

# ANALYSE DER ZUKÜNFTIGEN VERSORGUNGSSTRUKTUR VON POWERFUELS

**Simon Imhoff**

2020

## **Abschlussarbeit**

im Studiengang Maschinenbau - Bachelor of Engineering (B. Eng.)

Erstprüfer:

**Prof. Dr. -Ing. Frank Truckenmüller - Hochschule Reutlingen (TEC)**

Zweitprüferin:

**Jeannette Uhlig (M.Sc.) - Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)**



## Inhaltsverzeichnis

Glossar .....	4
Abbildungsverzeichnis.....	8
Tabellenverzeichnis.....	9
1. Motivation und Methodik der Arbeit.....	10
2. Grundlagen der Arbeit und Stand der Technik .....	13
2.1 Klimaproblematik .....	13
2.1.1 Treibhauseffekt .....	13
2.1.1 Herkunft der Emissionen.....	14
2.1.2 Folgen des anthropogenen Klimawandels.....	15
2.1.3 Maßnahmen .....	15
2.2 Powerfuels.....	16
2.2.1 Einsatzmöglichkeiten von Powerfuels.....	19
2.2.2 Powerfuels in der nationalen und internationalen Energiepolitik.....	26
2.2.3 Herstellung der Powerfuels.....	28
2.2.4 Speichertechnologien und Transportierbarkeit.....	31
3. Beschreibung der durchgeführten Arbeiten .....	35
3.1 Strukturierung der Problemstellung.....	36
3.1.1 Versorgungspfade .....	37
3.1.2 Wertschöpfungskette der Powerfuels .....	38
3.1.3 Problemparameter .....	40
3.2 Visualisierung der Versorgungspfade.....	41
3.2.1 Methodik der Visualisierung .....	41
3.2.2 Erstellung des morphologischen Kastens.....	42
3.3 Analyse der Versorgungspfade.....	45
3.3.1 Methodik der Analyse .....	45
3.3.2 Herstellungsprozesse .....	47
3.3.3 Bereitstellung der Rohstoffe .....	49
3.3.4 Transportstufen.....	53
3.4 Auslastung der regenerativen Energiequelle .....	63
4. Ergebnisdarstellung.....	66
4.1 Aufbau der Excel-Anwendung .....	67

4.2 Anwendungsbeispiel.....	75
5. Ausblick .....	82
Literaturverzeichnis.....	83

## Abstract

Angesichts des Umfangs und der Geschwindigkeit des Klimawandels setzte sich Deutschland das ambitionierte Ziel der weitgehenden Treibhausgas-Neutralität bis zum Jahr 2050.<sup>1</sup> Eine wichtige Rolle werden hierbei synthetisch erzeugte, nachhaltige Energieträger (**Powerfuels**) übernehmen. Powerfuels können im zukünftigen Energiesystem die **Speicherung** und den **Transport** der regenerativen Energien ermöglichen und lösen die lokalen Abhängigkeiten, indem sie die Erzeugung und die Nutzung der regenerativen Energie voneinander örtlich und zeitlich entkoppeln. In Anbetracht der begrenzten nationalen Ressourcen an regenerativen Energien und der hohen Menge an benötigten Kapazitäten, um die Bedarfe in Zukunft zu decken, wird in Zukunft ein Großteil der Powerfuels importiert werden müssen.<sup>2</sup>

Sektoren, die sich nicht durch direkte Elektrifizierung defossilisieren lassen, werden auf Powerfuels angewiesen sein, um weitgehende THG-Neutralität zu erlangen. In der internationalen Energiepolitik ist aktuell eine einschneidende Entwicklung zu beobachten. Bei Betrachtung verschiedener Strategien, um THG Emissionen zu reduzieren, beobachten man, dass eine Vielzahl an Staaten auf synthetisch erzeugbare Energieträger wie Wasserstoff und Folgeprodukte setzen.

Die größte Problematik und gleichzeitig Hauptkritikpunkt der Powerfuels ist die niedrige Systemeffizienz.

Ziel dieser Arbeit war es, mehr Verständnis über die Versorgungsstruktur zu erlangen, um genauere Aussagen bei Überlegungen der zukünftigen Energieversorgung treffen zu können. Hierzu sollte eine Wertschöpfungskette der Versorgungsstruktur gebildet werden und ein Tool entwickelt werden, mit dem sich verschiedene „Versorgungspfade“ im Hinblick auf die Effizienz analysieren lassen.

Das Ergebnis der Arbeit stellt ein Excel Tool dar:

- Im Tool wurde die Wertschöpfungskette der zukünftigen Versorgungsstruktur von Powerfuels strukturiert. Ausgehend von der Nutzung der Powerfuels in den verschiedenen Sektoren, über die Transportstruktur hin zur Art der Erzeugung und der Bereitstellung der hierfür notwendigen Ressourcen, wurde die Struktur in Parameter unterteilt.
- Durch Kombination der verschiedenen Parameter lässt sich ein möglicher „Versorgungspfad“ konfigurieren. Dieser wird dann automatisch **visualisiert** und **analysiert**.
- Durch die Analyse lassen sich Aussagen über die Effizienz des gesamten Versorgungspfades und dessen Einzelprozesse treffen.
- Des Weiteren wird bestimmt, ob ein Import über den konfigurierten Pfad aus energetischer Sicht sinnvoll ist. Hierzu wird der Energieverlust beim Transport mit der zusätzlichen Energiemenge verglichen, die durch eine höhere Auslastung in der Erzeugungsregion entsteht.

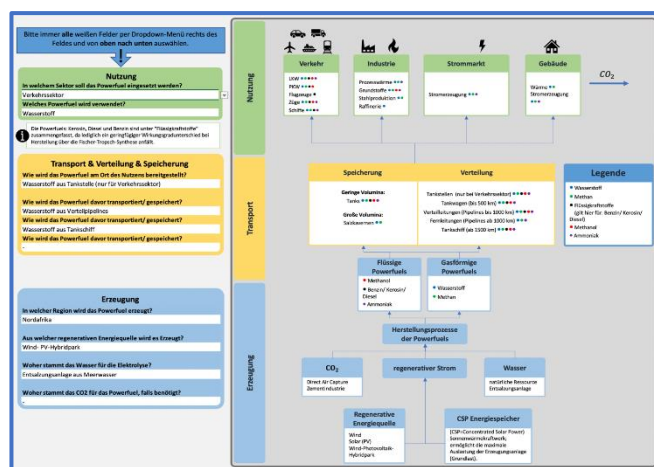


Abbildung 1: Übersicht des Konfigurators mit Wertschöpfungskette

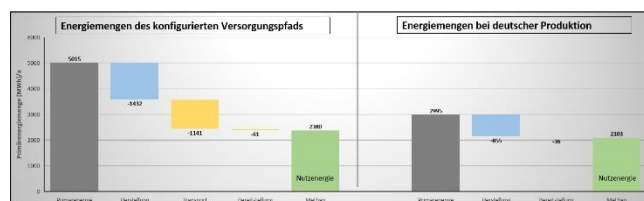


Abbildung 2: Ausschnitt aus der Analyse

<sup>1</sup> (Bundesregierung Deutschland, 2016), „Klimaschutzplan 2050“

<sup>2</sup> (Bundesregierung Deutschland, 2020), „Nationale Wasserstoffstrategie“

Mit Hilfe des Tools kann ein Vergleich zwischen verschiedensten Herkunftsregionen, Transportstrukturen und Energieträgern ermöglicht werden.

## Glossar

### Powerfuels

Unter „Powerfuels“ werden in dieser Arbeit alle Produkte von der Umwandlungstechnologie „Power to X“ bezeichnet, die man als gasförmige oder flüssige Kraft- & Brennstoffe verwenden kann. Als Grundvoraussetzung für die Verfahren wird hier definiert, dass bei der Herstellung von Powerfuels lediglich **Strom aus Erneuerbare Energiequellen** genutzt wird. Des Weiteren gilt für das  $CO_2$ , welches für manche Prozesse benötigt wird: Es stammt entweder aus **nichtfossilen Quellen** (zB. Direct Air Capture) oder wird aus Prozessen entnommen, bei denen  $CO_2$  unvermeidbar entsteht, um deren Kohlenstoffkreislauf zu schließen (Beispiele hier: Zementproduktion, Brauereien). Lediglich dann sind Powerfuels als nichtfossile Energieträger zu sehen und ermöglichen einen klimaneutralen Einsatz.

### Power to X

Unter dem Begriff „Power to X“ werden in dieser Arbeit die folgenden Umwandlungsprozesse verstanden: Power to Gas, Power to Liquid, Power to Chemicals

### Power to Gas

Bei diesem Verfahren wird mit Hilfe von elektrischer Energie (Strom) destilliertes Wasser mittels einer Elektrolyse in Wasserstoff ( $H_2$ ) und Sauerstoff ( $O_2$ ) zerlegt. Zusätzlich lässt sich durch eine anschließende Methanisierung des Wasserstoffs synthetisches Methan herstellen. Hierbei wird sowohl die Herstellung von synth. Methan als auch die Herstellung von Wasserstoff als Power to Gas bezeichnet.

### Power to Liquid

Wenn man den gasförmigen Wasserstoff, der durch das Power to Gas hergestellt wurde, zu flüssigen Kraft- und Brennstoffen weiterverarbeitet, bezeichnet man das gesamte Verfahren als „Power to Liquid“.

### Power to Chemicals

Wenn man den gasförmigen Wasserstoff, der durch das Power to Gas hergestellt wurde, mittels Synthesen zu Ausgangsstoffen für die chemische Industrie weiterverarbeitet, bezeichnet man das Verfahren als „Power to Chemicals“.

### Direct Air Capture

Direkte Abscheidung des  $CO_2$  aus der Umgebungsluft, damit es als Rohstoff für die Herstellung einiger Powerfuels zur Verfügung steht. Die DAC Komponente kann als modulares Bauteil in Power to Liquid Herstellungsanlagen integriert werden. Mittels Filter aus speziellen Zellulosefasern wird das  $CO_2$  aus der Luft in einem zyklischen Prozess abgeschieden. Dazu wird Umgebungsluft mit Ventilatoren durch eine Filterkammer geleitet.

### **SWRO - Seawater Reverse Osmosis**

Die Umkehrosmose (SWRO - Seawater Reverse Osmosis) ist ein Entsalzungsprozess von Salz- oder Brackwasser, um Süßwasser für die Elektrolyse bereit zu stellen. Die SWRO ist die effizienteste Methode der Wasserentsalzung beim aktuellen Stand der Technik.<sup>3</sup>

### **Volllaststunden – full load hours**

Kennwert der jährlichen Auslastung einer Energieerzeugungsanlage. Die Anzahl der Volllaststunden entspricht der Anzahl der Stunden, die eine Anlage auf Volllast produzieren würde, um mit gegebener Kapazität die jährliche Energiemenge zu erreichen. Vereinfacht reale Lastprofile, die aus weniger Volllaststunden und vielen Teillaststunden bestehen.<sup>4</sup>

### **Critical overlap full load hours**

Die "Critical overlap full load hours" ist ein Maß des Energieverlusts wegen der Überlappung der Volllaststunden bei Wind-PV-Hybridparks. Der Abschlag wird berücksichtigt, da die Stromerzeugung von Windkraft- und Photovoltaik nicht vollständig unkorreliert sind.<sup>5</sup> Grundlegend wird angenommen, dass die Einspeisungen aus Wind- und Photovoltaik-Anlagen an einem Standort normalerweise eine geringe Korrelation aufweisen. Eine Überlappung von PV- und Windkraft wird laut Breyer<sup>6</sup> auf zwischen 5% und 25% der gesamten PV- und Windeneinspeisung beziffert. Bei der Konzeption eines Energieparks mit einem optimierten Verhältnis von PV- und Windkraft fällt der Abschlag jedoch häufig geringer aus.

### **BEV- Battery Electric Vehicle**

Reines Elektrofahrzeug, welches ohne sekundäre Antriebsquelle durch elektrische Energie aus einer Batterie angetrieben wird.

### **FCEV- Fuel Cell Electric Vehicle**

Brennstoffzellenfahrzeuge, die ihre Energie aus einer Brennstoffzelle entweder direkt über einen Elektromotor in Bewegungsenergie umwandeln oder über eine Traktionsbatterie kurzzeitig zwischenspeichern.

### **CSP- Concentrated Solar Power**

Darunter versteht man ein Sonnenwärmekraftwerk, welches nicht die Aufgabe hat, direkt Strom zu erzeugen, sondern die Energieentstehung und die Nutzung zeitlich zu entkoppeln. Eingesetzt werden kann CSP in sonnigen Regionen in Kombination mit PV-Anlagen. Durch runde Spiegel wird Sonnenlicht gebündelt und damit Wasser erwärmt. Hierdurch kann die thermische Energie gespeichert werden und in Zeiten geringer Auslastung der regenerativen Energiequelle und bei Nacht wieder in elektrische Energie umgewandelt werden. Somit lassen sich besonders hohe Auslastungen der Herstellungsanlagen von Powerfuels realisieren.

---

<sup>3</sup> (Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages, 2008)

<sup>4</sup> (Energielexikon, 2020)

<sup>5</sup> (Christian Breyer, M. F. , 2012)

<sup>6</sup> (Christian Breyer, M. F. , 2012)



## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Entwicklung und Prognose THG-Emissionen, (Umweltbundesamt, 2019) .....	10
Abbildung 1.2: Einordnung der Arbeit in das Themengebiet .....	11
Abbildung 1.3: Methodik und Ergebnis der Arbeit .....	12
Abbildung 2.1: CO <sub>2</sub> -Konzentration in der Atmosphäre, (Umweltbundesamt , 2019).....	14
Abbildung 2.2: »Sektorkopplung«, (acatech, 2017).....	18
Abbildung 2.3: Nutzung der Powerfuels, eigene Darstellung .....	19
Abbildung 2.4: Emissionen im Verkehrssektor, (Kopernikus Projekt, Bundesministerium für Bildung und Forschung, 2019).....	20
Abbildung 2.5: THG- Ausstoß eines Autolebens, (Joanneum Research, ADAC e.V., 2019) .....	21
Abbildung 2.6: Schema der Wasserelektrolyse, eigene Darstellung .....	28
Abbildung 2.7: Schema der Methanisierung, eigene Darstellung .....	29
Abbildung 2.8: Schema des Fischer-Tropsch-Verfahrens, eigene Darstellung .....	30
Abbildung 2.9: Schema der Methanolsynthese, eigene Darstellung.....	30
Abbildung 2.10: Schema der Ammoniaksynthese, eigene Darstellung .....	31
Abbildung 2.11: Übersicht Wasserstoffspeichertechnologien, eigene Darstellung .....	32
Abbildung 2.12: Schema der Wasserstoffspeicherung mittels LOHC, eigene Darstellung.....	33
Abbildung 3.1: Methodik und Ergebnis der Arbeit .....	35
Abbildung 3.2: Reihenfolge der Versorgungsstruktur .....	37
Abbildung 3.3: Wertschöpfungskette der Powerfuels.....	38
Abbildung 3.4: Aufteilung der Problemparameter .....	40
Abbildung 3.5: Beispiel eines morphologischen Kastens.....	41
Abbildung 3.6: Struktur des morphologischen Kastens, eigene Darstellung.....	42
Abbildung 3.7: Beispielpfad 1 im morphologischen Kasten visualisiert .....	43
Abbildung 3.8: Beispielpfad 2 im morphologischen Kasten visualisiert .....	43
Abbildung 3.9 Beispielpfad 3 im morphologischen Kasten visualisiert .....	44
Abbildung 3.10: Tankschiffs LH <sub>2</sub> , (Kawasaki Heavy Industries, 2020) .....	58
Abbildung 3.11: Kosten Transportinfrastruktur von Wasserstoff.....	59
Abbildung 4.1: Methodik und Ziel der Arbeit .....	66
Abbildung 4.2: Verknüpfung der Methodik zum Aufbau der Excel-Anwendung .....	66
Abbildung 4.3: Aufbaus und der Funktion auf der Startseite der Excelanwendung. ....	67
Abbildung 4.4: Die zweite Seite der Excel-Anwendung: „Konfigurator“ .....	68
Abbildung 4.5: Auswahl der Varianten des Parameters „Anwendungssektor“ .....	69
Abbildung 4.6: Automatische Visualisierung in der Excel-Anwendung .....	70
Abbildung 4.7: Kopfzeile der Analysemappe in der Excel-Anwendung.....	70
Abbildung 4.8: Effizienzanalyse in der Analysemappe der Excel-Anwendung .....	71
Abbildung 4.9: Fließdiagramm: „energetische Sinnhaftigkeit des Imports von Powerfuels“ .	72
Abbildung 4.10: „energetische Sinnhaftigkeit“ .....	73
Abbildung 4.11: Aufbau der Folie: „Annahmen & Quellen – Herstellung der Powerfuels“ ....	74
Abbildung 4.12: Dropdown-Menü des zweiten Parameters im „Konfigurator“ .....	76
Abbildung 4.13: Konfiguration der Versorgungsstruktur.....	76

