar für das Endprodukt gasförmiger Wasserstoff angesetzt. Um als Endprodukt flüssigen Wasserstoff zu erhalten, muss dieser unter hohem Stromaufwand auf -253°C abgekühlt und bspw. in Kryotanks gelagert werden (Wuppertal Institut, ISI, IZES 2018).

2.3.2 Synthese von Kraftstoffen/Kraftstoffsynthese

Dient der Wasserstoff nicht als Endprodukt muss er weiterverarbeitet werden. Die betrachteten Endprodukte (vgl. Abbildung 3) werden durch unterschiedliche Verfahren der Synthese von Wasserstoff (H_2), Kohlenstoffmonoxid (CO) und/oder Kohlenstoffdioxid (CO_2) gewonnen.

Methanisierung

Bei der chemisch-katalytischen Methanisierung zu *Substitute Natural Gas* reagiert der regenerativ erzeugte Wasserstoff mit Kohlenstoffdioxid in einem Synthesereaktor zu Methan und Wasser. Das CO_2 wird durch DAC-Anlagen (vgl. 2.4) aus der Atmosphäre gewonnen. Hierbei sind drei chemische Reaktionen, nach den Gleichungen 2.16 bis 2.18 von Bedeutung (Wuppertal Institut, ISI, IZES 2018).

Methanisierungsreaktionen:



(Wassergas-)Shift-Reaktion:



Es gilt die vorherrschende Lehrmeinung, dass die Methanisierung von Wasserstoff in

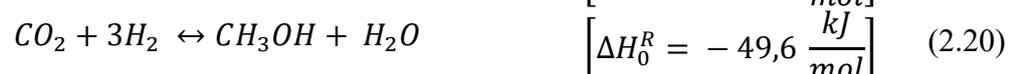
zwei Teilschritten abläuft. Hierbei entsteht zunächst endotherm über die umgekehrte Wassergas-Shift-Reaktion (Umkehrreaktion zu Gleichung 2.18, engl. *Reverse Water-Gas Shift* RWGS) aus CO_2 und H_2 Kohlenmonoxid, wobei Wasser „ausfällt“. Das so gebildete CO bildet mit verbleibendem, oder im Anschluss zugeführten, H_2 ein Gasgemisch, welches sich Synthesegas nennt. Der Energiebedarf zur Produktion dieses Synthesegases aus CO und H_2 von $\Delta H_0^R = 41,2 \frac{\text{kJ}}{\text{mol}}$ wird in dieser Arbeit bei jedem Syntheseprozess (Methan, Methanol, Fischer-Tropsch) für die Wärmebilanz gegengerechnet. Das Synthesegas kann, wie bei der Methanisierung passiv im Synthesereaktor selbst entstehen, oder aktiv durch einen vorgeschalteten Synthesegasreaktor (vgl. Abbildung 3) produziert werden und als Eingangsprodukt für den Synthesereaktor verwendet werden (Foit et al. 2017).

Das Synthesegas reagiert im Synthesereaktor exotherm zu Methan (CH_4) und Wasser. Somit sind Gleichung 2.16 und 2.17 über die RWGS gekoppelt (Wuppertal Institut, ISI, IZES 2018).

Das aus dem Reaktor abgeführte Methan wird analog zum Wasserstoff entweder komprimiert oder verflüssigt. Zur Methanisierung von Wasserstoff können verschiedene Reaktorsysteme zum Einsatz kommen. Beispiele sind hier Festbett- oder Wirbelschichtreaktoren. Ebenso wie auf die komplexe Betriebsführung (Betriebstemperatur und -druck) soll auch die Auswahl des Reaktorsystems nicht weiter betrachtet werden. Die während des Methanisierungsprozesses anfallende Abwärme ergibt sich aus Gleichung 2.17 zu $\Delta H_0^R = 165 \frac{\text{kJ}}{\text{mol}}$.

Methanolsynthese

Analog zu Methan ist bei Methanol der genaue Ablauf der Synthese von CO_2 und CO mit H_2 zu Methanol wissenschaftlich nicht hundertprozentig geklärt. Die Methanolsynthesereaktionen, welche eine Rolle spielen, lauten wie folgt:

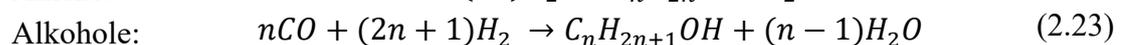
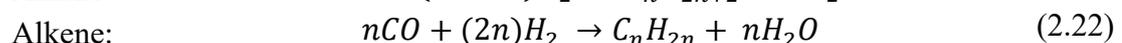
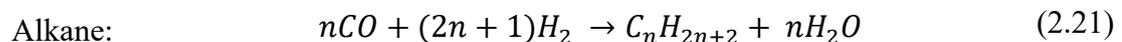


Die Hydrierung von Kohlenstoffdioxid durch Wasserstoff läuft nach Gleichung 2.20 ab. Hierbei entstehen unter Wärmeabgabe die Produkte Wasser und Methanol (CH_3OH) (Dieterich et al. 2020). Die Hydrierung von Kohlenstoffmonoxid spielt bei der Methanolsynthese ebenfalls eine Rolle. Hierbei entsteht über die RWGS zunächst CO,

welches anschließend mit H_2 nach Gleichung 2.19, ohne Nebenprodukt und exotherm, zu Methanol reagieren kann (Balopi et al. 2019). In realen Reaktoren finden Gleichung 2.19 und 2.20 parallel zueinander oder nacheinander in unterschiedlichen Verhältnissen statt. Die RWGS wird hierbei zur Prozessführung des Methanol-Synthesereaktors verwendet. Über sie lässt sich das Verhältnis von H_2 , CO und CO_2 , im Hinblick auf einen möglichst hohen Methanolanteil im Produktgas, optimal einstellen (Balopi et al. 2019). Aus dem entstehenden Produktgas wird das Methanol auskondensiert, gereinigt und aufbereitet und ist als Endprodukt flüssig. Ebenso wie auf den Aufbau der Methanolsynthesereaktoren und die Prozessführung wird auf die Reinigung und Aufbereitung des Methanols in dieser Arbeit nicht näher eingegangen. Auf die Möglichkeiten der Veredelung des Methanols, z. B. zu Dimethylester wird nicht weiter eingegangen, da Methanol als Endprodukt der Konversion fungiert. Die, während der Methanolsynthese, anfallende, Abwärme ergibt sich aus Gleichung 2.20 zu $\Delta H_0^R = 49,6 \frac{kJ}{mol}$.

Fischer-Tropsch-Synthese

Durch die Fischer-Tropsch-Synthese (FT-Synthese) ist es möglich aus Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid Fischer-Tropsch-Kraftstoff herzustellen, welcher in seiner Zusammensetzung von der Prozessführung abhängt (Dieterich et al. 2020). Endprodukt der Synthese ist eine Mischung aus gasförmigen und flüssigen Kohlenwasserstoffen, sowie sauerstoffhaltigen Kohlenwasserstoffen verschiedener Kettenlänge (typ. 10–20) (Dieterich et al. 2020). So lässt sich z. B. Kraftstoff mit hohem Anteil an diesel- oder kerosinähnlicher Zusammensetzung produzieren (Ausfelder et al. 2015). Die Synthese kann durch drei verschiedene Reaktionen beschrieben werden, welche in den Gleichungen 2.21 bis 2.23 zu sehen sind.



In dieser Arbeit wird nur auf Gleichung 2.21 (Alkane) eingegangen, da die Endprodukte dieser Reaktion (abhängig von der Betriebsführung) den Hauptbestandteil der Substitute für Kerosin, Benzin oder Diesel bilden (Ausfelder et al. 2015). In einem Synthesegasreaktor wird über die RWGS aus Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff zunächst Synthesegas erzeugt (Verdegaal et al. 2015; Jess et al. 2011). Das Mischverhältnis von Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff ist Teil der Betriebsführung des Syntheseprozesses. Es reagieren $2n+1$ Wasserstoffmoleküle mit n

Kohlenstoffmonoxid Molekülen, zu einem Kohlenwasserstoff mit der chemischen Struktur C_nH_{2n+2} . Hierbei fallen n Wassermoleküle aus (Ausfelder et al. 2015; Dieterich et al. 2020). Die verschiedenen Bestandteile des FT-Kraftstoffs müssen getrennt werden und können veredelt bzw. weiterverarbeitet werden. So können z. B. durch sog. *Hydrocracking* manche Paraffine zu Diesel weiterverarbeitet werden (Dieterich et al. 2020). Da die Zusammensetzung von FT-Kraftstoffen stark variieren kann, müssen in der vorliegenden Arbeit zur Berechenbarkeit bei speziellen Kraftstoffparametern, teils vereinfachende, Annahmen getroffen werden. Diese Annahmen umfassen unter anderem die mittlere Molekülzusammensetzung und den Heizwert pro Kohlenwasserstoffkettenglied. Der Wert für die anfallende Abwärme der Fischer-Tropsch Synthese ergibt sich nach Verdegaal et al. zu $\Delta H_0^R = 157 \frac{kJ}{mol}$ (Verdegaal et al. 2015), mit bilanzieller Gegenrechnung der RWGS erhält man $\Delta H_0^R = 115,8 \frac{kJ}{mol}$, welche zur Berechnung verwendet wird.

Eine Übersicht über verschiedene Parameter und Eigenschaften aller Endprodukte, welche zur Berechnung verwendet wurden, ist in Tabelle 5 zu sehen.

Tabelle 5: Kenndaten der verschiedenen Syntheseendprodukte in der vorliegenden Arbeit

Endprodukt	Chem. Aufbau	Heizwert	Molare Masse	Energiedichte
FT-Kraftstoff	Im Mittel: $C_{10}H_{22}$	6346 kJ/mol	142,29 g/mol	44,60 MJ/kg
Methanol	CH_3OH	637,6 kJ/mol	32,04 g/mol	19,90 MJ/kg
Methan	CH_4	802,2 kJ/mol	16,04 g/mol	50,01 MJ/kg
Wasserstoff	H_2	241,88 kJ/mol	2,0159 g/mol	119,99 MJ/kg

2.4 CO_2 Gewinnung aus der Umgebungsluft

Zur Synthese von Kohlenwasserstoffen aus Wasserstoff wird entweder Kohlenstoffdioxid oder -monoxid verwendet. Wobei Kohlenmonoxid in Form von Synthesegas Verwendung findet, welches mithilfe von CO_2 und einem Teil des aus der Elektrolyse gewonnenen Wasserstoffs produziert wird. In beiden Fällen wird Kohlenstoffdioxid als Rohstoff benötigt.

Im Rahmen dieser Arbeit wird angenommen, dass das CO_2 grundsätzlich der Atmosphäre entzogen wird, da an den Vorzugs-Standorten der EE-Stromerzeugung i. d. R. keine Punktquellen für CO_2 , wie z. B. Kraftwerke oder Industrieanlagen mit Verbrennungsprozess, vorhanden sind. Es wäre noch zu untersuchen, inwiefern Biomasse als CO_2 -Quelle dienen kann, was jedoch nicht Bestandteil dieser Arbeit ist.

Die Technik, die in dieser Arbeit zum Einsatz kommt, wird als *Direct Air Capturing* bezeichnet, die *direkte Gewinnung von CO₂ aus der Umgebungsluft*. Technisch läuft der Vorgang der Niedertemperatur-DAC nach einer Temperatur-Vakuum-Wechseladsorption ab (Wurzbacher 2015). Die DAC-Anlageneinheit ist mit einem speziellen, festen Sorptionsmittel gefüllt (Wurzbacher et al. 2012). Durch natürlichen Luftzug oder mittels Ventilatoren wird ein Luftstrom durch das Sorptionsmittel geführt. Das CO₂ wird dabei chemisch am Adsorber gebunden. Sobald der Adsorber gesättigt ist, wird die Luftzufuhr gestoppt. Vor der anschließenden Desorption wird die DAC Anlage evakuiert (Fasihi et al. 2019). Die Desorption findet bei der Niedertemperatur DAC bei Temperaturniveaus von 80–480°C statt (Fasihi et al. 2019), wobei in dieser Arbeit eine Anlage mit einer Desorptionstemperatur von etwa 100°C angesetzt wird. Die Erhöhung der Temperatur führt dazu, dass das CO₂ vom Sorptionsmittel desorbiert und abgeführt werden kann. Anschließend kann die Luftzufuhr wieder geöffnet werden, um wieder mit der Adsorption zu beginnen (Fasihi et al. 2019; Kulkarni und Sholl 2012). Beim Prozess fällt sowohl ein Strombedarf für Hilfs- und Regelungsaggregate, wie Ventilatoren und Vakuumtechnik, als auch ein (Prozess-) Wärmebedarf zur Desorption des Sorptionsmittels an.

Als „Ertrag“ der Anlage wird die jährliche CO₂-Abscheideleistung $\left(\frac{t_{CO_2}}{a}\right)$ aus der Umgebungsluft verstanden. Einen optimalen Ertrag liefert die DAC-Technik bei niedrigen (Umgebungs-)Temperaturen und hoher Luftfeuchtigkeit (Elfving et al. 2017a). Es ist zu erwarten, dass ein erheblicher Teil der Potentialflächen zur PtX-Produktion in klimatischen Gebieten mit geringer Luftfeuchtigkeit und hoher Temperatur liegt. Somit ist mit Ertragseinbußen und damit einhergehender Kostensteigerung pro kg extrahiertem CO₂ zu rechnen, weshalb eine Sensitivität mit einer feuchtigkeits- und temperaturabhängigen Effizienzkorrektur (vgl. Kapitel 3.4.7) für einzelne Standorte berechnet wird. (s. Kapitel 4.4)

3 Methodik

In diesem Kapitel werden die in dieser Arbeit verwendeten Methoden vorgestellt und näher erläutert. Zunächst wird auf die Vorgehensweise bei der allgemeinen Potentialflächenanalyse eingegangen. Danach wird das Verfahren der darauf aufbauenden AHP-Flächenbewertung vorgestellt. Der konkrete Ablauf der AHP-Flächenbewertung wird anschließend anhand eines Beispiels erklärt. Zum Schluss wird die Verfahrensweise bei der Optimierung ausgewählter Vorzugsstandorte und die damit verbundenen Arbeiten dargelegt.

3.1 Potentialflächenanalyse

Die Vorgehensweise bei der Potentialflächenanalyse orientiert sich an ähnlichen wissenschaftlichen Arbeiten, wie beispielsweise in den Publikationen von Yushchenko et al. (2018), Garni und Awasthi (2017) oder Messaoudi et al. (2019). Die Potentialflächenanalyse wird in mehreren Schritten durchgeführt. Zunächst werden, unter der Verwendung verschiedener Ausschlusskriterien, Flächen identifiziert, die zur Stromproduktion mit Windenergieanlagen (WEA) und PV-Anlagen grundsätzlich geeignet sind (vgl. Kapitel 3.1.1). Diese Flächen werden, anhand für die PtX-Erzeugung spezifischer Kriterien, weiter eingeschränkt (vgl. Kapitel 3.1.2 und 3.1.3). Die Durchführung dieser Potentialflächenanalysen erfolgte größtenteils durch interne Arbeiten des Fraunhofer IEE mit institutseigenen Modellen, im Rahmen des Projektes DeVKopSys. Da diese Projektergebnisse als direkter Input für die AHP-Flächenbewertung und die Kraftwerksparkoptimierung mit SCOPE im Zuge dieser Arbeit dienen, wird auch auf die Methodik dieser Analysen eingegangen.

3.1.1 Kriterien für Erneuerbares Erzeugungspotential

Der erste Schritt der Potentialflächenanalyse ist die Identifikation von sog. Ausschlusskriterien, also Faktoren, die einer Nutzung der entsprechenden Flächen zur Stromproduktion mit Erneuerbaren Energien widersprechen. Hierbei wird zwischen Ausschlusskriterien, welche ausschließlich als solche fungieren und jenen die zusätzlich zur Bewertung der Flächen herangezogen werden, unterschieden. Die Identifikation der Kriterien mit Relevanz für die Erneuerbare Stromproduktion/PtX-Erzeugung erfolgte anhand von Literaturrecherchen, juristischen Einschränkungen, wie z. B. Mindestabständen und mündlicher Expertenbefragung am Fraunhofer IEE Kassel.

Anschließend wurde für jedes ausgewählte Kriterium ein passender GIS-Datensatz

ausgesucht. Dieser musste im Hinblick auf Repräsentation des entsprechenden Kriteriums, Auflösung, Vollständigkeit und Lizenzbedingungen hinreichend sein. Im Folgenden werden alle relevanten Informationen für jedes identifizierte Kriterium erläutert. Eine Übersicht über die wichtigsten Informationen zu jedem verwendeten Datensatz ist in Abschnitt A des Anhangs zu finden.

Die Potentialflächenanalyse findet für eine Rasterauflösung von 1 km statt und wird für jedes Land einzeln durchgeführt. Es bedarf also eines Datensatzes, welcher die administrativen Grenzen für jedes Land darstellt. Hierfür wird das „level 0“ des GADM-Datensatzes verwendet, welcher die äußeren Landesgrenzen als Polygon darstellt (GADM 2018).

Der Ausschluss von (natur-)geschützten Flächen ist eines der meistverwendeten Kriterien in der Literatur (Alami Merrouni et al. 2018; Villacreses et al. 2017; Hermann et al. 2014). Da der Ausschluss von schützenswerten Flächen garantiert sein muss, werden hierfür zwei Datensätze zur Rate gezogen. Zum einen die *World Database on Protected Areas* (engl. WDPA), ein Datensatz der vom Weltüberwachungszentrum für Naturschutz des Umweltprogramms der Vereinten Nationen (engl. *United Nation Environment Programme World Conservation Monitoring Centre*, UNEP-WCMC) verwaltet und herausgegeben wird. Die darin enthaltenen Daten umfassen alle Land- und Wasserflächen, die nach speziellen Kriterien als schützenswert einzustufen sind (UNEP-WCMC 2019). Diese Flächen werden mit einem Sicherheitsabstand von 1km ausgeschlossen. Um schützenswerte Flächen, die nicht in der WDPA enthalten sind, ebenfalls auszuschließen wird zusätzlich der *Global Critical Habitat Screening Layer* verwendet. Dieser wird ebenfalls vom UNEP-WCMC zur Verfügung gestellt und beinhaltet alle wahrscheinlich bzw. potenziell kritischen Habitate an Land und im Meer (UNEP-WCMC 2017), welche weltweit von der Nutzung ausgeschlossen werden.

Es gibt viele Faktoren, die die Nutzung einer Fläche zur PtX-Erzeugung einschränken, oder in Konkurrenz zur Nutzung der Fläche stehen. Um Flächen zu identifizieren die einen dieser Faktoren aufweisen wird das *Land Cover* der *European Space Agency* (engl. ESA) verwendet. Es liefert im globalen Kontext Informationen über die Flächennutzung und kategorisiert diese (ESA 2019). Es werden Flächen ausgeschlossen, die laut *ESA Land Cover* eine der folgenden Kategorie aufweisen:

- Jegliche Form der landwirtschaftlichen (Misch-)Nutzfläche
- alle Arten von Wäldern und bewaldeten Flächen

- langfristig geflutete Flächen und jegliche Wasserflächen
- permanente Schnee- und Eisflächen
- Siedlungsflächen/Stadtgebiete (mit 1 km Puffer)

Um die Daten zu Siedlungsflächen zu präzisieren, wird der Datensatz *Gridded Population of the World (GPW) v4*, welcher vom *Socioeconomic Data and Application Centre* zur Verfügung gestellt wird und Informationen zur Bevölkerungsdichte weltweit enthält, verwendet (SEDAC 2017). Bei diesem Datensatz werden alle Flächen ausgeschlossen, welche laut GPWv4 Datensatz eine Bevölkerungsdichte von mehr als 50 Einwohnern/km² aufweisen, um auch schwächer besiedelte Regionen zu identifizieren und auszuschließen.

Ein weiteres Kriterium ist die Hangneigung eines Geländes. Diese wird in einem Großteil ähnlicher Analysen als Ausschlusskriterium herangezogen (Messaoudi et al. 2019; Yushchenko et al. 2018). Als Basis dienen die Daten der *Shuttle Radar Topography Mission*, welche ein hochauflösendes digitales Geländemodell bilden (NASA 2000). Anhand des entsprechenden Datensatzes mit 3 Bogensekunden Auflösung wird mit einem institutseigenen Modell die Hangneigung zwischen zwei Bildpunkten in Grad und in der verwendeten Rasterauflösung von 1 km berechnet. Ausgeschlossen werden, wegen des erhöhten baulichen Aufwandes, Bildpunkte mit einer größeren Hangneigung als 5°. In der Literatur finden sich maximal zulässige Hangneigungen zwischen 5° und 45° (Hermann et al. 2014; Gastli und Charabi 2010; Mentis et al. 2015; Feng et al. 2020), wobei die Entscheidung, aufgrund der hohen Rasterauflösung von 1 km, auf 5° fiel.

Das Erneuerbare Energiedargebot ist ein weiteres relevantes Kriterium für die Standortanalyse. Als Parameter werden hierfür die Stromgestehungskosten (engl. *Levelised Costs of Electricity*, LCOE) für Photovoltaik Freiflächenanlagen und Onshore WEA verwendet. Als Datengrundlage zur Berechnung dienen der *Global Solar Atlas* und der *Global Wind Atlas*, welche beide langjährige Mittelwerte zum Wind- und Strahlungsdargebot liefern (GSA 2020; GWA 2020). Mit diesen Daten werden in internen Modellen des Fraunhofer IEE, anhand von techno-ökonomischen Annahmen zu Referenzanlagen, LCOE für PV- und WEA berechnet. So entstand ein neuer Datensatz, mit annähernd globaler Ausdehnung, für die LCOE beider Kraftwerkstypen. Als Grenzkosten geeigneter Flächen werden bei PV-Anlagen LCOE von 3 ct/kWh und bei WEA LCOE von 4 ct/kWh angesetzt. Die Systematik der Zuordnung sieht wie folgt aus:

- $LCOE_{PV} < 3 \text{ ct/kWh} \ \& \ LCOE_{Wind} < 4 \text{ ct/kWh}$: Hybrid-Standort

- $LCOE_{PV} < 3 \text{ ct/kWh} \ \& \ LCOE_{Wind} > 4 \text{ ct/kWh}$: PV-Standort
- $LCOE_{PV} > 3 \text{ ct/kWh} \ \& \ LCOE_{Wind} < 4 \text{ ct/kWh}$: Wind-Standort

Als Hybrid-Standorte werden Standorte verstanden, an denen die Stromerzeugung aus einer Kombination von PV- und WEA erfolgt. Auf Basis dieser techno-ökonomischen Bewertung resultierte ein Layer zur Ausweisung potenziell geeigneter Flächen für die drei definierten Kategorien im untersuchten Betrachtungsraum.

3.1.2 Ermittlung des PtX-Potentials mit Meerwasser als Speisewasser

Die Karten, welche anhand der in Kapitel 3.1.1 vorgestellten Methodik generiert werden, bilden die Basis für die PtX-Potentialflächenanalysen. Es wird zunächst auf die zusätzlichen Faktoren bei der PtX-Erzeugung mit entsalztem Meerwasser als Speisewasser für die Elektrolyse (im Folgenden Küstenstandorte genannt) eingegangen.

Ein zusätzliches Kriterium, das im Hinblick auf die PtX-Erzeugung identifiziert wurde, ist die Entfernung jedes Bildpunktes zur Küstenlinie. Da entsalztes Meerwasser als Speisewasser für die Elektrolyse dient, ist eine zu große geodätische Distanz zum nächstgelegenen Zugangspunkt zu Meerwasser ein Ausschlusskriterium. Die Berechnung dieser Entfernung erfolgte mithilfe von drei Datensätzen. Für die Landesfläche wird der GADM-Level0 Datensatz (vgl. 3.1.1) verwendet. Für die zugehörige Meeresfläche wird ein Datensatz verwendet, welcher die Ausschließliche Wirtschaftszone eines jeden Landes mit Meerzugang darstellt. Diese Zone beginnt direkt hinter der Küsten Basislinie (Juda 1986) und ist somit geeignet, als Referenz für die Berechnung der Entfernung zu dienen. Von dieser zur Verfügung stehenden Wasserfläche werden die marinen Schutzgebiete (WDPA-Datensatz) mit einem Sicherheitsabstand von 4 km ausgeschlossen. Mit Modellen des Fraunhofer IEE wird anhand dieser Datensätze eine Karte erzeugt, welche die geodätische Entfernung in Metern vom jeweiligen Bildpunkt zur Küstenbasislinie enthält, wobei alle Flächen ausgeschlossen werden, die weiter als 50 km von dieser entfernt sind.

Die Verfügbarkeit qualifizierter Arbeitskräfte, wie Ingenieure, muss bei großskaligen PtX-Projekten gewährleistet sein. Unter der Annahme, dass diese in „größeren“ Städten (im Nachfolgenden Stadt genannt) gewährleistet ist, wird die Entfernung zu diesen als weiteres Kriterium angeführt. Als Referenz zur Entfernungsberechnung dient der Datensatz *World Cities Database* in seiner Basisversion, welcher ca. 26.000 „prominente Städte“ enthält (simplemaps 2020), von denen angenommen wird, dass sie die Bedingung der Verfügbarkeit von Fachkräften erfüllen. Darüber hinaus sind größere Städte auch als

Verbraucher von synthetischen Kraftstoffen und somit als PtX-Abnehmer zu sehen und in der direkten Umgebung von Erzeugungsstandorten positiv zu bewerten. Die Berechnung der geodätischen Entfernung erfolgt analog zu den Küstenlinien, wobei Flächen ausgeschlossen werden, die weiter als 200 km von der nächstgelegenen Stadt entfernt sind.

Infrastrukturelle Gegebenheiten werden berücksichtigt, um die erzeugten PtX-Produkte vom Erzeugungsstandort zum Verbrauchsstandort (national und international) zu transportieren. Hierbei wird eine Anbindung an Pipelines oder Häfen berücksichtigt, um auch einen möglichen Export der Kraftstoffe zu gewährleisten. Die Entfernung zu diesen wird, analog zu den anderen Entfernungsberechnungen, mit internen Modellen des Fraunhofer IEE berechnet. Der *World Port Index* dient hierbei als Referenz zur Berechnung für die Entfernung zu Häfen. Dieser verzeichnet Einträge zu einem Großteil der Häfen weltweit, inklusive einer Kategorisierung der Größe dieser (NGA 2019). Die kleinste Hafengröße *very small* wird ausgeschlossen, da deren Exportmöglichkeiten als zu beschränkt angesehen werden. Die Hafen-Entfernungskarten für jedes Land werden mit Pipeline-Entfernungskarten kombiniert. Für deren Berechnung werden als Referenz zwei Datensätze zu Pipelines in Nordamerika (EIA 2019) und den Eurasischen Raum bzw. Nordafrika (Harvard CGA 2020) verwendet. Aus den generierten Entfernungskarten wurde in internen Berechnungen eine Verfügbarkeitskarte zu den Exportmöglichkeiten für jedes Land erstellt. Diese hat den Wert 1, wenn, entweder ein Hafen näher als 500 km oder eine Pipeline näher als 50 km ist. Andere Flächen sind somit Ausschlussflächen.

Analog zur Methodik aus Kapitel 3.1.1 wird die dort erzeugte Karte zum Erneuerbaren Stromerzeugungspotential mit jeder Karte zu den in diesem Kapitel dargelegten Kriterien überlagert. Das Ergebnis ist eine globale Karte, welche potenzielle Küstenstandorte zur PtX-Erzeugung darstellt.

3.1.3 Ermittlung des PtX-Potentials mit Süßwasser als Speisewasser

Zur Identifikation zusätzlicher Potentiale, wurde das PtX-Erzeugungspotential mit Süßwasser aus Binnengewässern als Speisewasser für die Elektrolyse (im Folgenden Binnenstandorte genannt) untersucht. Das Vorgehen dieser Analyse war analog zu denen aus Kapitel 3.1.1 und 3.1.2.

Um zu verhindern, dass Binnenstandorte in Regionen ausgewiesen werden, in denen Wasserknappheit herrscht, wird ein Kriterium des Wasserstress eingeführt. Der hierfür verwendete Datensatz heißt *Aqueduct Water Risk Indicators 3.0*, kombiniert verschiedene

Wasserstress Indikatoren und fasst diese in einem Gesamtwasserstress-Punktesystem, von 0 (niedrig) bis 5 (sehr hoch), zusammen (WRI 2019). Es werden alle Flächen ausgeschlossen die einen Wasserstressindikator von mehr als 1,5 (gering) aufweisen.

Die Karte, die für Binnenstandorte als Referenz zur Entfernungsberechnung zum nächstgelegenen Wasserzugang verwendet wird ist der *Global Water Bodies* Datensatz der ESA. Dieser enthält im globalen Kontext nahezu alle Wasserflächen (ESA 2016) und es werden, analog zur Küstenentfernung, Wasserentfernungskarten für jedes Land berechnet. Das Endergebnis wurde analog zum Vorgehen in Kapitel 3.1.2 berechnet und stellt eine Karte mit dem Binnengewässer PtX-Erzeugungspotential für jedes Land dar.

Einige der vorgestellten Datensätze, werden darüber hinaus zur AHP-Flächenbewertung verwendet. Eine Übersicht, für welche Datensätze dies zutrifft ist in Abschnitt A des Anhangs einzusehen.

3.2 Analytischer Hierarchieprozess

Die Chronologie der Erläuterungen zur Umsetzung des AHP speziell in dieser Arbeit orientiert sich annähernd an den in Kapitel 2.2 vorgestellten Schritten (vgl. Tabelle 1). Jedoch wird die Konsistenzprüfung (Schritt 4) als dritter Schritt durchgeführt.

3.2.1 Durchführung des Analytischen Hierarchieprozesses

Eine Übersicht der Hierarchiestruktur des Entscheidungsproblems, mit kurzer Erläuterung der Kriterien am rechten Rand der Abbildung, ist für Hybrid -Standorte in Abbildung 4 zu sehen. Für reine PV- bzw. Wind-Standorte entfällt jeweils das Kriterium der nicht genutzten EE-Ressource.