Abbildung 4.14: Konfigurator der Erzeugungsstruktur .....	77
Abbildung 4.15: Visualisierung des Versorgungspfades, „Pfad A“ .....	78
Abbildung 4.16: Überblick der gesamten Analyse, „Pfad A“ .....	78
Abbildung 4.17: Überblick der gesamten Analyse, „Pfad B“ .....	80

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht der internationalen Ambitionen bei PtX-Technologie.....	27
Tabelle 2: Wirkungsgrade der Herstellungsprozesse von Powerfuels.....	47
Tabelle 3: Energiebedarf bei der Bereitstellung von $CO_2$ für die Powerfuelherstellung.....	53
Tabelle 4: Auswahlkriterien für Transportarten von Wasserstoff, (Krieger C., 2019) .....	53
Tabelle 5: Wirkungsgrade für die Bereitstellung der Powerfuels aus der Tankstelle.....	55
Tabelle 6: Wirkungsgrade Speicherung Druckspeichertank .....	56
Tabelle 7: Wirkungsgrade Speicherung Salzkavernenspeicher.....	57
Tabelle 8: Wirkungsgrade und Zustände bei Transport der Powerfuels im Tankwagen.....	58
Tabelle 9: Wirkungsgrade bei Transport der Powerfuels im Tankschiff .....	60
Tabelle 10: Wirkungsgrade bei Transport der Powerfuels durch Verteilpipelines.....	62
Tabelle 11: Wirkungsgrade bei Transport der Powerfuels durch Fernleitungspipelines .....	62
Tabelle 12: statistische Volllaststunden der regenerativen Energiequellen nach Region.....	63
Tabelle 13: Vergleich der Ausprägungen und Werte der ähnlichen „Pfade A & B“ .....	79

# 1. Motivation und Methodik der Arbeit

„Wir sind die erste Generation, die den Klimawandel vollauf versteht, und die letzte Generation, die in der Lage ist, etwas dagegen zu tun“

- (Petteri Taalas, Generalsekretär (WMO), 2018)<sup>7</sup>

Die Menschheit steht vor dem Problem eines sich wandelnden Klimas. Die Erwärmung des Klimasystems unserer Erde gilt als eindeutig. In den letzten Jahren erweiterte sich stetig das Wissen in der Klimaforschung und das Verständnis in Gesellschaft und Politik. Die Konzentration der Treibhausgase wie Kohlendioxid, Methan und Lachgas in der Atmosphäre sind auf Werte angestiegen, die es seit mindestens 800 000 Jahre nicht gegeben hat.<sup>8</sup> Durch menschliche Aktivität wird ein anthropogener Strahlungsantrieb verursacht, der die verstärkte Aufnahme von Energie des Klimasystems bewirkt und somit einen großen Teil der Klimaerwärmung verursacht. Um schwerwiegende Folgen auf die Atmosphäre, die Kryosphäre und die Ozeane einzudämmen und zu verhindern, verpflichtete sich 2015 die internationale Staatengemeinschaft, den globalen Temperaturanstieg unter deutlich 2 Grad zu halten.<sup>9</sup> Die Bundesregierung veröffentlichte 2016 den „Klimaschutzplan 2050“ und gab damit ein deutliches Signal für ein grundlegendes Umdenken zu einem nachhaltigen Wirtschaften. Der Klimaschutzplan hat das ambitionierte Ziel festgesetzt, eine weitgehende Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 zu erreichen, um die Erwärmung auf 1,5 °C zu

## Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland

in der Abgrenzung der Sektoren des Klimaschutzplans 2050\*

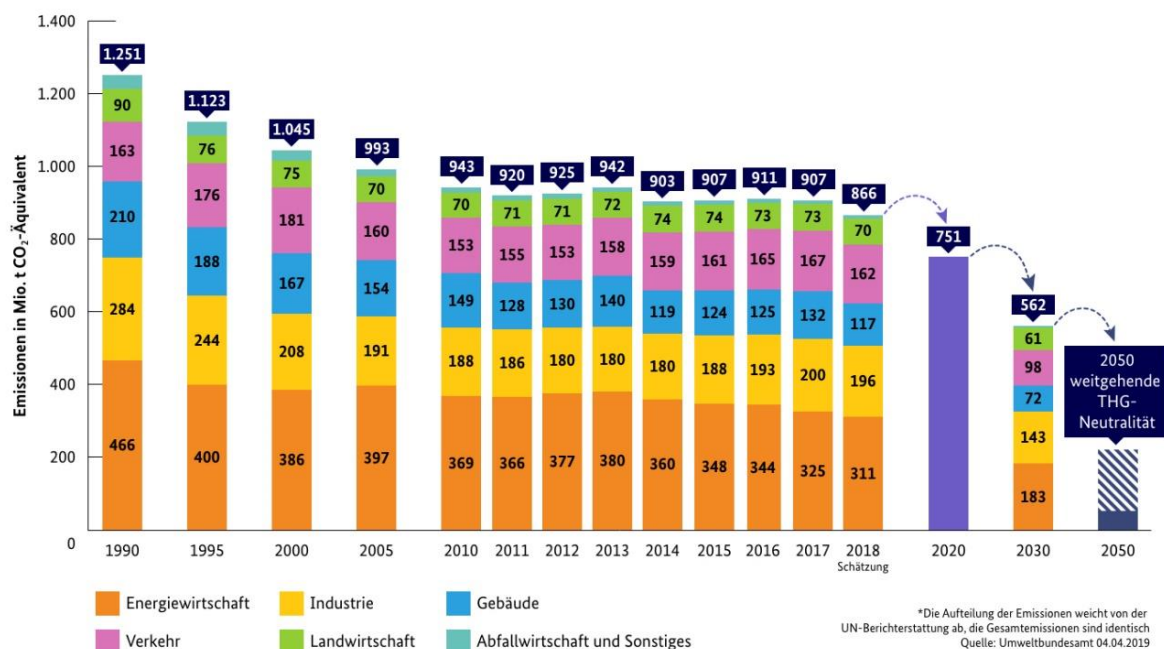


Abbildung 1.1: Entwicklung und Prognose der Treibhausgasemissionen in Deutschland 1990- 2050, (Umweltbundesamt, 2019)

<sup>7</sup> (Petteri Taalas, 2018), Generalsekretär Weltorganisation für Meteorologie (WMO), WMO Provisional statement on the State of the Global Climate in 2018

<sup>8</sup> (IPCC, 2013/2014), Bericht: Klimaänderung 2013/2014: Naturwissenschaftliche Grundlagen

<sup>9</sup> (Vereinten Nationen, 2015), Übereinkommen von Paris

beschränken (siehe Abbildung 1.1).<sup>10</sup> Das Erreichen der Klimaziele wird ein langer und kostspieliger Prozess sein, der als große Herausforderung für Politik, Wirtschaft und Gesellschaft gesehen wird.

Die **Maßnahmen** zum Erreichen einer THG-Neutralität in allen Sektoren kann durch folgende Punkte zusammenzufasst werden:

- **Steigerung der Energieeffizienz** in allen Sektoren.
- **Ausbau der erneuerbaren Energien** gekoppelt mit deren direktem Einsatz durch **steigende Elektrifizierung** der Sektoren.
- Einsatz von **synthetischen, erneuerbaren Energieträgern (Powerfuels)**.

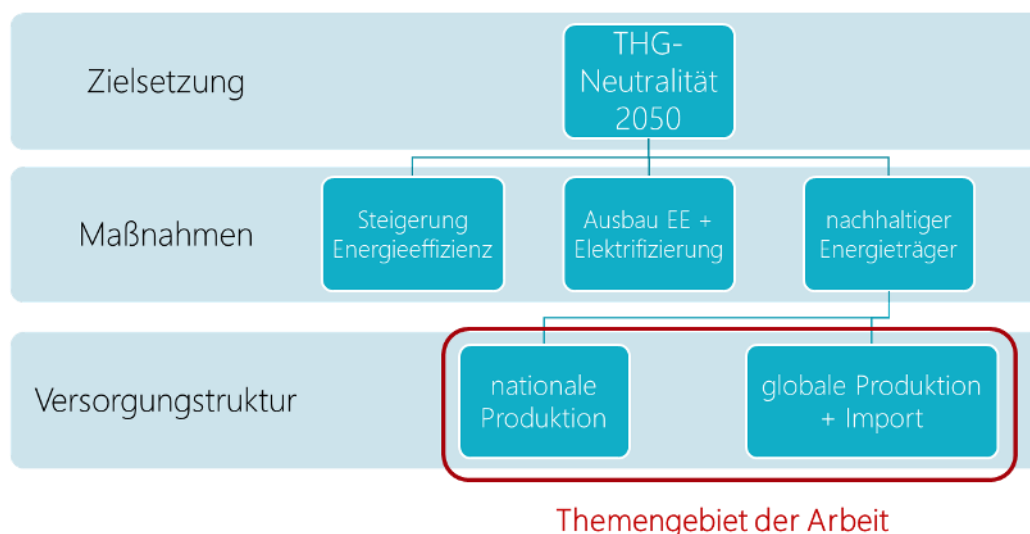


Abbildung 3.2: Einordnung der Arbeit in das Themengebiet

Wie in Abbildung 1.2 dargestellt, befasst sich diese Arbeit mit der zukünftigen Versorgungsstruktur der nachhaltigen Energieträger. Unter **Powerfuels** werden im Rahmen dieser Arbeit alle nachhaltig erzeugte, gasförmige und flüssige Energieträger verstanden, die aus regenerativem Strom über den Power-to-X-Prozess hergestellt wurden. Hierbei beschränkt sich die Arbeit auf die Power-to-Gas (PtG) und Power-to-Liquid (PtL) Prozesse, wenn von Power-to-X die Rede ist.

Die Forschungsfrage in dem Themengebiet ist: Wie kann das zukünftige deutsche Energiesystem im Jahr 2050 mit regenerativen Energien versorgt werden? Powerfuels ermöglichen hier die **Speicherung** und den **Transport** der regenerativen Energien und lösen die lokalen Abhängigkeiten, indem sie die regenerative Erzeugung und die Nutzung der Energie voneinander entkoppeln. Die Powerfuels werden im Rahmen der **Sektorkopplung** im zukünftigen Energiesystem zum Einsatz kommen. Darüber hinaus werden sie als **Kraft- und Brennstoffe** in Sektoren Verwendung finden, die sich nicht durch andere Technologien dekarbonisieren lassen werden. Ausgehend von der Prognose, dass die in Zukunft benötigten regenerativen Energiemengen nicht im ausreichenden Maße in Deutschland erzeugt werden können, ermöglichen Powerfuels den **Import von erneuerbaren Energien**.

<sup>10</sup> (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, 2016, S. 7)

Ziel der Arbeit ist es, eine Analyse der Versorgungsstruktur des zukünftigen Energiesystems mittels Powerfuels zu erstellen. Die hierbei verwendete **Methodik** lässt sich in drei Schritte unterteilen: die komplexe Versorgungsstruktur der global erzeugten regenerativen Energien wird

- **strukturiert**, damit alle möglichen Versorgungspfade in eine Gesamtstruktur mit festgelegten Parametern eingeordnet werden können.
- **visualisiert**, damit ein Überblick des Versorgungspfades mit all seinen Ausprägungen gegeben ist.
- **analysiert**, damit einem Versorgungspfad Werte zugeordnet sind, um einen Vergleich mit anderen Pfaden zu realisieren. Hierbei wird eine energetische Betrachtung (Wirkungsgradanalyse) und eine Abschätzung der Nutzenergiemengen am Ende der Versorgungspfade durchgeführt. Hierfür werden statistische Auslastungen der Erzeugungsanlagen in den Blick genommen.

**Ziel der Arbeit** ist es, eine Wertschöpfungskette in Form einer Versorgungsstruktur der Powerfuels zu definieren. Hieraus sollen mögliche Versorgungspfade aufgezeigt werden können. Hierzu wurde eine Excel-Anwendung erstellt, in der man durch Kombination verschiedener Parameter die Versorgungsstruktur konfigurieren kann. Diese wird dann automatisch **visualisiert** und **analysiert**.

Durch die Analyse lassen sich Aussagen über die Effizienz des gesamten Versorgungspfades und dessen Einzelprozesse treffen. Ziel der Analyse ist es, eine Vergleichsgrundlage verschiedener Pfade zu ermöglichen. Des Weiteren wird bestimmt, ob ein Import über den konfigurierten Pfad aus energetischer Sicht sinnvoll ist. Hierzu wird der Energieverlust beim Transport mit der zusätzlichen Energiemenge verglichen, die durch eine höhere Auslastung in der Erzeugungsregion entsteht.

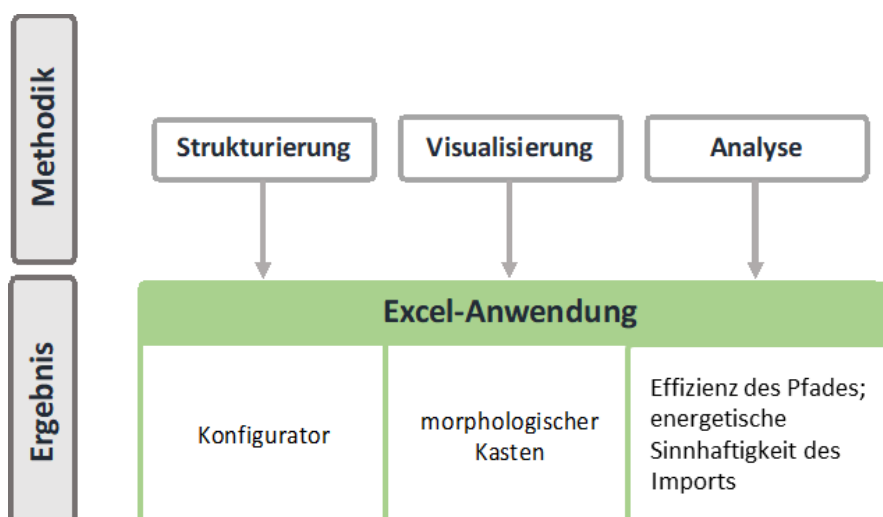


Abbildung 1.3: Methodik und Ergebnis der Arbeit

## 2. Grundlagen der Arbeit und Stand der Technik

Diese Arbeit befasst sich mit der Analyse der Versorgungsstruktur von regenerativen Energien mittels Powerfuels für das zukünftige deutsche Energiesystem im Jahr 2050. Im folgenden Kapitel werden Grundlagen dieser Arbeit genauer erläutert und der aktuelle Stand der Technik dargelegt. Dazu wird zuerst auf die **Klimaproblematik** eingegangen, um zu erläutern, warum die Bemühungen, eine Treibhausgasneutralität zu erreichen, notwendig sind. Im Anschluss wird die **Rolle der Powerfuels für ein Erreichen der THG-Neutralität** vorgestellt, um deren Notwendigkeit für das zukünftige Energiesystem zu untermauern. Danach werden grundlegende **Begriffe definiert** und Annahmen für eine **nachhaltige Produktion der Powerfuels** getroffen. Im Folgenden wird eine Übersicht der vielschichtigen **Einsatzmöglichkeiten** der Powerfuels gegeben und auf die aktuellen nationalen und internationalen **Ambitionen** der Länder in dem Technologiefeld eingegangen. Am Ende des Kapitels wird eine Übersicht der **Herstellungsprozesse** aller Powerfuels gegeben und die **Speicher- und Transportmöglichkeiten** der Powerfuels dargelegt.

### 2.1 Klimaproblematik

In diesem Kapitel wird zuerst auf die Ursache der Erderwärmung eingegangen, der Treibhauseffekt. Im Folgenden wird die Herkunft der Emissionen aufgezeigt und die Folgenabschätzungen des anthropogenen Klimawandels vorgestellt. Danach wird auf die Maßnahmen eingegangen, der sich die internationale Staatengemeinschaft und Deutschland verschrieben haben, um die Folgen des Klimawandels einzudämmen.

#### 2.1.1 Treibhauseffekt

Seit der Industrialisierung vor ca. 250 Jahren emittiert der Mensch in zunehmender Weise Treibhausgase und erhöht deren Konzentration in der Atmosphäre. Während der solare Anteil der Sonneneinstrahlung, die von der Erdoberfläche emittiert wird, fast ungehindert durchgelassen wird, absorbieren die Treibhausgase die thermische Strahlung der Sonne. Auf diese Weise führt die Veränderung der chemischen Konzentration in der Atmosphäre, genauer der Anstieg der THG-Konzentration, zu einer erhöhten Energieaufnahme. Durch diese erhöhte thermische Absorption, die das Strahlungsgleichgewicht des Systems Erde-Atmosphäre stört, entsteht eine Erwärmung der mittleren Oberflächentemperatur (**anthropogener Klimawandel**)<sup>11</sup>.