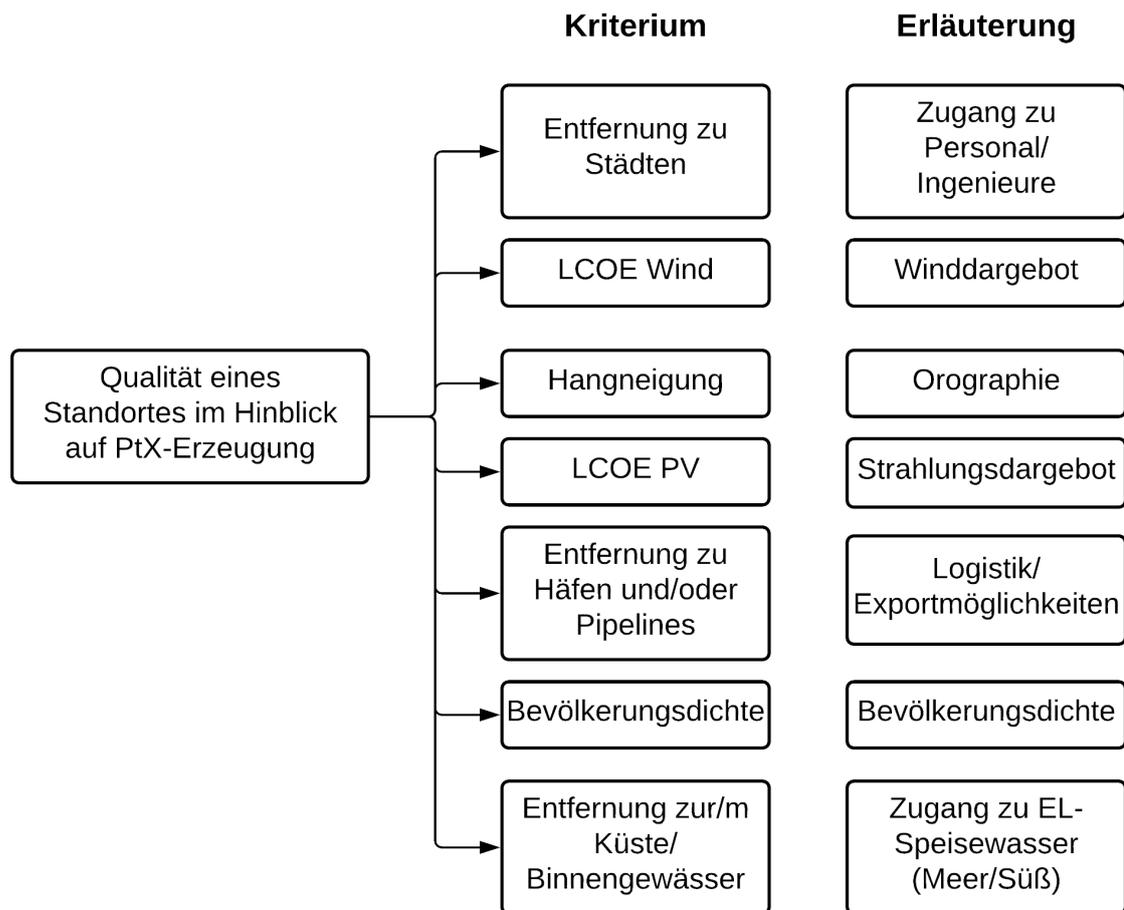


Abbildung 4: Hierarchiestruktur des AHP in dieser wissenschaftlichen Arbeit mit Erläuterungen der Kriterien die Abkürzung EL steht hierbei für Elektrolyse, eigene Darstellung

Die Zielfragestellung des AHP ist folgendermaßen formuliert: „Wie gut ist ein beliebiger Standort weltweit geeignet, PtX-Kraftstoffe mit Strom aus Windenergie- und/oder PV-Anlagen zu produzieren?“ Die Kriterien, die in Abbildung 4 dargestellt werden und auf die Zielfragestellung einen Einfluss haben, wurden in Kapitel 3.1 hinreichend erläutert. Die Hierarchiestruktur weist keine Subkriterien auf und besitzt somit nur eine Hierarchieebene. Die Hierarchiestruktur wird als vollständig angenommen, da davon ausgegangen wird, dass alle Kriterien, die einen Einfluss auf die Zielfragestellung haben, angeführt wurden. Die Anzahl von sieben Kriterien bildet laut Saaty die Obergrenze für eine Hierarchieebene (Saaty und Sodenkamp 2008).

Im zweiten Schritt müssen, für jedes Kriterium und jede Alternative, Paarvergleichsurteile gebildet werden. Da es in dieser Arbeit keine Alternativen gibt, wird nur eine Evaluationsmatrix für den gesamten AHP benötigt. Die Aufstellung der Paarvergleichsurteile erfolgte durch eine Expertenbefragung unter acht Mitarbeitenden des Fraunhofer IEE, die einen direkten Bezug zur GIS-basierten Modellierung Erneuerbarer Energien aufweisen. Diese sollten anhand der Bewertungsskala aus Tabelle

2 einordnen, welche Relevanz das Kriterium in der Zeile im Vergleich zu den Kriterien in den Spalten, im Hinblick auf die Zielfragestellung, besitzt. Ein Beispiel für einen ausgefüllten Umfragebogen ist in Abbildung 5 dargestellt.

Kriterium	Bevölkerungs- dichte	Oro- graphie	Logistik/Export- möglichkeiten	Zugang zu Meerwasser	Zugang zu Personal/ Ingenieure	Wind- dargebot	Strahlungs- dargebot
Bevölkerungsdichte	1	0,33	1	1	1	0,25	0,2
Orographie	3,00	1	3	3	1	0,33	0,2
Logistik/Exportmög- lichkeiten	1,00	0,33	1	1	1	0,2	0,2
Zugang zu Meerwasser	1,00	0,33	1,00	1	1	0,33	0,33
Zugang zu Personal/Ingenieure	1,00	1,00	1,00	1,00	1	0,33	0,33
Winddargebot	4,00	3,00	5,00	3,00	3,00	1	1,00
Strahlungsdargebot	5,00	5,00	5,00	3,00	3,00	1,00	1

Abbildung 5: Beispiel eines ausgefüllten Fragebogens, welche als Grundlage zur Berechnung der Kriteriengewichtungen während des AHP dienen, eigene Darstellung

Die ausgefüllten Umfragebögen (s. Anhang Abschnitt B) wurden zunächst auf ihre Konsistenz hin geprüft. Zuerst wurde der Eigenvektor mit dem betragsstärksten Eigenwert ermittelt, um mit diesem Eigenwert nach Formel 2.8 den Konsistenzindex zu berechnen. Gemeinsam mit dem *Random Index* für sieben Kriterien, also $R.I.=1,32$ (vgl. Tabelle 4), wurde nach Formel 2.9 der Konsistenzwert bestimmt. Keiner der berechneten Konsistenzwerte überschritt den Grenzwert von 0,1, weshalb alle Umfragebögen zur weiteren Berechnung herangezogen wurden. Die Berechnung der Gewichtungsfaktoren erfolgte für Hybrid-Standorte für alle sieben, sowie für PV- bzw. Wind-Standorte für sechs Kriterien.

Es wurden jeweils für jeden Umfragebogen die Berechnungsschritte nach den Formeln 2.3 bis 2.5 durchgeführt, um für alle Kriterien acht verschiedene Gewichtungsfaktoren (einen pro Umfragebogen) zu erhalten. Da jedem befragten Experten die gleiche Kompetenz zugesprochen wird und es nur eine Hierarchieebene gibt, wurde die Synthese der Einzelgewichtungen zur Gesamtgewichtung durch arithmetische Mittelwertbildung realisiert. Für jedes Kriterium wurden drei mittlere Gesamtgewichtungsfaktoren berechnet, deren Übersicht in Tabelle 6 dargestellt ist.

Methodik

Tabelle 6: Berechnete Gewichtungsfaktoren für die Kriterien des AHP, nach EE-Stromerzeugungstechnologien aufgeschlüsselt

Kriterium	Gewichtungsfaktor PV-Standort	Gewichtungsfaktor Wind-Standort	Gewichtungsfaktor Hybrid-Standort
Entfernung zu Städten	8,35 %	8,14 %	5,92 %
Entfernung zu EL-Speisewasser	10,72 %	10,76 %	7,45 %
Bevölkerungs- dichte	11,62 %	11,58 %	8,54 %
Entfernung zu Häfen/Pipelines	11,48 %	11,38 %	7,90 %
Hangneigung	16,10 %	16,25 %	12,35 %
LCOE PV	41,73 %	-	28,92 %
LCOE Wind	-	41,89 %	28,92 %

Die Relevanz der einzelnen Kriterien im Hinblick auf die Zielfragestellung wurde auf diese Weise ermittelt. Offen blieb, wie gut ein spezifischer Standort das jeweilige Kriterium erfüllt. Hierfür wird ein spezielles Punktesystem verwendet, das in anderen GIS-AHP-basierten Potentialflächenanalysen der Literatur in ähnlicher Form Verwendung findet (Alami Merrouni et al. 2018; Yushchenko et al. 2018). Es werden fünf, respektive sechs „Eignungsklassen“ eingeführt, welche in Tabelle 7 dargestellt sind.

Tabelle 7: Verwendete Eignungsklassen des AHP in dieser Arbeit

Kategorie	Bedeutung
0	Von Nutzung ausgeschlossen
1	Bedingt geeignete Standorte
2	Moderate Standorte
3	Gute Standorte
4	Sehr gute Standorte
5	Hervorragende Standorte

Für jedes Kriterium existieren Intervallgrenzen, welche die jeweilige Eignungsklasse widerspiegeln. Die Zuordnung von Kriterium, Intervallgrenzen und Eignungsklasse (EK) ist in Tabelle 8 zusammengefasst. Für PV- bzw. Wind-Standorte entfällt erneut das Kriterium des Dargebots der nicht genutzten EE-Ressource.

Tabelle 8: Zuordnung der Intervallgrenzen zu den Eignungsklassen für jedes Kriterium des AHP

Kriterium	EK 1	EK 2	EK 3	EK 4	EK 5
Entfernung zu Städten [km]	200 – 160	160 – 120	120 – 80	80 – 40	< 40
Entfernung zu EL-Speisewasser [km]	50 – 40	40 – 30	30 – 20	20 – 10	< 10
Bevölkerungsdichte [Einw./km ²]	50 – 40	40 – 30	30 – 20	20 – 10	< 10
Entfernung zu Häfen/Pipelines [km]	500 – 400	400 – 300	300 – 200	200 – 100	< 100
Hangneigung [°]	5 – 4	4 – 3	3 – 2	2 – 1	< 1
LCOE PV [ct/kWh]	3 – 2,75	2,75 – 2,5	2,5 – 2,25	2,25 – 2	< 2
LCOE Wind [ct/kWh]	4 – 3,75	3,75 – 3,5	3,5 – 3,25	3,25 – 3	< 3

Es wurde ein Programm entwickelt, das für jedes Land eine AHP-Bewertungskarte generiert. Datengrundlage sind die Datensätze zu jedem Kriterium des AHP (vgl. Kapitel 3.1.1 und 3.1.2), die „Gesamtrestriktionskarte“ (Ergebniskarte aus Kapitel 3.1.1), die Einteilung der Kriterien in Eignungsklassen und die berechneten Gewichtungsfaktoren. Die genaue Vorgehensweise wird in Kapitel 3.3 anhand eines Beispiels näher erläutert.

3.2.2 Verwendung als Entscheidungskriterium für überlagerte Flächen

Während der PtX-Potentialflächenanalyse für Küsten- und Binnenstandorte kann es vorkommen, dass Flächen sowohl Küsten-, als auch Binnenpotential aufweisen und somit als Standorte mit „doppeltem“ Potential gelten. Im kumulierten Erzeugungspotential der geographischen Bezugsfläche, z. B. eines Landes, soll dieses Potential jedoch nur einmal berücksichtigt werden. Zu diesem Zweck wird die Bewertung durch den AHP herangezogen, um die besser geeignete Wasserquelle aus den beiden verfügbaren (Meer- und Süßwasser) auszuwählen. Die Erzeugungsmengen dieser überlagerten Flächen sollen dem Erzeugungspotential zugeordnet werden, bei dem sie ein Potential höherer Qualität aufweisen, ihr AHP-Ranking also höher ist. Ist die AHP Bewertung des Standortes nach Kriterien für Küsten- bzw. Binnenpotential ebenfalls identisch, dient als letztendliches Entscheidungskriterium die Entfernung zum nächstgelegenen Wasserzugang. Das Erzeugungspotential wird der Kategorie zugeordnet, bei der die Entfernung geringer ist, so dass bei der Summe der Erzeugungsmenge jeder Bildpunkt nur einmal berücksichtigt wird.

3.3 Beispielberechnung einer AHP-Bewertungskarte

In diesem Unterkapitel wird der Modellpfad am Beispiel Ägyptens beschrieben, an dessen Ende eine Karte mit auf die PtX-Produktion hin bewerteten Flächen steht. Die Ausführungen erfolgen hierbei sowohl für Küsten- als auch Binnenstandorte. Die Unterschiede in der Methodik zwischen Küsten- und Binnenstandorten können Kapitel 3.1.3 entnommen werden.

Zunächst finden die nach Kapitel 3.1 generierten Restriktionskarten (beispielhaft für Ägypten in Abbildung 6 zu sehen) als Maske Verwendung in der Bewertung mithilfe des AHP. Die Verwendung von „Masken“ ermöglicht im GIS - durch eine Reduzierung der Betrachtungsfläche - eine Verkürzung der Rechenzeit bei Rasteroperationen. Daraus resultiert, dass die AHP-Flächenbewertung nur für die Flächen durchgeführt wird, die nach Kapitel 3.1 keinen Restriktionen unterliegen.

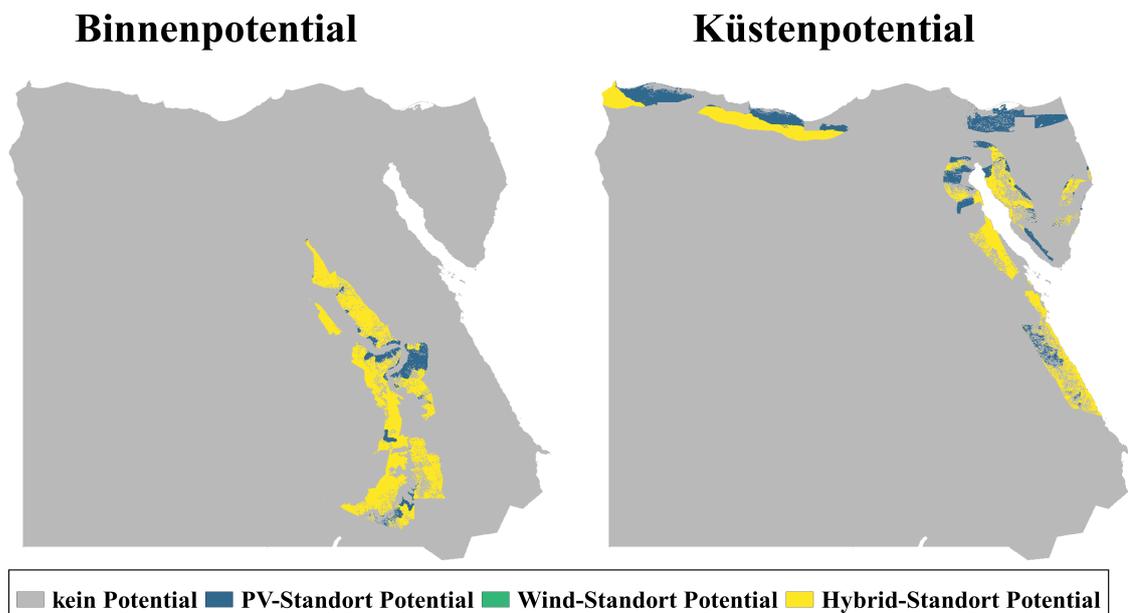


Abbildung 6: Karten des PtX-Erzeugungspotentials Ägyptens für Binnen- und Küstenstandorte (IEE interne Modelle)

Als Ausgang für jedes Kriterium des AHP dienen die entsprechenden GIS-Datensätze. Diese wurden im Programm mit den Grenzen aus Tabelle 8 reklassifiziert. So wird beispielsweise jedem Bildpunkt der Karte, der eine Hangneigung von 1° oder weniger aufweist, der Wert 5 zugeordnet. Der Vergleich von Eingangskarte und reklassifizierter Karte ist am Beispiel des Kriteriums „Entfernung zur nächsten Stadt“ in Abbildung 7 dargestellt. Der Zusammenhang von räumlicher Nähe zur nächsten Stadt (dunkleres Rot auf der linken Karte) und Einstufung hoher Qualität bei der Reklassifizierung ist deutlich zu erkennen.

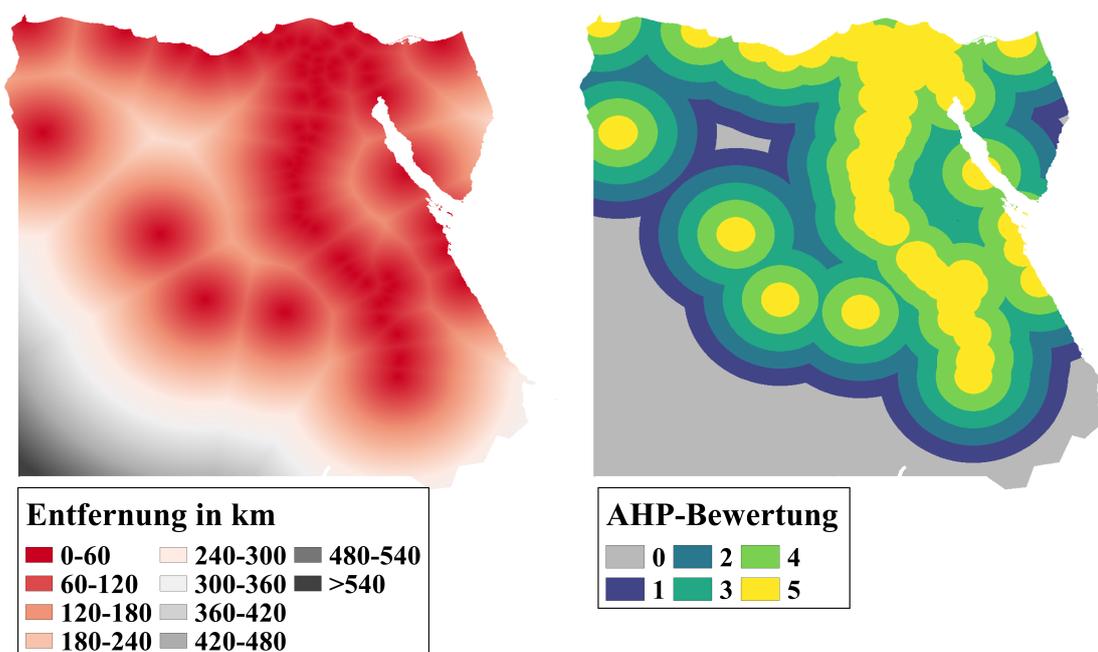


Abbildung 7: Gegenüberstellung der Eingangskarte, sowie der mit dem AHP reklassifizierten Karte für das Kriterium „Entfernung zur nächsten Stadt“ (IEE interne Modelle, eigene Darstellung)

Die Ergebnisse der Reklassifizierung der restlichen Kriterien sind in Abbildung 8 dargestellt.

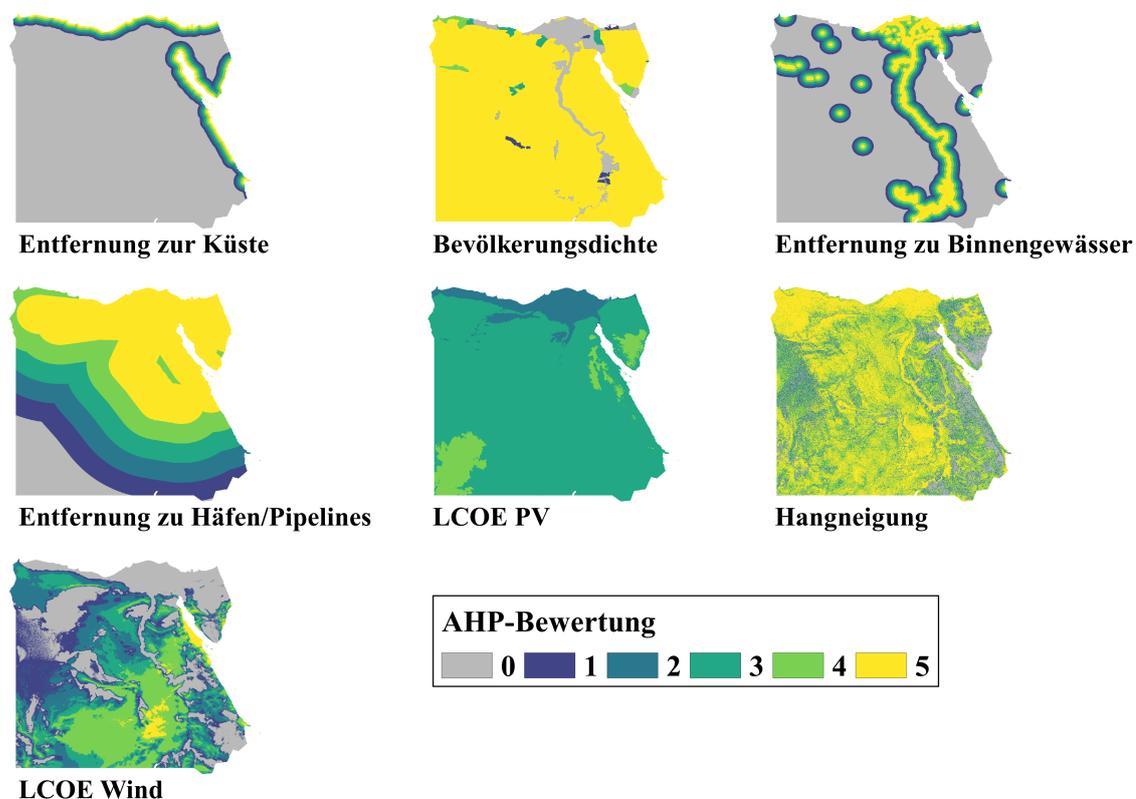


Abbildung 8: Reklassifizierte Karten des AHP für alle verwendeten Kriterien, außer die „Entfernung zu Städten“, eigene Darstellung

Auf den Karten in Abbildung 8 sind geografische Gegebenheiten, wie die Entfernung zur Küste, respektive zu Häfen zu erkennen. Auch spezifische Verhältnisse Ägyptens, wie

beispielsweise der Verlauf des Nils (als großes Binnengewässer ohne Wasserstress) ist auf den Karten zur Binnengewässerentfernung und der Bevölkerungsdichte sichtbar.

Die Aggregation aller reklassifizierten Karte zu einer Ergebniskarte, lässt sich, für einen Bildpunkt, durch Formel 3.1 ausdrücken.

$$AHP_i = restr_i \cdot \sum_{n=1}^7 Kr_{n_i} \cdot gew_{Kr_n} \quad (3.1)$$

Hierbei stellt AHP_i die AHP-Gesamtbewertung des Pixels i , $restr_i$ den Wert des Restriktionskartenpixels i , Kr_{n_i} den Wert des Pixels i auf der reklassifizierten Karte für das Kriterium n , sowie gew_{Kr_n} den dazugehörigen Gewichtungsfaktor des Kriteriums dar. Somit werden für jeden Pixel die Eignungsklassen der Kriterien, anteilig nach deren Relevanz für die Zielentscheidung, miteinander verrechnet bzw. aufsummiert. Dieser Wert findet dabei nur Eingang in die AHP-Bewertungskarte, wenn keine Restriktionen im jeweiligen Pixel vorhanden sind (die Restriktionskarte also den Wert 1 aufweist).

Um PV-, Wind- und Hybrid-Standorte in einer Karte darstellen zu können, wurde den Pixeln, in Abhängigkeit ihrer Zugehörigkeit zu den drei Kategorien, ein Offset zugewiesen. Dieser beträgt 10 für PV-, 20 für Wind- und 30 für Hybrid-Standorte.

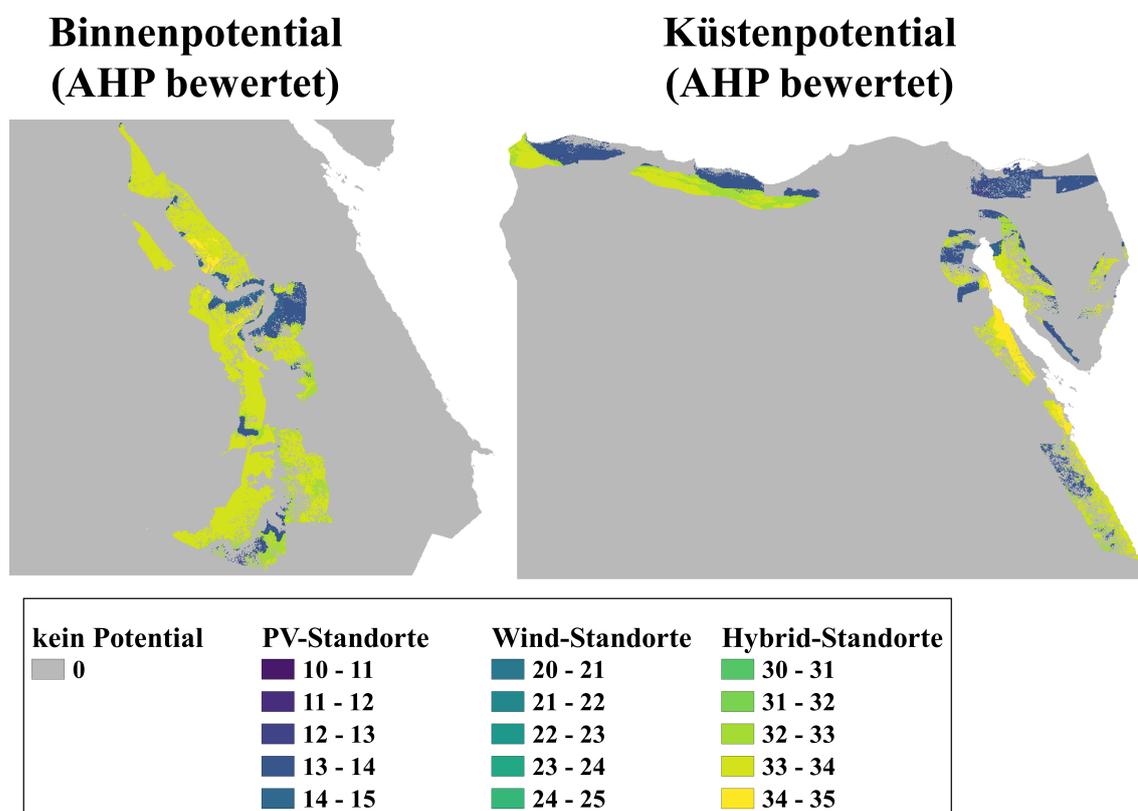


Abbildung 9: Gegenüberstellung der Endergebniskarten des AHP für Binnen- und Küstenstandorte in Ägypten, eigene Darstellung

Die Ergebniskarten des AHP für Küsten- und Binnenstandorte sind für das Beispielland Ägypten in Abbildung 9 zu sehen. Für eine bessere Darstellung der Farbnuancierung, wurde der dargestellte Kartenausschnitt auf die entsprechenden Potentialflächen (vgl. gelbe/blau Flächen in Abbildung 6) verkleinert.

Durch die Aggregation der verschiedenen Kriterien ist die Einteilung der Eignungsklassen nicht mehr diskret, sondern kann jeden Wert zwischen 10-15, 20-25 bzw. 30-35 (abhängig von der Kategorie) annehmen. Im Falle Ägyptens gibt es keine reinen Windstandorte, weshalb die Werte zwischen 20-25 in Abbildung 9 nicht vorkommen.

3.4 SCOPE-Optimierung

In diesem Unterkapitel wird zunächst die Identifikation der Vorzugsstandorte erläutert, ehe auf das Optimierungsmodell eingegangen wird. Anschließend wird das Vorgehen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erklärt, sowie die techno-ökonomischen und meteorologischen Eingangsdaten des Optimierungsmodells dargelegt. Zum Ende wird die Methodik zur Übertragung der Optimierungsergebnisse auf andere Landesteile und zur Untersuchung des klimatischen Einflusses auf den CO₂-Ertrag der DAC-Anlage beschrieben.

3.4.1 Identifikation von Vorzugsstandorten

Es ist anzunehmen, dass zunächst große, zusammenhängende Potentialflächen erschlossen werden, da hier großskalige Projekte, welche die Kraftstoffgestehungskosten positiv beeinflussen, am leichtesten umzusetzen sind. Aus diesem Grund wurden über Computerprogramme für jede mögliche Kombination aus Kategorie (Küsten-/Binnenstandort) und Erzeugungstechnologie (PV, Wind, Hybrid) (im Folgenden Unterkategorie genannt) pro Land die fünf größten zusammenhängenden Flächen mit einer Mindestgröße von 10km² als Vorzugsstandorte identifiziert. Somit können sich pro Land bis zu 30 Vorzugsstandorte ergeben, wenn dieses für jede Unterkategorie ausreichend viele Flächen aufweist. Insgesamt wurden auf diese Weise 592 Vorzugsstandorte identifiziert und die Kraftstoffherzeugung an diesen Standorten modelliert.

Um diese Optimierungsergebnisse einer Sensitivitätsanalyse zu unterziehen, wurden für die Unterkategorie Hybrid-Küstenstandort weitere Vorzugsstandorte identifiziert. Hierfür wurden bei der Aggregation nur Potenzialflächen berücksichtigt, die während des AHP ein *Gesamtrating* von 3 bzw. 3,5 oder höher aufweisen (s. Kapitel 4.4).

3.4.2 Das SCOPE-Modell

Für die, auf diese Weise identifizierten, Vorzugsstandorte soll eine kostenoptimale Kraftstoffproduktion gefunden werden. Zu diesem Zweck wurde im Rahmen des Projektes DeVKopSys eine Erweiterung des Investitionsmodells der Modellfamilie SCOPE entwickelt. Dieses Modell wird in der vorliegenden Arbeit verwendet, um durch eine Optimierung des Ausbaus und Einsatzes der verschiedenen PtX-Produktionsanlagenkomponenten, eine kostenminimale Systemkonfiguration für jeden der zwölf Produktionspfade zu erhalten. Es handelt sich um eine stundenscharfe lineare, deterministische Optimierung (Fraunhofer IEE 2018). Diese beschreiben das Optimierungsproblem anhand einer Reihe von Gleichungen und Ungleichungen. Beispiele hierfür sind etwa eine ausgeglichene Bilanz von Stromverbrauch und Stromproduktion zu jedem Zeitpunkt, oder, dass ein erneuerbares Kraftwerk zu einem bestimmten Zeitpunkt nicht mehr Strom produzieren kann, als das Produkt aus installierter Leistung und Leistungsfaktor zu diesem Zeitpunkt (Böttger et al. 2018). Zielfunktion der Optimierung ist die Minimierung der Kraftstoffkosten. Zur Erreichung dieses Ziels stehen dem Modell zwei grundsätzliche Möglichkeiten zur Verfügung:

- Dimensionierung der Produktionsanlagen (EE-Kraftwerke, Elektrolyseur, Synthesereaktor, DAC-Anlage, Wärmeerzeuger...)
- Nutzung von Flexibilitätsoptionen (H₂-Speicher, CH₄-Speicher, Wärmespeicher, Batteriespeicher, Abregelung von EE-Erzeugungsleistung...)

Als Eingangsdaten dienen, neben techno-ökonomischen Spezifikationen der einzelnen Anlagenkomponenten, auch stundenscharfe Erzeugungszeitreihen für die EE-Kraftwerke (vgl. Kapitel 3.4.4 und 3.4.5). Als Endergebnis liefert die Optimierung die Zusammensetzung des kostenoptimalen Kraftwerksparks, sowie umfangreiche Erzeuger- und Speichernutzungszeitreihen für alle zwölf Konversionspfade (Böttger et al. 2018).

3.4.3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung innerhalb der Optimierung erfolgt über einen annuitätischen Ansatz. Die Annuitäten der Investitionsausgaben (engl. *Capital Expenditure*, CAPEX) der einzelnen Anlagenkomponenten werden über den Ansatz eines Annuitätendarlehens bestimmt. Hierbei werden die CAPEX in einen jährlich konstanten Zahlungsstrom aufgeteilt. Grund hierfür ist zum einen die Annahme einer Mischung aus Eigen- und Fremdfinanzierung (Kreditaufnahme), sowie die Tilgung der Ausgaben über den Zeitraum der Lebensdauer der Anlagenkomponente. Die Berechnung dieser

konstanten Annuität erfolgt nach Formel 3.2:

$$A_x = I_{o,x} \cdot \frac{(1+i)^{n_x} \cdot i}{(1+i)^{n_x} - 1} \quad (3.2)$$

Hierbei entspricht A_x der Annuität der Investitionsausgaben $I_{o,x}$ (CAPEX) der Anlagenkomponente x , n_x der Lebensdauer der Anlagenkomponente x , sowie i dem kalkulatorischen Zinssatz der Investitionsausgabe. Der Annahme der Kombinationsfinanzierung (Eigen + Fremdkapital) folgend, muss der kalkulatorische Zinssatz der Investitionsausgabe durch die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (engl. *Weighted Average Capital Cost*, WACC) ersetzt werden. Grund hierfür ist ein Unterschied von Zinssatz auf Fremdkapital und angestrebter jährlicher Rendite des eingesetzten Eigenkapitals. Die (vereinfachte) Berechnung der WACC erfolgt nach einer linearen Gewichtung von Eigenkapitalrendite und Darlehenszins nach Formel 3.3.

$$\text{WACC} = f_F \cdot i_F + (1 - f_F) \cdot i_E \quad (3.3)$$

Hierbei stehen f_F für den Fremdkapitalanteil (an den gesamten Investitionsausgaben), i_F für den Darlehenszins, sowie i_E für die angestrebte Eigenkapitalrendite. Für die Optimierung erfolgte hierbei keine Berechnung unter Annahmen von Eigen- und Fremdkapitalanteilen, sondern eine pauschale Annahme der WACC von 8%. Somit ist i in Formel 3.2 für die Berechnung der Annuität 0,08. Der Wert entspricht dem Durchschnittswert aus ähnlichen wissenschaftlichen Arbeiten (Fasihi et al. 2015; Gorre et al. 2019; Smolinka et al. 2018).

Zusätzliche jährliche Kosten, entstehen durch Betriebskosten (engl. *Operational Expenditure*, OPEX) der Anlagen. Diese teilen sich in fixe Betriebskosten (OPEX_{fix}), welche unabhängig von der Laufzeit der Anlage sind (Versicherung, Wartung...), sowie variable Betriebskosten (OPEX_{var}), die abhängig von der Laufzeit der Anlage sind (Kraftstoffkosten, Stromkosten...). Die Gesamtheit der jährlichen Ausgaben bestehen somit aus den Kapital- und Investitionskosten, welche sich zur Annuität der CAPEX aggregieren lassen, den fixen und den variablen Betriebskosten sämtlicher Anlagenkomponenten. Diese Kosten stehen einer produzierten jährlichen Kraftstoffmenge der PtX-Produktionsanlage gegenüber. Diese beiden Parameter können bilanziert werden, um einzelne Standorte, Unterkategorien und Konversionspfade miteinander vergleichbar zu machen. In der Regel erfolgt diese Bilanzierung über den gesamten Lebenszyklus der Produktionsanlage und wird Kraftstoffgestehungskosten

genannt (in Anlehnung an Stromgestehungskosten LCOE). Da jedoch die Optimierungsdurchläufe mit EE-Einspeisezeitreihen eines Jahres stattfanden (vgl. Kapitel 3.4.5) und stets für 1 TWh jährliche Kraftstoffproduktion erfolgten, wären im Modell sowohl die jährlichen Gesamtkosten, als auch der jährliche Kraftstoffstrom über den gesamten Lebenszyklus der Anlage konstant. Daher muss die Berechnung der Kraftstoffgestehungskosten nicht über diesen erfolgen, sondern kann für ein Jahr nach Formel 3.4 erfolgen.

$$K_F = \frac{A + OPEX_{fix} + OPEX_{var}}{1 \cdot 10^6} \quad (3.4)$$

Hierbei stehen K_f für die Kraftstoffgestehungskosten, A für die Summe der Annuitäten aller Anlagenkomponenten, sowie $OPEX_{fix}$ und $OPEX_{var}$ für die Summe der fixen respektive variablen Betriebskosten aller Anlagenkomponenten der PtX-Produktionsanlage. Die Angabe der Kraftstoffgestehungskosten erfolgt in dieser Arbeit in €/MWh, wird modellseitig automatisch berechnet und ist somit Teil der Ergebnisse der Optimierungsdurchläufe.

3.4.4 Dateninput

Die Schnittstelle der techno-ökonomischen Daten der Anlagenkomponenten ist bei SCOPE als Excel Datenblatt realisiert, welches anhand einer umfangreichen Literaturrecherche gefüllt wurde. Die Parameter der wichtigsten technischen Aggregate werden in Form tabellarischer Steckbriefe vorgestellt und Besonderheiten der Anlagenkomponenten oder bei der Verarbeitung der Quelldaten erläutert. Die zwölf betrachteten Konversionspfade können Abbildung 3 entnommen werden. Bei allen Anlagenkomponenten werden keine stromgetriebenen variablen Betriebskosten berücksichtigt, da der Strombedarf ausschließlich durch Eigenproduktion gedeckt wird. Für alle technischen und ökonomischen Parameter war 2050 das Szenariojahr. Der kalkulatorische Zinssatz lag bei 8 % (s. Kapitel 3.4.3). Sämtliche Angaben zu Wirkungsgraden beziehen sich auf den Heizwert des jeweiligen Kraftstoffs.

Elektrolyse

Die techno-ökonomischen Kenndaten von PEM- und SOEC-Elektrolyseuren sind in Tabelle 9 dargestellt.

Tabelle 9: Techno-ökonomische Kenndaten von PEM-Elektrolyseur (eigene Annahmen nach Smolinka et al. 2018) und SOEC-Elektrolyseur (Smolinka et al. 2018; Verdegaal et al. 2015)

Parameter	Elektrolyse PEM	Elektrolyse SOEC
CAPEX	470.000 €/MW (el., Input)	550.000 €/MW (el., Input)
OPEX _{fix}	5 % CAPEX	5 % CAPEX
Wirkungsgrad	71 % (gesamt)	88 % (elektrisch)
Wärmebedarf	-	44,3 kJ/mol (H ₂ , Output)

Bei der Elektrolyse werden in beiden Fällen keine variablen Betriebskosten angesetzt, da diese in den fixen Betriebskosten berücksichtigt sind. Wie in Kapitel 2.3 beschrieben, besitzt die SOEC einen Wärmebedarf, welcher sich zu 44,3 kJ/mol H₂O ergibt und die benötigte Verdampfungsenthalpie (bei angenommener durchschnittlicher Speisewassertemperatur von ca. 15°C), bis zu einer Temperatur von ca. 200°C widerspiegelt (Verdegaal et al. 2015). Der weitere Wärmebedarf zur Überhitzung des Dampfes, sowie die dafür notwendige Peripherie sind im Wirkungsgrad und den Investitionskosten des SOEC-Elektrolyseurs mit pauschalen Auf-/Abschlägen berücksichtigt. Der Standby-Wärmebedarf des SOEC-Elektrolyseurs von ca. 2 % (Zauner et al. 2019, S. 59) des Normbedarfs wird aus modelltechnischen Gründen nicht berücksichtigt. Darüber hinaus ist der SOEC-Elektrolyseur so modelliert, dass er, für die vier Konversionspfade mit Synthese, stets gekoppelt mit dem Synthesereaktor und der DAC-Anlage betrieben wird. Praktisch bedeutet das, dass diese drei Anlagenkomponenten immer gleichzeitig laufen.

Synthese

Die techno-ökonomischen Kenndaten der drei verschiedenen Synthesereaktoren sind in Tabelle 10 dargestellt.

Tabelle 10: Techno-ökonomische Kenndaten von FT-Synthese, Methanol-Synthese und Methan-Synthese (Ausfelder et al. 2015; eigene Annahmen nach Ausfelder und Dura 2018; Balopi et al. 2019; Verdegaal et al. 2015)

	FT	Methanol	Methan
CAPEX	324.000 €/MW (H ₂ , Input)	324.000 €/MW (H ₂ , Input)	324.000 €/MW (H ₂ , Input)
OPEX _{fix}	5 % CAPEX	5 % CAPEX	5 % CAPEX
Wirkungsgrad	76,3 % (gesamt)	79,08 % (gesamt)	78,9 % (gesamt)
Abwärme (nutzbar)	57,9 kJ/mol (CH ₂ - Kette, Output)	24,9 kJ/mol (CH ₃ OH, Output)	82,5 kJ/mol (CH ₄ , Output)

Um die verschiedenen Endprodukte untereinander besser vergleichbar zu machen, wird auf eine starke Variation der techno-ökonomischen Eingangsdaten der Synthesereaktoren

verzichtet. Wie in Tabelle 10 zu erkennen ist, bestehen die größten Unterschiede im Wirkungsgrad und der nutzbaren Abwärme des Syntheseprozesses. Der Wirkungsgrad wurde in Projektarbeiten über die ablaufende chemische Reaktion berechnet. Hierbei wurde, aufgrund verfahrenstechnischer Verluste, ein Gütegrad der Reaktion von 95 % angesetzt. Auch die Abwärme ist durch den chemischen Prozess definiert (vgl. Kapitel 2.3.2) und wird mit einem angesetzten Wirkungsgrad des Wärmetauschers von 50 % verrechnet, um so die Werte aus Tabelle 10 zu erhalten. Das Temperaturniveau der Abwärme liegt bei ca. 220 °C (Verdegaal et al. 2015) und ist somit ausreichend für den anfallenden Wärmebedarf der Hochtemperaturelektrolyse und der CO₂-Abscheidung. Modellseitig werden diese gegengerechnet und das Saldo mit zusätzlich zu installierender Wärmetechnik gedeckt. Die variablen Betriebskosten sind in den fixen Betriebskosten integriert und somit 0.

Komprimierung und Verflüssigung

Die Endprodukte Methan und Wasserstoff werden für zwei Aggregatzustände modelliert. Als gasförmige Endprodukte erfolgt eine Komprimierung auf einen Zieldruck von 200–250 bar, während die flüssigen Endprodukte Verflüssigung des jeweiligen Gases entstehen. Die techno-ökonomischen Annahmen zu Kompressor und Verflüssiger der vier entsprechenden Pfade sind in Tabelle 11 zusammengefasst. Die variablen Betriebskosten sind in den fixen Betriebskosten integriert und somit 0.

Tabelle 11: Techno-ökonomische Kenndaten von CH₄ und H₂ Komprimierungs- und Verflüssigungsaggregaten (Reuß et al. 2017; Stolzenburg und Mubbala 2013; eigene Annahmen nach Raj et al. 2016)

	CAPEX	OPEX _{fix}	Strombedarf
Methan Komprimierung	3.900 €/kW (el., Input)	4 % CAPEX	0,03 kWh/kWh (el., Input; CH ₄ , Output)
Methan Verflüssigung	500 €/t·a (CH ₄ , Output)	4 % CAPEX	0,08 kWh/kWh (el., Input; CH ₄ , Output)
Wasserstoff Komprimierung	3.900 €/kW (el., Input)	4 % CAPEX	0,048 kWh/kWh (el., Input; H ₂ , Output)
Wasserstoff Verflüssigung	3.500 €/t·a (H ₂ , Output)	4 % CAPEX	0,2 kWh/kWh (el., Input; H ₂ , Output)

DAC-Anlage

Neben den anfallenden Investitionskosten der DAC-Anlagen sind die Energiebedarfe zur Abscheidung des CO₂ für die Modellierung besonders relevant. Die CO₂ gewichtsspezifischen Werte für Strom- und Wärmebedarf wurden auf 1 MWh Energieinhalt (Heizwert) des jeweiligen Endproduktes normiert, bevor sie in die Optimierung eingingen. Die Kosten wurden als Zwischenwert eines konservativen und

eines progressiven Szenarios für das Jahr 2050 festgelegt (Fasihi et al. 2019; Prognos 2020). Für die Energiebedarfe wurden aus den Werten beider Studien (für 2020) Mittelwerte gebildet und anschließend mit einer linearen Reduktion von 10 % alle zehn Jahre für 2050 hochgerechnet. Diese Energiebedarfe, sowie die ökonomischen Annahmen sind in Tabelle 12 zu sehen

Tabelle 12: Techno-ökonomische Kenndaten DAC-Anlage (eigene Annahmen nach Prognos 2020; Fasihi et al. 2019)

	CAPEX	OPEX _{fix}	OPEX _{var}	Strombedarf	Wärmebedarf
DAC Anlage	450 €/t·a (CO ₂ , Output)	4 % CAPEX	1,30 €/MW h (el.)	255,15 kWh/t (el., Input; CO ₂ , Output)	1312,2 kWh/t (th., Input; CO ₂ , Output)

Weitere Komponenten

Die wichtigsten techno-ökonomischen Annahmen zu den verwendeten Windenergie- und PV-Anlagen, sind in Tabelle 13 dargestellt. Die WEA unterscheiden sich hierbei in ihrer Nabenhöhe (NH) und der spezifischen Flächenleistung (vgl. Kapitel 3.4.5). Außerdem sind die Kenndaten der Flexibilitätsoptionen (primär Speicher) und der Wärmetechnikaggregate die dem Modell zur Verfügung stehen aufgeführt.

Tabelle 13: Techno-ökonomische Kenndaten von Erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien, Wärmetechnikaggregaten und Speichertechnologien

Aggregat	CAPEX	OPEX _{fix}	Quelle
Windenergie-anlage (180m NH)	886.000 €/MW (Output)	4 % CAPEX	(eigene Annahmen nach IRENA 2018)
Windenergie-anlage (130m NH)	806.000 €/MW (Output)	4 % CAPEX	(eigene Annahmen nach IRENA 2018)
Photovoltaik	321.000 €/MW (Output)	2,5 % CAPEX	(eigene Annahmen nach IRENA 2018)
Großwärmepumpe	1.011.00 €/MW (el., Input)	Fix: 1,45 % CAPEX; Var: 1,69 €/MWh (el.)	(Danish Energy Agency 2020)
Elektrodenkessel	100.000 €/MW (el., Input)	Fix: 2,5 % CAPEX; Var: 0,40 €/MWh (el.)	(Danish Energy Agency 2020)
Methanspeicher	5.015 €/MWh (CH ₄ , Kapazität)	1 % CAPEX	(Gorre et al. 2019)
Wasserstoff-speicher	16.700 €/MWh (CH ₄ , Kapazität)	1,5 % CAPEX	(Gorre et al. 2019)
Wärmespeicher	26.000 €/MWh (th., Kapazität)	1 % CAPEX	(Pfennig et al. 2017)
Batteriespeicher	479.500 €/MWh (el., Kapazität)	1 % CAPEX	(Pfennig et al. 2017)

Für den Elektrodenkessel wird hierbei ein Wirkungsgrad von 99 % und für die Großwärmepumpe eine Heizzahl von 3,03 angesetzt.

Weitere Kenndaten

Des Weiteren wurden dem Modell andere Kenndaten zur realistischeren Modellierung des PtX-Produktionsprozesses übergeben. Diese umfassen etwa Ein- und Ausspeicherverluste der Speichertechnologien oder Abschreibungsdauer der einzelnen Aggregate. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden alle weiteren techno-ökonomischen Annahmen im Abschnitt C des Anhangs aufgeführt.

Exkurs: Meerwasserentsalzung

Der Prozesswasserbedarf wird im Küstenszenario über Meerwasserentsalzung nach dem Prinzip der Umkehrosmose gedeckt. Der Einfluss auf die Kraftstoffgestehungskosten und den Wirkungsgrad wurde überschlägig berechnet. Der Brauchwasserbedarf für 1 Nm³ H₂ ergibt sich zu etwa 0,8 l (Barbir 2005). Die restlichen Annahmen zur überschlägigen Rechnung sind nach Caldera (Caldera et al. 2016) in der Tabelle 14 zusammengefasst

Tabelle 14: Techno-ökonomische Kenndaten zur Meerwasserentsalzung

Investitionskosten	2,23 €/m ³ ·a
Fixe Betriebskosten	4 % CAPEX
Abschreibungsdauer	30 a
Stromverbrauch	2,8-3,3 kWh/m ³

Mit diesen Kennzahlen wurden die Zusatzkosten auf 1MWh des Endproduktes normiert berechnet, welche sich zwischen 9,5–14,4 ct/MWh (abhängig vom Endprodukt) bewegen. Der zusätzliche Strombedarf pro 1 MWh Wasserstoff beträgt ca. 1,32 kWh, was zu einer Wirkungsgradreduktion von knapp 0,1 % für beide Elektrolyseurarten führt. Da die Kennwerte zur Berechnung für 2030 gelten (Caldera et al. 2016), bis 2050 also mit Verbesserungen der Technologie zu rechnen ist, und der Einfluss der Meerwasserentsalzung mit Werten für 2030 bereits sehr gering ist, wurde die Meerwasserentsalzung in der Modellierung vernachlässigt und lediglich als geringfügiger Aufschlag in den Kostenannahmen der Elektrolyse-Anlagen berücksichtigt.

3.4.5 Zeitreihen

Die Wetterzeitreihen, welche zur Einsatz- und Ausbauoptimierung des Kraftwerksparks verwendet werden, entstammen dem ERA5 Wettermodell des Europäischen Zentrums für mittelfristige Wettervorhersage. Dieses liefert umfangreiche Wetterdaten von 1950 bis

2020 mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde und einer räumlichen Auflösung (Pixelgröße) von ca. 31 km · 31 km (Hersbach et al. 2020). Diese Wetterzeitreihen werden in internen Modellen des IEE mit typischen Kenndaten und Betriebsverhalten für PV- bzw. WEA zu normierte Leistungszeitreihen weiterverarbeitet. Für die Simulation der Erzeugungszeitreihen der WEA werden die Kenndaten zweier Anlagentypen verwendet. Diese unterscheiden sich in der Nabenhöhe (NH) (180 m bzw. 130 m) und der spezifischen Flächenleistung (250 W/m² bzw. 300 W/m²) Bei den PV-Zeitreihen wird für jeden Standort, in Abhängigkeit seiner geografischen Lage, der optimale Neigungswinkel und die beste Ausrichtung aus dem Datensatz des *Global Solar Atlas* an das Erzeugerzeitreihen Simulationsmodell übergeben.

Für jedes Land werden pro Unterkategorie bis zu 5 Flächen identifiziert, deren spezifische Zeitreihen in die Optimierung eingehen. Mithilfe eines Analyseprogramms wurde für jedes ERA-Pixel im Land, welches sich mit einer Potentialfläche überschneidet, der Flächeninhalt dieser Überschneidung berechnet. Anhand der Flächeninhalte der Schnittmengen, wurde für jeden Standort eine „Gesamtzeitreihe“ aus den Zeitreihen der einzelnen Pixel nach Formel 3.5 aggregiert:

$$P_{norm,ges} = \sum_{i=0}^n P_{norm,i} \cdot \left(\frac{A_i}{A_{ges}} \right) \quad (3.5)$$

Hierbei steht $P_{norm,ges}$ für die aggregierte, normierte Leistungszeitreihe eines Standortes, n für die Anzahl an ERA-Pixeln mit denen sich dieser Standort überschneidet, $P_{norm,i}$ für die normierte Leistungszeitreihe im jeweiligen ERA-Pixel, A_i für die Fläche dieser Überschneidung und A_{ges} für die Gesamtfläche des analysierten Standortes.

Anhand dieser Formel wurden normierte Leistungszeitreihen für PV-, Schwachwind- WEA (180 m NH), Starkwind- WEA (130 m NH), sowie Zeitreihen für die Umgebungstemperatur und die Taupunkttemperatur, jeweils 2 m über dem Boden, für jeden der 592 Standorte aggregiert.

Diese Zeitreihenaggregation wurde für die Wetterjahre 2008–2012 durchgeführt. Nach Pfennig et al. (2017) ist eine Auswahl des Normwetterjahres anhand der normierten Leistungszeitreihen für WEA ausreichend, da die Schwankung der Zeitreihe für PV-Anlagen deutlich geringer ausfällt. Deshalb wurde für jeden der Standorte ein eigenes Normwetterjahr anhand der Windzeitreihen ermittelt. Zu diesem Zweck wurden die Differenzen zum fünfjährigen Mittel für jedes Wetterjahr nach Gleichung 3.6 gebildet. Für Schaltjahre wurden die Werte für den 31.12. vernachlässigt, um so Schaltjahre mit

Nicht-Schaltjahren vergleichen zu können.

$$\Delta_{VLS,x} = \left| \sum_{i=1}^{8760} VLS_{x,i} - \frac{\sum_{x=2008}^{2012} \sum_{i=1}^{8760} VLS_{x,i}}{5} \right| \quad (3.6)$$

Wobei $\Delta_{VLS,x}$ für die Differenz der Volllaststunden im Jahr x und $VLS_{x,i}$ für den normierten Leistungswert/die Volllaststunde im Jahr x in Stunde i steht. Die aggregierte Zeitreihe des Jahres, welche die geringste Differenz zum fünfjährigen Mittel aufweist, wird als Normwetterjahr definiert. Für die Optimierung werden nur die Zeitreihen des Normwetterjahres verwendet.

3.4.6 Übertrag der Optimierungsergebnisse

Es kann nicht jede Potentialfläche weltweit optimiert werden. Deshalb bedarf es für die Hochskalierung der Leistungswerte und Erzeugungsmengen eines Übertrags der Optimierungsergebnisse auf die restliche Landesfläche.

Um den Übertrag der Optimierungsergebnisse möglich zu machen wird ein Flächenleistungswert definiert, welcher eine Aussage darüber trifft, wie viel Megawatt Leistung eines EE-Stromerzeugers sich pro Quadratkilometer Fläche installieren lassen. Hierbei wurde ein Wert von $P_{A,WKA} = 15 \frac{MW}{km^2}$ für WEA und $P_{A,PV} = 40 \frac{MW}{km^2}$ für PV-Anlagen gewählt. An Hybrid-Standorten sind WEA der prägende Faktor, da angenommen wird, dass sich zwischen den WEA die gleiche Leistung $\left(15 \frac{MW}{km^2}\right)$ PV-Anlagen, ohne nennenswerte Ertragseinbußen, installieren lassen. Es wird also davon ausgegangen, dass sich an Hybrid-Standorten 15 MW PV- und 15 MW WEA pro Quadratkilometer installieren lassen. Die gewählten Faktoren sind konservativ angesetzt, um zusätzliche Flächenbedarfe, wie für die PtX-Produktionsstätten oder die DAC-Anlagen oder auch Auswirkungen des Schattenwurfs von WEA auf die PV-Anlagen, zu berücksichtigen.

Die Optimierung liefert für jeden Standort zwölf spezifische (1 pro Konversionspfad), kostenminimale Kraftwerksparks. Die Optimierungsergebnisse lassen sich aufgrund der Linearität des Modells beliebig skalieren. Man bräuchte somit für eine Kraftstoffproduktion von 2 TWh einen Kraftwerkspark von gleicher Zusammensetzung, aber einer verdoppelten installierten Leistung aller Komponenten. Die maximal installierbare Leistung der EE-Erzeuger lässt sich für jeden Standort anhand der verfügbaren Potentialfläche und dem Flächenleistungswert ableiten. Aus dem Verhältnis

der benötigten Leistungen von EE-Erzeugern für 1 TWh und der maximal installierbaren Leistung auf der Bezugsfläche lässt sich die spezifische Kraftstofferzeugungsmenge für diese berechnen. Diese Bezugsfläche kann einerseits die Gesamtfläche eines optimierten Standortes sein oder, um die Gesamterzeugungsmenge eines Landes überschlagsmäßig zu erhalten, auch die gesamte Potentialfläche einer Unterkategorie in diesem Land.

Da je Land und Unterkategorie bis zu fünf Flächen optimiert werden, werden die Optimierungsergebnisse der einzelnen Standorte gewichtet gemittelt, bevor sie auf die gesamte Potentialfläche der Unterkategorie des Landes hochskaliert werden. Diese gewichtete Mittelung findet anhand von Formel 3.7 statt:

$$\bar{P}_{x,1TWh} = \sum_{i=1}^n P_{i,1TWh} \cdot \frac{A_i}{\sum_{i=1}^n A_i} \quad (3.7)$$

Hierbei steht $\bar{P}_{x,1TWh}$ für die gemittelte, für 1 TWh Kraftstoffproduktion benötigte Leistung eines EE-Erzeugers, n für Anzahl der verfügbaren Standorte der Unterkategorie im Land, $P_{i,1TWh}$ für die optimierte EE-Erzeugerleistung am Standort i , A_i für die Fläche dieses Standortes und $\sum_{i=1}^n A_i$ für die Gesamtfläche aller verfügbaren Standorte einer Unterkategorie. Für Hybrid-Standorte findet diese Berechnung für beide EE-Erzeuger statt. Die Hochskalierung erfolgt für die unterschiedlichen Arten von Standorten (PV, Wind, Hybrid) anhand des entsprechenden Flächenleistungswerts. Für PV- und Windstandorte lässt sich das gesamte Kraftstofferzeugungspotential also nach Formel 3.8 berechnen:

$$E_{ges,x} = \frac{A_{ges} \cdot P_{A,x}}{\bar{P}_{x,1TWh}} \cdot 1TWh \quad (3.8)$$

A_{ges} steht für die Gesamtpotentialfläche der Unterkategorie in km^2 und $P_{A,x}$ für den Flächenleistungswert des verwendeten EE-Erzeugers. Hierbei stellt A_{ges} die von der Überlagerung von Binnen- und Küstenstandorten bereinigte Fläche dar (vgl. Kapitel 3.2.2). Für Hybrid-Standorte wird als Vereinfachung nur die optimierte Leistung des EE-Erzeugers zur Hochskalierung herangezogen, welcher im Mittel über die Standorte stärker ausgebaut wird. In Formel 3.8 wird somit für $\bar{P}_{x,1TWh}$ die optimierte Leistung dieses EE-Erzeugers eingesetzt, sowie für $P_{A,x}$ stets $P_{A,WKA}$.

3.4.7 Untersuchung des klimatischen Einflusses auf den CO₂-Ertrag der DAC-Technik

Wie in Kapitel 2.4 erwähnt, haben die klimatischen Gegebenheiten am Standort der PtX-Produktionsanlage einen Einfluss auf den Ertrag von DAC-Anlagen. Dieser Einfluss

wurde gemeinsam mit Zink (2021) näher untersucht und während der Projektarbeiten in Form eines variablen, stundenscharfen Wirkungsgrades im SCOPE-Modell implementiert. Die Berechnung der Wirkungsgrade erfolgte im Zuge dieser Arbeit.

Der Ansatz geht von der Annahme aus, dass das Verhalten des Adsorbentmaterials bei der Temperatur-Vakuum-Wechseladsorption ähnlich zu dem einer Wärmewechsel-Desorption ist (Zink 2021). Aus Untersuchungen von Elfving et al. (2017b) wurden die Zusammenhänge abgeleitet, dass niedrige Umgebungstemperaturen, hohe Regenerationstemperaturen („Auswaschen“ der Filter) und eine hohe Luftfeuchtigkeit der Umgebung die Beladungsfähigkeit des Adsorbentmaterials positiv beeinflussen. Der Wärmeenergiebedarf zur Auswaschung des Filters erhöht sich mit steigender Luftfeuchtigkeit. Mit Hilfe linearer Interpolation der Kennwerte von Elfving konnte die Beladungskapazität des Adsorbentmaterials in Abhängigkeit von relativer Luftfeuchtigkeit und Umgebungstemperatur in zwei Formeln ausgedrückt werden. Eine für das Intervall von 0°C bis 26°C und eine für das Intervall von 26 °C bis ca. 60 °C (Zink 2021). Mit Hilfe dieser formalen Zusammenhänge, stundenscharfer Zeitreihen für Luftfeuchtigkeit und Umgebungstemperatur für einen Pilotanlagenstandort, sowie den Herstellerangaben der Firma *Climeworks AG*, deren Pilotanlage in der Schweiz als Referenz dient, wurden die Jahresadsorptionsleistung pro Gramm Sorbent für den Referenzstandort berechnet (Zink 2021; Climeworks AG 2015). Diese ergibt sich zu 997,57 mmol/a pro Gramm Adsorbentmaterial, woraus sich eine mittlere Adsorptionsleistung von 0,683 mmol pro Gramm Adsorbentmaterial, als Referenzertrag pro Auswaschung ergibt. Mit Hilfe der Herstellerangabe zum Jahresertrag der Pilotanlage von ca. 900 t CO₂ (Climeworks AG 2015) kann die Masse des Adsorbentmaterials in der gesamten Anlage mit ca. 20,5 t beziffert werden. Dies entspräche bei 18 Ventilatoreinheiten (Climeworks AG 2015) ca. 1,14 t Adsorbentmaterial pro Einheit. Laut Zink gibt der Hersteller in der Patentschrift eine Verwendung von maximal 1 Tonne Adsorbentmaterial an, was sich zu 18 t für die gesamte Pilotanlage aufsummiert. Unter dieser Annahme müsste das Adsorbentmaterial einen Referenzertrag je Auswaschung von 0,778 mmol pro Gramm liefern.

Der Effizienzgrad der DAC-Anlage wird aus dem Quotienten von berechneter Adsorptionsleistung am Standort und dem Referenzertrag der Pilotanlage gebildet. Somit würde dieser mit steigendem Referenzertrag sinken. Die Annahmen, unter denen die Berechnung zum Anlagenwirkungsgrad durchgeführt wurden, sind laut Zink nicht gesichert (2021). Daher wird das Szenario mit niedrigerem Referenzertrag (0,683 mmol pro Gramm Adsorbentmaterial), als Sensitivität in Kapitel 4.4 untersucht.

4 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse dieser Arbeit dargelegt. Zunächst wird kurz auf die Ergebnisse der allgemeinen PtX-Potentialflächenanalyse und die Korrektur von überlagerten Potentialflächen innerhalb dieser Analyse eingegangen. Die Ergebnisse des AHP, welcher in dieser Arbeit durchgeführt wurde, werden im Anschluss dargestellt. Des Weiteren wird eine Übersicht über die Ergebnisse der Optimierung zur kostenminimalen Systemauslegung gegeben, gefolgt von einer Sensitivitätsanalyse anhand der Unterkategorie Hybrid-Küstenstandorte. Am Ende des Kapitels findet eine kurze Plausibilitätsprüfung der, im Laufe der Ergebnisanalyse identifizierten, überschlägigen Berechnungsmöglichkeiten der Kraftstoffgestehungskosten statt.

4.1 PtX-Potentialflächenanalyse

Die Ergebnisse der allgemeinen PtX-Potentialflächenanalyse werden flächenbasiert dargestellt. Dazu wurde ein Computerprogramm entwickelt, welches die Potentialkarten der Länder auswertet. Da der Fokus der Analysen auf potenziellen Importnationen für den europäischen Markt lag wird nur Potential außerhalb des EWR aufgeführt. Deshalb, und wegen des stets deutlich höheren Flächenanteils, der auf dem asiatischen Kontinent liegt, wurde das Potential interkontinentaler Staaten (Russland und Türkei) in seiner Gesamtheit Asien zugerechnet. Aufgrund des geringen Eigenanteils an den allgemeinen Potentialflächenanalysen wird über diese nur ein kurzer Überblick gegeben. Der Einfluss der Auswahl der besseren Wasserquelle, bei einer Überlagerung von Küsten- und Binnenpotentialflächen (vgl. Kapitel 3.2.2), ist in Abbildung 10 veranschaulicht. Der Vorteil der angewandten Methodik ist, dass bei Flächen, die Zugang zu zwei potenzielle Wasserquellen (Meer- und Süßwasser) besitzen, die besser geeignete Quelle ausgewählt wird. Hierbei werden sämtliche Kriterien der AHP-Bewertung berücksichtigt, so dass die wichtigsten Einflussfaktoren auf die Qualität des Standortes berücksichtigt werden. In Abbildung 10 ist zu erkennen, dass bei einem Großteil der überlagerten Potentialflächen die Süßwasserquelle besser bewertet wird.