$CO_2$  gilt hierbei als schwerwiegendstes Treibhausgas, da es durch seine langlebige Eigenschaft nicht nur lokal, sondern global wirkt. Es leistet mit 65,9% den vom Menschen in erheblichem Umfang mit verursachten Hauptbeitrag zur Erwärmung des Erdklimas.<sup>12</sup> Langfristige Messreihen ermöglichen ein zuverlässiges Maß zur Beurteilung des globalen Anstiegs der  $CO_2$ -Konzentration, so hat sich „*Mio. t  $CO_2$ -Äquivalent*“ als **Einheit für Treibhausgasemissionen**

---

<sup>11</sup> (Klinger, C. , (DLR) Institut für Physik der Atmosphäre, 2009)

<sup>12</sup> (NOAA, 2019), The NOAA annual greenhouse gas index (AGGI)

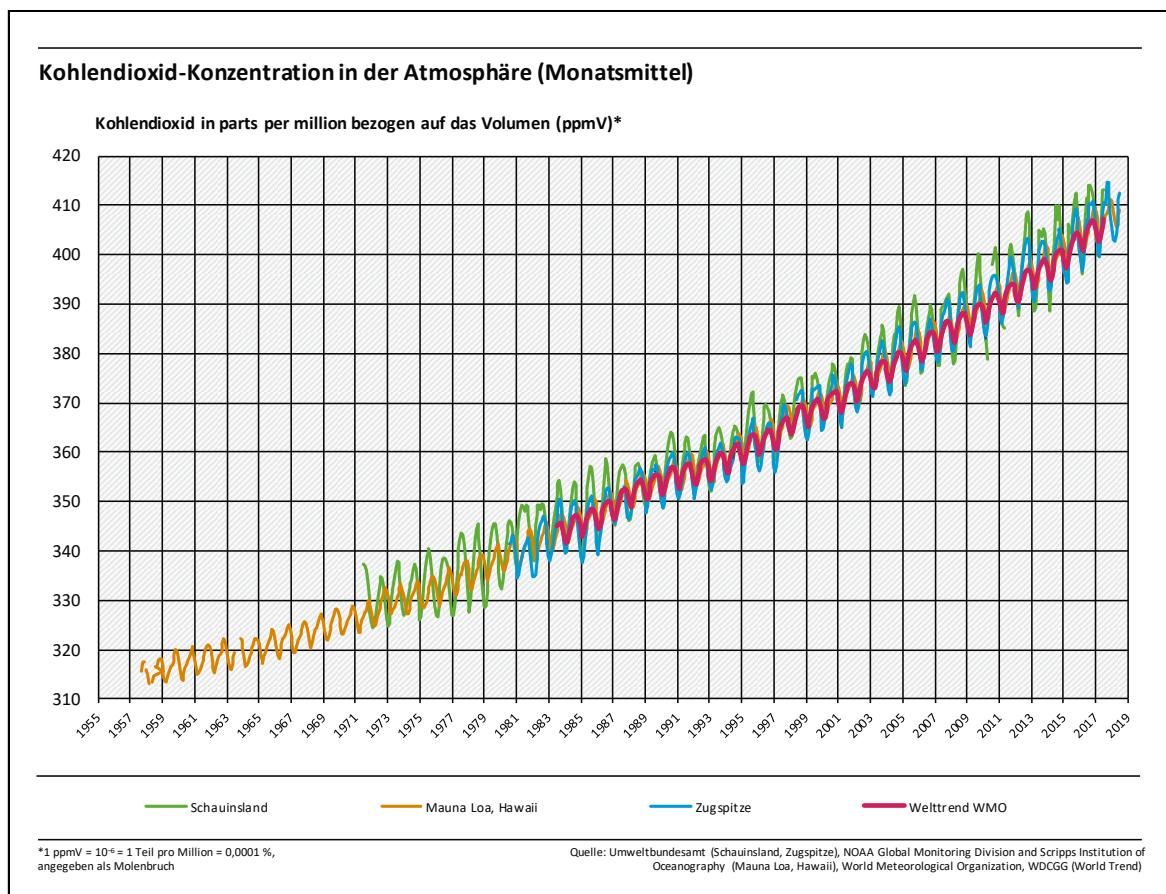


Abbildung 2.1: Kohlendioxid-Konzentration in der Atmosphäre, (Umweltbundesamt, 2019)

durchgesetzt. Das Umweltbundesamt hat 2019 die Entwicklung der Kohlendioxid-Konzentration in der Atmosphäre veröffentlicht (Abbildung 2.1). Während sich der jährliche Anstieg den 1950er-Jahren bei ca. 0,55 ppm (parts per million) Kohlendioxid abzeichnete, stieg der Welttrend in den vergangenen 15 Jahren im Mittel auf 2,17 ppm/Jahr. Seit 2050 wurde der globale Kohlendioxid-Anstieg annähernd vervierfacht. Die Messwerte auf der Zugspitze und dem Schauinsland (Schwarzwald) haben im Jahr 2015 erstmals die 400 ppm Kohlendioxidkonzentration im Jahresmittel überschritten. Vergleichsweise lag hier der Jahresmittelwert in der vorindustriellen Zeit bei etwa 250 ppm.

### 2.1.1 Herkunft der Emissionen

Der Energiesektor ist mit circa 84,9 Prozent<sup>13</sup> (Jahr 2016) die größte Quelle anthropogener Treibhausgasemissionen. Man unterteilt in stationäre Energie (Umwandlung in Nutzenergie wie Elektrizität und Wärme) und in den Mobilitätssektor/ Verkehrssektor. Im Mobilitätssektor werden alle Emissionen erfasst, die durch inländisch gekauften Kraftstoff und in Deutschland erbrachte Verkehrsleistung durch Gütertransport verursacht wurden. Als zweitwichtigste Emissionsquelle gilt trotz moderner Anlagentechnik die Industrie. Vor allem die Metall-, die Chemieindustrie und die Herstellung mineralischer Produkte gelten als besonders emissionsreich, zusätzlich zu den ohnehin energieintensiven Industrieprozessen, die dem Energiesektor zugeordnet werden.

<sup>13</sup> (Umweltbundesamt, 2019), Emissionsquellen

### 2.1.2 Folgen des anthropogenen Klimawandels

Schon heute sind die Folgen des anthropogenen Klimawandels in verschiedenster Weise in der Atmosphäre, den Ozeanen, der Kryosphäre, dem Meeresspiegel und biochemischen Kreisläufen zu beobachten.

Man geht davon aus, dass in der **Atmosphäre** eine durchschnittliche Erwärmung von 1°C gegenüber vorindustriellem Niveau verursacht wurde<sup>14</sup> (mit einer wahrscheinlichen Bandbreite von 0,8 °C bis 1,2 °C). Eine Erwärmung von 1,5 °C wird voraussichtlich zwischen 2030 und 2050 erreicht sein (hohes Vertrauen)<sup>15</sup>. Der obere **Ozean** (0-700m) wird davon auf starke Weise beeinflusst und ist in den letzten 50 Jahren wärmer geworden (praktisch sicher)<sup>16</sup>. Etwa 30% des emittierten anthropogenen Kohlendioxids wurde vom Ozean aufgenommen<sup>17</sup>. Die einhergehende Ozeanversäuerung und Abnahme des Sauerstoffgehalts führt in zunehmender Weise zu Risiken für marine Biodiversität, Fischerei und Ökosysteme sowie deren Funktionen und Leistungen für den Menschen (hohes Vertrauen)<sup>18</sup>. In der **Kryosphäre** spiegeln sich die Folgen im Abschmelzen der Gletscher fast überall auf der Welt wider und die Geschwindigkeit des **Meeresspiegelanstiegs** seit Mitte des 19. Jahrhunderts war größer als die mittlere Geschwindigkeit in den vorangegangenen zwei Jahrtausenden<sup>19</sup> (hohes Vertrauen)<sup>20</sup>.

Mit fortschreitender Erwärmung werden **schwerwiegendere Folgen** für niedrigliegende Küstengebiete, Biodiversität (Verluste von Ökosystemen und Aussterben von Arten), menschliche Risiken (Gesundheit, Lebensgrundlagen, Ernährungs- und Wasserversorgungssicherheit, menschliche Sicherheit, Wirtschaftswachstum)<sup>21</sup> prognostiziert.

### 2.1.3 Maßnahmen

Angesichts des Umfangs und der Geschwindigkeit des Klimawandels stieg das Verständnis der Weltgemeinschaft für die Bedrohung durch den Klimawandel. So wurde auf der Klimakonferenz 2015 das „Pariser Klimaabkommen“ beschlossen. Hiermit verpflichteten sich die Staaten, den globalen Temperaturanstieg unter deutlich 2 Grad zu halten mit der Anstrengung, diesen auf 1,5 Grad zu begrenzen<sup>22</sup>. Das Abkommen hat ein deutliches Signal für ein grundlegendes Umdenken zu einem nachhaltigen Wirtschaften gesetzt, welches die natürlichen Grenzen des Planeten berücksichtigt. Die nationalen Klimaschutzziele werden von

---

<sup>14</sup> (IPCC, IPCC-Sonderbericht über 1,5 °C globale Erwärmung, 2018), IPCC-Sonderbericht über 1,5 °C globale Erwärmung

<sup>15</sup> „hohes Vertrauen“ entspricht Wahrscheinlichkeit von 66 % bis 100 %. IPCC interne Bezeichnungen, um Aussagen über Klimaveränderungen Naturwissenschaftlicher Forschung zuzuordnen.

<sup>16</sup> „praktisch sicher“ entspricht Wahrscheinlichkeit von 99 % bis 100 % IPCC interne Bezeichnungen

<sup>17</sup> (IPCC, Sonderbericht über den Ozean und die Kryosphäre, 2019)

<sup>18</sup> Siehe Fußnote 5

<sup>19</sup> (IPCC, 2013/2014), Bericht: Klimaänderung 2013/2014: Naturwissenschaftliche Grundlagen

<sup>20</sup> Siehe Fußnote 5

<sup>21</sup> (IPCC, IPCC-Sonderbericht über 1,5 °C globale Erwärmung, 2018); (IPCC, Sonderbericht über den Ozean und die Kryosphäre, 2019); (IPCC, Klimaänderung- Folgen, Anpassung und Verwundbarkeit, 2014)

<sup>22</sup> (Vereinten Nationen, 2015), Übereinkommen von Paris



den jeweiligen Staaten selbst bestimmt. So hat Deutschland im Jahr 2016 den „Klimaschutzplan 2050“ veröffentlicht. Dieser enthält Maßnahmen zum Erreichen des ambitionierten Ziels, die Erwärmung auf 1,5 °C zu beschränken. Das übergreifende Ziel ist eine weitgehende Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050, genauer eine Reduktion der Treibhausgasemissionen von 80-95 Prozent im Vergleich zu 1990 (Ausgangswert: 1.248 Millionen Tonnen  $CO_2$  (Kohlendioxid)-Äquivalent Gesamtemissionen)<sup>23</sup>. Bis zum Zwischenziel 2030 soll eine Reduktion der Treibhausgasemissionen von 55 % erreicht sein. Die Ziele sollen durch eine Modernisierung der Volkswirtschaft erreicht werden. Der Staat hat nun die Aufgabe, Rahmenbedingungen zu setzen, damit Investitionen in Technologien für die Energiewende fließen. Dabei sollten jedoch die Technologieneutralität und Innovationsoffenheit gewährleistet sein.

Die Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland (Abbildung 1.1) ist, nach einer Stagnation in den letzten Jahren, 2018 erstmals wieder eindeutig rückläufig. Deutschland hat im Jahr 2018 Treibhausgase in Höhe von ca. 866 Mio. t  $CO_2$ -Equivalent ausgestoßen. Dies entspricht einem Rückgang von etwa 30% seit 1990.

## 2.2 Powerfuels

Unter „Powerfuels“ werden in dieser Arbeit alle Produkte von der Umwandlungstechnologie „Power to X“ bezeichnet, die man als gasförmige oder flüssige Kraft- & Brennstoffe verwenden kann. Des Weiteren gilt als Grundlage dieser Arbeit, dass der Einsatz von Powerfuels **essenziell für eine erfolgreiche Energiewende** zum Erreichen der 95% THG-Reduktion sein wird. Zusammenfassend lässt sich diese Aussage mit **drei Hauptargumenten** begründen:

1. Der Einsatz von Powerfuels ist ein wichtiger Bestandteil der **Sektorkopplung**, welche unerlässlich für eine erfolgreiche Energiewende sein wird. Die fluktuierenden regenerativen Energien werden sich mittels Powerfuels **speichern** und **transportieren** lassen, um die zeitlichen und territorialen Schwankungen der Energieerzeugung auszugleichen und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.
2. Einige Sektoren werden sich auf absehbare Zeit aus **technischen Gründen nicht auf andere Weise dekarbonisieren** lassen und sind auf den Einsatz von Powerfuels angewiesen.
3. Die benötigten regenerativen Energiemengen werden sich in Zukunft nicht allein in Deutschland erzeugen lassen, somit sind **Powerfuels als Träger regenerativer Energie** benötigt.

In diesem Kapitel wird auf das dritte Argument in Form eines **Studienvergleichs** genauer eingegangen. Das erste Argument ist im Kapitel „Sektor Strommarkt“ und das zweite Argument im Kapitel „Sektor Verkehr“ genauer aufgeführt.

---

<sup>23</sup> (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, 2016, S. 7)

Verschiedene Studien untermauern die **Notwendigkeit des Imports** von regenerativen Energien mittels Powerfuels.<sup>24 25 26 27 28 29</sup> Im Folgenden werden Hauptaussagen und Werte aus den Studien aufgeführt und zusammengefasst:

Bei der Untersuchung der Erreichbarkeit der Klimaziele unterteilt man in verschiedene Szenarien, die sogenannten Klimapfade. Die Studien unterscheiden sich in der genauen Ausarbeitung der Klimapfade und Schätzungen der prognostizierten Energiemengen von Powerfuels bis zum Jahr 2050. Übereinstimmend lässt sich jedoch aus den Studien zusammenfassen: Der Import und der Einsatz von Powerfuels wird ergänzend zu steigender Energieeffizienz und intensiver direkter Nutzung erneuerbaren Stroms nötig sein, um die gesteckten Klimaziele zu erreichen. Strom aus regenerativen Quellen wird zum dominierenden Energieträger. Der direkte Einsatz des regenerativen Stroms in Technologien wie BEV oder Wärmepumpen ist technisch am effizientesten. Es wird als theoretisch machbar angesehen, bis 2050 den heutigen Strombedarf erneuerbar zu erzeugen. Jedoch würde eine Elektrifizierung nahezu aller Sektoren den Nettostrombedarf von heute in etwa verdoppeln. Angesichts der regenerativen Erzeugung würde das eine Kapazität von Wind und Photovoltaikanlagen erfordern, welche die heutige verfünf- bis siebenfacht.<sup>30 31</sup> Trotz des Potentials von Offshore-Windparks, gilt es als nicht realistisch, die regenerativen Energiemengen ausschließlich in Deutschland zu erzeugen. Dies gilt speziell, wenn man die Probleme beim aktuellen Ausbau der Windkraftanlagen und deren gesellschaftliche Akzeptanz betrachtet.

Schaut man beispielsweise in das Jahr 2035, geht man davon aus, dass der direkte Stromverbrauch bei ca.  $670 \text{ TWh}_{el}$  liegt. Dieser sollte zu 80-86% aus erneuerbaren Energien gedeckt werden, um mit dem  $1,5^\circ$  Ziel der Bundesregierung kompatibel zu sein. Die Industrie, der Verkehr und der Wärmesektor benötigt allerdings einen zusätzlichen Energiegehalt von  $929 \text{ TWh}_{th}$ . Hinzu kommen bis zu  $160 \text{ TWh}_{el}$  für Gaskraftwerke, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.<sup>32</sup>

Bis zu  $240 \text{ TWh}$  des zusätzlichen Energiegehalts kann durch die inländische Herstellung des Powerfuels Wasserstoff von Elektrolyseuren mit Überschussstrom hergestellt werden. Jedoch wird davon ausgegangen, dass bis zu  $840 \text{ TWh}$  klimaneutrale Brennstoffe importiert werden müssen.