Ergebnisse

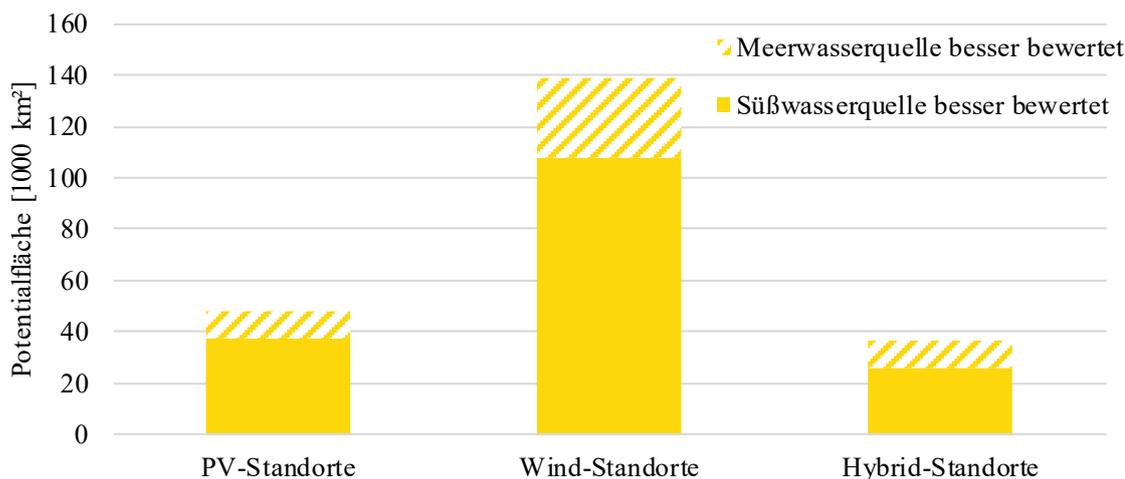


Abbildung 10: Veranschaulichung des Einflusses der Auswahl der besser geeigneten Wasserquelle bei einer Potentialflächenüberlagerung, nach den drei Standortkategorien aufgeschlüsselt. eigene Darstellung

Als Resultat ergibt sich ein identifiziertes Gesamtpotential von 2.396.360 km². Die Aufteilung der Flächen auf die einzelnen Unterkategorien und Kontinente, sowie die weltweite prozentuale Zusammensetzung der Unterkategorien zur Gesamtpotentialfläche sind in Abbildung 11 dargestellt.

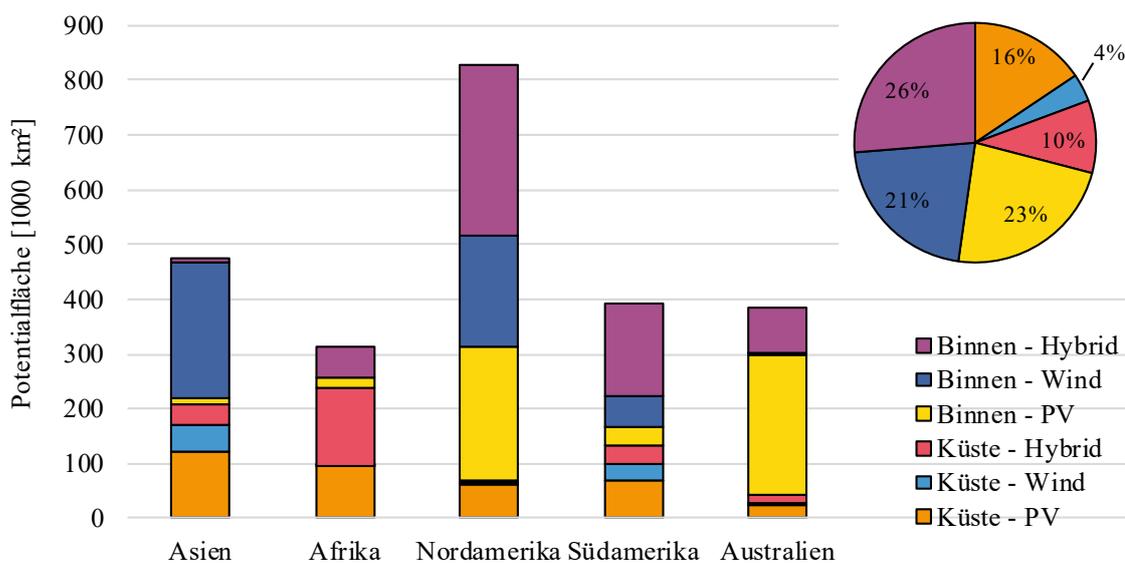


Abbildung 11: Darstellung der Potentialflächen nach Kontinenten und Unterkategorien aufgeschlüsselt, sowie weltweite prozentuale Zusammensetzung der Unterkategorien der Potentialflächen, eigene Darstellung

In Afrika und Australien finden sich vornehmlich PV- oder Hybrid-Standorte. Auch auf dem amerikanischen Kontinent dominieren diese Standorte, während sich das dort vorhandene Windpotential primär auf Kanada, Argentinien und die USA verteilt. Asien hat den größten Anteil an Windpotential, welches stark von Russland geprägt wird, weißt jedoch auch nennenswerte Flächen von PV- und Hybrid-Potential auf.

4.2 AHP Bewertung der Potentialflächen

Die Ergebnisse der AHP Analyse der Potentialflächen werden analog zu Kapitel 4.1 flächenbasiert und nach Unterkategorien aufgeteilt dargestellt. Um die kontinuierliche Skala die sich nach der Methodik aus Kapitel 3.2.1 ergibt, diskreten Werten zuzuordnen wurde die Systematik aus Tabelle 15 verwendet.

Tabelle 15: Systematik der Zuordnung von kontinuierlicher AHP-Bewertung zur diskreten AHP-Scores

Intervall der AHP-Bewertung	Diskreter AHP-Score	Bedeutung (nach Tabelle 7)
0,5 – 1,49	1	Bedingt geeignete Standorte
1,50 – 2,49	2	Moderate Standorte
2,50 – 3,49	3	Gute Standorte
3,50 – 4,49	4	Sehr gute Standorte
4,50 – 5,00	5	Hervorragende Standorte

In der Realität gilt der bekannte *Offset* von 10 für PV-Standorte, 20 für Wind-Standorte und 30 für Hybrid-Standorte (s. Kapitel 3.3). Da bereits im Vorfeld strenge Kriterien für die Potentialflächenidentifizierung angewandt wurden, sind selbst Standorte mit einer verhältnismäßig schlechten AHP-Bewertung (gut) zur PtX-Produktion geeignet. Da die im Folgenden dargestellten Flächen nicht zur Berechnung kumulierter Erzeugungsmengen für eine geographische Bezugsfläche dienen, erfolgt keine Auswahl der besseren Wasserquelle bei einer Überlagerung von Küsten- und Binnenpotentialflächen.

Küstenstandorte

Das Küstenpotential ist insgesamt etwas besser bewertet, als das Binnenpotential. Knapp über 35 % der weltweiten Gesamtpotentialfläche weisen einen AHP-Score von mindestens 4 auf und gehören damit zu den sehr guten und hervorragenden Standorten. Über 93,5 % aller Küstenstandorte haben einen „Mindestscore“ von 3 und können somit als gut geeignete Standorte deklariert werden. Eine Übersicht der weltweiten Zusammensetzung der prozentualen Anteile der Unterkategorien am gesamten Küstenpotential ist als Kreisdiagramm in Abbildung 12 dargestellt.

Ergebnisse

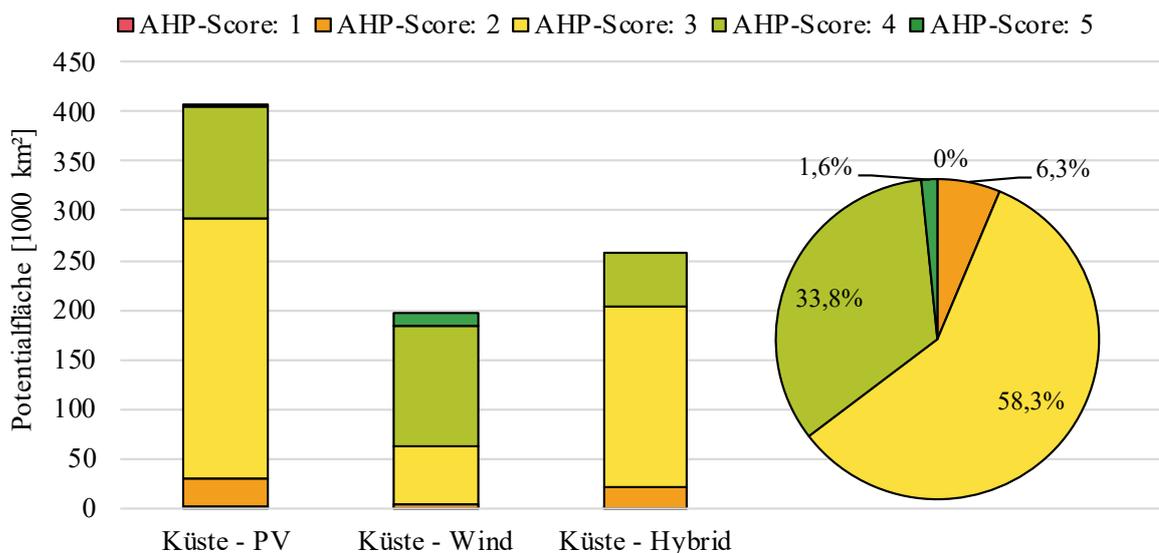


Abbildung 12: Verteilung der weltweiten Küstenpotentialfläche auf die Unterkategorien, aufgeschlüsselt nach AHP-Scores, sowie die prozentuale Zusammensetzung des Küstengesamtpotentials auf die AHP-Scores, eigene Darstellung

Die Zugehörigkeiten der Potentialflächen der Unterkategorien des Küstenpotentials zu den entsprechenden AHP-Scores sind als Balkendiagramm in Abbildung 12 zu sehen.

Binnenstandorte

Das Binnenpotential (s. Abbildung 13, analog zu Abbildung 12) ist insgesamt schlechter bewertet als das Küstenpotential. Der Anteil von Flächen mit einem AHP-Score von mindestens 4 ist mit etwas über 28,5 % geringer als beim Küstenpotential. Allerdings ist der Anteil von „guten Standorten“ (AHP-Score ≥ 3) mit knapp 92,5 % ähnlich hoch wie bei den Küstenstandorten.

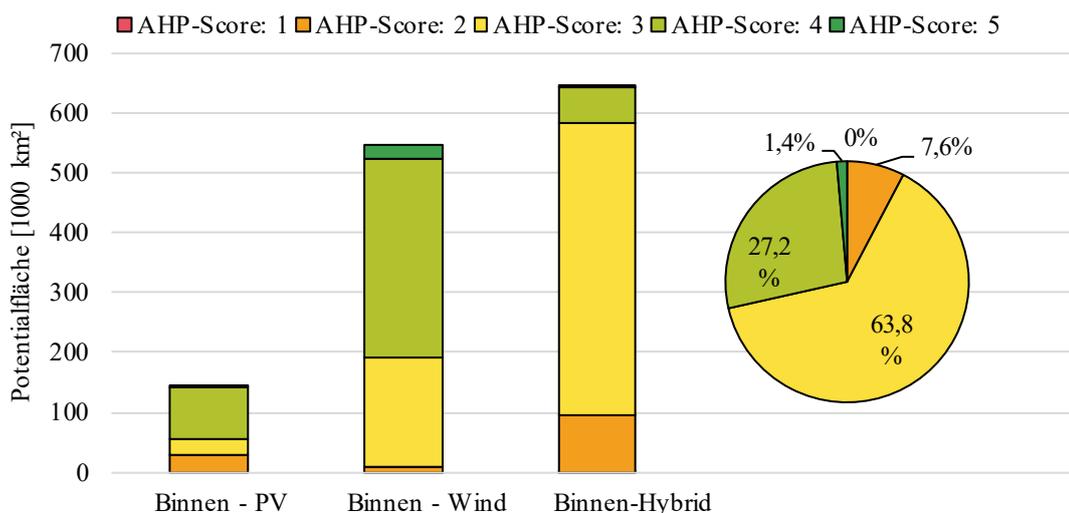


Abbildung 13: Verteilung der weltweiten Binnenpotentialfläche auf die Unterkategorien, aufgeschlüsselt nach AHP-Scores, sowie die prozentuale Zusammensetzung des Binnengesamtpotentials auf die AHP-Scores, eigene Darstellung

Beispiel: Wind-Binnenpotential

Da die Wind-Küstenstandorte im Durchschnitt die höchste AHP-Bewertung aufweisen, soll am Beispiel dieses Potentials die Verteilung des Potentials auf die Kontinente und AHP-Scores dargestellt werden. Beinahe 69 % dieser Standorte besitzen einen AHP-Score von mindestens 4. In Abbildung 14 sind nach der bekannten Systematik absolute Flächen nach Kontinenten und AHP-Score aufgeschlüsselt, sowie der prozentuale Anteil der einzelnen AHP-Score Kategorien an der Gesamtfläche dargestellt.

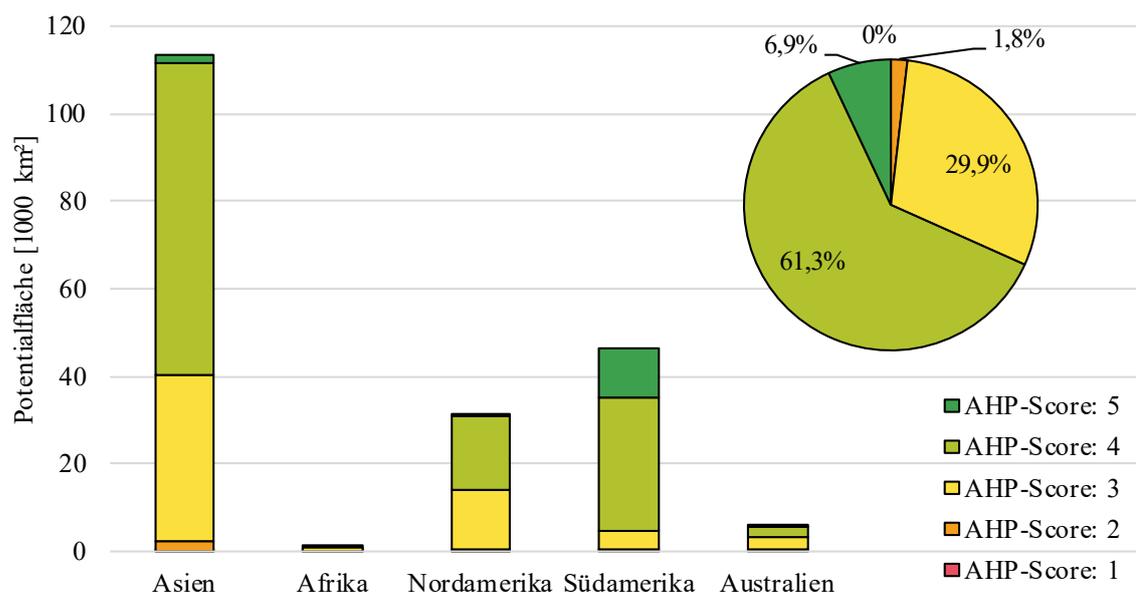


Abbildung 14: Aufschlüsselung der Potentialfläche der Unterkategorie Wind-Binnenpotential nach Kontinenten und AHP-Scores, sowie die prozentuale Verteilung der Gesamtpotentialfläche dieser Unterkategorie auf die AHP-Score Klassen, eigene Darstellung

Besonders zu erwähnen ist Asien, das einen hohen absoluten Betrag an mindestens sehr guten Flächen (AHP-Score von mindestens 4) von etwas über 73.000 km² besitzt. Ein Großteil dieser Flächen (ca. 83 %) liegt in Russland. Sowohl den größten relativen Anteil (ca. 24 %) als auch den größten Betrag (über 11.000 km²) an hervorragenden Flächen besitzt Südamerika. Diese Flächen verteilen sich in einem Verhältnis von ca. 60:40 auf Argentinien und Chile. Diese Flächen, die während des AHP, als die größten, hervorragenden Potentialflächen identifiziert wurden, sind in Abbildung 15 dargestellt. Die Bewertung dieser Flächen, war mit Werten bis zu knapp 4,92 teilweise nahezu perfekt, was bei der Vielfältigkeit und Strenge der Kriterien eine Besonderheit darstellt.

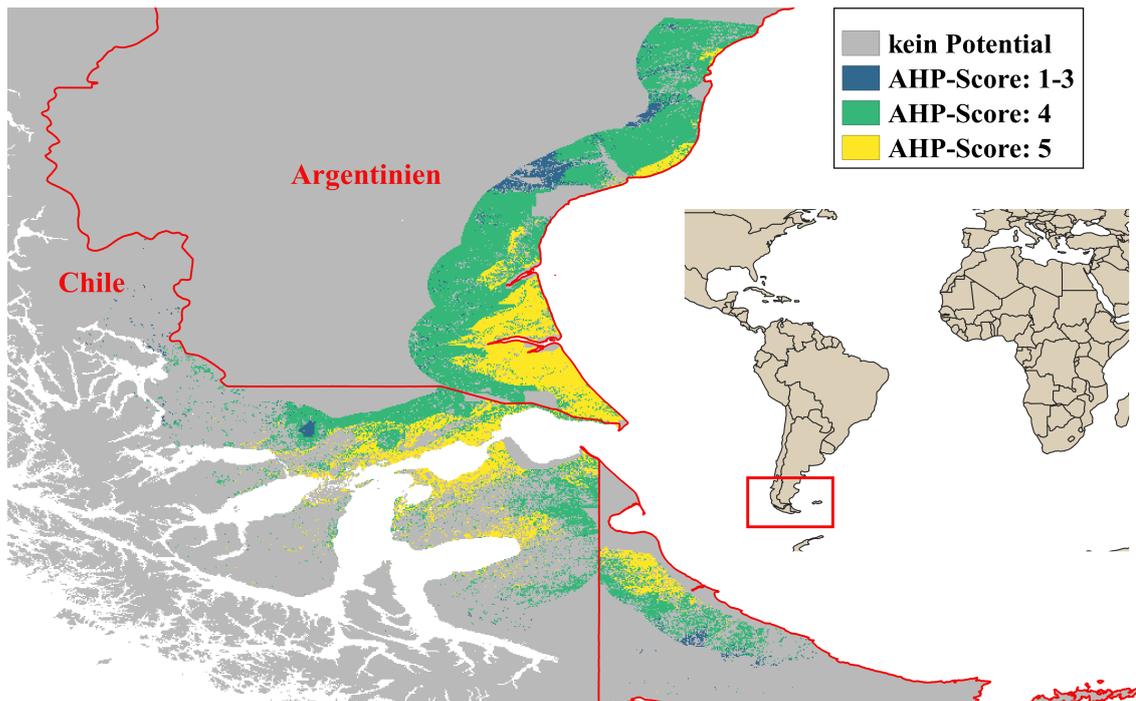


Abbildung 15: Bestandorte des AHP: Darstellung der AHP-Bewertung der Potentialflächen im Süden Chiles und Argentinien. Zusätzliche Darstellung der Region auf einem Ausschnitt einer Weltkarte, eigene Darstellung

Besonderheit in der Flächenbewertung am Beispiel Russland

Eine Besonderheit in der Flächenbewertung von Küsten- im Vergleich zu Binnenpotential soll an einem Beispiel der Region Jamal-Nenzen im Norden Russlands veranschaulicht werden. Der Vergleich der Bewertung der Potentialflächen durch den AHP ist in Abbildung 16 dargestellt.

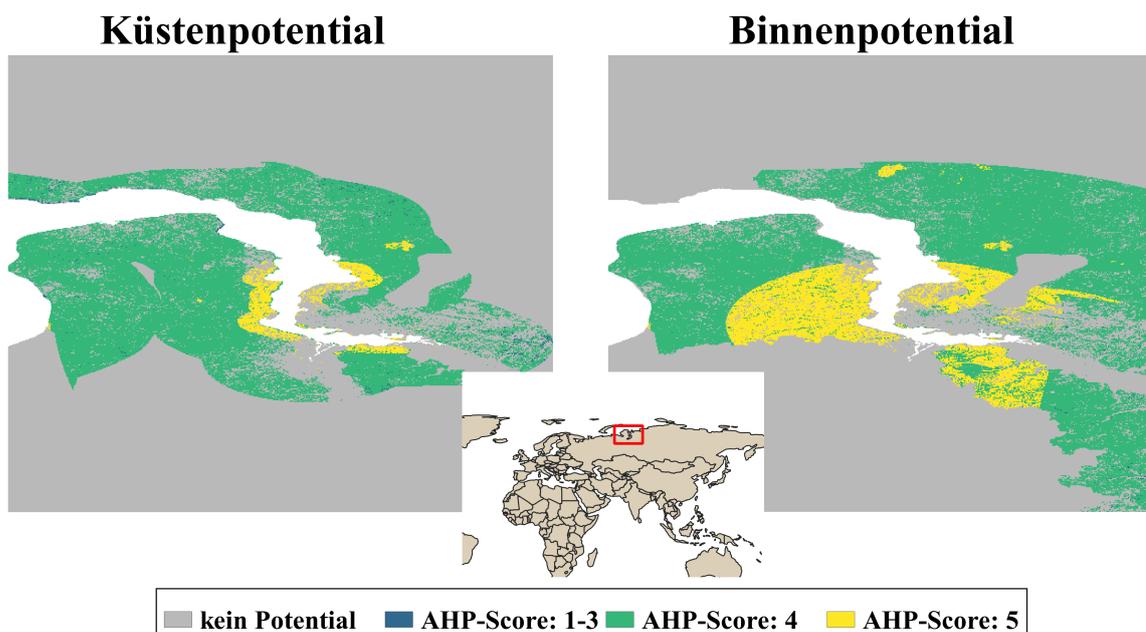


Abbildung 16: Vergleich der AHP-Bewertung von überlagertem Wind-Küsten- und Binnenpotential an einem Standort in der Region Jamal-Nenzen im Norden Russlands, Zusätzliche Darstellung der Region auf dem Ausschnitt einer Weltkarte, eigene Darstellung

Die Darstellung zeigt den identischen Kartenausschnitt, jedoch ist die Fläche mit hervorragender Bewertung für das Binnenpotential bedeutend größer, als für das Küstenpotential. Es ist zu erkennen, dass hierbei nur ein küstennaher Streifen als hervorragend bewertet wird, welcher sich als genau 10 km breit herausstellt. Betrachtet man die Intervallgrenzen aus Tabelle 8, fällt auf, dass nur Flächen mit einer Entfernung $< 10\text{km}$ zur Speisewasserquelle den Höchstwert 5 zugewiesen bekommen. Die Differenz von Kategorie 5 zu 4 entspricht bei einem Anteil des Kriteriums am Gesamturteil für Wind-Standorte von knapp 10 % (vgl. Tabelle 6), einer schlechteren Gesamtbewertung von ca. 0,1. Diese Differenz reicht in diesem Fall aus, den Gesamt AHP-Score auf einen Wert $< 4,5$ zu reduzieren. Die Folgen dieses Phänomens für die Auswahl der besseren Wasserquelle bei überlagerten Potentialflächen werden in Kapitel 1 erläutert.

4.3 SCOPE-Optimierung

Die Ergebnisse der Kraftwerksparkoptimierung mit SCOPE (s. Kapitel 3.4) werden nur in einem kurzen Überblick für alle zwölf Konversionspfade dargestellt. Genauere Ergebnisdarstellungen und Analysen erfolgen, aufgrund der Vielfältigkeit der Ergebnisse, anhand einzelner Standorte, Unterkategorien und/oder Konversionspfade.

4.3.1 Ausgewählte Optimierungsergebnisse

Die Kraftstoffgestehungskosten (vgl. Kapitel 3.4.3) bewegen sich über alle optimierten Standorte zwischen 42,34 €/MWh und 334,60 €/MWh. Die Kosten weisen eine große Bandbreite auf, wobei die niedrigsten Kosten von der Produktion von komprimiertem Wasserstoff an hervorragenden Wind-Standorten (Chile, Argentinien) geprägt werden. Die Kosten sehr schlechter Standorte (> 200 €/MWh) sind eher zu vernachlässigen, da diese nicht mehr als nutzbares Potential angesehen werden können, das sich zu erschließen lohnt. Betrachtet man die Kraftstoffgestehungskosten nach Unterkategorien aufgeteilt ergibt sich die Darstellung in Abbildung 17.

Ergebnisse

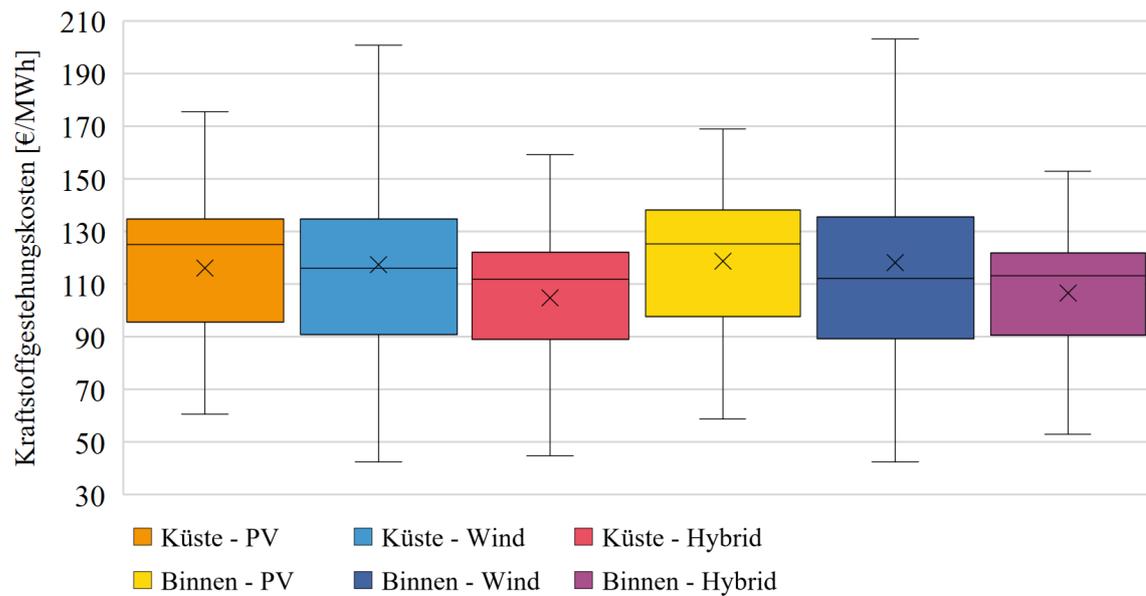


Abbildung 17: Boxplots der Kraftstoffgestehungskosten nach Unterkategorien aufgeschlüsselt ohne Ausreißer, aber mit zusätzlicher Markierung des Mittelwerts (Kreuz), eigene Darstellung

Es fällt auf, dass Obergrenzen der Kosten teilweise deutlich voneinander abweichen, Median und Untergrenzen zwischen den Unterkategorien weisen hingegen eine geringere Varianz auf. Die Unterschiede innerhalb einer Kategorie, überwiegen im Vergleich zu den Unterschieden über die Unterkategorien. Hervorragende Wind-Standorte, sowie die besten Hybrid-Küstenstandorte sind für die Untergrenze der Kraftstoffgestehungskosten prägend. Als „klassische“ Unterkategorie der PtX-Produktion gilt die Erzeugung an Küstenstandorten über eine Kombination aus Photovoltaik und Windenergie, weshalb die Unterschiede über die verschiedenen Konversionspfade für diese Kategorie dargestellt werden sollen. Dies ist in Abbildung 18 der Fall, in welcher ein Boxplot der Kraftstoffgestehungskosten nach Konversionspfaden aufgeschlüsselt für diese Unterkategorie dargestellt ist. Es fällt auf, dass die Wasserstoffpfade deutlich günstiger sind als die Synthesepfade, welche sich untereinander nur geringfügig unterscheiden.

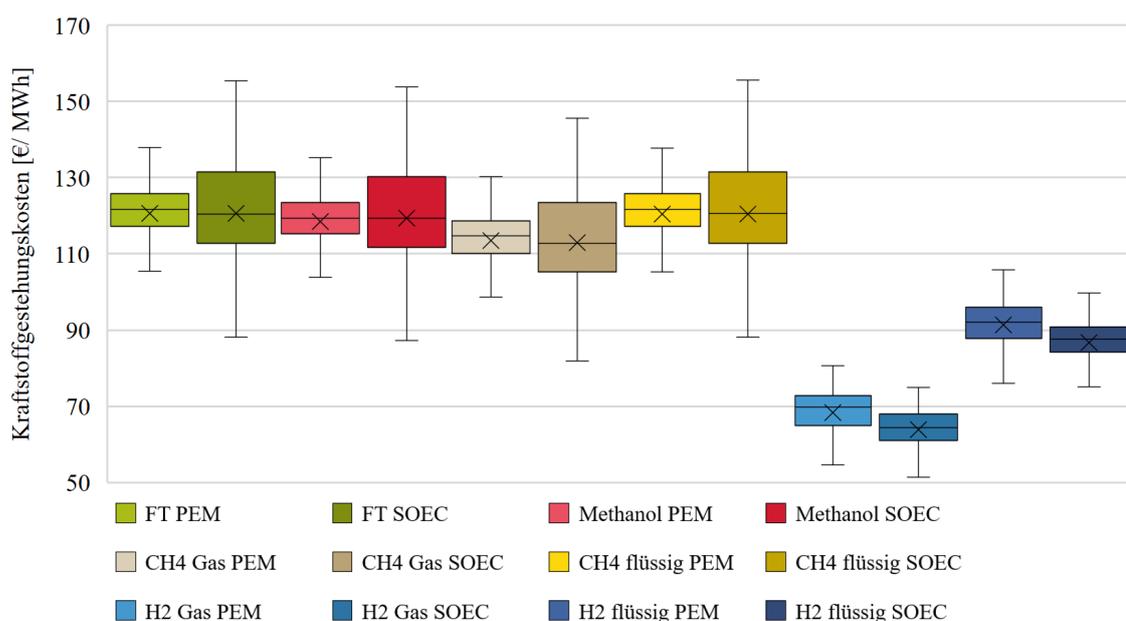


Abbildung 18: Boxplot der Kraftstoffgestehungskosten für die Unterkategorie Hybrid-Küstenstandorte nach Konversionspfaden aufgeschlüsselt mit zusätzlicher Markierung des Mittelwerts (Kreuz), eigene Darstellung

Vergleicht man die Kraftstoffgestehungskosten aus Abbildung 18 der sechs Endprodukte über PEM-Elektrolyse mit den Kosten des entsprechenden Endproduktes über SOEC-Elektrolyse, so ist der Pfad über die SOEC-Elektrolyse stets einige €/MWh günstiger. Dieser Vorteil kommt durch den besseren elektrischen Wirkungsgrad zustande, wird jedoch durch den zusätzlichen Wärmebedarf der SOEC, welcher höhere Kosten für die Wärmetechnik zur Folge hat, relativiert. Zieht man diesen Vergleich über alle Standorte und Unterkategorien fällt auf, dass es einige Szenarien gibt, in denen die Kosten der Kraftstoffherzeugung über PEM-Elektrolyse günstiger sind. Dies ist nur für Syntheseprodukte der Fall, bei den 4 Pfaden mit Wasserstoff als Endprodukt überwiegen die Kosten der PEM-Elektrolyse stets. Begründet liegt dieser Kostennachteil der SOEC in deren schlechtem Lastwechselverhalten und der Kopplung des Elektrolyseurs mit Synthese und DAC-Technik (vgl. Kapitel 3.4.4). Aus diesen beiden Gründen wird sowohl modellseitig als auch in der Realität versucht die Volllaststunden des SOEC-Elektrolyseurs zu maximieren. So liegen beispielsweise die mittleren Volllaststunden der Unterkategorie Hybrid-Küstenstandort für das Endprodukt Fischer-Tropsch-Kraftstoff bei Wasserstoffherzeugung mit PEM-Elektrolyse bei ca. 4600 h, gegenüber den ca. 6600 h bei Wasserstoffherzeugung mittels SOEC-Elektrolyseur. Diese hohe Volllaststundenanzahl ist für reine PV-Standorte, oder Hybrid-Standorte mit einem sehr hohen Anteil an PV-Anlagen in der EE-Erzeugungsstruktur respektive schlechtem Winddargebot, wegen des Tag-Nacht-Zyklus, nur durch den Zubau großer Batteriespeicher zu erreichen. Für die Pfade mit PEM-Elektrolyse wird eine geringe

Ergebnisse

gewichtete mittlere Volllaststundenanzahl der EE-Erzeugungsstruktur durch den Zubau deutlich größerer Elektrolyseurleistungen bei geringeren Volllaststunden dieser ausgeglichen.

In Abbildung 19 sind die Anteile der einzelnen Kostenkomponenten an den Kraftstoffgestehungskosten für einen PV- und einen Hybrid-Standort in Australien dargestellt. Links im Bild sind die Kostenkomponenten des Endproduktes FT-Kraftstoff mit PEM-Elektrolyseur im Vergleich zum SOEC-Elektrolyseur zu sehen für den PV-Standort zu sehen, sowie rechts die gleiche Darstellung für den Hybrid-Standort. Hierbei sind die Kosten für Großwärmepumpe und Elektrokessel zu „Wärmetechnik“, sowie alle verfügbaren Speicher zu Speichertechnik zusammengefasst.

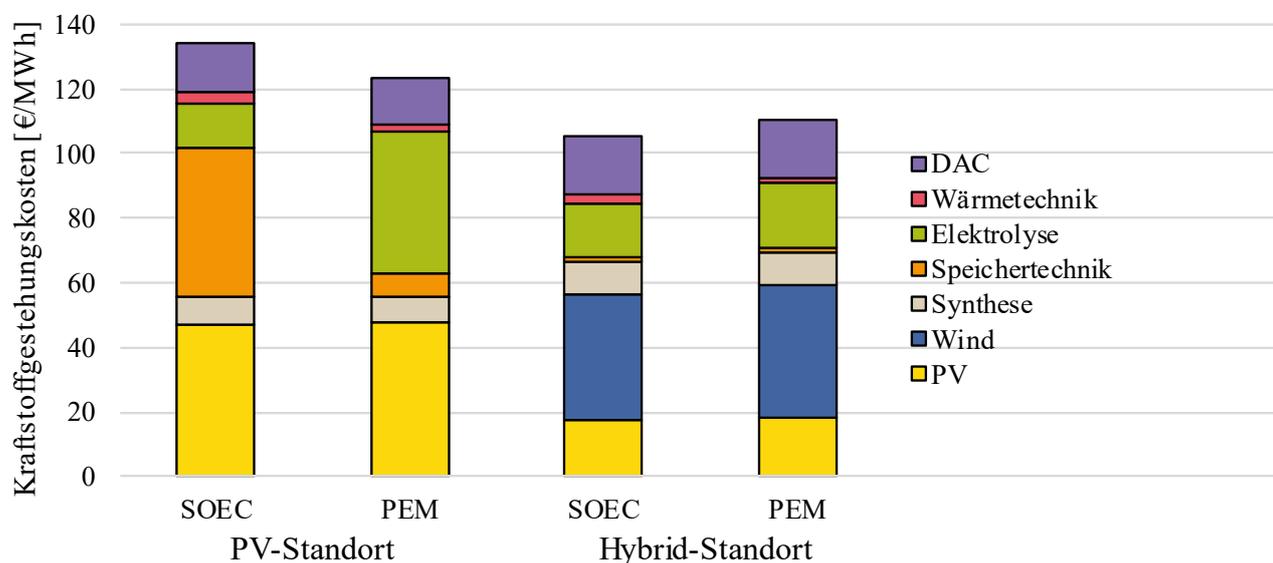


Abbildung 19: Vergleich der Kraftstoffgestehungskosten, aufgeschlüsselt nach Anlagenkomponenten, zwischen einem PV- und einem Hybrid-Standort in Australien, jeweils für PEM- und SOEC-Elektrolyse und das Endprodukt FT-Kraftstoff, eigene Darstellung

Die Zusammensetzung der Kraftstoffgestehungskosten für die zwei Varianten des Hybrid-Standortes unterscheiden sich nur in einem Kostenvorteil des SOEC-Elektrolyseurs nennenswert. Bei der Darstellung des PV-Standortes ist klar die beschriebene Systematik des Zubaus eines großen Batteriespeichers für den Pfad mit SOEC-Elektrolyse, sowie eines großen Elektrolyseurs für den Pfad mit PEM-Elektrolyse zu erkennen. Beim SOEC-Pfad überwiegen die Mehrkosten durch den Batteriespeicher die Ersparnis durch die geringere Elektrolyseleistung, weshalb dieser Pfad um ca. 11 €/MWh höhere Kraftstoffgestehungskosten aufweist. Die Mehrkosten für die Wärmetechnik, aufgrund des Wärmebedarfs des SOEC-Elektrolyseurs sind für beide Standorte zu erkennen, haben jedoch keinen prägenden Einfluss auf die Kraftstoffgestehungskosten. Beim Vergleich der Hybrid-Standorte mit den PV-

Standorten wird deutlich, dass die Hybrid-Standorte zwar höhere Kostenanteile für die EE-Stromerzeugung aufweisen, aber gleichzeitig deutlich geringere Kosten für die restlichen Systemkomponenten aufzeigen, was in Summe zu geringeren Gesamtkosten führt.

Volllaststunden

Es wurde der Zusammenhang zwischen Kraftstoffgestehungskosten und Volllaststunden der Erneuerbaren Energieerzeuger untersucht, welche als Summe der aggregierten Zeitreihe (vgl. Kapitel 3.4.5) des Standortes berechnet wurden, wobei die Kraftstoffgestehungskosten um starke Abweichler bereinigt wurden. Es zeigt sich, dass für reine PV- bzw. Wind-Standorte der Zusammenhang zwischen Kraftstoffgestehungskosten und Volllaststunden des EE-Kraftwerks signifikant und teilweise annähernd linear ist. Es gilt mit Ausnahmen, dass je höher die VLS des EE-Erzeugers, desto günstiger sind auch die Kraftstoffgestehungskosten. Für Hybrid-Standorte ist der Zusammenhang weniger eindeutig und nur zwischen VLS der WEA und den Kraftstoffgestehungskosten vorhanden. Zwischen VLS der PV-Anlagen und den Kraftstoffgestehungskosten war für Hybrid-Standorte zwar ansatzweise ein ähnlicher Zusammenhang zu identifizieren, jedoch war dieser nicht eindeutig. In Abbildung 20 und Abbildung 21 sind die Zusammenhänge zwischen VLS der EE-Erzeuger und den Kraftstoffgestehungskosten für die Erzeugung von FT-Kraftstoff über PEM-Elektrolyse dargestellt.

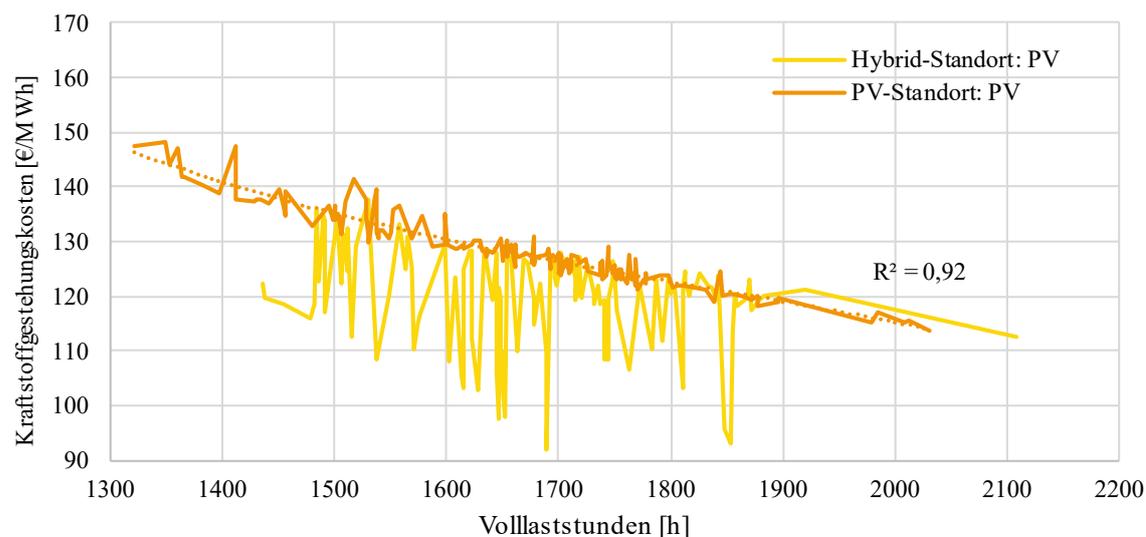


Abbildung 20: Zusammenhang zwischen Volllaststunden der PV-Anlagen und Kraftstoffgestehungskosten für das Endprodukt FT-Kraftstoff über PEM-Elektrolyse an PV-, sowie Hybrid-Küstenstandorten. Zusätzliche Darstellung der Regressionsgeraden und deren Bestimmtheitsmaß für die PV-Standorte. Der Graph zu „PV-Standort: PV“ beschreibt den Zusammenhang für die Volllaststunden der Photovoltaikanlagen an reinen PV-Standorten, sowie „Hybrid-Standort: PV“ analog dazu für Hybrid-Standorte, eigene Darstellung

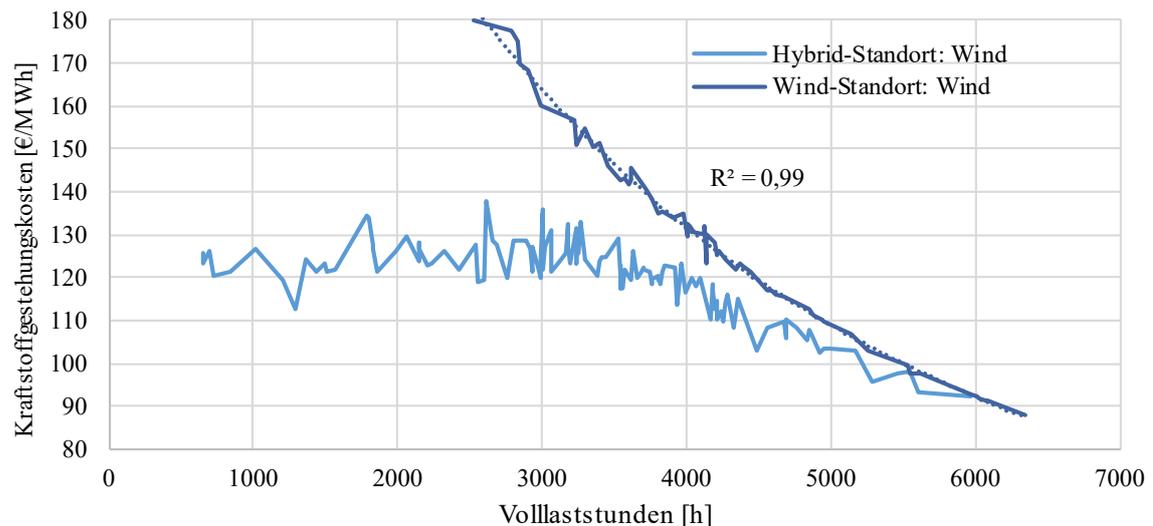


Abbildung 21: Zusammenhang zwischen Volllaststunden der Windenergie-Anlagen und Kraftstoffgestehungskosten für das Endprodukt FT-Kraftstoff über PEM-Elektrolyse an Wind-, sowie Hybrid-Küstenstandorten. Zusätzliche Darstellung der Regressionsgeraden und deren Bestimmtheitsmaß für die Wind-Standorte. Der Graph zu „Wind-Standort: Wind“ beschreibt den Zusammenhang für die Volllaststunden der Windenergieanlagen an reinen Wind-Standorten, sowie „Hybrid-Standort: Wind“ analog dazu für Hybrid-Standorte, eigene Darstellung

Die erläuterten Zusammenhänge sind deutlich zu erkennen. Es lässt sich resümieren, dass für Hybrid-Standorte die VLS der WEA den entscheidenden Einfluss auf die Kraftstoffgestehungskosten haben, da hier die VLS des EE-Erzeugers deutlich stärker variieren. Ein „besserer“ Standort unterscheidet sich im Hinblick auf die VLS der WEA (zw. 400 – 6300 VLS im Beispiel) deutlich stärker von einem schlechten Standort, als im Hinblick auf die VLS der PV-Anlagen (zw. 1400 – 2100 VLS im Beispiel). Für reine PV- und Wind-Standorte ist der Zusammenhang wesentlich stärker vorhanden, womit die VLS der jeweils genutzten EE-Ressource eine Abschätzung der Kraftstoffgestehungskosten (für das verwendete Optimierungsmodell) erlauben. Ein erster Ansatz hierzu wurde über eine polynomische Regressionsgerade (3. Grades) für die PV- und Wind-Küstenstandorte durchgeführt. Diese sind inklusive des Bestimmtheitsmaßes ebenfalls in Abbildung 20 und Abbildung 21 dargestellt. Die Zusammenhänge werden in Kapitel 4.4.1 einer Plausibilitätsprüfung unterzogen und in Kapitel 1 diskutiert.

Zusammenhang zwischen AHP-Bewertung und Kraftstoffgestehungskosten

Es wurde eine Korrelation zwischen AHP-Bewertung und Kraftstoffgestehungskosten der jeweiligen Standorte vermutet. Deshalb wurde über arithmetische Mittelwertbildung die mittlere AHP-Bewertung aller Vorzugsstandorte berechnet und mit den jeweiligen Kraftstoffgestehungskosten für den Pfad der FT-Kraftstofferzeugung unter Verwendung einer PEM-Elektrolyse verglichen. Die Zusammenhänge, nach Unterkategorien aufgeteilt, sind in Abbildung 22, Abbildung 23 und Abbildung 24 veranschaulicht.

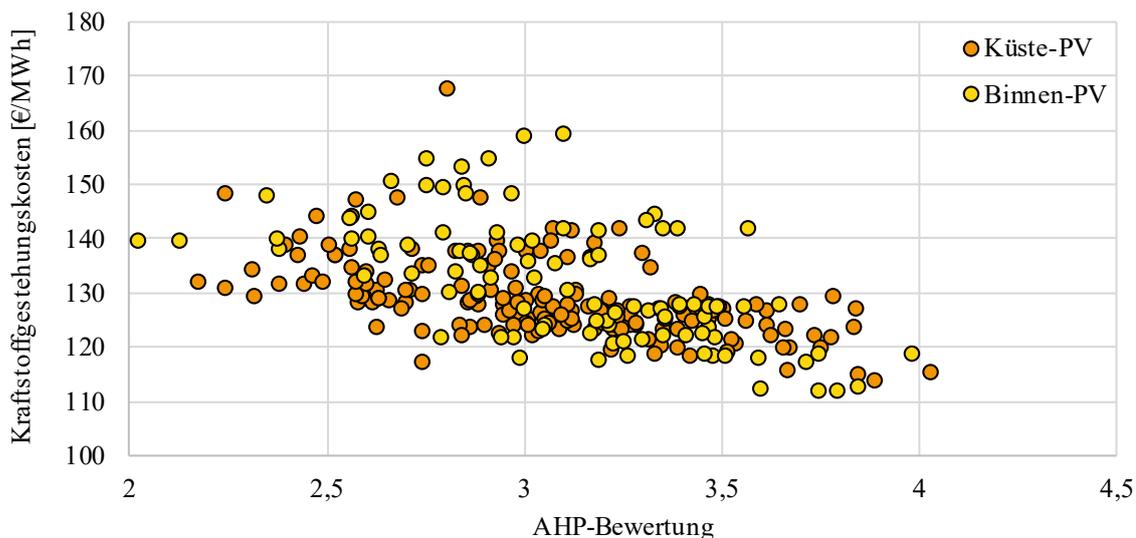


Abbildung 22: Zusammenhang zwischen Kraftstoffgestehungskosten und AHP-Bewertung für den Konversionspfad FT-Kraftstoff in Kombination mit PEM-Elektrolyse. Darstellung für PV-Standorte, eigene Darstellung

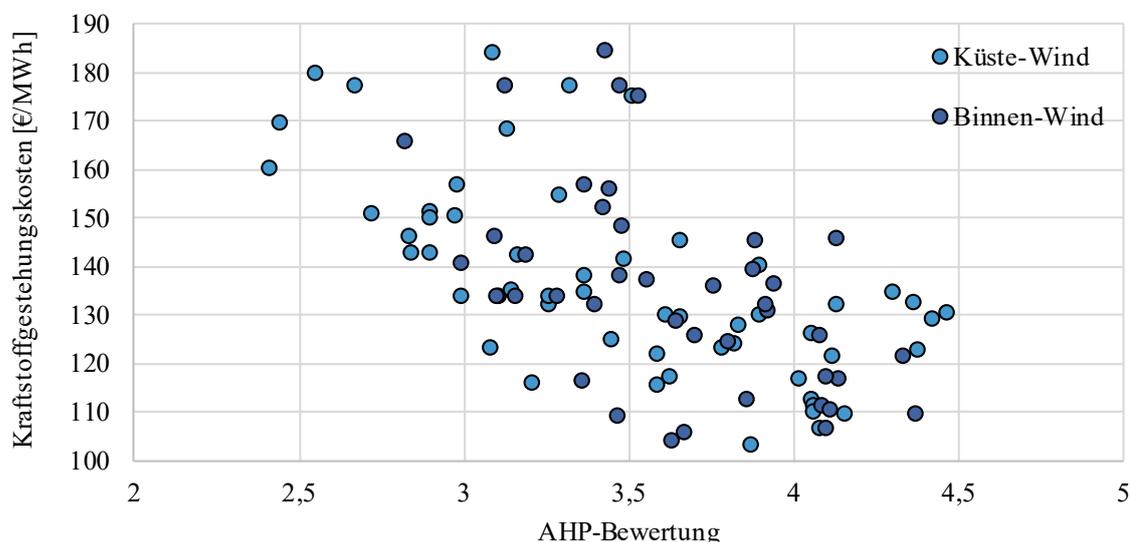


Abbildung 23: Zusammenhang zwischen Kraftstoffgestehungskosten und AHP-Bewertung für den Konversionspfad FT-Kraftstoff in Kombination mit PEM-Elektrolyse. Darstellung für Wind-Standorte, eigene Darstellung

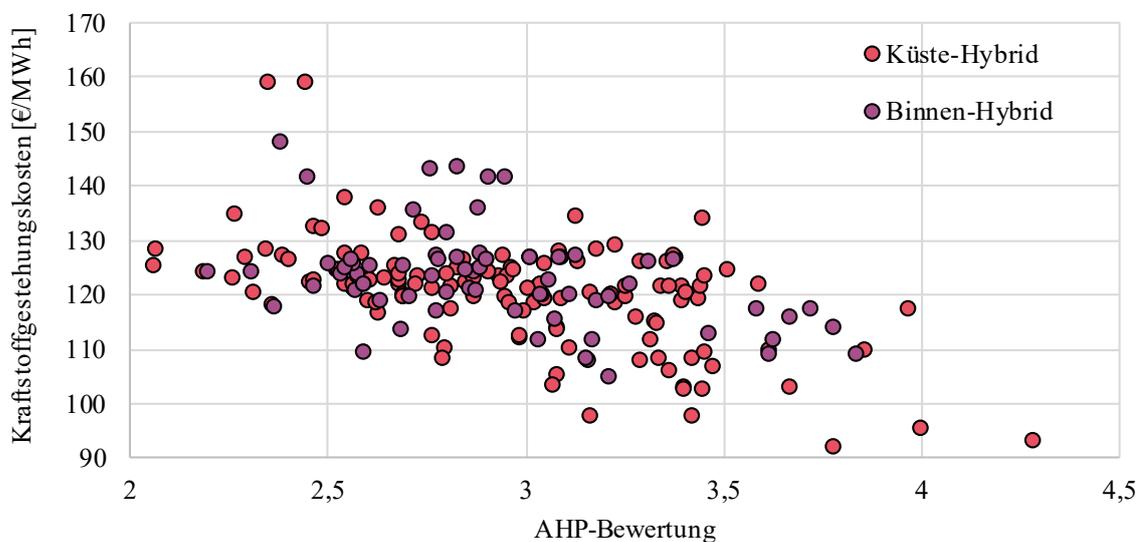


Abbildung 24: Zusammenhang zwischen Kraftstoffgestehungskosten und AHP-Bewertung für den Konversionspfad FT-Kraftstoff in Kombination mit PEM-Elektrolyse. Darstellung für Hybrid-Standorte, eigene Darstellung

In allen drei Abbildungen ist der Zusammenhang zwischen der durchschnittlichen AHP-Bewertung des Vorzugsstandortes und den dort optimierten Kraftstoffgestehungskosten zu erkennen. Besonders für sehr gut bewertete Standorte ist klar ersichtlich, dass diese zu den günstigsten Standorten der jeweiligen Unterkategorie gehören. Auch die am höchsten bewerteten Standorte in Südamerika (vgl. Kapitel 4.2) finden sich in Abbildung 23 wieder und bilden (bis auf zwei Ausnahmen) die Kostenuntergrenze aller Standorte. In Tabelle 16 sind die Korrelationskoeffizienten zwischen AHP-Bewertung und Kraftstoffgestehungskosten nach Unterkategorien dargestellt.

Tabelle 16: Korrelationskoeffizienten nach Pearson (Niven und Deutsch 2012) zwischen Kraftstoffgestehungskosten und AHP-Bewertung

	r-Wert AHP
PV-Küstenstandort	-0,542
Wind-Küstenstandort	-0,737
Hybrid-Küstenstandort	-0,563
PV-Binnenstandort	-0,612
Wind-Binnenstandort	-0,710
Hybrid-Binnenstandort	-0,437

Der Korrelationskoeffizient ist ein dimensionsloses Maß für den Grad des linearen Zusammenhangs zwischen zwei Variablen. Er bewegt sich zwischen +1 und -1, welche jeweils einer perfekten positiven, respektive negativen Korrelation entsprechen. Je näher die Korrelationskoeffizienten bei ± 1 , desto stärker ist der lineare Zusammenhang. Die (fast) ausschließliche Negativität des Koeffizienten bedeutet, je höher Variable 1 (AHP-Bewertung), desto geringer Variable 2 (Kraftstoffgestehungskosten). Die Korrelationskoeffizienten zwischen AHP-Bewertung und Kraftstoffgestehungskosten liegen für die PV-Standorte und Hybrid-Küstenstandorte im oberen Bereich eines moderaten linearen Zusammenhangs ($0,36 < r < 0,67$) (Taylor 1990) und für Hybrid-Binnenstandorte im unteren Bereich dieses Zusammenhangs. Für Wind-Standorte liegt der Zusammenhang zwischen AHP-Bewertung und Kraftstoffgestehungskosten im Bereich eines starken linearen Zusammenhangs ($r > 0,68$) (Taylor 1990). Dies ist ein weiteres Indiz für die Eignung der AHP-Bewertung als Qualitätsmerkmal, im Hinblick auf die Kraftstoffgestehungskosten, eines Standortes.

4.3.2 Überschlag für Erzeugungsmengen

Die Systematik zur Berechnung der weltweiten Potentiale der Erzeugungsmengen kann Kapitel 3.4.6 entnommen werden. Es gibt Potentialflächen in 57 Ländern mit jeweils bis zu sechs Unterkategorien, wodurch sich insgesamt 147 Erzeugungsmengen pro

Konversionspfad ergeben, welche aggregiert wurden. Aggregiert man diese Erzeugungsmengen weltweit, ergeben sich die in Abbildung 25 dargestellten Mengen. Hierbei müssten sämtliche Potentialflächen für den jeweiligen Kraftstoffpfad genutzt werden um die Werte aus Abbildung 25 zu erhalten.

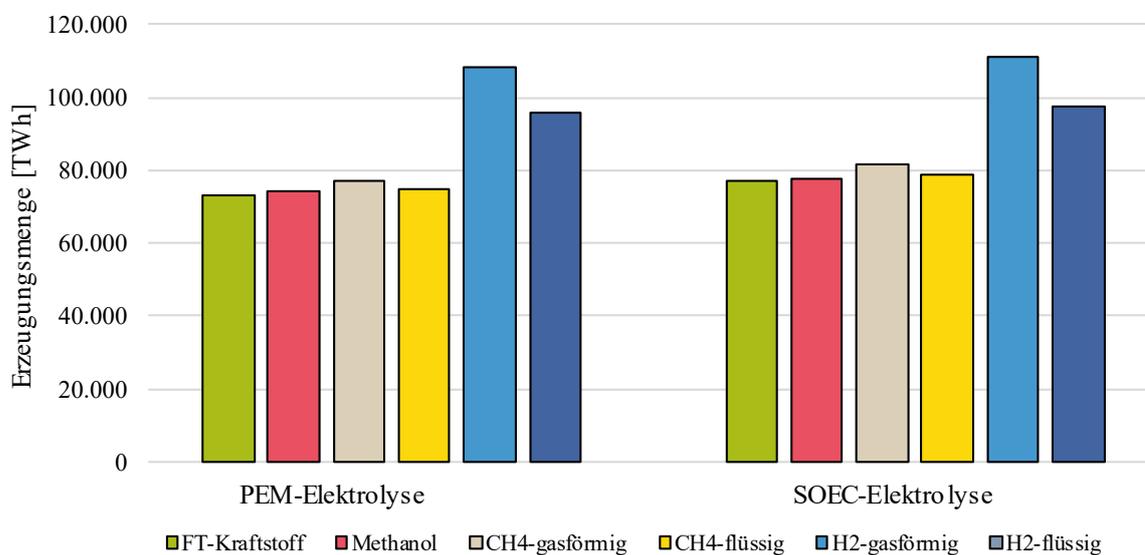


Abbildung 25: Globale PtX-Erzeugungspotentiale für alle zwölf Kraftstoffpfade, eigene Darstellung nach Pfennig et al. (2021)

Das ermittelte weltweite Erzeugungspotential liegt für Wasserstoff, in Abhängigkeit des Konversionspfades, zwischen ca. 95.000 und knapp 111.000 TWh, sowie zwischen 73.000 und 82.000 TWh für Kohlenwasserstoffe.

Die zehn Länder mit dem größten Anteil an diesem Erzeugungspotential sind in absteigender Reihenfolge und aufgeschlüsselt nach Unterkategorien in Abbildung 26 dargestellt. Die Erzeugungsmengen sind hierbei für flüssigen Wasserstoff unter Verwendung einer PEM-Elektrolyse dargestellt.

Ergebnisse

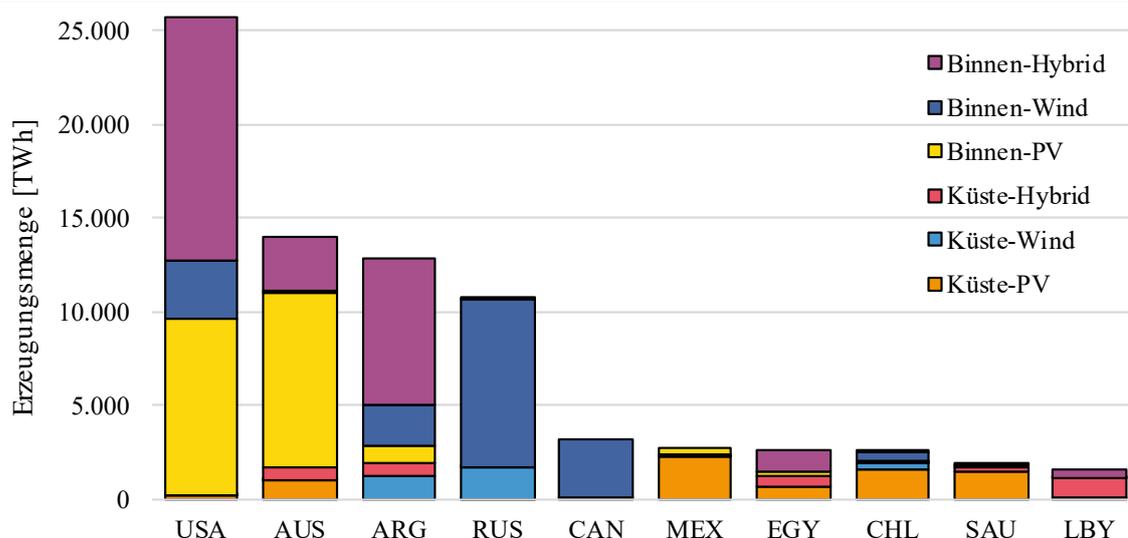


Abbildung 26: Potenzielle Erzeugungsmengen für die Erzeugung flüssigen Wasserstoffs mit PEM-Elektrolyse der zehn Länder, die das größte Potential aufweisen, nach Unterkategorien aufgeteilt, eigene Darstellung

Es fällt auf, dass sich über 81 % des weltweiten Potentials auf diese zehn Länder entfallen und wiederum 80 % davon auf die USA, Australien, Argentinien und Russland. Diese vier Länder bilden somit wichtige *Big Player* im globalen Kontext der zukünftigen PtX-Erzeugung.

4.4 Sensitivitätsanalysen

Um den Einfluss verschiedener Faktoren auf die Kraftstoffgestehungskosten zu untersuchen, werden abschließend Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Für diese werden die größten Potentialflächen eines jeden Landes, welches Hybrid-Küstenpotential aufweist herangezogen und erneut optimiert. Für diesen Optimierungslauf werden einmal die WACC zwischen 4 und 12 % in 1 %-Schritten variiert („WACC“ Szenario), einmal wird der in Kapitel 3.4.7 beschriebene Feuchtigkeits- und Temperaturkorrekturkoeffizient herangezogen („DAC-Korr“ Szenario) und zuletzt werden nur unter den Flächen mit einer AHP-Bewertung > 3 , bzw. $> 3,5$ („AHP-3“ bzw. „AHP-3,5“ Szenario) die jeweils größten Potentialflächen aggregiert. Bei der Sensitivitätsanalyse anhand der durch die AHP am besten bewerteten Flächen, fallen vier bzw. zwölf Länder weg, da sie keine hinreichend großen Flächen der entsprechenden AHP Mindestbewertung aufweisen.