---

<sup>24</sup> (dena, 2018, S. 29, Teil A), Leitstudie- Integrierte Energiewende

<sup>25</sup> (Agora Energiewende und Frontier Economics, 2018, S. 3), Die zukünftigen kosten strombasierter synthetischer Kraftstoffe

<sup>26</sup> (dena und LBST, 2017), E-Fuels Study, Das Potential strombasierter Kraftstoffe für einen klimaneutralen Verkehr in der EU

<sup>27</sup> (Kopernikus Projekt, Bundesministerium für Bildung und Forschung, 2019), Optionen für ein Nachhaltiges Energiesystem mit Power to X Technologien

<sup>28</sup> (acatech, 2017, S. 1), »Sektorkopplung« – Optionen für die nächste Phase der Energiewende

<sup>29</sup> (prognos; BCG, 2018, S. 12 ff.), Klimapfade für Deutschland

<sup>30</sup> (prognos; BCG, 2018, S. 11), Klimapfade für Deutschland

<sup>31</sup> (acatech, 2017, S. 1), »Sektorkopplung« – Optionen für die nächste Phase der Energiewende

<sup>32</sup> (Energy Brainpool, 2019, S. 1), »Erneuerbar in allen Sektoren“- Sektoren koppeln mit Power-to-Gas

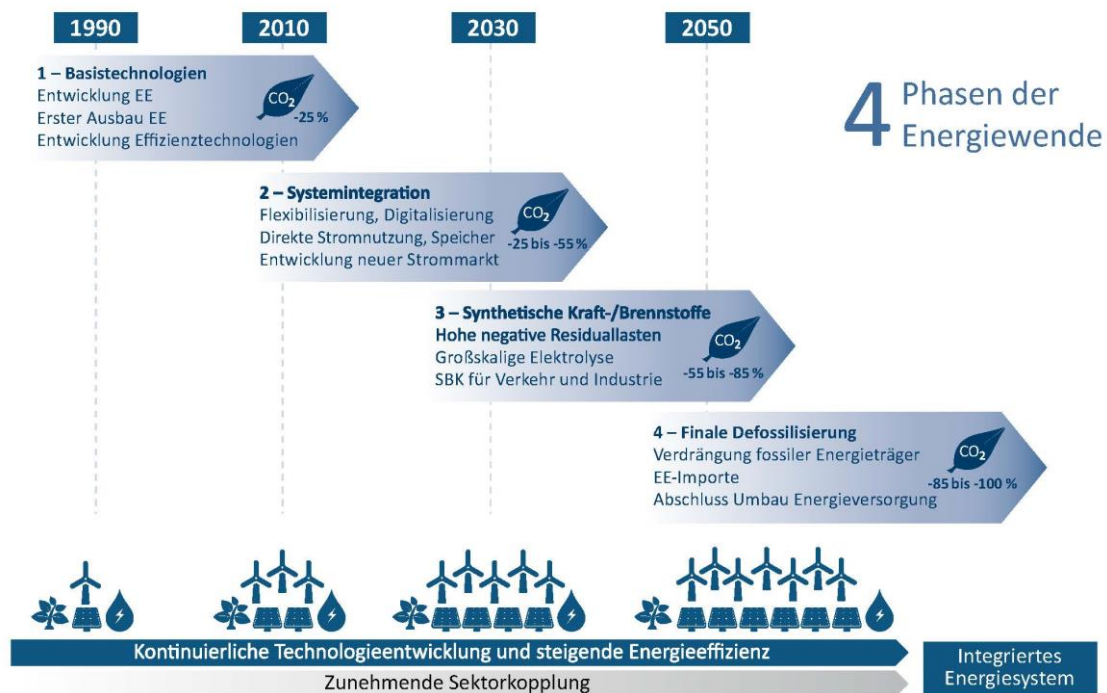


Abbildung 2.2: »Sektorkopplung« – Optionen für die nächste Phase der Energiewende, (acatech, 2017)

Die deutsche Akademie der Technikwissenschaften (acatech) hat in ihrem Papier »Sektorkopplung« – „Optionen für die nächste Phase der Energiewende“ den Verlauf der Energiewende in vier Phasen unterteilt. Diese Einteilung ist mit den Vorstellungen und Pfaden der restlichen Studien hauptsächlich deckungsgleich und gibt einen guten Überblick: Derzeit befinden wir uns in der zweiten Phase der Energiewende. Die Basistechnologien für eine Systemintegration stehen zur Verfügung. Diese wurden in den letzten 30 Jahren weiterentwickelt, ausgebaut und signifikant preisgünstiger. Nun ist es an der Reihe, die sektorielle Elektrifizierung durch das effiziente direkte Nutzen des erneuerbaren Stroms auszubauen. Als Kurzzeitspeicher dienen hierbei Batterien. Durch flexible Stromnutzung, die digital gesteuert wird, kann die Sektorkopplung umgesetzt werden. In der dritten Phase kommen die synthetischen Kraft- und Brennstoffe in der oben beschriebenen Weise zum Einsatz. Letztlich werden in Phase 4 die restlichen fossilen Energieträger von Powerfuels verdrängt werden. Um die Ziele zu erreichen, müssen nämlich fast alle Sektoren nahezu 100% klimaneutral ausfallen. Dabei wird davon ausgegangen, dass die restlichen 5% THG-Emissionen zu etwa 70% aus der Landwirtschaft stammen werden.<sup>33</sup>

<sup>33</sup> (prognos; BCG, 2018, S. 11), Klimapfade für Deutschland

### 2.2.1 Einsatzmöglichkeiten von Powerfuels

In unserem zukünftigen Energiesystem werden Powerfuels in verschiedenster Weise zum Einsatz kommen. Um die ambitionierten Klimaziele zu erreichen, wird in Studien davon ausgegangen, dass 2050 zwischen 200 bis über 900  $TWh$ <sup>34</sup> des Energiebedarfs von Powerfuels gedeckt wird. Vergleichsweise lag der gesamte Primärenergieverbrauch Deutschlands 2018 bei etwa 3600  $TWh$ . Im folgenden Kapitel wird ein Überblick der Einsatzmöglichkeiten von Powerfuels gegeben.

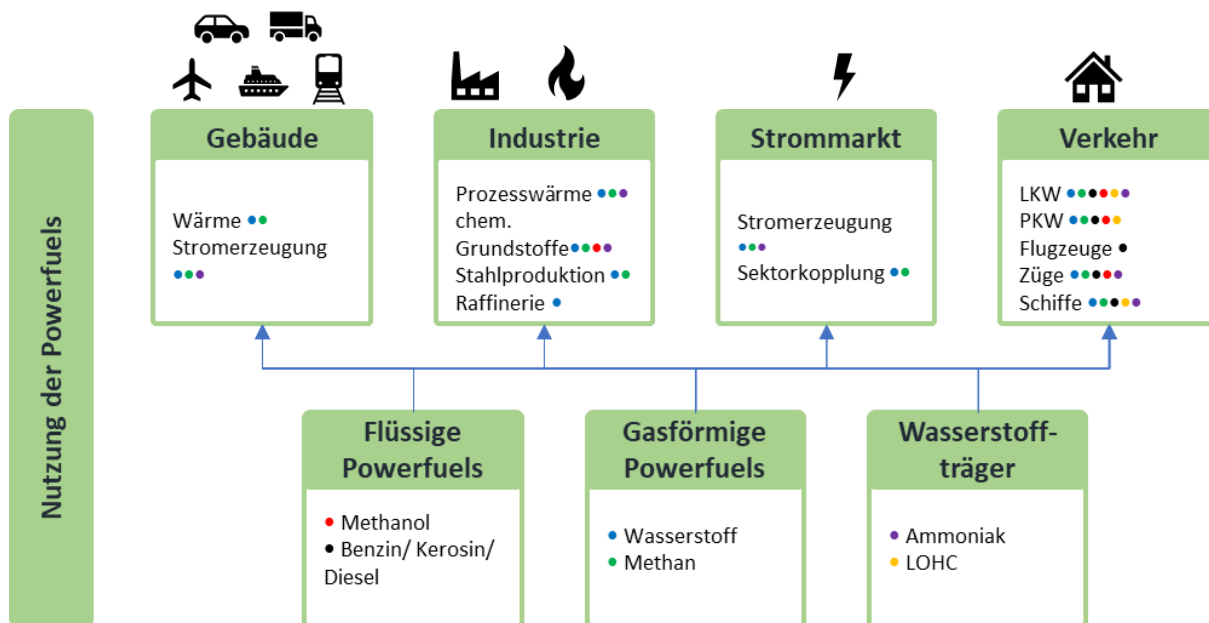


Abbildung 2.3: Nutzung der Powerfuels, eigene Darstellung

<sup>34</sup>200 tWh: (acatech, 2017), »Sektorkopplung« – Optionen für die nächste Phase der Energiewende  
900 tWh: (dena, 2018), Leitstudie- Integrierte Energiewende; Die große Spannweite der Abschätzungen resultiert aus den unterschiedlichen Annahmen der Studien, u.a. zu Kosten für Importe sowie für die Kosten und Transformationsgeschwindigkeiten/-aufwände in den Nachfragesektoren.

### 2.2.1.1 Sektor Verkehr

Der Verkehrssektor verursachte 2018 THG-Emissionen in Höhe von etwa 162 Mio. t CO<sub>2</sub> Äq. Der derzeitige Anteil von Mineralölprodukten am Energiemix beträgt hierbei 94%. Lediglich 4% werden von Biokraftstoffen und 2% von Strom gedeckt.<sup>35</sup> Neben technischen Lösungen bieten sich im Verkehrssektor auch soziale Verhaltensänderungen an, um die THG-Emissionen beträchtlich zu senken. Doch trotz des steigenden Bewusstseins in der Gesellschaft, bildet sich seit 2010 bei Geländewagen und SUVs die größte Zuwachsrate in der Registrierungsstatistik von PKW ab<sup>36</sup>. Diese Entwicklung wirkt den technischen Lösungen, also der Effizienzsteigerungen und Nutzung regenerativer Energieträger, entgegen. Somit kommt es im PKW-Bereich zu einer sogenannten internen Kompensation. Hinzu kommt die stetig wachsende Verkehrsleistung im PKW und LKW-Bereich. Dies hat zur Folge, dass die spezifischen Reduktionen seit 1990 in den Bereichen vollständig kompensiert wurden, also keine Einsparungen an THG-Emissionen zu verzeichnen sind.

Aufgrund einer Vielzahl an Anwendungsbereichen, ist das folgende Kapitel in weitere Unterkapitel aufgeteilt.

#### Individualverkehr

Der motorisierte Individualverkehr ist der Hauptverursacher von Treibhausgasemissionen im Mobilitätssektor. Batteriebetriebene PKW (BEV) sind unbestritten die effizienteste Lösung, erneuerbare Energien zu benutzen und den Individualverkehr zu dekarbonisieren. Es ist für die meisten Anwendungsbereiche technisch machbar und die Automobilindustrie passt ihre Produktpalette im großen Maßstab an diese Entwicklung an. So wird in Zukunft ein großer Teil der Pkw elektrifiziert werden.

Um durch den Einsatz von BEV eine Emissionseinsparung im Vergleich zu herkömmlichen Verbrennungsmotoren zu erreichen, muss dafür allerdings ausschließlich regenerativer Strom verwendet werden. Mit dem aktuellen Strommix, der 2019 lediglich aus ca. 40% erneuerbare Energieträger gedeckt wurde, ist über die Dauer eines Autolebens kaum eine Emissionseinsparung zu verzeichnen (siehe Abbildung 2.5)

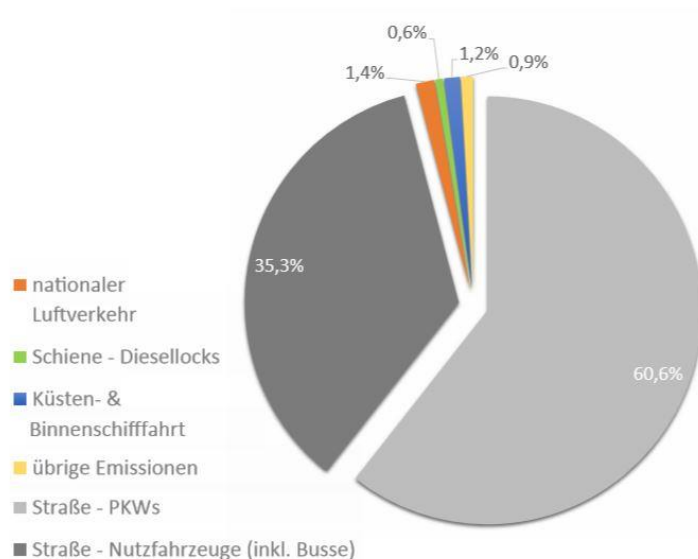


Abbildung 2.4: Aufteilung der Emissionen im Verkehrssektor, (Kopernikus Projekt, Bundesministerium für Bildung und Forschung, 2019)

<sup>35</sup> (Kopernikus Projekt, Bundesministerium für Bildung und Forschung, 2019, S. 39), 2. Roadmap, Optionen für ein Nachhaltiges Energiesystem mit Power to X Technologien

<sup>36</sup> (Kraftfahrtbundesamt, 2019)

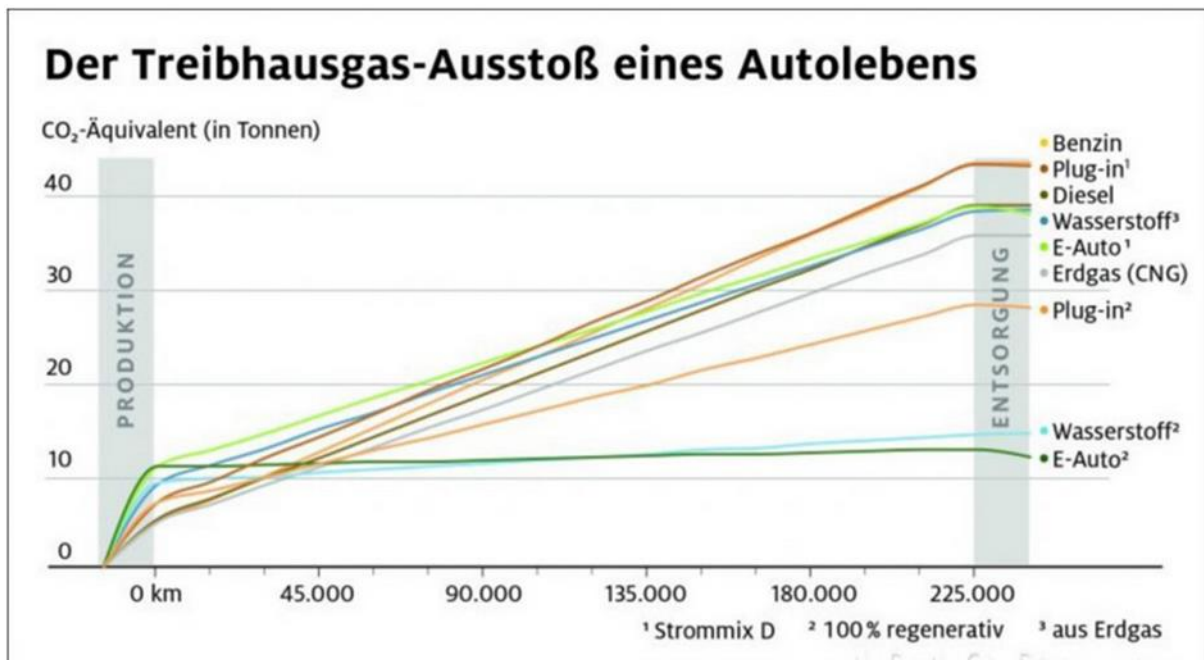


Abbildung 2.5: THG- Ausstoß eines Autolebens, (Joanneum Research, ADAC e.V., 2019)

Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien verbessert sich diese Bilanz in der Zukunft. Das Potential von Powerfuels im Individualverkehr liegt bei Pkw, die **große Reichweiten** und **schnelle Betankungszeiten** erfordern. Powerfuels wie Wasserstoff, synthetisches Methan<sup>37</sup> oder auch synthetischer Diesel und Benzin sind hier Lösungen für einen klimaneutralen Kraftstoff mit hoher Energiedichte.

Durch die bestehende Infrastruktur können sie anteilig zu den konventionellen Kraftstoffen beigemischt werden und schließlich diese verdrängen. Allerdings ist das Nutzen der Powerfuels in Verbrennungsmotoren vergleichsweise zum direkten Nutzen des regenerativen Stroms in BEV um ein **Vielfaches energieintensiver**. Deswegen sollte in Pkw, die keine großen Reichweiten und geringe Betankungszeiten benötigen, das direkte Nutzen des deutschen regenerativen Stroms aus Effizienzgründen immer bevorzugt werden.

Um den Individualverkehr zu dekarbonisieren, ist ein richtiger Technologiemitmix aus Batterie- und Powerfuels- betriebenen Fahrzeugen ausschlaggebend.