WACC

Der Einfluss veränderter WACC spiegelt sich fast ausschließlich in veränderten Kosten aller Anlagenkomponenten und daraus resultierenden geringeren Kraftstoffgestehungskosten wider. Die anderen Optimierungsergebnisse, wie z. B. Volllaststunden der Anlagenkomponenten oder Zusammensetzung des Kraftwerksparks

ändern sich nur geringfügig bis gar nicht. Aus den Untersuchungen geht hervor, dass die absolute Differenz der Kraftstoffgestehungskosten zum Referenzszenario mit steigenden Gesamtsystemkosten steigt. Somit weisen Standorte mit höheren Kraftstoffgestehungskosten im Referenzszenario eine höhere absolute Differenz im „WACC-Szenario“ auf. Für WACC von 4, 6, 10 und 12 %, sowie das Referenzszenario sind die (aufsteigend) sortierten Kraftstoffgestehungskosten in Abbildung 28 dargestellt.

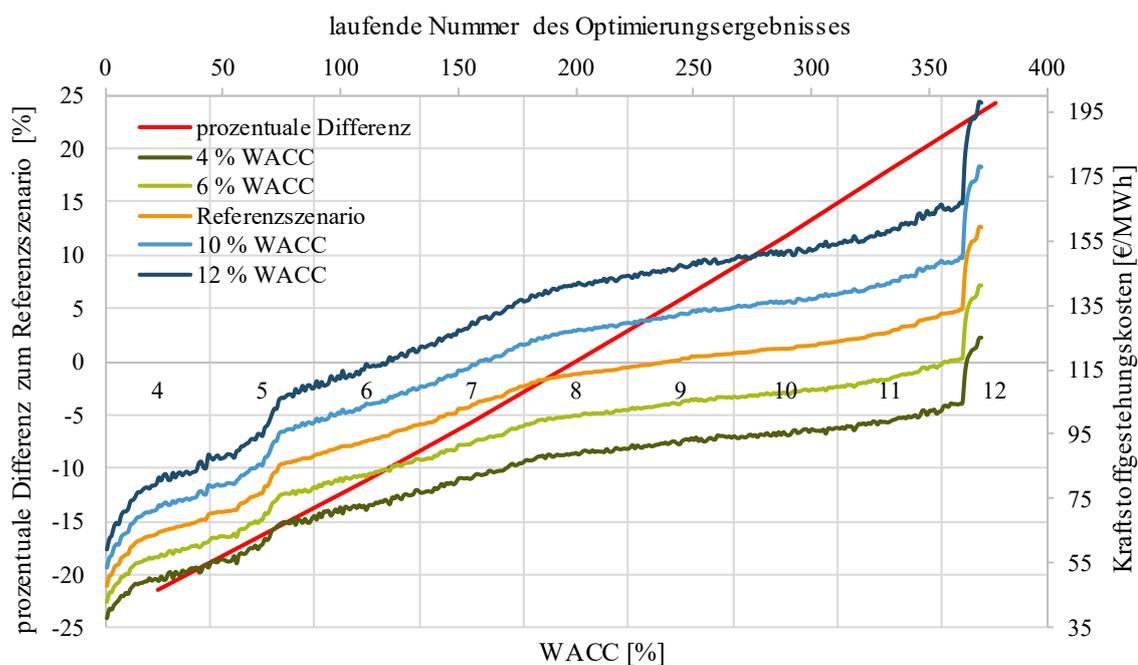


Abbildung 27: Aufsteigend sortierte Darstellung der Kraftstoffgestehungskosten für WACC von 4, 6, 8(Referenz), 10 und 12 % der größten Potentialfläche für die Hybrid-Küstenstandorte. Zusätzliche Darstellung der mittleren prozentualen Differenz im Bereich zwischen 4 und 12 % WACC, eigene Darstellung

Es zeigt sich das beschriebene Verhalten, dass die Differenzen zum Referenzszenario mit steigenden Kraftstoffgestehungskosten zunehmen. Setzt man diese Differenzen ins Verhältnis zu den Kraftstoffgestehungskosten des Referenzszenarios fällt auf, dass diese nicht von den Kraftstoffgestehungskosten abhängig sind, sondern für jede WACC nahezu konstant sind. Die Mittelwerte dieser Verhältnisse sind für alle untersuchten WACCs ebenfalls in Abbildung 27 dargestellt.

Der prozentuale Einfluss auf die WACC im Bereich zwischen 4 und 12 % ist in Tabelle 17 zusammengefasst.

Ergebnisse

Tabelle 17: Prozentuale Differenzen der Kraftstoffgestehungskosten zum Referenzszenario für WACC zwischen 4 und 12 %. Zusätzlich sind die Kosten in Bezug zum Referenzszenario dargestellt.

WACC	Prozentuale Differenz	Kosten in Bezug zum Referenzszenario
4 %	-21,4 %	78,6 %
5 %	-16,4 %	83,6 %
6 %	-11,1 %	88,9 %
7 %	-5,7 %	94,3 %
8 % (Referenz)	0 %	100 %
9 %	5,8 %	105,8 %
10 %	11,8 %	111,8 %
11 %	18 %	118 %
12 %	24,3 %	124,3 %

Verfolgt man diesen Ansatz weiter, ist es anhand der Werte aus Tabelle 17 möglich, die Veränderung der Kraftstoffgestehungskosten durch eine steigende oder sinkende Investitionssicherheit ohne weitere Optimierung vorherzusagen (vgl. 4.4.1).

Feuchtigkeits- und Temperaturkorrekturfunktion der DAC-Anlage

Die Darstellung der Ergebnisse des „DAC-Korr“ Szenarios erfolgen ausschließlich für die acht Pfade, die eine Synthese beinhalten, da nur diese eine DAC-Anlage benötigen. Die absoluten, sowie prozentualen Differenzen der Kraftstoffgestehungskosten des Szenarios zum Referenzszenario sind in Abbildung 28 dargestellt.

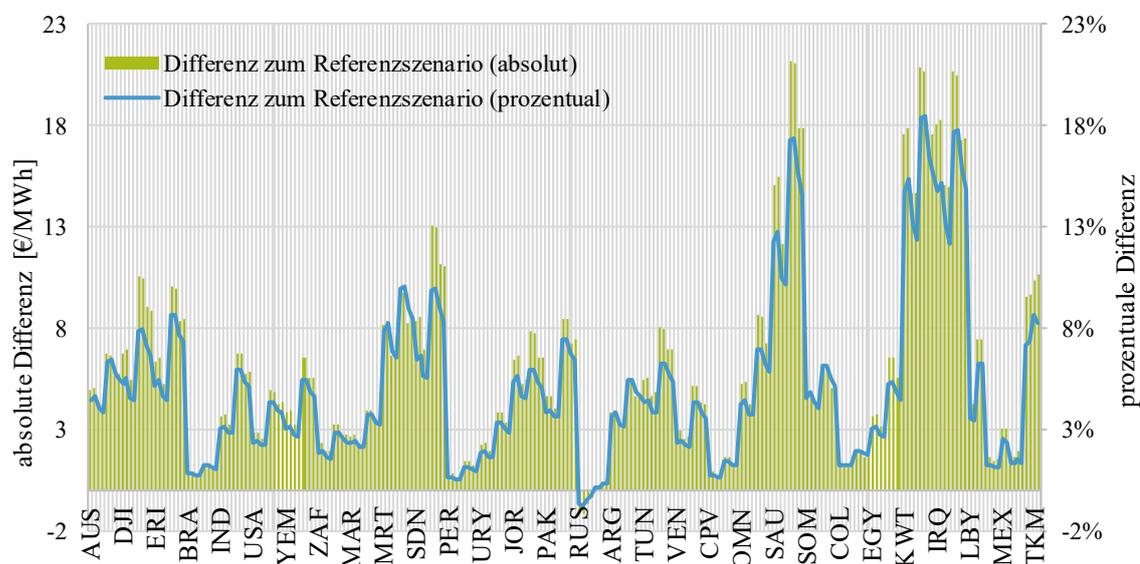


Abbildung 28: Darstellung der absoluten und prozentualen Differenz der Kraftstoffgestehungskosten des „DAC-Korr“ Szenarios zum Referenzszenario, eigene Darstellung

Es ist deutlich zu erkennen, dass der Einfluss der Korrekturfunktion an heißen, trockenen Standorten, wie z. B. Irak, Libyen, Kuwait, wie erwartet (s. 3.4.7) am stärksten ist. Je feuchter und/oder kälter ein Standort, desto geringer der Einfluss. In Russland lässt sich

nach den Berechnungen sogar ein höherer Ertrag der DAC-Anlage als am Referenzstandort erwarten. Im Allgemeinen resultieren die höheren Kosten aus einem höheren spezifischen Strom- und Wärmebedarf der DAC-Anlage, welche durch höhere EE-Erzeugerleistung, sowie Wärme- und Speichertechnik gedeckt werden muss. Zum anderen muss bei vermindertem Ertrag einer einzelnen DAC-Anlage, bei (nahezu) gleichbleibenden VLS, eine höhere Gesamtleistung an DAC-Anlagen installiert werden. Die Zusammenhänge zwischen Luftfeuchtigkeit und Umgebungstemperatur, sowie den dadurch entstehenden Mehrkosten ist über den DAC-Korrekturfaktor zwar gegeben, ist für neue Standorte jedoch relativ aufwendig zu berechnen. In dem Versuch, diesen Zusammenhang für überschlägige Berechnungen einfacher darzustellen, wird eine Kombination der Jahresmittelwerte für relative Luftfeuchtigkeit und Umgebungstemperatur verwendet. Der Ertrag der DAC-Anlage sinkt mit steigender Temperatur und sinkender Luftfeuchtigkeit, weshalb der Quotient aus Temperatur und relativer Luftfeuchtigkeit beide Zusammenhänge widerspiegelt. Berechnet man diese Quotienten für alle Standorte der Sensitivitätsrechnungen und stellt diesen in Abhängigkeit der mittleren Mehrkosten über alle Kraftstoffproduktionspfade dar, ergibt sich das Bild aus Abbildung 29 (grüne Datenpunkte). Die roten Datenpunkte in Abbildung 29 stellen den gleichen Zusammenhang für den DAC-Korrekturfaktor dar. Der Verlauf der Graphen ist gegenläufig, da der Korrekturfaktor eine Art Wirkungsgrad darstellt.

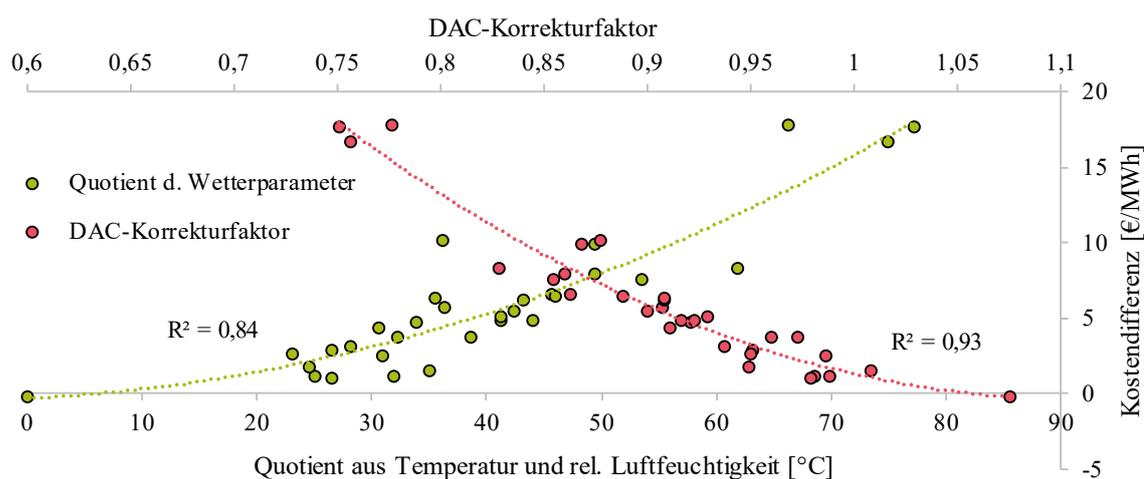


Abbildung 29: Darstellung der Zusammenhänge zwischen Kostendifferenz zum Referenzszenario und DAC-Korrekturfaktor, sowie Kostendifferenz und Quotient aus Jahresmitteltemperatur und mittlerer relativer Luftfeuchtigkeit für das „DAC-Korr“-Szenario, eigene Darstellung

Der eingeführte Korrekturfaktor stellt die maximal mögliche Genauigkeit der Beziehung von Wetterparametern und Mehrkosten dar, die für überschlägige Berechnungen anhand der Jahresmittelwerte zu erreichen ist. Vergleicht man im nächsten Schritt die

Bestimmtheitsmaße der polynomischen Regression (2. Grades) von Korrekturfaktor und Quotient der Wetterparameter, fällt auf, dass letzterer einen adäquaten Näherungswert für ersteren darstellt. Anhand der Formel der Regressionsgerade des Quotienten lassen sich somit die zusätzlichen Kraftstoffgestehungskosten durch geringere DAC-Anlageneffizienz nur anhand der Jahresmitteltemperatur und der mittleren relativen Luftfeuchtigkeit überschlägig berechnen (vgl. 4.4.1).

Aggregation von Flächen mit sehr guter AHP-Bewertung

Der Einfluss einer veränderten Flächenaggregation anhand sehr guter AHP-Bewertungen variiert für die einzelnen Standorte sehr stark. Es gibt Standorte, welche aufgrund ihrer zu niedrigen AHP-Bewertung ganz wegfallen, Standorte, bei denen nahezu die gesamte aggregierte Fläche eine entsprechend hohe AHP-Bewertung aufweist, weshalb es zu geringen oder keinen Veränderungen der Kraftstoffgestehungskosten kommt, sowie Standorte bei denen die veränderte Flächenaggregation eine (deutliche) Verringerung der Kosten zur Folge hat. Bei einzelnen Ländern kommt es vor, dass die Flächen stark eingeschränkt werden und nur Flächen mit mittelmäßigen EE-Energiedargeboten optimiert werden, was zu einer Erhöhung der Kraftstoffgestehungskosten führt. In Abbildung 30 sind die absoluten und prozentualen Veränderungen zum Referenzszenario für das „AHP-3“ und das „AHP-3,5“ Szenario dargestellt.

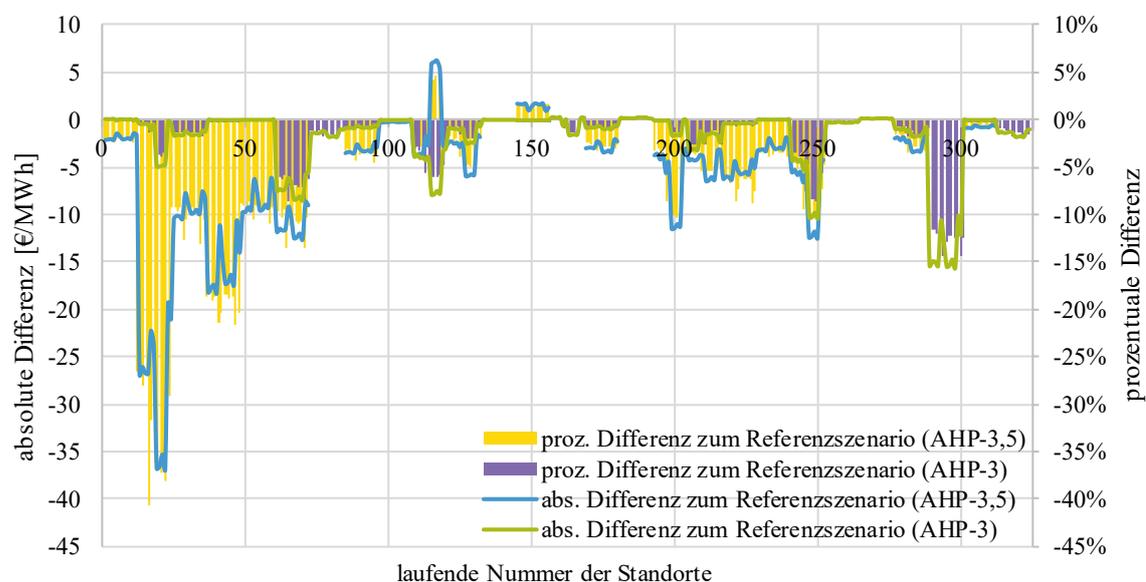


Abbildung 30: Darstellung der absoluten und prozentualen Differenz der Kraftstoffgestehungskosten der Szenarien „AHP-3“ und „AHP-3,5“ zum Referenzszenario, eigene Darstellung

Die Lücken in den Verläufen der Graphen zum „AHP-3,5“ Szenario spiegeln die Standorte, die aufgrund zu geringer AHP-Bewertung wegfallen, wider. Betrachtet man die Verläufe aller Graphen, erkennt man die beschriebenen Verhaltensweisen, vom

negativen Einfluss, über einen geringen bis kaum einen Einfluss, bis zu einem stark positiven Einfluss auf die Kraftstoffgestehungskosten.

Als Beispiel für das „AHP-3,5“ Szenario wird die Herstellung von FT-Kraftstoff unter Verwendung von SOEC-Elektrolyse für einen Standort in Dschibuti (größte Verbesserung), sowie einen Standort in Ägypten (mittlere Verbesserung) näher betrachtet. In Abbildung 31 ist die sortierte Jahresdauerlinie der normierten Zeitreihen für Windenergie- und PV-Anlagen an beiden Standorten dargestellt.

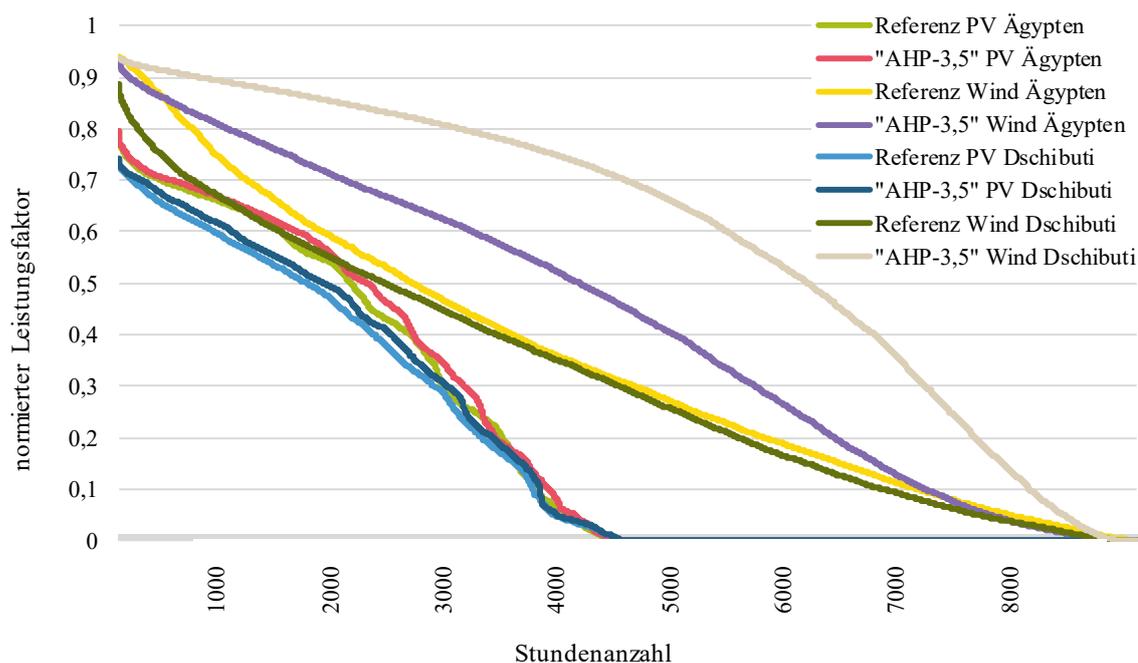


Abbildung 31: Sortierte Jahresdauerlinie für beide EE-Erzeuger für das Referenzszenario, sowie das „AHP-3,5“ Szenario an einem Standort in Ägypten und einem Standort in Dschibuti, eigene Darstellung

Es fällt auf, dass der Einfluss des „AHP-3,5“ Szenarios auf die VLS der EE-Erzeuger vor allem für die WEA hoch ist. Während sich in den Optimierungsergebnissen die VLS der PV-Anlagen kaum verändern, steigen die VLS der WEA für Ägypten von etwa 2920 h auf ca. 3570 h und in Dschibuti von 2680 h auf etwa 5060 h. Diese deutlich erhöhte Verfügbarkeit von Strom aus WEA hat positiven Einfluss auf die VLS jeder Anlagenkomponente. Infolgedessen sinken die installierten Leistungen der Anlagenkomponenten, wodurch die deutliche Reduktion der Kraftstoffgestehungskosten begründet liegt. Dass diese Reduktion für Dschibuti besonders groß ist, liegt an der „sehr schlechten“ Verfügbarkeitszeitreihe für WEA im Referenzszenario. Durch die deutlich verbesserte Windzeitreihe wird auch das auf Seite 53 beschriebene Verhalten in Bezug auf das Verhältnis der Kraftstoffgestehungskosten für PEM-Elektrolyse und SOEC-Elektrolyse für den Standort in Dschibuti umgekehrt. Dadurch ist dort im „AHP-3,5“ Szenario die Kraftstofferzeugung über SOEC-Elektrolyseur kostengünstiger als die

Erzeugung des entsprechenden Kraftstoffes mit PEM-Elektrolyseur. Für beide Standorte sinkt der Einsatz von Speichern, wobei dieser für Batteriespeicher sogar ganz entfällt (vorher: EGY: 162 MW; DJI: 43 MW).

4.4.1 Plausibilitätsprüfung der Überslagsberechnungen

Während der Ergebnisauswertung wurden zwei, respektive drei wesentliche Faktoren identifiziert die, neben den techno-ökonomischen Eingangsdaten der Optimierung, maßgeblichen Einfluss auf die Kraftstoffgestehungskosten haben. Für jeden dieser Einflussfaktoren wurden überschlägig formale Zusammenhänge aufgestellt um für neue Standorte oder veränderte Standortbedingungen die Kraftstoffgestehungskosten ohne Optimierung zu überschlagen. Um diese Überslagsrechnung einer ersten Einordnung ihrer Plausibilität zu unterziehen wurden für ausgewählte Standorte (Wind-Küstenstandorte) weitere Optimierungsrechnungen durchgeführt und die Ergebnisse mit denen der Überslagsrechnungen verglichen. Da der Zusammenhang von VLS der EE-Erzeuger und Kraftstoffgestehungskosten nur für die Herstellung von FT-Kraftstoff mit vorgeschalteter PEM-Elektrolyse aufgestellt wurde erfolgen alle Plausibilitätsprüfungen nur für diesen Kraftstoffpfad. Der Vergleich zwischen optimierten Kraftstoffgestehungskosten und anhand der Werte aus Tabelle 17 berechneten Kraftstoffgestehungskosten ist für WACC von 6 bzw. 10 % in Abbildung 32 dargestellt, wobei die blaue Linie eine hundertprozentige Übereinstimmung von Ist- und Sollwert abbildet.

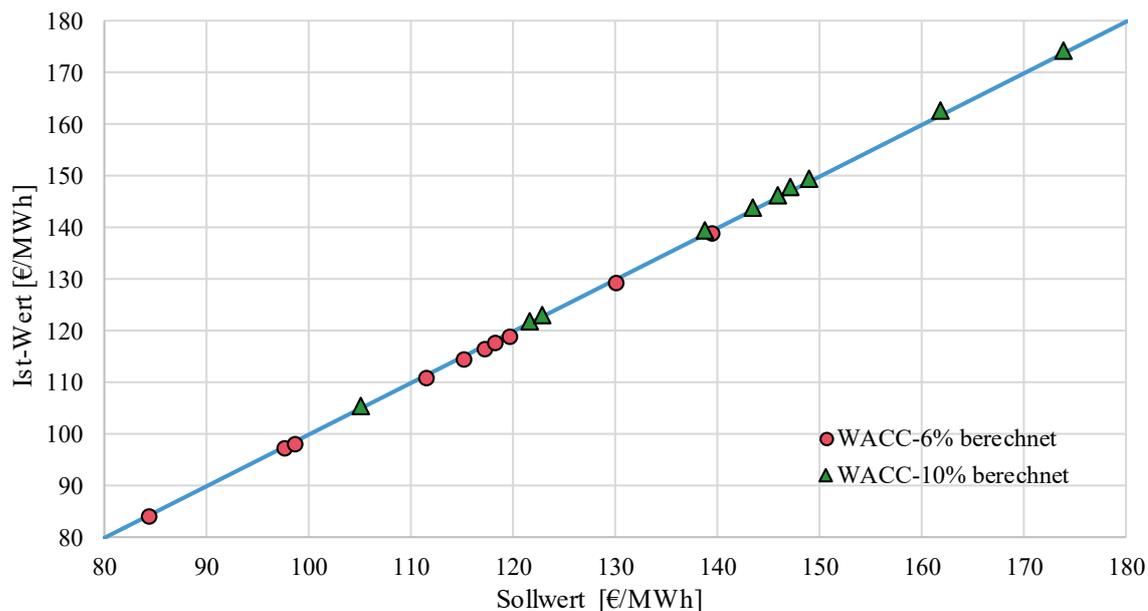


Abbildung 32: Vergleich der optimierten und berechneten Kraftstoffgestehungskosten der Wind-Küstenstandorte für FT-Kraftstoff in Verbindung mit PEM-Elektrolyse: Darstellung für WACC von 6 % und für WACC von 10 %, eigene Darstellung

Für die Berechnung der Kraftstoffgestehungskosten anhand der VLS der EE-Erzeuger (hier: Wind) am Standort (vgl. 4.3.1) und die Verbindung dieser Berechnung mit der Korrektur für veränderte WACC (Abbildung 32) sind die Zusammenhänge zwischen Ist- und Sollwerten in Abbildung 33 dargestellt.

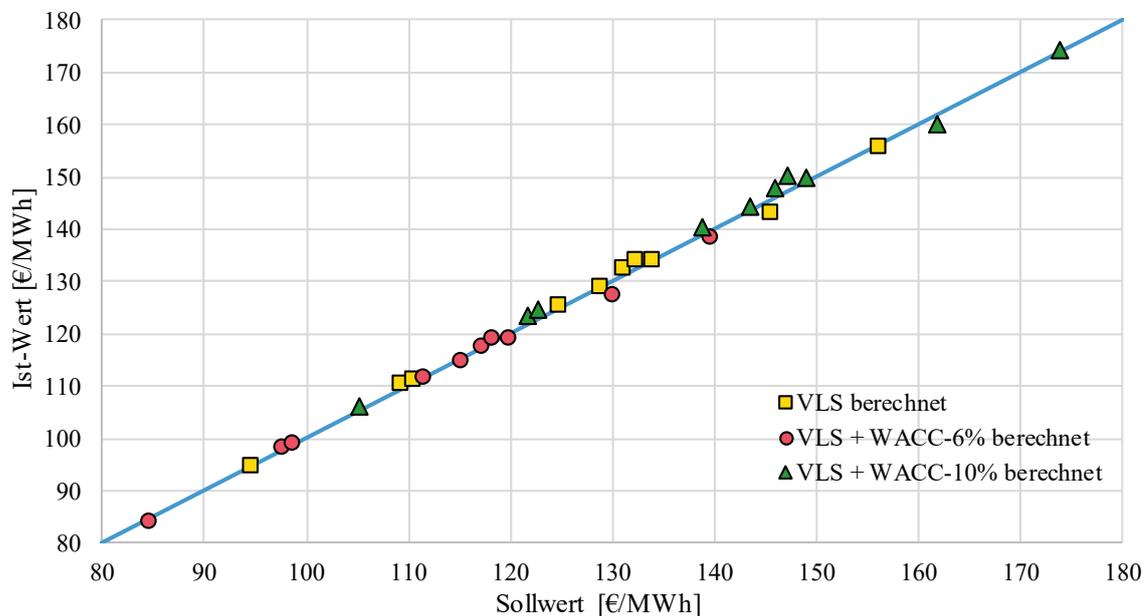


Abbildung 33: Vergleich der optimierten und berechneten Kraftstoffgestehungskosten der Wind-Küstenstandorte für FT-Kraftstoff in Verbindung mit PEM-Elektrolyse: Darstellung für die VLS-Überschlagsrechnung, sowie die VLS-Überschlagsrechnung in Verbindung mit der WACC-Korrektur für WACC von 6 % und WACC von 10 %, eigene Darstellung

In Abbildung 34 ist der Vergleich zwischen optimierten und berechneten Kraftstoffgestehungskosten für die DAC-Korrektur anhand von Umgebungstemperatur und relativer Luftfeuchtigkeit abgebildet. Zusätzlich ist die Kombination dieser Korrektur mit der Berechnung der Kraftstoffgestehungskosten anhand der VLS und der Korrektur für veränderte WACC (6 und 10 %) dargestellt. Die Ergebnisse der überschlägigen Berechnung werden in Kapitel 5 näher beleuchtet.

Ergebnisse

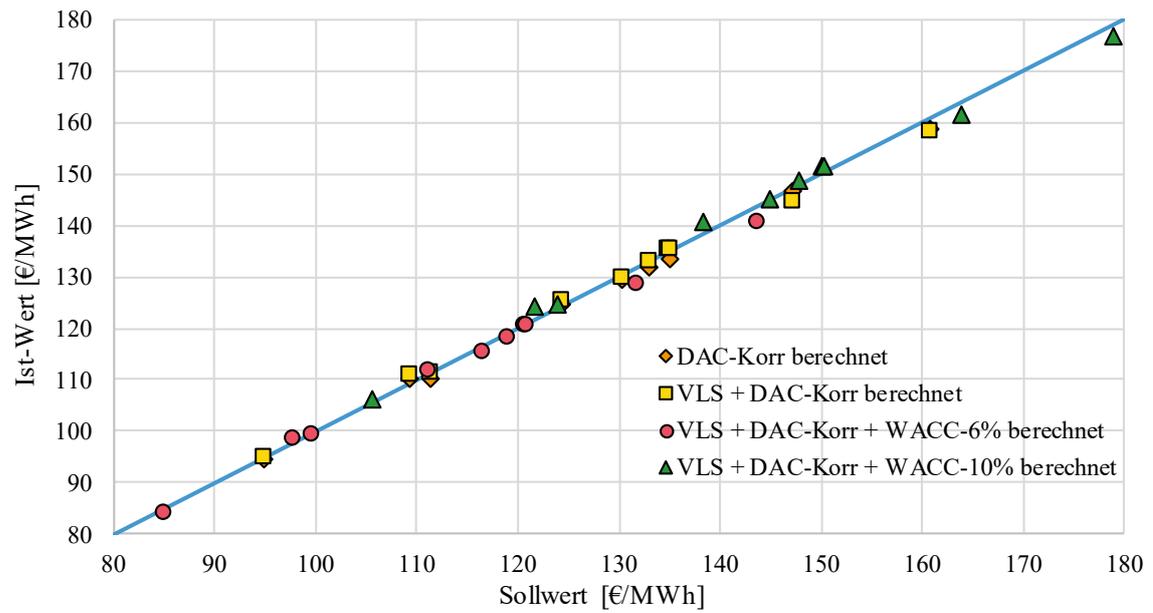


Abbildung 34: Vergleich der optimierten und berechneten Kraftstoffgestehungskosten der Wind-Küstenstandorte für FT-Kraftstoff in Verbindung mit PEM-Elektrolyse: Darstellung für die überschlägige DAC-Effizienzkorrektur, sowie die Kombination dessen mit der VLS-Überschlagsrechnung in Verbindung mit der WACC-Korrektur für WACC von 6 % und WACC von 10 %, eigene Darstellung

5 Diskussion

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse aus Kapitel 1 diskutiert. Zunächst wird kurz auf die Ergebnisse der allgemeinen PtX-Potentialflächenanalyse eingegangen. Anschließend werden die Bewertungen der Potentialflächen durch die AHP-Methodik beleuchtet. Die Ergebnisse der Optimierung der Standorte, sowie Besonderheiten hierbei werden danach erläutert. Zum Ende werden die durchgeführten Sensitivitätsanalysen, sowie die Möglichkeiten die Kraftstoffgestehungskosten überschlägig zu berechnen diskutiert.

PtX-Potentialflächenanalyse

Die Ergebnisse der PtX-Potentialflächenanalyse aus Kapitel 4.1 weisen weltweite PtX-Potentialflächen aus.

Als „klassischer“ PtX-Erzeugung wird in der öffentlichen Diskussion meist die Erzeugung von Wasserstoff über Hybrid-Kraftwerke und Meerwasserentsalzung in (Nord-)Afrika verstanden (BMZ; Fasihi et al. 2016; frontier economics 2018b). Betrachtet man die Ergebnisse des Projektes DeVKopSys fällt auf, dass ca. 70 % der ausgewiesenen Potentialflächen Binnenstandorte und 64 % Standorte sind, welche nur eine EE-Erzeugungstechnologie nutzen (vgl. Abbildung 11). Somit stellt ein Großteil des identifizierten Potentials bisher wenig diskutierte Formen der PtX-Produktion dar (nur 10 % sind Hybrid-Küstenpotential). Standorte im Inland und/oder der Nutzung nur einer EE-Ressource stellen somit ein erhebliches Zusatzpotential der PtX-Produktion dar.

Das insgesamt ausgewiesene Potential von 2.396.360 km² ist jedoch aus verschiedenen Gründen nicht in seiner Gänze realistisch zu nutzen. Einerseits sind die Potentialflächen zum Teil sehr klein und bilden keine nennenswerte zusammenhängende Fläche, (vgl. rechter unterer Teil des Küstenpotentials Abbildung 6) was eine Erschließung solcher Flächen unwahrscheinlich macht. Des Weiteren limitieren die sozioökonomischen Gegebenheiten vor Ort das Potential v.a. in politisch instabilen Ländern. Zusätzlich ergaben sich während der Optimierung für manche Standorte Kraftstoffgestehungskosten von deutlich > 200 €/MWh, welche die Wirtschaftlichkeit des Potentials an diesen Standorten in Frage stellen.

Die Auswahl der besseren Wasserquelle bei der Überlagerung von Küsten- und Binnenpotential (s. Abbildung 10) verringert die Potentialfläche um knapp 230.000 km², was ca. 9 % der Gesamtfläche entspricht.

AHP-Bewertung der Potentialflächen

Es wurde für sämtliche identifizierten Potentialflächen nach der Methodik aus Kapitel 3.2.1 eine AHP-Flächenbewertung anhand der vorher identifizierten Kriterien durchgeführt. Somit wurde für jeden Bildpunkt eine AHP-Score zwischen 1 und 5 berechnet, welcher eine Aussage über die Qualität des Standortes trifft.

Bei der Betrachtung der AHP-Bewertung aller Potentialflächen (Abbildung 12 und Abbildung 13) fällt auf, dass es keine Flächen mit einem AHP-Score von 1 gibt. Auch Flächen mit einem AHP-Score von 5 gibt es nur sehr wenige (unter 2 % für Küsten- und Binnenpotential). Ein Großteil der Flächen weisen einen AHP-Score von 2 bis 4 auf und liegen somit im Bereich „moderat“ bis „sehr gut“ (s. Tabelle 15). Die besten Bewertungen durch den AHP weisen Wind-Standorte auf. Sie stellen die einzigen Unterkategorien mit nennenswertem Anteil an hervorragenden Standorten (7 % für Küstenstandorte, 4,4 % für Binnenstandorte).

Grund hierfür sind die Grenzkosten der Stromgestehungskosten für die EE-Erzeugungstechnologien, um der besten Eignungsklasse zugeordnet zu werden (s. Tabelle 8). Diese liegen bei 2 ct/kWh für PV-Anlagen, bzw. bei 3 ct/kWh für WEA und können nur an wenigen Standorten weltweit erreicht werden. Um als hervorragender Standort zu gelten muss zusätzlich ein Großteil der anderen AHP-Bewertungskriterien in der höchsten Eignungsklasse liegen, was einen stark restriktiven Einfluss auf die entsprechenden Flächen hat.

Die Obergrenze der AHP-Bewertung der Potentialflächen wird durch Wind-Standorte in Südamerika geprägt (s. Abbildung 15). Diese Standorte weisen bei der Optimierung sehr geringe Kraftstoffgestehungskosten auf, weshalb der Zusammenhang zwischen AHP-Bewertung und Kraftstoffgestehungskosten untersucht wurde. Es zeigte sich für fast alle Unterkategorien ein deutlicher linearer Zusammenhang zwischen AHP-Bewertung und Kraftstoffgestehungskosten (s. Tabelle 16). Grund hierfür ist der hohe Anteil des EE-Ressourcendangebots an der AHP-Bewertung (s. Tabelle 6) und dessen Einflusses auf die Kraftstoffgestehungskosten (vgl. Abbildung 20 und Abbildung 21). Diese vorläufigen Ergebnisse wurden jedoch keiner weiteren Überprüfung unterzogen. Neben der relativ geringen Stichprobengröße sind die nicht durchgeführte Fehlerrechnung, sowie die fehlende Überprüfung des Zusammenhangs auf eine Scheinkorrelation hin limitierende Faktoren.

Darüber hinaus berücksichtigt der AHP weitere Faktoren, die keinen direkten Einfluss

auf die Kraftstoffgestehungskosten haben, wie etwa Exportmöglichkeiten oder Personalverfügbarkeit. Somit ist der AHP ein geeignetes Mittel neben den Kostenfaktoren auch weitere „weiche“ Faktoren für die Qualität eines Standortes widerzuspiegeln.

Die Bewertung der Entfernung zu den beiden Wasserquellen (Süß- und Meerwasser) ist der Hauptgrund, weshalb überlagerte Potentialflächen nach den Kriterien des Binnenpotentials meist eine bessere AHP-Bewertung aufweisen, als wenn sie nach den Kriterien des Küstenpotentials bewertet werden (vgl. Abbildung 16). Da die AHP-Bewertung als primäres Entscheidungskriterium für überlagerte Flächen dient (s. 3.2.2) ist die Reduktion der Potentialflächen beim Küstenpotential (- 171.000 km²) deutlich stärker ausgeprägt als beim Binnenpotential (- 55.000 km²) (vgl. Abbildung 10).

Ergebnisse der SCOPE-Optimierung

Es wurde eine Kraftwerksparkoptimierung für 592 Standorte und zwölf Kraftstoffproduktionspfade mit Hilfe techno-ökonomischer Kenndaten für das Jahr 2050 durchgeführt. Anhand dieser Optimierungsergebnisse wurden Vorzugsregionen identifiziert, potenzielle Erzeugungsmengen hochskaliert, zentrale Einflussfaktoren auf die Kraftstoffgestehungskosten identifiziert, sowie Formeln zur überschlägigen Berechnung der Kraftstoffgestehungskosten abgeleitet, um diese zukünftig ohne Optimierung abschätzen zu können.

Die Ergebnisse (Abbildungen Abbildung 17 und Abbildung 18) zeigen, dass analog zur AHP-Bewertung hervorragende Wind-Standorte (s. Abbildung 15) die Untergrenze der Kraftstoffgestehungskosten bilden (42,34 €/MWh für gasförmigen Wasserstoff). Die günstigsten Hybrid-Standorte liegen in Venezuela, sowie Mauretanien und weisen nur unwesentlich höhere Kraftstoffgestehungskosten von 44,65 €/MWh für gasförmigen Wasserstoff auf. Die Kosten für reine PV-Standorte liegen etwas höher, hier bilden Standorte in Chile mit 58,70 €/MWh die Untergrenze. Die Kosten werden stärker durch die allgemeine Qualität eines Standortes geprägt, als durch die genutzte EE-Erzeugungstechnologie.

Vergleicht man die Ergebnisse mit ähnlichen wissenschaftlichen Arbeiten liegen die ermittelten Kosten in dieser Arbeit größtenteils höher. Fasihi et al. (2016) errechnen eine Preisspanne von 44-75 €/MWh für FT-Kraftstoff, die deutlich unter den 89 bis ca. 180 €/MWh in dieser Arbeit liegen. Der 2021 veröffentlichte Wasserstoffatlas für Westafrika des Forschungszentrums Jülich weist an vergleichbaren Standorten in Guinea

Produktionskosten von 100–110 €/MWh (FZJ 2021) für Wasserstoff auf, gegenüber den 88-114 €/MWh (abhängig vom Aggregatzustand) in dieser Arbeit.

Laut Veröffentlichungen von Frontier Economics und Agora Energiewende (frontier economics 2018b, 2018a) liegen die Kraftstoffgestehungskosten für gasförmiges synthetisches Methan bei ca. 90 €/MWh an reinen PV-Standorten in Nordafrika. Die Kosten für vergleichbare Standorte in dieser Arbeit liegen zwischen ca. 111 €/MWh und 132 €/MWh und somit deutlich darüber. Ein Großteil der Studien geht von sehr progressiven Preisentwicklungen für die entsprechenden Schlüsseltechnologien aus, während in dieser Arbeit versucht wurde mittlere Annahmen aus der Literatur zu treffen. Die Entwicklung bis 2050 unterliegt jedoch sehr vielen Unsicherheiten, weshalb keine Aussage über die Wahrscheinlichkeiten des Eintretens der verschiedenen Annahmen gemacht werden kann. Darüber hinaus wird der Einfluss der Transportkosten auf die Kraftstoffgestehungskosten in den einzelnen Ländern in dieser Arbeit vernachlässigt, obwohl diese in der Realität einen erheblichen Einfluss auf die Kosten der importierten Kraftstoffe haben.

Die Aufteilung der Kraftstoffgestehungskosten auf die verschiedenen Anlagenkomponenten (Abbildung 19) zeigt, dass die Kosten für die Stromproduktion, den Elektrolyseur, die Synthese und die CO₂-Bereitstellung die Hauptbestandteile der Kosten bilden. Aus den Unterschieden über die verschiedenen Unterkategorien und die beiden Elektrolyseurarten in Abbildung 19 lässt sich die Schlussfolgerung ziehen, dass sich an reinen PV-Standorten durch die geringe VLS Zahl der Stromerzeuger eine PEM-Elektrolyse anbietet, da diese deutlich dynamischer gefahren werden kann. Da das Gros des Vorteils der SOEC-Elektrolyse in der Nutzung der Syntheseabwärme begründet liegt (Gesamtwirkungsgrad), drängt sich für diese Standorte eine reine Wasserstofferzeugung auf. Generell benötigen der SOEC-Elektrolyseur und die Synthese aufgrund ihrer gekoppelten Betriebsweise hohe VLS der EE-Erzeuger für eine hohe Effizienz. Diese lassen sich aufgrund des Tag-/Nacht-Zyklus nur an Standorten mit gutem Winddargebot erreichen, weshalb sich nur für solche Standorte die Produktion von Kohlenwasserstoffen in Verbindung mit einer SOEC-Elektrolyse anbieten.

Die größten Anteile an den hochskalierten Erzeugungsmengen (Abbildung 25) besitzen die Länder aus Abbildung 26. Diese Erzeugungsmengen sind in ihrer Ausprägung mehreren Limitierungen unterlegen und deshalb nur theoretischer Natur. Einerseits werden Optimierungsergebnisse einzelner Standorte auf die gesamte Potentialfläche des

Landes übertragen, obwohl die meteorologischen Gegebenheiten dort abweichen können. Andererseits ergeben sich, analog zu den PtX-Potentialflächen, zusätzliche Limitierungen durch sozioökonomische und politische Faktoren im Land, sowie die teils breit gestreute Verteilung der Potentialflächen über das Land. In der Realität würde zudem nicht die gesamte Potentialfläche zur Herstellung eines Kraftstoffes genutzt, da sich, aufgrund der unterschiedlichen Transporteigenschaften der Kraftstoffe, in Abhängigkeit der Entfernung zu Europa unterschiedliche Kraftstoffe anbieten würden.

Sensitivitätsanalysen

Für die Unterkategorie der Hybrid-Küstenstandorte wurden Sensitivitätsrechnungen zu den WACC (Abbildung 27), dem klimatischen Einfluss auf die DAC-Effizienz (Abbildung 28) und einer veränderten Methode zur Flächenaggregation anhand guter AHP-Bewertungen (Abbildung 30) durchgeführt.

Für die Analysen zu den WACC ließ sich ein Zusammenhang ableiten (Tabelle 17), um Kraftstoffgestehungskosten mit veränderten WACC aus dem Referenzszenario (8 % WACC) berechnen zu können. Der Einfluss der WACC (von 4–12 %) ist mit - 21 %, bzw. + 24 % ausgeprägt. Die Faktoren aus Tabelle 17 erlauben eine Reaktion auf veränderte Investitionssicherheit(en) in den Ländern ohne erneute Optimierung. Eine weitere Einsatzmöglichkeit wären unterschiedliche WACC für die einzelnen Länder. Diese könnten beispielsweise in Abhängigkeit des im Projekt DeVKopSys identifizierten sozioökonomischen Potentials aufgestellt werden, da dieses einen direkten Einfluss auf die Investitionssicherheit eines Landes hat. In dieser Arbeit wurde nicht geprüft, ob die Zusammenhänge aus Tabelle 17 auch für andere Unterkategorien gelten.

Der Einfluss der veränderten DAC-Effizienz (s. Kapitel 3.4.7) auf die Kraftstoffgestehungskosten der Hybrid-Küstenstandorte (Abbildung 28) liegt zwischen - 1,20 €/MWh und 21,14 €/MWh und beträgt im Mittel ca. 5,80 €/MWh. Der Einfluss ist für die Konversionspfade mit SOEC-Elektrolyse stets etwas höher als zum entsprechenden Pfad mit PEM-Elektrolyse. Grund hierfür ist einerseits, dass die DAC-Anlage bei den Pfaden mit SOEC-Elektrolyse einen höheren Wärmebedarf besitzt, da die Syntheseabwärme für die Elektrolyse genutzt wird. Der Einfluss der DAC-Korrektur ist prozentual, weshalb aus einem höheren Grund-Wärmebedarf auch ein höherer „Mehrbedarf“ durch die DAC-Effizienzkorrektur resultiert, welcher mit zusätzlicher Wärme-/Wärmespeichertechnik gedeckt werden muss. Zum anderen führt die Kopplung von Elektrolyse, Synthese und DAC-Anlage bei den SOEC-Pfaden zu i. d. R. niedrigeren

VLS der DAC-Anlage im Vergleich zu den Pfaden mit PEM-Elektrolyse. Die DAC-Effizienzkorrektur führt zu einem geringeren Ertrag pro Auswaschung der DAC-Anlage, was bei verringerten VLS, respektive weniger Auswaschungen pro Jahr, zu einem höheren Zubau an DAC-Anlagen für die SOEC-Pfade führt. Diese beiden Faktoren wirken der höheren Effizienz der SOEC-Elektrolyse entgegen, weshalb der Einfluss der DAC-Effizienzkorrektur hier stärker ausgeprägt ist. Es stellt sich somit die Frage, ob eine zwangsweise Kopplung der DAC-Anlage mit der Synthese modelltechnisch Sinn macht.

Generell scheint die Berücksichtigung der DAC-Anlageneffizienz sinnig, da der Einfluss der Umweltbedingungen auf die Effizienz in den Berechnungen je nach Region bis zu 18 % beträgt und dieser in anderen Studien keine Berücksichtigung findet (Fasihi et al. 2016; Pfennig et al. 2017; Fasihi et al. 2019). Problematisch ist die nicht gesicherte Datenlage zum verwendeten Adsorbiermaterial des Herstellers *Climeworks AG*, dessen DAC-Anlage als Referenz für die techno-ökonomischen Annahmen dient. Nichtsdestotrotz wurde gemeinsam mit Zink (2021) ein erster Ansatz der Berücksichtigung des Einflusses der Umweltbedingungen auf die DAC-Anlageneffizienz entwickelt und untersucht.

Der Einfluss einer veränderten Flächenaggregation für Vorzugsstandorte anhand von Flächen mit (sehr) guter AHP-Bewertung variiert in Abhängigkeit des Standortes zwischen - 37 €/MWh und 6,30 €/MWh (vgl. Abbildung 30). In der Regel ist die Differenz beim „AHP-3,5“ Szenario mit ca. 6,5 % mittlerer Kostenreduktion ausgeprägter als beim „AHP-3“ Szenario (1,6 % Reduktion). Allerdings verfälschen jene Standorte das Ergebnis des „AHP-3“ Szenarios, welche den (fast) identischen Flächen wie beim Referenzszenario entsprechen. Vernachlässigt man diese bei der Mittelwertbildung, sinken die Kraftstoffgestehungskosten im Mittel um 3,1 %.

Die Ergebnisse zeigen, dass sich eine veränderte Flächenaggregation erst ab einem „Mindest-AHP-Score“ von 3,5 empfiehlt, da der Einfluss ansonsten zu gering ist. Hier ist der Vorteil vor allem für sehr teure Standorte ausgeprägt, da deren i. d. R. schlechte EE-Erzeugerzeitreihen verbessert (vgl. Abbildung 31) und so die Kraftstoffgestehungskosten reduziert werden können. Die zur Verfügung stehenden Flächen werden dadurch jedoch zum Teil stark eingeschränkt, was dem Vorteil der verringerten Kosten entgegenwirkt. Als Schlussfolgerung empfiehlt sich somit eine Entscheidung der Sinnhaftigkeit im Einzelfall.

Es lässt sich konstatieren, dass eine veränderte Flächenaggregation und/oder die

Verwendung einer DAC-Effizienzkorrektur in Abhängigkeit der Region starken Einfluss auf die Kraftstoffgestehungskosten haben können. Im Mittel besitzen jedoch die WACC (sowie deren Variation) und die allgemeine Qualität eines Standortes, vor allem in Bezug auf das EE-Ressourcendargebot, einen prägenderen Einfluss auf die Kraftstoffgestehungskosten.

Im Laufe der Ergebnisanalyse wurde ein erster methodischer Ansatz entwickelt die Kraftstoffgestehungskosten für neue Standorte (und WACC von 8 %) anhand der VLS des EE-Erzeugers zu überschlagen (Abbildung 20 und Abbildung 21). Weitere Zusammenhänge erlauben des Weiteren die Berücksichtigung von veränderten WACC (Abbildung 27), sowie die Berücksichtigung des Einflusses der Umweltparameter auf die DAC-Effizienz (Abbildung 29).

Die Ergebnisse der Plausibilitätsprüfung (vgl. Kapitel 4.4.1) zeigen sehr geringe Abweichungen zu den Ergebnissen der Optimierung. Für den Überschlag anhand der VLS ergibt sich für die zwölf Standorte eine mittlere Abweichung von 0,4 €/MWh. Der mittlere Betrag der Abweichung beträgt jedoch ca. 1 €/MWh, da sich positive und negative Abweichung ausgleichen.

Die Abweichung der berechneten Kraftstoffgestehungskosten für veränderte WACC von 6 und 10 % beträgt in beiden Fällen ca. 0,7 €/MWh. Kombiniert man beide Ansätze erhöht sich der Betrag der Abweichung auf 1,50 €/MWh für WACC von 10 %, während sie für WACC von 6 % nahezu unverändert bleibt.

Die Berechnung des Einflusses auf die Kraftstoffgestehungskosten durch veränderte DAC-Anlageneffizienz weist einen mittleren Betrag der Abweichung von 0,9 €/MWh zur Optimierung auf. Kombiniert man die drei verschiedenen methodischen Ansätze zur überschlägigen Berechnung, bewegt sich der mittlere Betrag der Abweichung zwischen 0,9 €/MWh und 1,30 €/MWh.

Aus den ersten Plausibilitätsprüfungen (4.4.1) geht hervor, dass der methodische Ansatz zum Überschlag der Kraftstoffgestehungskosten an einem Standort für reine Wind-Standorte geeignet scheint. Aus den Untersuchungen zum Zusammenhang zwischen VLS der EE-Erzeuger (Abbildung 20 und Abbildung 21) und den Kraftstoffgestehungskosten scheint es für PV-Standorte und insbesondere Hybrid-Standorte deutlich schwieriger diesen Ansatz zu verfolgen. Hier müssten weitere Berechnungen und Optimierungen durchgeführt werden, um diesen Zusammenhang zu überprüfen. Des Weiteren müsste der Zusammenhang für Wind-Standorte für die weiteren elf Kraftstoffproduktionspfade

aufgestellt und in seiner Plausibilität geprüft werden.

Die Berechnung des Einflusses veränderter WACC, sowie einer DAC-Effizienzkorrektur scheinen übergreifend für alle Unterkategorien gültig, was jedoch noch letztgültig zu beweisen wäre. Mit diesen beiden methodischen Ansätzen lassen sich Optimierungsrechnungen einsparen und die Einflüsse der beiden Größen mit wenig Aufwand auf jeden Standort übertragen. So kann vorab überprüft werden, ob sich eine (erneute) Optimierung dieses Standortes mit veränderten Parametern lohnt.

6 Fazit und Ausblick

Im Rahmen dieser Abschlussarbeit wurden die im Projekt DeVKopSys identifizierten Potentialflächen mittels eines AHP in ihrer Qualität bewertet. Anschließend wurde für die 592 identifizierten Vorzugsstandorte auf Basis stündlich aufgelöster EE-Erzeugungszeitreihen und umfangreicher techno-ökonomischer Kenndaten der PtX-Produktionsanlagenkomponenten eine standortspezifische Kraftwerksparkoptimierung durchgeführt. Anhand der Optimierungsergebnisse wurden die wichtigsten Einflussfaktoren auf die Kraftstoffgestehungskosten herausgearbeitet, sowie Ansätze zu Berechnungsmethoden der Kraftstoffgestehungskosten abgeleitet.

Die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen, dass es an internationalen Vorzugsstandorten möglich ist gasförmigen Wasserstoff, in Abhängigkeit dieser Standorte, zu Kosten zwischen 42,35 €/MWh und 153,30 €/MWh zu produzieren, wobei das Gros der Standorte Produktionskosten von deutlich unter 100 €/MWh aufweist. Die *International Renewable Energy Agency* nennt in einer Veröffentlichung 3 €/kg H₂ (IRENA 2019) als Produktionsgrenzkosten zur Konkurrenzfähigkeit mit konventionellen Kraftstoffen im Jahr 2050. Für die Produktion von gasförmigen Wasserstoff liegen 96 % aller Vorzugsstandorte und für flüssigen Wasserstoff 33 % aller Standorte unterhalb dieser Grenzkosten. Der wichtigste Einflussfaktor auf die Kraftstoffgestehungskosten ist ein sehr gutes EE-Ressourcendargebot, da diese zu höheren VLS der Produktionsanlagenkomponenten und geringerem Speichereinsatz führen. Anhand der Optimierungsergebnisse kann für reine PV-Standorte aufgrund der begrenzten VLS Zahl der Stromproduktion eine Empfehlung zur Verwendung eines PEM-Elektrolyseurs ausgesprochen werden. Durch die wegfallenden Synergieeffekten zwischen Synthese und SOEC-Elektrolyseur ist darüber hinaus eine Produktion von Wasserstoff an diesen Standorten zu bevorzugen.

Vernachlässigt man Limitierungen, wie z. B. sozioökonomische Faktoren, ergibt sich anhand der Optimierungen ein weltweites Erzeugungspotential zwischen 73.000 TWh und 111.000 TWh, in Abhängigkeit des produzierten Kraftstoffes. Würde dieses Potential aufgrund der Limitierungen nur zu Hälfte erschlossen entfielen (anteilmäßig an der Weltbevölkerung bemessen) auf die EU ca. 4.300-6.500 TWh. Vergleicht man dieses Potential mit dem Endenergieverbrauch im Verkehrssektor der EU im Jahr 2019 von 3.370 TWh (eurostat 2021) ließe sich dieser Bedarf decken.

Dem Exportpotential stehen die Umstellung der Stromproduktion auf Erneuerbare

Energien vor Ort, ein weltweit steigender Strombedarf (Weltenergieericht Deutschland 2018) durch die Elektrifizierung zusätzlicher Sektoren und eine steigende Weltbevölkerung, die maximal mögliche Ausbaugeschwindigkeit der Erneuerbaren Energien bis 2050, sowie der inländische Bedarf an synthetischen Kraftstoffen gegenüber. Im Hinblick auf die Erreichung der weltweiten Klimaziele (BMU 2015) scheint die Umstellung der Strom- und Wärmeerzeugung auf Erneuerbare Energien vorrangig, da diese einen deutlich höheren Anteil an den weltweiten energiebedingten CO₂emissionen besitzt (IEA 2021). Bei verbesserter Energieeffizienz und verstärkter Elektrifizierung im Verkehrssektor, sowie ausreichender Ausbaugeschwindigkeit der Erneuerbaren Stromerzeugung ist das ermittelte Potential ausreichend um den prognostizierten Bedarf an synthetischen Kraftstoffen von ca. 43.000 TWh (Ram et al. 2020) zu decken.

Die in dieser Arbeit durchgeführte Bewertung der Potentialflächen über den AHP erlaubt eine Aussage über die Qualität des Standortes über die Kraftstoffgestehungskosten hinaus. Es werden Faktoren berücksichtigt, die während der Optimierung vernachlässigt wurden und die die Kraftstoffproduktion vor Ort, sowie deren Kosten durch z. B. kürzere Wege oder geringeren baulichen Aufwand positiv beeinflussen können. Darüber hinaus kann die Bewertung einen positiven Einfluss auf die Kraftstoffgestehungskosten haben, wenn die Flächenaggregation anhand sehr gut bewerteter Flächen durchgeführt wird.

Die Untersuchung verschiedener Einflussfaktoren auf die Kraftstoffgestehungskosten führten zur Identifikation der WACC als zweiten großen Einfluss neben den VLS der EE-Erzeuger. Für die DAC-Anlagen wurde eine, bisher nicht in der Literatur berücksichtigte, Effizienzkorrektur anhand der Umweltparameter eingeführt, um diesem Einfluss auf die Kraftstoffgestehungskosten Rechnung tragen zu können. Dadurch wird eine realistischere Modellierung der CO₂ Bereitstellung mittels DAC erreicht.

Die Ansätze zur überschlägigen Berechnung der Kraftstoffgestehungskosten, sowie der Berücksichtigung veränderter WACC und DAC-Effizienz scheinen vielversprechend. Sie erlauben eine Reaktion auf veränderte Investitionssicherheiten, Untersuchungen zur Ausprägung des Einflusses der DAC-Effizienz, sowie für spezielle Standorte die Berechnung der Kraftstoffgestehungskosten ohne eine Optimierung durchführen zu müssen. Dadurch können diese Zusammenhänge wesentlich einfacher und schneller abgeschätzt werden und so entschieden werden ob der Aufwand einer Optimierung gerechtfertigt ist.

Ausblickend können die herangezogenen Methoden und Annahmen auf verschiedene Weise optimiert und im Hinblick auf die dadurch erreichte Verbesserung der Ergebnisse untersucht werden.

Der AHP wurde mit einer Hierarchieebene und sieben Kriterien durchgeführt. Hier ließen sich zusätzliche Faktoren, wie beispielsweise die Entfernung zu größeren Straßen oder die Entfernung zu Schutzgebieten, durch das Aufspannen weiterer Hierarchieebenen berücksichtigen.

Es wurde zwar für jeden Standort ein mittleres Wetterjahr aus 5 Jahren ausgewählt, jedoch könnte hier auch eine Verwendung eines langjährigen Mittelwertes denkbar sein. Auch die Verwendung von, anhand von Klimamodellen für das Jahr 2050 simulierten, Wetterzeitreihen stellt einen interessanten Ansatz dar.

Bei der Kraftwerksparkoptimierung gäbe es eine Reihe von Ansätzen die verfolgt werden könnten. Die Kostenannahmen für das Jahr 2050 sind äußerst unsicher. Um dem entgegenzuwirken könnten mehrere Optimierungsdurchläufe anhand progressiverer und konservativerer technischen und/oder ökonomischen Annahmen durchgeführt werden. Auch die Modellierung von CO₂ als Stoffstrom, anstelle von spezifischen Strom- und Wärmeverbräuchen innerhalb von SCOPE könnte einen Mehrwert darstellen.

Die Ansätze zur Abschätzung der Optimierungsergebnisse könnten verfeinert, sowie für alle Kraftstoffproduktionspfade und Unterkategorien aufgestellt und in ihrer Plausibilität untersucht werden.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass nicht klar ist, welche Rolle synthetische Kraftstoffe im Jahr 2050 spielen werden. Die Entwicklung bis dahin ist mit einigen Unsicherheiten behaftet und es gilt eine Reihe von technischen und politischen Hürden zu überwinden. Jedoch wurde in dieser Abschlussarbeit dargelegt, dass eine Kostenkonkurrenz zu konventionellen Treibstoffen für Vorzugsstandorte, sowie die Deckung des europa- und weltweiten Bedarfs an synthetischen Kraftstoffen möglich ist. Die zusätzliche Qualitätsbewertung durch den AHP und die Möglichkeit der Kostenabschätzung anhand weniger Parameter aus dieser Arbeit, können dabei helfen Potentiale schneller und leichter zu identifizieren, um so die Erschließung der PtX-Erzeugungspotentiale positiv zu beeinflussen.

7 Literaturverzeichnis

AG Energiebilanzen (2020): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. Daten für die Jahre 1990 bis 2019. Hg. v. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. Münster, Bergheim. Online verfügbar unter <https://www.ag-energiebilanzen.de/>, zuletzt geprüft am 20.11.2020.

Agora Energiewende and Sandbag (2020): The European Power Sector in 2019: Up-to-Date Analysis on the Electricity Transition. Online verfügbar unter https://static.agora-energieswende.de/fileadmin/Projekte/2019/Jahresauswertung_EU_2019/172_A-EW_EU-Annual-Report-2019_Web.pdf, zuletzt geprüft am 05.07.2021.

Alami Merrouni, Ahmed; Elwali Elalaoui, Fakhreddine; Mezrhab, Ahmed; Mezrhab, Abdelhamid; Ghennioui, Abdellatif (2018): Large scale PV sites selection by combining GIS and Analytical Hierarchy Process. Case study: Eastern Morocco. In: *Renewable Energy* 119, S. 863–873. DOI: 10.1016/j.renene.2017.10.044.

Ausfelder, Florian; Beilmann, Christian; Bertau, Martin; Bräuninger, Sigmar; Heinzl, Angelika; Hoer, Renate et al. (2015): Energiespeicherung als Element einer sicheren Energieversorgung. In: *Chemie Ingenieur Technik* 87 (1-2), S. 17–89. DOI: 10.1002/cite.201400183.

Ausfelder, Florian; Dura, Hanna Ewa (Hg.) (2018): Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X Technologie. Herausforderungen - Potenzial - Methoden - Auswirkungen. 1. Roadmap des Kopernikus Projektes "Power-to-X": flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X). DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V. Frankfurt am Main. Online verfügbar unter https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapiere/2018_Power_to_X.pdf, zuletzt geprüft am 31.05.2021.