### Schwerlaststraßenverkehr

Laut Klimazielen sollen bis zum Jahr 2030 etwa 40% CO<sub>2</sub>-Emissionen vergleichsweise zu 1990 im Straßengüterverkehr eingespart werden. Allerdings hat der Sektor seit 1990 bis heute bereits ein starkes Wachstum zu verzeichnen. Man geht von einem weiteren Anstieg von etwa 40% zwischen 2010 und 2030 aus.<sup>38</sup> Zum Dieselantrieb gibt es heute kaum Alternativen. In naher Zukunft sind keine größeren Marktanteile von alternativen Antrieben zu erwarten. Um die Emissionen in Schwerlaststraßenverkehr zu senken, spielt die Umstellung auf alternative Antriebe und Kraftstoffe eine wesentliche Rolle. Geprägt von großen Distanzen und hohen Transportleistungen sind **klimafreundliche Kraftstoffe** mit **hohen Energiedichten** notwendig,

<sup>37</sup> In Form von: CNG- gasförmig komprimiertes synth. Methan aus regenerativem Strom; LNG- verflüssigtes synthetisches Methan aus regenerativem Strom

<sup>38</sup> (BMVI, 2018)

die große Reichweiten und schnelle Betankungen gewährleisten. Powerfuels wie **synthetisches Methan, Wasserstoff oder synthetischer Diesel** sind Lösungen für dieses Problem. Die theoretisch effizienteste Antriebsmöglichkeit der Elektromobilität ist derzeit technisch schwer vorstellbar. BEV-LKW befinden sich im Prototypenstadium. Problematisch hier ist das hohe Gewicht der Traktionsbatterien. Hinzu kommt, dass sie durch geringe Reichweiten nicht für hohe Transportleistungen und schnelle Ladezeiten in Frage kommen. Oberleitungs-Hybrid-Lkw (OH-LKW) befinden sich auch noch im Prototypenstadium. Ein teurer, flächendeckender Infrastrukturausbau ist für deren Einsatz nötig.

Wasserstoff-Lkw werden bereits produziert. In Zukunft ist von einer großen Kostensenkung auszugehen. Wasserstoff-Lkw sind gekennzeichnet durch einen hohen System-Wirkungsgrad der Brennstoffzelle. Jedoch ist großes Tankvolumen notwendig, in das vorzugsweise verflüssigter Wasserstoff getankt wird, da Wasserstoff hier die größte volumetrische Energiedichte besitzt. Bisher ist jedoch kaum Infrastruktur vorhanden.

Beim Einsatz von CNG/SNG-Lkw mit synthetischem Methan besteht eine hohe Technologiereife. Die CNG- Infrastruktur ist flächendeckend verbreitet und kann mit CNG in Form von synthetischem Methan weiterverwendet werden.

### **ÖPNV Öffentliche Flotten**

Da die im ÖPNV (Öffentlicher Personennahverkehr) eingesetzten Busse heute hauptsächlich mit Diesel betrieben werden, verursachen sie im großen Maßstab  $CO_2$ -Emissionen und bringen Luftschadstoffe in die Ballungszentren. Lösungen dieses Problems sind die direkte Elektrifizierung der Busse oder Hybrid- und Oberleitungshybridbusse. Der Einsatz von Powerfuels in diesem Sektor bietet eine notwendige Ergänzung. Wasserstoff, synthetisches Methan oder synthetischer Diesel werden bei hoher Fahrzeugauslastung, großen Reichweiten bei geringen Betankungszeiten zum Einsatz kommen. Mit **Wasserstoff** betriebene Busse (FCEV-Busse) stoßen keine  $CO_2$ -Emissionen und Schadstoffemissionen aus und fahren mit deutlich weniger Lärmemissionen. Sie haben eine höhere Reichweite als BEV- Busse (Batterie Electric Vehicle) und eine kurze Betankungszeit. Das ermöglicht eine große Auslastung der Fahrzeuge. Mit **synthetischem Methan** (CNG) und **synthetischem Diesel** betriebene Busse haben eine, um ein Vielfaches höhere Reichweite als BEV-Busse. Neben der  $CO_2$ -Neutralität, haben die Kraftstoffe eine deutlich geringere Schadstoffemission als Methan oder Diesel aus fossilen Quellen.

Der ÖPNV-Sektor mit den öffentlichen Flotten (Polizei, Feuerwehr, THW, Bundeswehr) haben ein besonderes Potential für einen schnellen Markthochlauf für  $CO_2$ -arme Technologien. Aufgrund von zentraler Beschaffung und der Nutzung von eigener Betankungsanlagen, lohnt sich der Umstieg auf die Technologien bzw. der Bau der eigenen Betankungsinfrastruktur, bevor diese flächendeckend öffentlich zur Verfügung steht.

## Schienenverkehr

In diesem Bereich wird eine kontinuierliche Erhöhung des regenerativen Anteils im Bahnstrommix benötigt, um die Klimaschutzziele zu erreichen. Auch der Ausbau von Abschnitten, die noch nicht elektrifiziert wurden, muss vorangetrieben werden. Aktuell sind über 40% des deutschen Schienennetzes nicht elektrifiziert. Somit stoßen Dieselloks, die überwiegend auf Nahverkehrsstrecken und im Güterverkehr eingesetzt werden, jährlich Treibhausgase in Höhe von ca. 1 Mio. t  $CO_2$ -Äquivalent aus. Jedoch lohnt sich aus finanziellen Gründen der Bau von Oberleitungen für diese Strecken häufig nicht. Somit wird davon ausgegangen, dass ein großer Teil der Strecken langfristig nicht elektrifiziert wird.<sup>39</sup> Neben dem Einsatz des teureren synthetischen Diesels, bietet der Wasserstoff-Brennstoffzellenantrieb eine umweltfreundliche Antriebstechnologie, um im Schienenverkehr die Neutralitätsziele zu erreichen. Die punktuelle Tankinfrastruktur und die planbare, weil regelmäßige Wasserstoffnachfrage begünstigt eine schnelle Markteinführung. Die Brennstoffzellen-Züge befinden sich in der Entwicklung jedoch erst im Prototypenstadium.

## Flugverkehr

Der Flugverkehr ist EU-weit für etwa drei Prozent der  $CO_2$  Emissionen verantwortlich. Die Emissionen in diesem Sektor sind sehr stark ansteigend. Allein zwischen 2010 und 2016 stiegen die Emissionen um etwa 25%.<sup>40</sup> Das emittierte  $CO_2$  im Flugverkehr ist um den Faktor 2,7 (Radiative Forcing Index) schädlicher als bodennah ausgestoßenes  $CO_2$ . Man geht davon aus, dass weltweit der Flugverkehr in den nächsten Jahrzehnten weiterhin sehr stark ansteigen wird. Um die zukünftige Luftfahrt  $CO_2$  neutral zu gestalten, ist aus heutiger Sicht der Einsatz von Powerfuels die einzige Lösung. Die Eigenschaften einer ausreichend hohen volumetrischen und gravimetrischen Energiedichte in Kombination einer guten Speicherfähigkeit ist aus heutiger Sicht technisch nicht anders abzusehen. Der Einsatz von synthetischem Kerosin ist mit den heutigen Antriebssystemen und Verteilungsinfrastrukturen kompatibel. Auch die Einführung und Umstellung neuer Antriebssysteme im großen Umfang ist bis 2050 nicht abzusehen. Batterieelektrisch betriebene und brennstoffzellenbetriebene Flugzeuge lassen sich maximal für Kurzstreckenbereich einsetzen. Synthetisches Kerosin ist verglichen mit Biokerosin ressourcenschonender in der Herstellung.

### 2.2.1.2 Sektor Strommarkt

In einem Energiesystem mit einem zunehmenden Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energien muss eine kurzfristige Flexibilität gegeben sein. Die dauerhaften Schwankungen bei der Produktion und Nachfrage der Energie muss geregelt werden. Als unverzichtbarer Bestandteil der **Sektorkopplung** können Powerfuels hierbei die **Energiespeicherung** und den **Energietransport** im Inland übernehmen. Bei Lastspitzen der EE-Anlagen werden Power to X Anlagen hinzugeschaltet, die daraufhin den lokalen „Überschussstrom“ in Wasserstoff umwandeln und somit die Energie speichern. Der mit „Überschussstrom“ erzeugte

---

<sup>39</sup> (BMVI, 2018)

<sup>40</sup> (UBA, DEHSt, 2018)



Wasserstoff (grüner Wasserstoff) kann nun entweder ins Gasnetz eingespeist werden, zu weiteren Powerfuels verarbeitet werden, durch reversible Elektrolyseanlagen mittels Brennstoffzellen rückverstromt werden oder gespeichert und in Gaskraftwerken/ Gasturbinen genutzt werden. Um die Versorgungssicherheit zu garantieren, werden auch bis 2050 regelbare Kraftwerke benötigt werden. Diese werden bei Phasen mit wenig Windaufkommen und Sonneneinstrahlung (Dunkelflauten) die Versorgung decken. Je nach Studie wird von unterschiedlichen Kapazitäten für die regelbaren Kraftwerke bis zum Jahr 2050 ausgegangen, die sich im Bereich von 60 bis 133 GW befinden.<sup>41</sup> Die Powerfuels eignen sich hierbei, um in Gebieten mit regionalen und saisonalen Überproduktionen die **Energie zu speichern und zu transportieren**. Die damit erreichte Versorgungslösung garantiert eine größere Ausnutzung der Erneuerbaren Energien und vermeidet Notabschaltungen bei Lastspitzen.

Vor allem der weitere Ausbau von **offshore Windparks** erfordert eine **dezentral optimierte Versorgungslösung** für Erneuerbare Energien. Somit bringt der Ausbau ein großes Potential von Powerfuels mit sich. Da die Energie hier im großen Maßstab und mit hoher Auslastung der Anlagen hergestellt wird, eignet sich die Herstellung von grünem Wasserstoff in küstennahen Regionen mit dem Strom der offshore Windparks. Hinzu kommt, dass die Energiemengen vom Meer bis zum Ort des direkten Nutzens oftmals schwer zu transportieren sind. Die Produktion von **grünem Wasserstoff** mit anschließender Einspeisung ins Gasnetz oder als Langzeitspeicher für regelbare Kraftwerke wäre hier eine mögliche Anwendung für die Powerfuels.

### 2.2.1.3 Sektor Gebäude

Der **Gebäudesektor** hat 2017 Emissionen von 132 Mio. t CO<sub>2</sub> Äq<sup>42</sup> verursacht. Mit fast 15% der deutschen Gesamtemissionen besitzt der Gebäudesektor eine entscheidende Rolle beim Erreichen der Klimaziele. Hauptverursacher der Emissionen ist die Erzeugung von **Gebäudewärme** durch fossiles Gas. Durch den direkten Einsatz von regenerativem Strom in Wärmepumpen in Verbindung mit Umweltwärme (Geo- und Solarthermie) sowie die Nutzung von Biomasse gibt es im Gebäudesektor große technische Potenziale. Hinzu kommt die Steigerung der Energieeffizienz durch Sanierung der alten Gebäude. Allerdings ist der sinnvolle Einsatz von CO<sub>2</sub>-armen Heizungstechnologien und Energieträgern stark abhängig von den jeweiligen Ausgangssituationen und Anforderungen. Der Sektor ist stark heterogen. Das bedeutet, dass er durch viele unterschiedliche Gebäudetypen und energetische Gebäudezustände gekennzeichnet ist. Hinzu kommen unterschiedlich eingesetzte Energieträger und komplexe Eigentümer und Nutzerstrukturen sowie lange Investitionszyklen, die eine stockende Sanierungsrate verursachen. Wärmepumpen können nur in Wohngebäuden mit niedrigem Heizwärmebedarf zum Einsatz kommen. Das sind entweder Neubauten oder Gebäude mit sanierten, energieeffizienten Gebäudehüllen. Folglich wird Gas ein entscheidender Energieträger in diesem Sektor bleiben. Um die Klimaziele im Gebäudesektor trotzdem zu erreichen, müssen **synthetisch erzeugtes Methan**

---

<sup>41</sup> Regelbare Kraftwerkskapazitäten in Deutschland 2050 nach Studie: (acatech, 2017): 127 Gigawatt, (prognos; BCG, 2018): 82 Gigawatt, (dena, 2018): 133 Gigawatt

<sup>42</sup> (Umweltbundesamt, 2019)

**und Wasserstoff** sukzessive in die bestehende Gasinfrastruktur eingespeist werden und das **fossile Erdgas ersetzen**. Da es sich hierbei um große Energiemengen handelt, wird der Großteil der Powerfuels (hier: Methan & Wasserstoff) als klimaneutraler Brennstoff importiert werden müssen. Ein Vorteil von den Powerfuels ist hier die Weiternutzung der bestehenden Infrastrukturen und Heizungssysteme.

Eine weitere Nutzung von Powerfuels im Gebäudesektor ist das **Rückverstromen** über Brennstoffzellen, um elektrische Energie für Gebäude bereitzustellen.

#### 2.2.1.4 Sektor Industrie

Die Industrie ist in Deutschland nach der Energiewirtschaft der Sektor mit den meisten  $CO_2$  Emissionen. Die Bereitstellung von **industrieller Prozesswärme** dominiert mit ca. 65% den Endenergiebedarf des Industriesektors. Darunter versteht man diejenige Wärme, welche zur Herstellung, Weiterverarbeitung oder Veredelung von Produkten genutzt wird<sup>43</sup>. Laut Bundesministerium für Wirtschaft und Energie verursachte die Verbrennung von fossilen Brennstoffen für die Bereitstellung von Prozesswärme im Jahr 2016 Treibhausgase in Höhe von 126 Mio. t  $CO_2$  Äq.<sup>44</sup> Die Dekarbonisierung dieser Prozesse lässt sich über effiziente strombasierte Technologien wie Elektrodenkessel und Wärmepumpen ermöglichen. Jedoch sind diese Technologien nur bis zu einem Temperaturniveau von max. 240° einsetzbar<sup>45</sup>. 75 % der industriellen Prozesswärme wird jedoch auf einem Temperaturniveau von über 500 °C benötigt.<sup>46</sup> Diese können auch über direkt-elektrische Prozessanwendungen wie elektrischen Schmelzöfen bereitgestellt werden und sind im Vergleich zum Verbrennungsprozess von Powerfuels effizienter. Jedoch gibt es einige Produktionsprozesse, bei denen keine elektrothermischen Alternativen zur Verfügung stehen. Es wird davon ausgegangen, dass 2050 etwa **200 TWh Prozesswärme durch Verbrennung von Powerfuels** bereitgestellt werden müssen. Einsatzgebiete werden hier zum Beispiel Oberflächenbehandlungen von Keramik und Ziegel oder die Weiterverarbeitung von Stahl sein.

In der organischen Chemieindustrie basieren ca. 87% der Rohstoffe auf fossilen Energieträgern.<sup>47</sup> Um diese Industrie zu defossilisieren, kann ein Großteil dieser durch Power to X Prozesse hergestellt werden.

Bei der **Stahlproduktion** besteht ein besonders großes Einsparpotential durch den Einsatz von Wasserstoff. Alternativ zum Hochofenprozess lässt sich das Eisenerz mit Hilfe von Wasserstoff zu Eisenschwamm reduzieren (Direct Reduced Iron, DRI). Der Eisenschwamm wird dann im Elektrolichtbogenofen weiterverarbeitet zu Rohstahl. Vergleichsweise zum Hochofenprozess besteht hier ein Einsparungspotential von bis zu 95%  $CO_2$ -Emissionen.<sup>48</sup> Durch die Lagerung von Eisenschwamm entsteht so auch eine Möglichkeit zur Speicherung von regenerativer

---

<sup>43</sup> (Fraunhofer IFAM, 2014)

<sup>44</sup> BMWi (2018)

<sup>45</sup> (Biedermann, Kolb, 2014), Faktenblatt Power to Heat

<sup>46</sup> (DLR, 2018)

<sup>47</sup> (VCI/ Verband der chemischen Industrie , 2018)

<sup>48</sup> (Salzgitter AG, 2018)

Energie in Zeiten von überschüssiger Energie. Während Dunkelflauten kann Erdgas ersatzweise für grünen Wasserstoff für die DRI benutzt werden.

Ein Beispiel für eine leicht zu realisierende Emissionsreduktion ist Wasserstoff als Prozessgas in der **Raffinerieindustrie**. Diese ist für ca. 20 Prozent der  $CO_2$ -Emissionen innerhalb des Industriesektors verantwortlich. Ein hoher Bedarf an Wasserstoff besteht bei der Verarbeitung von Rohöl in Raffinerien. Den Teil des benötigten Wasserstoffs (ca. 22%), der nicht durch interne Raffinerieprozesse gewonnen wird, kann man durch grünen Wasserstoff ersetzen. Denn aktuell wird dieser Teil durch Erdgas- Dampfreformierung erzeugt, was jährlich ca. 1,4 Mio. t  $CO_2$ Äq.<sup>49</sup> emittiert. Diese Summe lässt sich durch Verwendung von grünem Wasserstoff direkt und kurzfristig einsparen. Die Herstellung kann direkt am Raffineriestandort durch Elektrolyseanlagen erfolgen und ohne Änderung des Produktionsprozesses verwendet werden. Somit würden sich der  $CO_2$ - Fußabdruck fossiler Erdölprodukte verbessern.

### 2.2.2 Powerfuels in der nationalen und internationalen Energiepolitik

Die Umsetzung der Energiewende ist in der aktuellen Politik ein stark diskutiertes Thema. Die Bundesregierung setzt in letzter Zeit verstärkt auf Wasserstoff als Energieträger der Zukunft. Anfang 2019 startete das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) den Ideenwettbewerb „Reallabore der Energiewende“. Seit der zweiten Hälfte des Jahres unterstützt nun das BMWi 20 Projekte in der Umsetzung von Wasserstofftechnologien im industriellen Maßstab und stellt dafür Fördersummen von mehreren hundert Millionen Euro zur Verfügung. Die Politik will mit der Förderung die Technologieführerschaft der Wasserstofftechnologie in Deutschland halten, industrielle Maßstäbe für Elektrolyseprojekte setzen und sektorübergreifende  $CO_2$  Einsparung realisieren.

Das Thema des Imports von regenerativen Energieträgern in Form von Powerfuels aus Regionen mit hohem regenerativen Energien-Aufkommen wurde in den letzten Jahren immer stärker in die energiepolitische Diskussion einbezogen. Mit der deutschen Wasserstoffstrategie, die noch im Jahr 2020 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) veröffentlicht werden soll, bestätigt die Regierung die Absichten, zukünftig auf Powerfuels zu setzen. Neben der eigenen Energieversorgung sieht die Regierung große Chancen für den deutschen Anlagenbau bei Großprojekten im Ausland.

Auch auf internationaler Ebene besteht ein großes Interesse an der Produktion und Nutzung der Powerfuels. Neben Überlegungen, Powerfuels als Energieträger einzusetzen, um in Zukunft THG-neutral zu wirtschaften, sehen einige Länder das Potential, Powerfuels im großen Maßstab zu exportieren. Tabelle 1 gibt eine Übersicht der Ambitionen einiger Länder in diesem Themengebiet.

---

<sup>49</sup> (Fz. Jülich, 2015)

Tabelle 1: Übersicht der internationalen Ambitionen bei PtX-Technologie

Land	Art der Versorgung	Ambitionen im Bereich der PtX-Technologie
Europäische Union	Import/ Eigenbedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• im „Green Deal“ sollen Powerfuels als emissionsneutrale Kraftstoffe festgeschrieben werden</li> <li>• langfristige Dekarbonisierungsstrategie veröffentlicht: „Hydrogen Roadmap Europe“<sup>50</sup>: Prognose 2050: 24% Endenergiebedarf basieren auf Wasserstoff</li> <li>• viele Länder arbeiten eigene Wasserstoffstrategien aus</li> </ul>
Australien	Export für Asien im großen Maßstab/ Eigenbedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Seit 2015 stellte die australische Regierung über 146 Mio. AUD für Wasserstoffforschung und Pilotprojekten zur Verfügung<sup>51</sup></li> <li>• Ende 2019 wurde die nationale Wasserstoffstrategie veröffentlicht: ab 2025 Wasserstoffproduktion im großen Maßstab mit Export</li> </ul>
China	Import/ Eigenbedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wasserstofftechnologie zukünftige Schlüsseltechnologie</li> <li>• Fokus auf Mobilitätssektor</li> <li>• Bis 2030 über 1 Mio. Brennstoffzellenfahrzeuge und über 1000 Wasserstofftankstellen geplant<sup>52</sup></li> </ul>
Japan	Import/ Eigenbedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fördern internationale Kooperation bei Forschung, Entwicklung und Einsatz von Wasserstofftechnologien mittels Tokyo Statement<sup>53</sup>, wurde von 21 Ländern unterzeichnet</li> <li>• Die Wasserstoffstrategie<sup>54</sup> umfasst Anwendungen in allen Sektoren, nicht nur im Mobilitätssektor</li> <li>• „Green-Ammonia-Consortium“ wurde 2018 gegründet; Ammoniak hier als Träger für Wasserstoff</li> </ul>
Saudi-Arabien	Export	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Strategische Partnerschaft Kooperation mit Japan als Wasserstoffexporteur durch Ammoniakexport</li> </ul>
Großbritannien	Eigenbedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Förderprogramme 40 Mio. GBP in Wasserstoffversorgung und Speicherung</li> <li>• Schwerpunkt: Wärmesektor und Industriesektor</li> </ul>
Marokko	Export	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 2 GW Produktionskapazität von Solar- und Windenergie bis Ende 2020 geplant</li> <li>• Kooperationsabkommen mit Fraunhofer (IMWS) Produktion grüner Wasserstoff und grünes Ammoniak<sup>55</sup></li> <li>• schnelle Skalierung, um PtX Produkte nach Europa zu exportieren; Ausbau LNG Terminal, Ausbau der Pipelinestruktur, Verbindung zur Maghreb-Europa Pipeline</li> </ul>

<sup>50</sup> (Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking, 2019)

<sup>51</sup> (COAG Energy Council, Australien, 2019)

<sup>52</sup> (NOW GmbH, 2019)

<sup>53</sup> (Hydrogen Energy Ministerial Meeting, Japan, 2018)

<sup>54</sup> (Agency for Natural Resources and Energy, Japan, 2017)

<sup>55</sup> (Fraunhofer ISI, GIZ, 2019)

### 2.2.3 Herstellung der Powerfuels

Für einen sinnvollen Einsatz der Powerfuels wird der **Nachhaltigkeitsaspekt** als Grundvoraussetzung bei der Herstellung von Powerfuels definiert.

Es gilt:

- Lediglich **Strom aus Erneuerbare Energiequellen** wird für die Produktion von Powerfuels verwendet.
- **CO<sub>2</sub>** und andere für die Verfahren benötigten Stoffe werden lediglich aus **nichtfossilen Quellen** gewonnen oder stammen aus Prozessen, bei denen CO<sub>2</sub> unvermeidbar entsteht, um deren Kohlenstoffkreislauf zu schließen (Bsp. Zementproduktion, Brauereien).
- Bei der Produktion in **Exportregionen von Powerfuels** gilt die Voraussetzung, dass der benötigte regenerative Strom nur aus **zusätzlichen**, extra für diese Verwendung gebauten **Anlagen** stammt.

Lediglich dann sind Powerfuels als nichtfossile Energieträger zu sehen und ermöglichen einen klimaneutralen Einsatz. Bei allen Annahmen und Vergleichen in dieser Arbeit gelten diese Voraussetzungen für Powerfuels, ohne dass sie explizit genannt werden.

Zur Herstellung der verschiedenen Powerfuels benötigt es eine Vielzahl an Prozessen. Dieses Kapitel gibt eine Übersicht der wichtigsten Prozesse. Auf die Effizienz der Prozesse wird im Rahmen der Analyse in [Kapitel 3.3.2](#) genauer eingegangen.

#### 2.2.3.1 Wasserelektrolyse

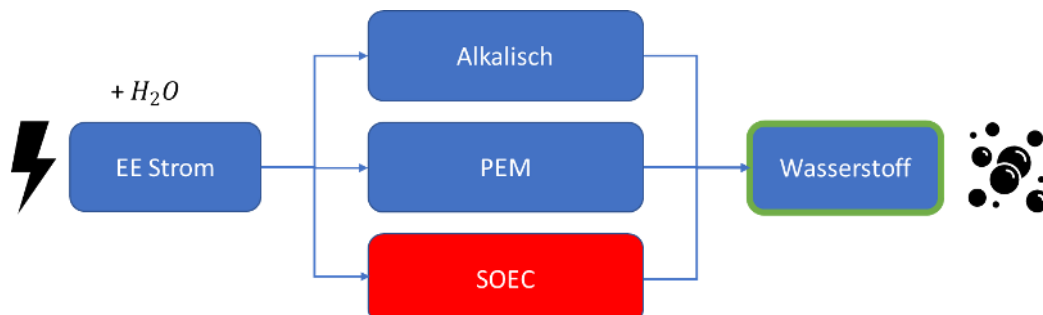


Abbildung 2.6: Schema der Wasserelektrolyse, eigene Darstellung

Grundlage für alle Powerfuels ist die Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse. Durch den Einsatz von regenerativem Strom wird Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. Dies kann durch **Niedrigtemperaturverfahren** (50°C bis 80°C) oder mit **Hochtemperaturverfahren** (700°C bis 1.000°C) durchgeführt werden.

Die alkalische Elektrolyse (AEC) und die PEM-Elektrolyse (Proton-Exchange-Membrane) zählen zu den Niedrigtemperaturverfahren und werden kommerziell betrieben. Sie gelten als weit entwickelt und ausgereift. Man erwartet dementsprechend keine deutlichen Steigerungen des Wirkungsgrads.

Alkalische Elektrolyseanlagen sind heute günstiger und mehr verbreitet, da sie niedrigere Kapitalkosten als die PEM-Anlagen aufweisen. AEC-Anlagen sind für große

Anlagendimensionen besonders gut geeignet, da sie ab 10 % der Anlagenkapazität betriebsfähig sind. Der Vorteil der PEM Elektrolyseanlagen ist die kompakte Bauweise für dicht besiedelte Gegenden. Ein weiterer Vorteil ist die flexible Einsatzweise und die Möglichkeit, komprimiertes  $H_2$  herstellen zu können, was ideal für die dezentrale Produktion an Tankstellen ist. Von Nachteil sind jedoch die höheren Investitionskosten wegen den teuren Elektrodenkatalysatoren. Mit Skalierung der Anlagen und dem prognostizierten Wachstum der Wasserstofftechnologie, geht man davon aus, dass die Investitionskosten beider Technologien stark sinken werden.

Die Festoxid- Elektrolyse (engl. „SOEC“) gilt als Hochtemperaturelektrolyse. Sie weist eine hohe Effizienz (zukünftig bis zu 95%) auf und kann den Strombedarf senken, indem die Abwärme nachgeschalteter Prozesse wie der Methanisierung oder des Fischer-Tropsch-Verfahrens genutzt wird. Die vielversprechende Technologie befindet sich noch im Entwicklungsstadium, wurde jedoch in Pilotprojekten der Firma Sunfire erfolgreich getestet (Hochtemperatur-Co-Elektrolyse in Kombination mit Fischer-Tropsch-Verfahren) und steht vor der Kommerzialisierung. Man geht davon aus, dass die Investitionskosten der SOEC bei Skalierung stark fallen werden.

### 2.2.3.2 Methanisierung

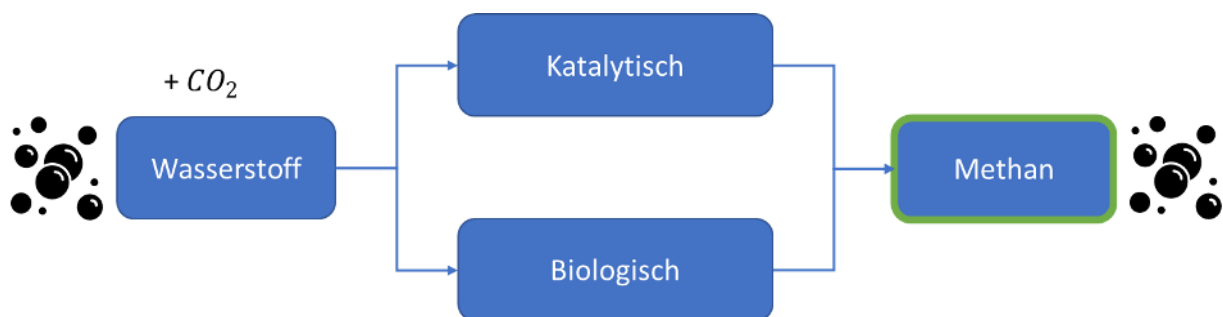


Abbildung 2.7: Schema der Methanisierung, eigene Darstellung

Bei dem Methanisierungsprozess wird der Wasserstoff mit zusätzlichem Kohlendioxid zu Methan verarbeitet. Die kommerziell eingesetzte **katalytische Methanisierung** benötigt einen Katalysator auf Nickelbasis. Da der Prozess zwischen 300°C und 500°C erfolgt, ist eine gute Wärmerückgewinnung möglich. Die **biologische Methanisierung** erfolgt zwischen 30°C und 70°C. In einer wässrigen Lösung nehmen Mikroorganismen  $CO_2$  und Wasserstoff über die Zellwände auf und wandeln es in Wasser und Methan um. Da die biologische Methanisierung geringere Methanbildungsrate und niedrigeren Gesamtwirkungsgrad aufweist, benötigt man hier größere Reaktoren als bei der katalytischen Methanisierung.

### 2.2.3.3 Fischer-Tropsch-Verfahren – Power to Liquid

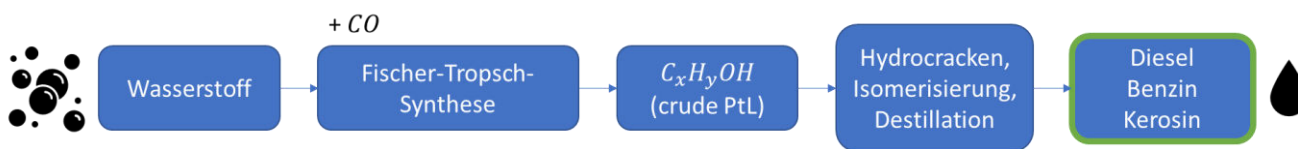


Abbildung 2.8: Schema des Fischer-Tropsch-Verfahrens, eigene Darstellung

Zur Herstellung flüssiger Kraftstoffe wie Diesel, Benzin und Kerosin kann das Fischer-Tropsch-Verfahren verwendet werden. Es ist ein altes Verfahren, mit dem schon seit dem 2. Weltkrieg aus Kohle synthetische Flüssigkraftstoffe gewonnen wurde. Beim Power to Liquid Verfahren wird es eingesetzt, um aus Wasserstoff mit Zugabe von Kohlenmonoxid einen Roh-Flüssigkraftstoff herzustellen (Crude-PtL). Dieser wird anschließend mittels Hydrocracken, Isomerisierung und Destillation zum gewünschten Endprodukt raffiniert. Sinnvoll ist der Einsatz der Technologie in Kombination mit der Hochtemperaturelektrolyse SOEC, da die Abwärme hier genutzt werden kann. Dann spricht man von einer „Co-Elektrolyse“.

### 2.2.3.4 Methanolsynthese

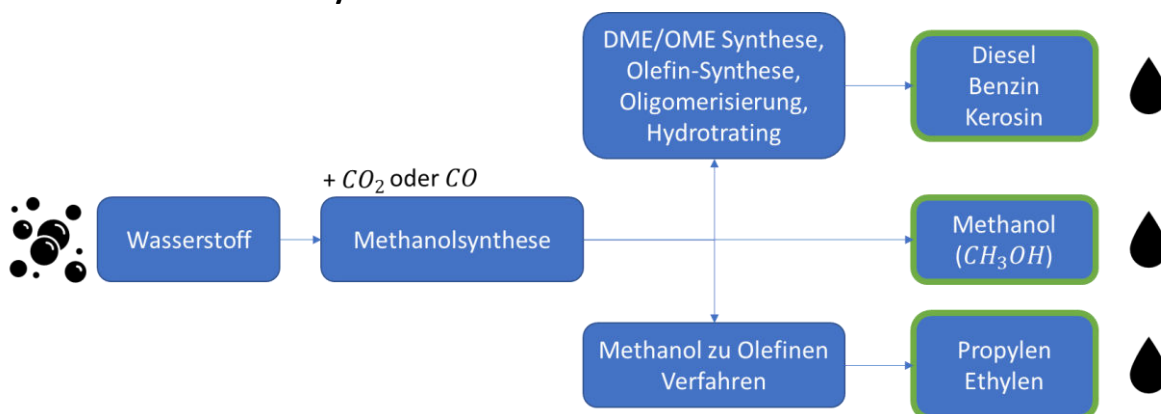


Abbildung 2.9: Schema der Methanolsynthese, eigene Darstellung

Über die Methanolsynthese lässt sich aus Wasserstoff und Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid Methanol erzeugen. Das Methanol kann entweder direkt verwendet werden oder in verschiedene Powerfuels weiterverarbeitet werden: Über Veredelungs- und Umwandlungsprozesse (DME/OME-Synthese, Olefinsynthese, Oligomerisierung, Hydrotrating) können so flüssigen Kraftstoffe entstehen. Außerdem kann man aus dem Methanol über das Methanol-zu-Olefinen-Verfahren (MTO) Propylen und Ethylen als weitere chemische Grundstoffe erzeugen.