Balopi, Babusi; Agachi, Paul; Danha (2019): Methanol Synthesis Chemistry and Process Engineering Aspects- A Review with Consequence to Botswana Chemical Industries. In: *Procedia Manufacturing* 35, S. 367–376. DOI: 10.1016/j.promfg.2019.05.054.

Barbir, Frano (2005): PEM electrolysis for production of hydrogen from renewable energy sources. In: *Solar Energy* 78 (5), S. 661–669. DOI: 10.1016/j.solener.2004.09.003.

BMU (Hg.) (2015): Übereinkommen von Paris. Vertragstext zum Pariser Klimaschutzabkommen. Online verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/paris_abkommen_bf.pdf, zuletzt geprüft am 24.06.2021.

BMU (2019): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU). Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf, zuletzt geprüft am 19.11.2020.

BMZ: Grüner Wasserstoff und Power-to-X. Bundesministerium für wirtschaftliche

- Zusammenarbeit und Entwicklung. Online verfügbar unter <https://www.bmz.de/de/entwicklungspolitik/wasserstoff>, zuletzt geprüft am 03.07.2021.
- Böttger, Diana; Jentsch, Mareike; Trost, Tobias; Gerhardt, Norman; Bonin, Michael von; Eschmann, Jonas (2018): Cost-Optimal Market Share of Electric Mobility Within the Energy System in a Decarbonisation Scenario. In: 2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM). 2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM). Lodz, 27.06.2018 - 29.06.2018: IEEE, S. 1–5.
- Caldera, Upeksha; Bogdanov, Dmitrii; Breyer, Christian (2016): Local cost of seawater RO desalination based on solar PV and wind energy: A global estimate. In: *Desalination* 385, S. 207–216. DOI: 10.1016/j.desal.2016.02.004.
- Church, Richard L. (2002): Geographical information systems and location science. In: *Computers & Operations Research* 29 (6), S. 541–562. DOI: 10.1016/S0305-0548(99)00104-5.
- Climeworks AG (2015): Climeworks AG builds first commercial scale CO₂ Capture Plant. Online verfügbar unter <https://climeworks.com/news/climeworks-ag-builds-first-commercial-scale-co2-capture>, zuletzt geprüft am 06.05.2021.
- Danish Energy Agency (2020): Technology Data Catalogue for Electricity and district heating production - Updated April 2020. Online verfügbar unter https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/technology_data_catalogue_for_el_and_dh_-_0009.pdf, zuletzt geprüft am 17.05.2021.
- Dieterich, Vincent; Buttler, Alexander; Hanel, Andreas; Spliethoff, Hartmut; Fendt, Sebastian (2020): Power-to-liquid via synthesis of methanol, DME or Fischer–Tropsch-fuels: a review. In: *Energy Environ. Sci.* 13 (10), S. 3207–3252. DOI: 10.1039/d0ee01187h.
- EIA (2019): U.S. Natural Gas Pipelines. United States Energy Information Administration (EIA). Washington, D.C. Online verfügbar unter <https://hifld-geoplatform.opendata.arcgis.com/datasets/natural-gas-pipelines>, zuletzt geprüft am 27.05.2021.
- Elfving, Jere; Bajamundi, Cyril; Kauppinen, Juho (2017a): Characterization and Performance of Direct Air Capture Sorbent. In: *Energy Procedia* 114, S. 6087–6101. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1746.
- Elfving, Jere; Bajamundi, Cyril; Kauppinen, Juho; Sainio, Tuomo (2017b): Modelling of equilibrium working capacity of PSA, TSA and TVSA processes for CO₂ adsorption under direct air capture conditions. In: *Journal of CO₂ Utilization* 22, S. 270–277. DOI: 10.1016/j.jcou.2017.10.010.
- ESA (2016): Global Water Bodies. European Space Agency (ESA) Climate Change Initiative (CCI). Paris, Frankreich. Online verfügbar unter <http://maps.elie.ucl.ac.be/CCI/viewer/download.php>, zuletzt geprüft am 25.05.2021.
- ESA (2019): ESA Land Cover. European Space Agency (ESA) Climate Change

Initiative (CCI). Paris, Frankreich. Online verfügbar unter <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/satellite-land-cover?tab=form>, zuletzt geprüft am 25.05.2021.

eurostat (2021): Energy statistics - an overview. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview#Final_energy_consumption, zuletzt geprüft am 04.07.2021.

Fasihi, M.; Bogdanov, D.; Breyer, C. (2015): Economics of Global LNG Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants. 17 pages / 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; 3051-3067 / 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; 3051-3067. DOI: 10.4229/EUPVSEC20152015-7DO.15.6.

Fasihi, Mahdi; Bogdanov, Dmitrii; Breyer, Christian (2016): Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants. In: *Energy Procedia* 99, S. 243–268. DOI: 10.1016/j.egypro.2016.10.115.

Fasihi, Mahdi; Bogdanov, Dmitrii; Breyer, Christian (2017): Long-Term Hydrocarbon Trade Options for the Maghreb Region and Europe—Renewable Energy Based Synthetic Fuels for a Net Zero Emissions World. In: *Sustainability* 9 (2), S. 306. DOI: 10.3390/su9020306.

Fasihi, Mahdi; Efimova, Olga; Breyer, Christian (2019): Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants. In: *Journal of Cleaner Production* 224, S. 957–980. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.03.086.

Feng, Jingxuan; Feng, Lianyong; Wang, Jianliang; King, Carey W. (2020): Evaluation of the onshore wind energy potential in mainland China—Based on GIS modeling and EROI analysis. In: *Resources, Conservation and Recycling* 152, S. 104484. DOI: 10.1016/j.resconrec.2019.104484.

Foit, Severin R.; Vinke, Izaak C.; Haart, Lambertus G. J. de; Eichel, Rüdiger-A (2017): Power-to-Syngas: An Enabling Technology for the Transition of the Energy System? In: *Angewandte Chemie (International ed. in English)* 56 (20), S. 5402–5411. DOI: 10.1002/anie.201607552.

Fraunhofer IEE (Hg.) (2018): SCOPE. Sektorenübergreifende Einsatz- und Ausbauoptimierung für Analysen des Zukünftigen Energieversorgungssystems. Online verfügbar unter https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Broschueren/2018_F_SCOPE_Einzelseiten.pdf, zuletzt geprüft am 05.02.21.

frontier economics (2018a): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Studie im Auftrag von Agora Verkehrswende und Agora Energiewende. In: Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Online verfügbar unter https://www.agora-energiesystemtechnik.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 03.07.2021.

- frontier economics (2018b): International aspects of a Power-to-X Roadmap. A report prepared for the World Energy Council Germany. Hg. v. Weltenergierat Deutschland. Online verfügbar unter https://www.weltenergierat.de/wp-content/uploads/2018/10/20181018_WEC_Germany_PTXroadmap_Full-study-englisch.pdf, zuletzt geprüft am 03.07.2021.
- FZJ (2021): H2-Atlas Afrika. Wasserstoff Atlas für Westafrika. Forschungszentrum Jülich GmbH. Jülich. Online verfügbar unter <https://ecowas.h2atlas.de/>, zuletzt geprüft am 03.07.21.
- GADM (2018): Database of Global Administrative Areas (GADM). Online verfügbar unter https://gadm.org/download_world.html, zuletzt geprüft am 25.05.2021.
- Garni, Hassan Z. al; Awasthi, Anjali (2017): Solar PV power plant site selection using a GIS-AHP based approach with application in Saudi Arabia. In: *Applied Energy* 206, S. 1225–1240. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.10.024.
- Gastli, Adel; Charabi, Yassine (2010): Solar electricity prospects in Oman using GIS-based solar radiation maps. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (2), S. 790–797. DOI: 10.1016/j.rser.2009.08.018.
- Global Alliance Powerfuels (2019): Powerfuels: Missing link to a successful energy transition.
- Gorre, Jachin; Ortloff, Felix; van Leeuwen, Charlotte (2019): Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage. In: *Applied Energy* 253, S. 113594. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113594.
- GSA (2020): Global Solar Atlas. Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), World Bank Group, SOLARGIS. Online verfügbar unter <https://globalsolaratlas.info/map>, zuletzt geprüft am 25.05.2021.
- GWA (2020): Global Wind Atlas. Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), World Bank Group, Technical University of Denmark (DTU), Vortex. Online verfügbar unter <https://globalwindatlas.info/>, zuletzt geprüft am 25.05.2021.
- Harvard CGA (2020): Natural Gas Pipelines in Europe, Asia, Africa & Middle East. Center for Geographic Analysis at Harvard University. Cambridge, USA. Online verfügbar unter https://worldmap.harvard.edu/data/geonode:natural_gas_pipelines_j96, zuletzt geprüft am 25.05.2021.
- Hermann, Sebastian; Miketa, Asami; Fichaux, Nicolas (2014): Estimating the Renewable Energy Potential in Africa. IRENA-KTH working paper. Hg. v. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi.
- Hersbach, Hans; Bell, Bill; Berrisford, Paul; Hirahara, Shoji; Horányi, András; Muñoz-Sabater, Joaquín et al. (2020): The ERA5 global reanalysis. In: *Q.J.R. Meteorol. Soc.* 146 (730), S. 1999–2049. DOI: 10.1002/qj.3803.
- IEA (2021): Global energy-related CO2 emissions by sector. International Energy Agency (IEA). Online verfügbar unter <https://www.iea.org/data-and->

statistics/charts/global-energy-related-co2-emissions-by-sector, zuletzt geprüft am 04.07.2021.

IRENA (2018): Renewable Power Generation Costs in 2017. International Renewable Energy Agency (IRENA). Abu Dhabi. Online verfügbar unter https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf, zuletzt geprüft am 25.05.2021.

IRENA (2019): Global energy transformation: The REmap transition pathway (Background report to 2019 edition). International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi.

Jess, Andreas; Kaiser, Philipp; Kern, Christoph; Unde, Rajabhau Bajirao; Olshausen, Christian von (2011): Considerations concerning the Energy Demand and Energy Mix for Global Welfare and Stable Ecosystems. In: *Chemie Ingenieur Technik* 83 (11), S. 1777–1791. DOI: 10.1002/cite.201100066.

Juda, Lawrence (1986): The exclusive economic zone: Compatibility of national claims and the un convention on the law of the sea. In: *Ocean Development & International Law* 16 (1), S. 1–58. DOI: 10.1080/00908328609545784.

Kulkarni, Ambarish R.; Sholl, David S. (2012): Analysis of Equilibrium-Based TSA Processes for Direct Capture of CO₂ from Air. In: *Ind. Eng. Chem. Res.* 51 (25), S. 8631–8645. DOI: 10.1021/ie300691c.

Lang, Stefan; Blaschke, Thomas (2007): Landschaftsanalyse mit GIS. Stuttgart: Verlag Eugen Ulmer (UTB, 8347).

Mentis, Dimitrios; Hermann, Sebastian; Howells, Mark; Welsch, Manuel; Siyal, Shahid Hussain (2015): Assessing the technical wind energy potential in Africa a GIS-based approach. In: *Renewable Energy* 83, S. 110–125. DOI: 10.1016/j.renene.2015.03.072.

Messaoudi, Djilali; Settou, Noureddine; Negrou, Belkhir; Rahmouni, Soumia; Settou, Belkhir; Mayou, Ishak (2019): Site selection methodology for the wind-powered hydrogen refueling station based on AHP-GIS in Adrar, Algeria. In: *Energy Procedia* 162, S. 67–76. DOI: 10.1016/j.egypro.2019.04.008.

NASA (2000): NASA SRTM-3. National Aeronautics and Space Administration. Washington, D.C. Online verfügbar unter <https://earthexplorer.usgs.gov/>, zuletzt geprüft am 25.05.2021.

Neteler, Markus; Bowman, M. Hamish; Landa, Martin; Metz, Markus (2012): GRASS GIS: A multi-purpose open source GIS. In: *Environmental Modelling & Software* 31, S. 124–130. DOI: 10.1016/j.envsoft.2011.11.014.

NGA (2019): World Port Index. National Geospatial-Intelligence Agency (NGA). Online verfügbar unter <https://msi.nga.mil/Publications/WPI>, zuletzt geprüft am 25.05.2021.

Niven, Eric B.; Deutsch, Clayton V. (2012): Calculating a robust correlation coefficient and quantifying its uncertainty. In: *Computers & Geosciences* 40, S. 1–9. DOI: 10.1016/j.cageo.2011.06.021.

- Pfennig, Maximilian; Bonin, Michael von; Gerhardt, Norman (2021): PTX-Atlas: Weltweite Potenziale für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und klimaneutralen synthetischen Kraft- und Brennstoffen. Teilbericht im Rahmen des Projektes: DeV-KopSys. Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE). Kassel. Online verfügbar unter https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/FraunhoferIEE-PtX-Atlas_Hintergrundpapier_final.pdf, zuletzt geprüft am 01.07.2021.
- Pfennig, Maximilian; Gerhardt, Norman; Pape, Carsten; Böttger, Diana (2017): Mittel- und langfristige Potenziale von PtL und H₂-Importen aus internationalen EE-Vorzugsregionen. Teilbericht im Rahmen des Projektes: Klimawirksamkeit Elektromobilität - Entwicklungsoptionen des Straßenverkehrs unter Berücksichtigung der Rückkopplung des Energieversorgungssystems in Hinblick auf mittel- und langfristige Klimaziele. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Kassel. Online verfügbar unter http://www.energieversorgung-elektromobilitaet.de/includes/reports/Teilbericht_Potenziale_PtL_H2_Importe_FraunhoferIWES.pdf, zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- Prognos (2020): Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. Endbericht zum Projekt "Transformationspfade und regulatorischer Rahmen für synthetische Brennstoffe". Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Unter Mitarbeit von Sven Kreidelmeyer, Hans Dambeck, Almut Kirchner und Marco Wunsch. Hg. v. Prognos AG. Prognos AG. Basel, Schweiz. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationspfader-fuer-strombasierte-energietraeger.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 25.05.2021.
- Raj, Ratan; Suman, Ravi; Ghandehariun, Samane; Kumar, Amit; Tiwari, Manoj K. (2016): A techno-economic assessment of the liquefied natural gas (LNG) production facilities in Western Canada. In: *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 18, S. 140–152. DOI: 10.1016/j.seta.2016.10.005.
- Ram, M.; Galimova, T.; Bogdanov, D.; Fasihi, M.; Gulagi, A.; Breyer, C.; Micheli, M.; Crone, K. (2020): Powerfuels in a Renewable Energy World - Global volumes, costs, and trading 2030 to 2050. LUT University and Deutsche-Energie-Agentur GmbH (dena). Lappeenranta, Berlin.
- Reuß, M.; Grube, T.; Robinius, M.; Preuster, P.; Wasserscheid, P.; Stolten, D. (2017): Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model. In: *Applied Energy* 200, S. 290–302. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.05.050.
- Saaty, T. L.; Hu, G. (1998): Ranking by Eigenvector versus other methods in the Analytic Hierarchy Process. In: *Applied Mathematics Letters* 11 (4), S. 121–125. DOI: 10.1016/S0893-9659(98)00068-8.
- Saaty, Thomas L. (1994): How to Make a Decision: The Analytic Hierarchy Process. In: *Interfaces* 24 (6), S. 19–43. DOI: 10.1287/inte.24.6.19.
- Saaty, Thomas L. (2008): Decision making with the analytic hierarchy process. In: *Int.*

J. Services Sciences 1 (1), S. 83–98.

Saaty, Thomas L.; Sodenkamp, Mariya (2008): Making decisions in hierarchic and network systems. In: *IJADS* 1 (1), S. 24. DOI: 10.1504/ijads.2008.017952.

Saaty, Thomas L.; Vargas, Luis G. (2012): Models, methods, concepts & applications of the analytic hierarchy process. 2. ed. New York: Springer (International series in operations research & management science, 175).

SEDAC (2017): Gridded Population of the World (GPW), v4. Socioeconomic Data and Applications Center (SEDAC) A Data Center in NASA's Earth Observing System Data and Information System (EOSDIS) — Hosted by CIESIN at Columbia University. Online verfügbar unter <https://sedac.ciesin.columbia.edu/data/collection/gpw-v4>, zuletzt geprüft am 25.05.2021.

simplemaps (2020): World Cities Database. Online verfügbar unter <https://simplemaps.com/data/world-cities>, zuletzt geprüft am 25.05.2021.

Smolinka, Tom; Wiebe, Nikolai; Sterchele, Philip; Palzer, Andreas; Lehner, Franz; Jansen, Malte et al. (2018): Studie IndWEDe: Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. NOW-GmbH; Fraunhofer ISE; Fraunhofer IPA; E4tech Särl. Berlin. Online verfügbar unter http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-5194940.pdf, zuletzt geprüft am 29.05.2021.

Stolzenburg, K.; Mubbala, R. (2013): Integrated Design for Demonstration of Efficient Liquefaction of Hydrogen (IDEALHY). Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU). Online verfügbar unter https://www.idealhy.eu/uploads/documents/IDEALHY_D3-16_Liquefaction_Report_web.pdf, zuletzt geprüft am 18.05.2021.

Taylor, Richard (1990): Interpretation of the Correlation Coefficient: A Basic Review. In: *Journal of Diagnostic Medical Sonography* 6 (1), S. 35–39. DOI: 10.1177/875647939000600106.

Umweltbundesamt (2020a): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2019. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-04-03_hgp-ee-in-zahlen_bf.pdf, zuletzt geprüft am 20.11.2020.

Umweltbundesamt (2020b): Nationale Trendtabellen für die Treibhausgas-Emissionen Nationale Trendtabellen für die Treibhausgas-Emissionen nach Sektoren des Klimaschutzgesetzes 1990-2018. Stand zur Vorjahresschätzung: 11.03.2020. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen>, zuletzt geprüft am 18.11.2020.

UNEP-WCMC (2017): Global Critical Habitat screening layer (Version 1.0). United Nations Environment Programme World Conservation Monitoring Centre (UNEP-

- WCMC). Cambridge, UK. Online verfügbar unter <https://data.unep-wcmc.org/datasets/44>, zuletzt geprüft am 26.05.2021.
- UNEP-WCMC (2019): World database on protected areas. United Nations Environment Programme World Conservation Monitoring Centre (UNEP-WCMC). Cambridge, UK. Online verfügbar unter <https://www.protectedplanet.net/en>, zuletzt geprüft am 25.05.2021.
- Verdegaal, Wolfgang Michael; Becker, Sebastian; Olshausen, Christian von (2015): Power-to-Liquids: Synthetisches Rohöl aus CO₂, Wasser und Sonne. In: *Chemie Ingenieur Technik* 87 (4), S. 340–346. DOI: 10.1002/cite.201400098.
- Villacreses, Geovanna; Gaona, Gabriel; Martínez-Gómez, Javier; Jijón, Diego Juan (2017): Wind farms suitability location using geographical information system (GIS), based on multi-criteria decision making (MCDM) methods: The case of continental Ecuador. In: *Renewable Energy* 109, S. 275–286. DOI: 10.1016/j.renene.2017.03.041.
- Wells, David; Beck, Norman; Kleusberg, Alfred; Krakiwsky, Edward J.; Lachapelle, Gerard; Langley, Richard B. et al. (1986): Guide to GPS Positioning: Canadian GPS Associates, and University of New Brunswick.
- Weltenergieerat Deutschland (Hg.) (2018): Szenarien und Prognosen zur Entwicklung der Weltenergieversorgung. Online verfügbar unter https://www.weltenergieerat.de/wp-content/uploads/2018/05/81040_DNK_Energie2018_Kap2.2.pdf, zuletzt geprüft am 04.07.2021.
- Westphal, Daniel (2016): Adaptive Verkürzung des Analytischen Hierarchie Prozesses zur rationalen Lösung multikriterieller Entscheidungsprobleme. Dissertation. Technische Universität Berlin. Berlin.
- WRI (2019): Aqueduct Global Maps 3.0. World Resource Institute (WRI). Washington, D.C. Online verfügbar unter <https://www.wri.org/data/aqueduct-global-maps-30-data>, zuletzt geprüft am 25.05.2021.
- Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hg.) (2018): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.
- Wurbacher, Jan A. (2015): Development of a temperature-vacuum swing process for CO₂ capture from ambient air. ETH Zurich.
- Wurbacher, Jan Andre; Gebald, Christoph; Piatkowski, Nicolas; Steinfeld, Aldo (2012): Concurrent separation of CO₂ and H₂O from air by a temperature-vacuum swing adsorption/desorption cycle. In: *Environmental science & technology* 46 (16), S. 9191–9198. DOI: 10.1021/es301953k.
- Yushchenko, Alisa; Bono, Andrea de; Chatenoux, Bruno; Kumar Patel, Martin; Ray, Nicolas (2018): GIS-based assessment of photovoltaic (PV) and concentrated solar power (CSP) generation potential in West Africa. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81, S. 2088–2103. DOI: 10.1016/j.rser.2017.06.021.
- Zauner, Andreas; Böhm, Hans; Rosenfeld, Daniel C.; Tichler, Robert (2019):

Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimization. D7.7 Analysis on future technology options and on techno-economic optimization. Hg. v. Store & GO a Project Co-funded by the European Union's Horizon 2020 research and Innovation programme. Online verfügbar unter https://www.storeandgo.info/fileadmin/downloads/deliverables_2020/Update/2019-07-04_STOREandGO_D7.7_accepted.pdf, zuletzt geprüft am 29.05.2021.

Zink, Christoph (2021): Ermittlung europaweiter Kraftstoffbedarfe für den Flugverkehr sowie für die Containerschiffahrt mit einem Wirtschaftlichkeitsvergleich CO₂-neutraler Schiffsantriebe. Masterarbeit. Universität Kassel, Kassel.

Anhang

A – Übersicht aller verwendeten GIS-Datensätze der Potentialflächenanalysen

B – Rückläufige Umfragebögen der Expertenbefragung zur Berechnung der Kriteriengewichtung des AHP

C – Techno-ökonomische Annahmen der Optimierung (Ergänzung)

Anhang A – Übersicht aller verwendeten GIS-Datensätze der Potentialflächenanalysen

Kriterium	Datensätze	Ausschluss	Kriterium	Quellen
Schutzgebiete	WDPA, Critical Habitat Layer	Natur- + Landschafts- schutz; potenziell kritische Lebensräume + 1 km Puffer	AK	(UNEP- WCMC 2017, 2019)
Landnutzung	ESA Landcover	Wald-, Siedlungs-, Agrar-, Wasser- , Permanente Schnee-/ Eisflächen, Mischflächen	AK	(ESA 2019)
Siedlungsgebiete	ESA Landcover	Bebaute Flächen inkl. 1 km Puffer	AK	(ESA 2019)
Wasserstress	Water Risk Indicators	> Gering	AK	(WRI 2019)
Marine Schutzgebiete	WDPA	Landesflächen entlang marinen Schutzgebieten inkl. 4 km Puffer	AK	(UNEP- WCMC 2019)
Bevölkerungs- dichte	GPWv4	> 50 Einwohner/km ²	AK + BK	(SEDA C 2017)
Hangneigung*	SRTM-3	> 5 ° (im 1 km Raster)	AK + BK	(NASA 2000)
Stromgestehungs- kosten Wind*	GWA	> 4 ct/kWh	AK + BK	(GWA 2020)
Stromgestehungs- kosten PV*	GSA	> 3 ct/kWh	AK + BK	(GSA 2020)
Distanz zu Häfen	WPI	> 500 km	AK + BK	(NGA 2019)
Distanz zu Pipelines	US NG Pipelines; NG Pipe- lines in Europe, Asia, Africa, Middle East	> 50 km	AK + BK	(EIA 2019; Harvard CGA 2020)
Distanz zu Städten	World Cities Database	> 200 km	AK + BK	(simple maps 2020)
Distanz zu Binnen- gewässern	Global Water Bodies	> 50 km	AK + BK	(ESA 2016)

* Verarbeitung des Eingangsdatensatzes in internen Modellen des Fraunhofer IEE

B – Ausgefüllte Umfragebögen der Expertenbefragung zur Berechnung der Kriteriengewichtung des AHP

Kriterium	Bevölkerungsdichte	Orographie	Logistik/Exportmöglichkeiten	Zugang zu Meerwasser	Zugang zu Personal/Ingenieure	Winddargebot	Strahlungsdargebot
Bevölkerungsdichte	1	1	5	3	2	0,33	0,33
Orographie	1	1	5	3	3	0,33	0,33
Logistik/Exportmöglichkeiten	0,2	0,2	1	0,33	2	0,2	0,2
Zugang zu Meerwasser	0,33	0,33	3	1	3	0,2	0,2
Zugang zu Personal/Ingenieure	0,5	0,33	0,5	0,33	1	0,14	0,14
Winddargebot	3	3	5	5	7	1	1
Strahlungsdargebot	3	3	5	5	7	1	1

Kriterium	Bevölkerungsdichte	Orographie	Logistik/Exportmöglichkeiten	Zugang zu Meerwasser	Zugang zu Personal/Ingenieure	Winddargebot	Strahlungsdargebot
Bevölkerungsdichte	1	0,5	0,2	0,33	0,33	0,11	0,11
Orographie	2	1	0,25	1	0,5	0,13	0,13
Logistik/Exportmöglichkeiten	5	4	1	1	3	0,14	0,14
Zugang zu Meerwasser	3	1	1	1	1	0,13	0,13
Zugang zu Personal/Ingenieure	3	2	0	1	1	0,11	0,11
Winddargebot	9	8	7	8	9	1	1
Strahlungsdargebot	9	8	7	8	9	1	1

Anhang

Kriterium	Bevölkerungsdichte	Orographie	Logistik/Exportmöglichkeiten	Zugang zu Meerwasser	Zugang zu Personal/Ingenieure	Winddarangebot	Strahlungsdarangebot
Bevölkerungsdichte	1	0,33	0,5	0,33	1	0,2	0,2
Orographie	3	1	5	5	5	3	3
Logistik/Exportmöglichkeiten	2	0,2	1	0,33	0,5	0,2	0,2
Zugang zu Meerwasser	3	0,2	3	1	3	0,2	0,2
Zugang zu Personal/Ingenieure	1	0,2	2	0,33	1	0,2	0,2
Winddarangebot	5	0,33	5	5	5	1	1
Strahlungsdarangebot	5	0,33	5	5	5	1	1

Kriterium	Bevölkerungsdichte	Orographie	Logistik/Exportmöglichkeiten	Zugang zu Meerwasser	Zugang zu Personal/Ingenieure	Winddarangebot	Strahlungsdarangebot
Bevölkerungsdichte	1	7	0,5	1	7	7	7
Orographie	0,14	1	0,33	0,2	0,2	1	1
Logistik/Exportmöglichkeiten	2	3	1	0,5	3	3	3
Zugang zu Meerwasser	1	5	2	1	3	9	9
Zugang zu Personal/Ingenieure	0,14	5	0,33	0,33	1	7	7
Winddarangebot	0,14	1	0,33	0,11	0,14	1	1
Strahlungsdarangebot	0,14	1	0,33	0,11	0,14	1	1

Kriterium	Bevölkerungsdichte	Orographie	Logistik/Exportmöglichkeiten	Zugang zu Meerwasser	Zugang zu Personal/Ingenieure	Winddarangebot	Strahlungsdarangebot
Bevölkerungsdichte	1	0,33	1	1	1	0,25	0,2
Orographie	3	1	3	3	1	0,33	0,2
Logistik/Exportmöglichkeiten	1	0,33	1	1	1	0,2	0,2
Zugang zu Meerwasser	1	0,33	1	1	1	0,33	0,33
Zugang zu Personal/Ingenieure	1	1	1	1	1	0,33	0,33
Winddarangebot	4	3	5	3	3	1	1
Strahlungsdarangebot	5	5	5	3	3	1	1

Kriterium	Bevölkerungsdichte	Orographie	Logistik/Exportmöglichkeiten	Zugang zu Meerwasser	Zugang zu Personal/Ingenieure	Winddargebot	Strahlungsdargebot
Bevölkerungsdichte	1	6	1	5	3	1	1
Orographie	0,17	1	0,2	1	0,17	0,2	0,5
Logistik/Exportmöglichkeiten	1	5	1	7	1	0,33	0,33
Zugang zu Meerwasser	0,2	1	0,14	1	0,2	0,14	0,14
Zugang zu Personal/Ingenieure	0,33	6	1	5	1	0,2	0,33
Winddargebot	1	5	3	7	5	1	1
Strahlungsdargebot	1	2	3	7	3	1	1

Kriterium	Bevölkerungsdichte	Orographie	Logistik/Exportmöglichkeiten	Zugang zu Meerwasser	Zugang zu Personal/Ingenieure	Winddargebot	Strahlungsdargebot
Bevölkerungsdichte	1	1	0,33	0,33	3	0,17	0,17
Orographie	1	1	0,33	0,33	3	0,17	0,17
Logistik/Exportmöglichkeiten	3	3	1	0,5	4	0,25	0,25
Zugang zu Meerwasser	3	3	2	1	5	0,33	0,33
Zugang zu Personal/Ingenieure	0,33	0,33	0,25	0,20	1	0,17	0,17
Winddargebot	6	6	4	3	6	1	1
Strahlungsdargebot	6	6	4	3	6	1	1

Kriterium	Bevölkerungsdichte	Orographie	Logistik/Exportmöglichkeiten	Zugang zu Meerwasser	Zugang zu Personal/Ingenieure	Winddargebot	Strahlungsdargebot
Bevölkerungsdichte	1	0,33	0,25	0,11	0,11	0,2	3
Orographie	3	1	0,2	0,14	0,14	0,2	1
Logistik/Exportmöglichkeiten	4	5	1	0,14	0,2	0,2	3
Zugang zu Meerwasser	9	7	7	1	3	3	5
Zugang zu Personal/Ingenieure	9	7	5	0,33	1	0,2	3
Winddargebot	5	5	5	0,33	5	1	5
Strahlungsdargebot	0,33	1	0,33	0,2	0,33	0,20	1

Anhang C – Fehlende techno-ökonomische Annahmen der Optimierung

	Abschreibungsdauer
DAC-Anlage	30 a
Photovoltaikanlage	25 a
Batteriespeicher	15 a
Alle anderen Anlagenkomponenten (exkl. Meerwasserentsalzung)	20 a

Batteriekonfiguration

Einspeicherwirkungsgrad	93,81 %
Ausspeicherwirkungsgrad	93,81 %
Verhältnis Ausspeicherung – Speichervolumen	4 MW/MWh (el.; el.)
Verhältnis Einspeicherung – Ausspeicherung	1
Speicherverluste	0,001 %/h

Konversionspfad	Zubau eines H ₂ -Zwischenspeichers möglich?	Zubau eines CH ₄ -Zwischenspeichers möglich?
FT-Kraftstoffe (PEM)	Ja	Nein
Methanol (PEM)	Ja	Nein
CH ₄ - Gas (PEM)	Ja	Ja
CH ₄ - flüssig (PEM)	Ja	Ja
H ₂ - Gas (PEM)	Nein	Nein
H ₂ - flüssig (PEM)	Ja	Nein
FT-Kraftstoffe (SOEC)	Nein	Nein
Methanol (SOEC)	Nein	Nein
CH ₄ - Gas (SOEC)	Nein	Ja
CH ₄ - flüssig (SOEC)	Nein	Ja
H ₂ - Gas (SOEC)	Nein	Nein
H ₂ - flüssig (SOEC)	Ja	Nein