### 2.2.3.5 Ammoniaksynthese

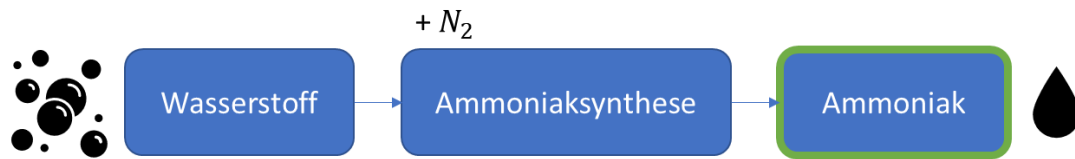


Abbildung 2.10: Schema der Ammoniaksynthese, eigene Darstellung

Aus Wasserstoff lässt sich über die Ammoniaksynthese unter Zugabe von Stickstoff Ammoniak herstellen. Die Gewinnung von Stickstoff erfolgt durch Verflüssigung von Luft und einer anschließenden fraktionierten Destillation (Linde Verfahren) in einer Luftzerlegungsanlage (ASU- Air Separation Unit). Im Haber Bosch Verfahren wird aus dem Wasserstoff und Stickstoff Ammoniak erzeugt. Dieses dient einerseits als direkter Energieträger und kann andererseits als Brennstoff für Industrieprozesse oder als Kraftstoff in Ammoniak- Brennstoffzellen eingesetzt werden. Es besteht auch die Möglichkeit, den Wasserstoff aus Ammoniak mittels eines Katalysators und Hitze wieder abzuspalten (dehydrieren).

### 2.2.4 Speichertechnologien und Transportierbarkeit

Damit Powerfuels als Energieträger eingesetzt werden können, müssen sie in energiedichtere Form speicherbar und transportierbar sein. Im folgenden Kapitel werden verschiedene Speichertechnologien vorgestellt. Der Schwerpunkt wird hierbei auf die Wasserstoffspeicherung gelegt.

Da die **flüssigen** Kraft- und Brennstoffe bei Umgebungsdruck und -temperatur ihre energiedichteste Form haben, benötigt es keine weitere Speicherform für Flüssigkraftstoffe beim Transport.

**Methan** liegt bei den meisten Verbrauchern gasförmig und minimal über Umgebungsdruck vor. Für den Transport wird das gasförmige Erdgas (98% Methan) komprimiert (**CNG**= Compressed Natural Gas). So lässt es sich unter Druck (z.B. 90 bar in Fernleitungen) in Pipelines (Rohrleitungen) transportieren und wird bei Verteilung in kleinere Netze auf niedrigeren Druck entspannt. Auch Erdgasfahrzeuge werden über CNG betankt. Die Kompression des Erdgases aus dem Verteilernetz mit niedrigem Druckniveau findet über Kompressoren an den Tankstellen statt (auf ca. 200 bar). Für weite Entfernungen wird das Methan verflüssigt (**LNG**= liquified natural gas) transportiert, insbesondere in großen Tankschiffen. Im verflüssigten Zustand besitzt das Erdgas eine 600-mal höhere Energiedichte, jedoch werden für die Verflüssigung hoher Druck und eine Temperatur von ca. -162°C benötigt. Zur Verflüssigung wird somit etwa 10-25% des Heizwerts des Erdgases benötigt<sup>56</sup>. Für einen wirtschaftlichen Transport muss je nach Menge und Entfernung der richtige Aggregatzustand gewählt werden. Speichern lässt sich Methan in oberirdischen und unterirdischen Druckbehältern. Auch die Transportpipelines dienen als Speichermöglichkeit.

Für Wasserstoffanwendungen lässt sich der **Wasserstoff**, wie Erdgas, per Pipeline bereitstellen. Neben dem Transport in reinen Wasserstoffnetzen ist das Einspeisen von

<sup>56</sup> (Energielexikon, 2019), Transport und Speicherung von Erdgas



Wasserstoff in bestehende Erdgasverteilnetze technisch bis 10% möglich und wird von Verteilnetzbetreibern gerade mit höheren Konzentrationen erprobt.<sup>57</sup> Bei einer höheren Konzentration werden wahrscheinlich einige Anpassungen im Gasnetz erforderlich sein. Bei Nutzung des Wasserstoffs in der Mobilität mittels Brennstoffzellenfahrzeugen (FCEV) wird der Wasserstoff üblicherweise auf 700 bar verdichtet getankt und gespeichert. Nur bei größeren Anwendungen wie Wasserstoffbussen ist eine Betankung mit Flüssigwasserstoff sinnvoll.<sup>58</sup> Da Wasserstoff zwar eine sehr hohe gravimetrische Energiedichte ( $119,7 \frac{MJ}{kg}$ ), jedoch eine geringe volumetrische Energiedichte ( $0,01079 \frac{MJ}{l}$ )<sup>59</sup> aufweist, muss es für den wirtschaftlichen Transport über längere Strecken in einen energetisch dichteren Zustand bezogen auf das Volumen gewandelt werden.

Der Stand der Technik bei der Wasserstoffspeicherung ist derzeit die gasförmige Kompression unter hohem Druck oder die Verflüssigung. In Abbildung 2.11 ist eine Übersicht der Wasserstoffspeichertechnologien aufgezeigt.

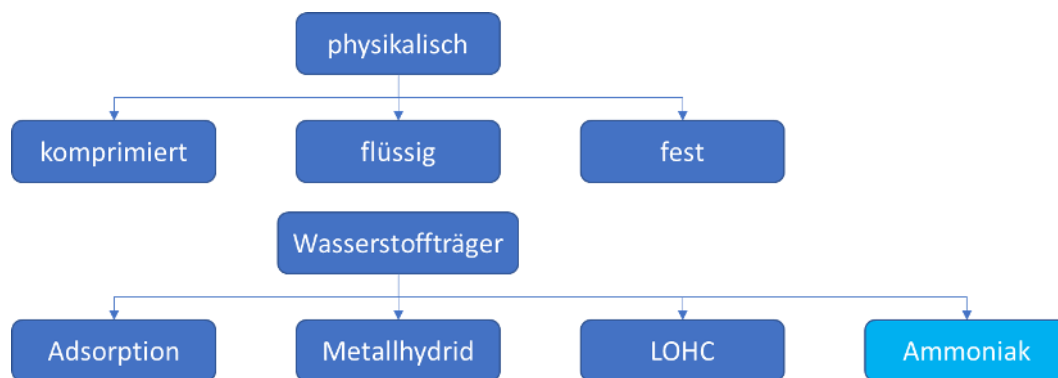


Abbildung 2.11: Übersicht Wasserstoffspeichertechnologien, eigene Darstellung

**Komprimierter**, gasförmiger Wasserstoff liegt üblich in Drucktanks von 200 bis 700 bar vor. Trotz Leichtbau nehmen die Tanks etwa 5,5 mass-% der gravimetrischen Massedichte ein. Ohne Tank besitzt verdichteter Wasserstoff bei 700 bar eine vol. Energiedichte von  $5,6 \frac{MJ}{l}$ .

**Verflüssigter** Wasserstoff besitzt eine höhere vol. Energiedichte von  $10,1 \frac{MJ}{l}$ , ist jedoch uneffizienter. Durch den energieintensiven Prozess zum Abkühlen des Wasserstoffs auf unter 34K (-239,15 °C) ist der Wirkungsgrad der Verflüssigung (55% bis 79%)<sup>60</sup> deutlich geringer als jener der Verdichtung (90% bis 95%). Hinzu kommt die Energie zum dauerhaften Halten der niedrigen Temperatur oder Verluste des verdampften Wasserstoffs (Boil-off Verluste)<sup>61</sup>.

<sup>57</sup> Pilotprojekt zur Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz von Energieunternehmens Avacon und dem DVGW Ende 2019. Mit steigenden Anteilen von Wasserstoff im Gasnetz sind netz- und geräteseitige Anpassungen erforderlich.

<sup>58</sup> (Energielexikon, 2019), Transport und Speicherung von Wasserstoff

<sup>59</sup> (Zhang, 2014)

<sup>60</sup> (Jensen, 2007)

<sup>61</sup> (Krieger C., 2019)

Eine weitere Möglichkeit zur Wasserstoffspeicherung ist die **Adsorption** von Wasserstoff an einem Feststoff. Durch Anlagerung des Wasserstoffs bei sehr niedrigen Temperaturen (bsp. 196°C) an hochporöse Materialien wie Metal Organic Frameworks oder Aktivkohle lässt sich die vol. Speicherdichte von Wasserstoff erhöhen. Der Prozess ist allerdings sehr energieintensiv und hat nach heutigem Stand keine ausreichende Effizienz.

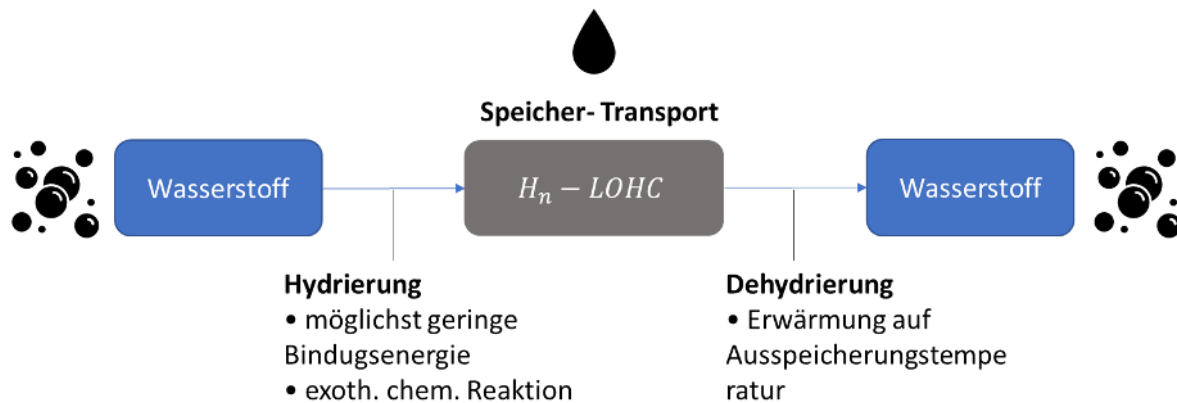


Abbildung 2.12: Schema der Wasserstoffspeicherung mittels organischer Wasserstoffträger (LOHC), eigene Darstellung

Des Weiteren lässt sich Wasserstoff chemisch an **Feststoffe (Metallhydride)** oder **organische Flüssigkeiten (LOHC)** binden. Der Wasserstoff kann in die Lücken des Metallgitters von festen Metallhydriden eingespeichert werden. Somit lassen sich hohe Speicherdichten realisieren. Bei Temperaturanstieg wird der gespeicherte Wasserstoff wieder freigegeben. Jedoch ist die Kinetik der Reaktion relativ langsam und die Wärmezufuhr in den Feststoff schwierig.<sup>62</sup>

Flüssige **organische Wasserstoffträger (LOHC-liquid organic hydrogen carriers)** sind beispielsweise Toluol, N-Ethylcarbazol und Dibenzyltoluol. Mittels einer chemischen Reaktion wird Wasserstoff an die Träger hydriert und ist somit in flüssiger Form für den Transport gespeichert. Die Dehydrierung verläuft unter hohem Druck und niedriger Temperatur. Um den Wasserstoff wieder freizusetzen, wird die Verbindung wieder dehydriert. Dazu ist eine Erwärmung notwendig. Toluol ist das älteste erforschte LOHC-System, besitzt jedoch teilweise ungünstige Eigenschaften. **N-Ethylcarbazol** und **Dibenzyltoluol** gelten als besonders vielversprechender Kandidaten unter den LOHC, da die Temperatur zur Rückgewinnung des Wasserstoffs relativ gering ist.

Die größten theoretischen Speicherdichten werden mit Metallhydriden und LOHC erreicht<sup>63</sup>. Im Gegensatz zu den festen Metallhydriden kann LOHC jedoch in Rohren transportiert werden. Die relativ junge LOHC Technologie befindet sich teilweise noch im Entwicklungsstadium. Die Speicherung von Wasserstoff in Dibenzyltoluol wird jedoch von dem deutschen Unternehmen Hydrogenious Technologies GmbH schon kommerziell betrieben. Eine vielversprechende, jedoch nicht ausgereifte Speicherung mit guten Transporteigenschaften ist die Idee, Wasserstoff in Form von Ammoniak zu transportieren (Power to Ammonia). Das Ammoniak hat im flüssigen Zustand (unter -33°C) eine höhere vol.

<sup>62</sup> (Krieger C., 2019)

<sup>63</sup> (Jensen, 2007), (Energielexikon, 2019)

Energiedichte ( $15,3 \frac{MJ}{l}$ ) wie Wasserstoff in allen Zuständen. Unter vergleichsweise geringen Energieaufwand zum Herunterkühlen bei Transport in Tankschiffen und den flüssigen Eigenschaften lässt sich das Ammoniak gut transportieren. Ein weiterer Vorteil von Ammoniak als Energieträger wäre, dass es direkt in Ammoniak-Brennstoffzellen oder als Brennstoff für Industriewärme effizient genutzt werden kann. Die Ammoniak-Brennstoffzelle ist jedoch erst im Entwicklungsstadium. Verschiedene Hürden stehen deren Marktentwicklung im Weg. Durch die Giftigkeit und die korrosiven Eigenschaften ist Ammoniak schwierig zu handeln<sup>64</sup>. Es kann allerdings auch nur als Trägermaterial für Wasserstoff genutzt werden, wobei eine anschließende Dehydrierung notwendig ist. Diese gestaltet sich allerdings als energieaufwendig. Man verliert hierbei ca. 13% der Energie<sup>65</sup>, die im Ammoniak gebundenen Wasserstoff enthalten ist.

---

<sup>64</sup> (Krieger C., 2019), (Dr. Joachim Wolf, 2003)

<sup>65</sup> (Nick Ash, 2019), (International Energy Agency, 2019), (International Renewable Energy Agency (IRENA), 2019)

### 3. Beschreibung der durchgeführten Arbeiten

In diesem Kapitel werden die durchgeführten Arbeiten beschrieben. Zuerst wird ein Überblick über die Methodik der Arbeiten gegeben, im Anschluss werden die einzelnen Arbeitsschritte näher beschrieben und dokumentiert.

Wie in den vorherigen Kapiteln beschrieben, befasst sich diese Arbeit mit der Forschungsfrage, wie das zukünftige deutsche Energiesystem im Jahr 2050 mit erneuerbaren Energien versorgt wird. Hierbei wird davon ausgegangen, dass Powerfuels mehrere wichtige Rollen für ein zukünftiges, dekarbonisiertes Energiesystem übernehmen werden. Neben dem Einsatz der Powerfuels bei der **Sektorkopplung**, werden sie als **Kraft- und Brennstoffe** in Sektoren zum Einsatz kommen, die sich nicht durch andere Technologien dekarbonisieren lassen werden. Einen wichtigen Beitrag zur Versorgung des zukünftigen Energiesystems werden Powerfuels leisten, indem sie einen **Import der regenerativen Energien** ermöglichen. Hierbei dienen die Powerfuels als Transport- und Speichermedien für global erzeugte regenerative Energien, um damit das deutsche Energiesystem zu versorgen. Bei Überlegungen, wie der Import der regenerativen Energien aus Regionen mit einem höheren Aufkommen ermöglicht werden kann, ergeben sich unzählig viele Kombinationen an verschiedenen Versorgungspfaden.

Um Aussagen über diese Pfade zu treffen und diese zu vergleichen, bietet sich die **energetische Betrachtung** an, um Abschätzungen über die **Effizienz eines Pfades** treffen zu können. Das heißt, es wird geschaut, wie viel von der global erzeugten regenerativen Primärenergie (elektrischer Strom) am Ende des Versorgungspfades nach Herstellung und Transport am Ort des Nutzens in Form eines Powerfuels ankommt. Im Rahmen dieser Arbeit soll der **Gesamtwirkungsgrad eines Pfades und Einzelwirkungsgrade** der Teilprozesse abgeschätzt werden. Des Weiteren sollen Aussagen über die **Auslastung der regenerativen Energiequelle** (Windkraft- oder PV-Anlage) in der Erzeugungsregion anhand Volllaststunden getroffen werden.

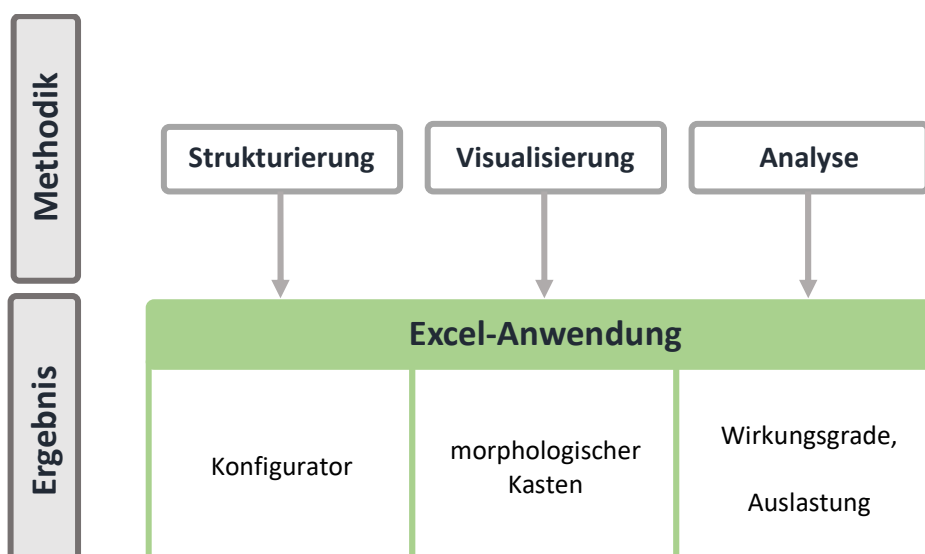


Abbildung 3.1: Methodik und Ergebnis der Arbeit

Die **Methodik** dieser Arbeit lässt sich in drei Schritte unterteilen: die komplexe Versorgungsstruktur der global erzeugten regenerativen Energien wird

- **strukturiert**, damit alle möglichen Versorgungspfade in eine Gesamtstruktur mit festgelegten Parametern eingeordnet werden können.
- **visualisiert**, damit ein Überblick des Versorgungspfad mit all seinen Ausprägungen gegeben ist.
- **analysiert**, damit einem Versorgungspfad Werte zugeordnet sind, um einen Vergleich mit anderen Pfaden zu realisieren. Hierbei wird eine energetische Betrachtung – eine Wirkungsgradanalyse durchgeführt und die energetische Sinnhaftigkeit eines Imports bestimmt. Die hierfür geschätzten Energiemengen werden anhand statistischer, regionaler Auslastung der Anlagen bestimmt.

Ziel dieser Arbeit ist es, eine **Vergleichsgrundlage** zwischen den verschiedenen Pfaden zu ermöglichen. Dazu wird eine **Excel-Anwendung** erstellt, mit der alle drei Schritte der Methodik zusammengeführt werden (siehe Abb.3.1). Hier soll sich der Versorgungspfad in einem Konfigurator kombinieren lassen und automatisch visualisiert und analysiert werden. Im Rahmen der Analyse soll auch die höhere Auslastung der im Ausland produzierenden Anlage zu dem Energieverlust durch den Import gegenübergestellt werden und automatisch eine Aussage über die Sinnhaftigkeit des Imports gegeben werden.

### 3.1 Strukturierung der Problemstellung

Bei Überlegungen, regenerative Energien aus Regionen zu importieren, in denen ein höheres Aufkommen vorherrscht, ist es wichtig, Eigenschaften zu Versorgungspfaden klar zuzuordnen. Nur eine klare Zuordnung ermöglicht eine Analyse und einen Vergleich des Pfades. Hierbei ergibt sich das Problem, dass es unzählig viele Variationen der Versorgungsstruktur gibt. Um eine Übersicht für einen Vergleich der Pfade zu erhalten, muss die Problemstellung in **Problemparameter** unterteilt werden, die für **alle** möglichen Pfade gelten. Hier besteht die Schwierigkeit, trotz der unterschiedlichsten Transportstufen alle Pfade in einer **Wertschöpfungskette** abzubilden, um daraus die Problemparameter für den Konfigurator ableiten zu können. Im folgenden Kapitel werden zuerst die Unterschiede zwischen den Versorgungspfaden durch drei Beispielpfade verdeutlicht und die Aufteilung der Wertschöpfungskette erläutert. Letztlich werden mit Hilfe der Wertschöpfungskette die Problemparameter hergeleitet.

### 3.1.1 Versorgungspfade

Wenn man die Versorgung eines bestimmten Sektors (bspw. Verkehr) mit regenerativer Energie aus einer bestimmten Region (z.B. Marokko) festlegt, so stellen sich folgende Fragen:

- Welches Powerfuel ist für die Nutzung möglich bzw. sinnvoll?
- Wie ist die Bereitstellung des Powerfuels? (hier: Wie tankt man das Powerfuel?)
- Mittels welcher Infrastrukturlösung und in jeweils welchem Aggregatzustand transportiert man das Powerfuel?
- Welche regenerative Energiequelle wird für die Erzeugung in der Region genutzt?
- Woher stammen die Rohstoffe für die Erzeugung? (bspw. das Wasser für die Elektrolyse; das  $CO_2$  zur Herstellung bei Flüssigkraftstoffen)



Abbildung 3.2: Reihenfolge der Versorgungsstruktur

Die Versorgungspfade werden ausgehend von der Nutzung über Transport zur Erzeugung rücklaufend betrachtet. Als Beispiele werden hier drei sehr unterschiedliche Pfade genommen, die jedoch jeweils charakteristische Aufgaben von Powerfuels darstellen:

**Pfad 1:** Damit die hohe Nachfrage an emissionsneutraler Gebäudewärme des deutschen Gebäudebestandes mit Gasheizung im Winter gedeckt werden kann, wird Wasserstoff ins Gasnetz eingespeist. Dieser Wasserstoff kann aufgrund saisonaler Überproduktion von Windkraftanlagen in windreichen Regionen Deutschlands im Sommer erzeugt werden und saisonal in Salzkavernenspeichern gespeichert werden.

**Pfad 2:** Die chemische Industrie benötigt emissionsneutral hergestelltes Methanol als Grundstoff für ihre Produktion und lässt dieses vor Ort über Strom aus eigenem Wind-PV-Hybridpark herstellen. Es wird keine zusätzliche Transportinfrastruktur benötigt. Das benötigte  $CO_2$  stammt aus der deutschen Zementproduktion.

**Pfad 3:** FCEV-LKW tanken für den wirtschaftlichen Betrieb bei großen Entfernungen und geringen Betankungszeiten an der Tankstelle emissionsneutralen Flüssigwasserstoff. Die Tankstelle wird per Tankwagen beliefert, der Flüssigwasserstoff transportieren kann. Der Tankwagen wird in einer zentralen Tankstelle betankt, die den Wasserstoff gasförmig per Pipeline aus einem ausländischen Seehafen bekommt. Der Seehafen wird per Tankschiff mit Flüssigwasserstoff beliefert, welches aus der Region „Arabien“ kommt, wo der Wasserstoff in grundlastfähigen Elektrolyseanlagen aus einem Hybrid-Kraftwerk gekoppelt mit CSP Energiespeicher hergestellt wird. Das für die Elektrolyse benötigte Wasser stammt aus Entsalzungsanlagen, da es in der Region an Süßwasser mangelt.

### 3.1.2 Wertschöpfungskette der Powerfuels

Zur Bestimmung der Problemparameter wurde zuerst eine Wertschöpfungskette der Powerfuels erstellt. Die Wertschöpfungskette bildet alle Stufen der Versorgungsstruktur ab und gibt einen Überblick aller möglichen Ausprägungen eines Versorgungspfades. Grundlegend besteht die Versorgungsstruktur aus drei übergeordneten Stufen: die **Erzeugung**, der **Transport** und die **Nutzung** der Powerfuels. In der Visualisierung und beim Excel Konfigurator wird die Wertschöpfungskette von der Nutzung rücklaufend betrachtet (siehe Abb. 3.2). Die Anordnung wurde bewusst so gewählt, da der Excel-Konfigurator dazu genutzt werden kann, um zu vergleichen, wie ein festgelegter Sektor durch Kombination der Versorgungsstruktur am energetisch sinnvollsten versorgt werden kann.

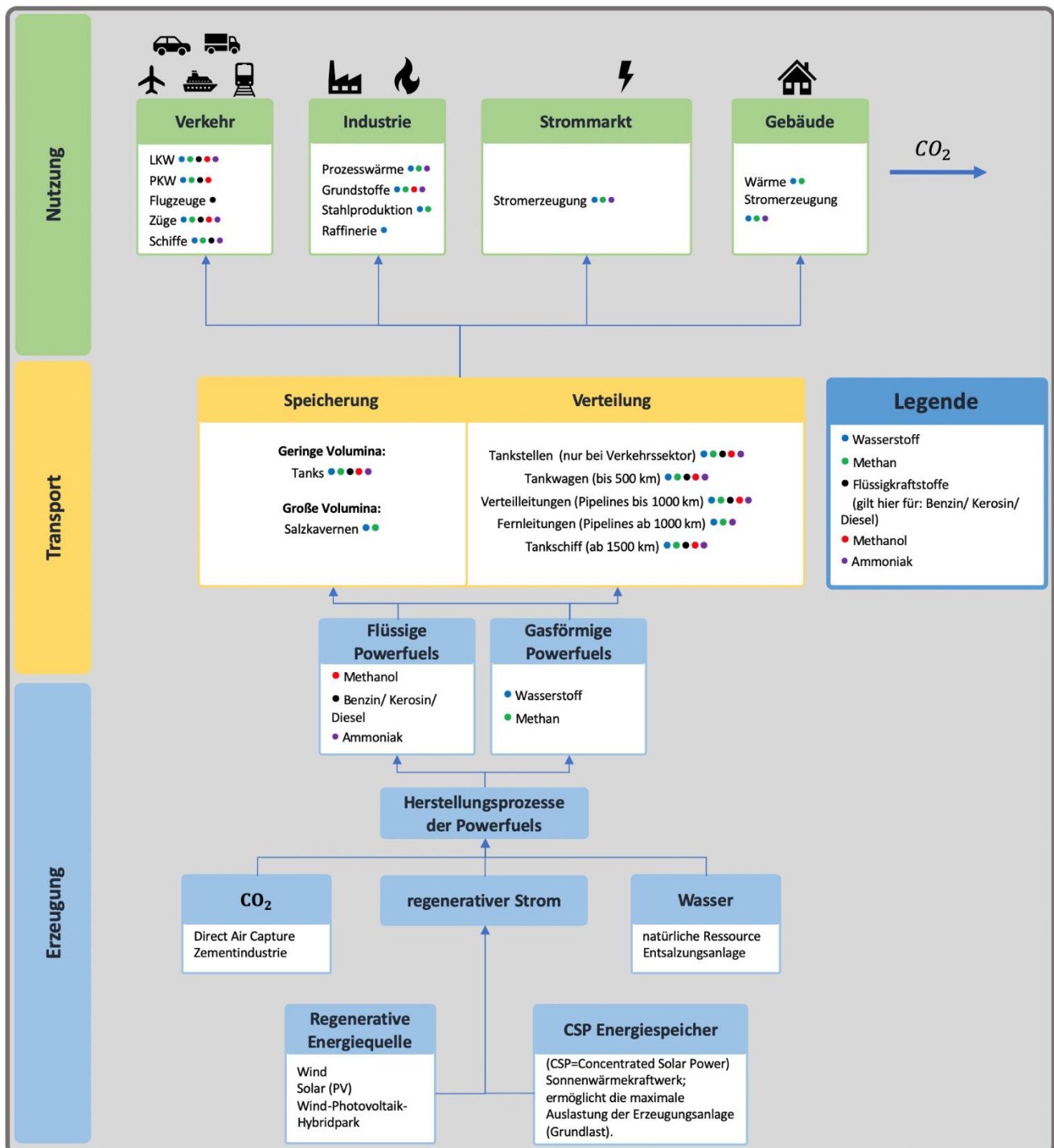


Abbildung 3.3: Wertschöpfungskette der Powerfuels

## Nutzung

Powerfuels können vielfältig als emissionsneutrale Energieträger im zukünftigen Energiesystem eingesetzt werden. Diese werden in [Kapitel 2.2.1](#) ausführlich beschrieben. Im Rahmen dieser Arbeit wurde auf die Betrachtung der folgenden Powerfuels beschränkt: Wasserstoff, Methan, Benzin/ Kerosin/ Diesel, Methanol und Ammoniak. Die Powerfuels Kerosin, Diesel und Benzin sind im Rahmen der durchgeführten Arbeiten unter "Flüssigkraftstoffe" zusammengefasst, da lediglich ein geringfügiger Wirkungsgradunterschied bei Herstellung über die Fischer-Tropsch-Synthese anfällt. Des Weiteren wurde die sinnvolle Nutzung der Powerfuels in vier Anwendungssektoren unterteilt: der Verkehrssektor, der Industriesektor, der Strommarkt und der Gebäudesektor.

## Transport

An den drei beispielhaften Pfaden lässt sich erkennen, dass sich die Anzahl der Transportstufen stark unterscheidet. Durch die Produktion des Powerfuels am Ort der Anwendung bei Pfad 2 ist kein ausgesprochener Transport nötig. Bei Pfad 3 benötigt man hingegen eine Vielzahl an Transportstufen, um das Powerfuel vom Ort der Produktion zur Nutzung zu transportieren. Hierbei ist jede einzelne Transportstufe wichtig, um eine energetische Betrachtung des Versorgungspfades mit Gesamtwirkungsgrad zu erstellen. Hieraus lässt sich die Notwendigkeit ableiten, dass der Konfigurator mehrere Transportstufen abdecken muss. Als eine weitere Erkenntnis aus den drei Pfaden lässt sich ziehen, dass die Speicherung ein wichtiger Teil der Transportinfrastruktur ist. Während bei Pfad 3 der Wasserstoff nur kurzzeitig zwischengespeichert wird, befindet sich der Wasserstoff bei Pfad 1 für mehrere Monate in riesigen Speichern unter der Erde.

Für die Wertschöpfungskette wird hier bei der Transportstufe in die **Speicherung** und die **Verteilung** aufgeteilt. Bei der Speicherung wird weiter unterteilt in Speichertanks, die hauptsächlich zur kurzfristigen Speicherung und Pufferung genutzt werden, und in Kavernenspeicher, die zur langfristigen, saisonalen Speicherung sehr großer Mengen von Wasserstoff oder Methan genutzt werden. Bei der Transportinfrastruktur wird unter Tankwagen, Tankschiffen, Fernleitungen und Verteilleitungen unterschieden. Da der Tankvorgang (betrifft nur Verkehrssektor) speziell bei komprimierten und künstlich verflüssigten Powerfuels wichtig für die Betrachtung des Energieverlusts ist, wurde dieser hierbei mit aufgenommen. Die genaueren Annahmen zu Entfernungen und Aggregatzuständen der Powerfuels bei der jeweiligen Transportinfrastruktur werden in [3.3.4](#) näher beschrieben.

## Erzeugung

Die Powerfuels können auf unterschiedlichste Weise erzeugt werden. Eine Übersicht der Herstellungsprozesse wird in Kapitel 2.2.3 gegeben. Für alle Powerfuels wird jedoch elektrischer Strom über regenerative Quellen und Wasser für die Wasserelektrolyse benötigt. Das Wasser kann entweder aus natürlichen Ressourcen genommen werden, jedoch muss für besonders trockene Regionen auch die Gewinnung aus Entsalzungsanlagen miteinbezogen werden. Zur Erzeugung des elektrischen Stroms werden im Rahmen dieser Arbeit die regenerativen Energien Windkraft und Photovoltaik berücksichtigt. Hierbei werden zum einen



reine Wind- und PV-Anlagen, zum anderen Wind-PV-Hybridanlagen betrachtet. Zusätzlich soll eine Grundlastfähigkeit der Elektrolyseanlage in besonders sonnigen Regionen konfigurierbar sein<sup>66</sup>. Hierzu wird ein zusätzliches Sonnenwärmekraftwerk (CSP) mit in die Wertschöpfungskette einbezogen.

Für Methan, Methanol und Flüssigkraftstoffe wird bei weiteren Herstellungsprozessen  $CO_2$  als Rohstoff benötigt. Für die  $CO_2$  Herkunft werden zwei Prozesse untersucht: die Filterung aus der Umgebungsluft (DAC) und die Gewinnung aus der Zementproduktion. Die Zementproduktion soll als Beispiel eines industriellen Produktionsprozesses dienen, der sich mit der PtX-Technologie koppeln lässt, um dessen Kohlenstoffkreislauf zu schließen.

Welche Prozesse für die Herstellung der jeweiligen Powerfuels der Wirkungsgradberechnung in der Excel-Anwendung zugrunde liegen, wird in [3.3.2](#) näher erläutert.

### 3.1.3 Problemparameter

Aus der Wertschöpfungskette lassen sich nun zehn Problemparameter definieren, anhand derer sich alle Pfade einordnen lassen können. In Abbildung 3.4 sind die Problemparameter aufgelistet. Daneben ist jeweils eine beschreibende Frage dem Problemparameter zugeordnet. Diese Fragen werden beim Konfigurator verwendet, um die jeweilige Variante des Problemparameters einem Versorgungspfad zuzuordnen. Neben der Bereitstellung des Powerfuels am Ort der Anwendung wurden drei weitere Transportstufen als Parameter mit aufgenommen, damit sich auch Versorgungspfade mit besonders viel Transportstufen (wie Pfad 3) konfigurieren lassen.

	Problemparameter	Frage
Nutzung	Anwendungssektor	In welchem Sektor soll das Powerfuel eingesetzt werden?
	Art des Powerfuels	Welches Powerfuel wird verwendet?
Transport	Bereitstellung bei Nutzung	Wie wird das Powerfuel am Ort des Nutzens bereitgestellt?
	Speicher- & Transportstufe 1	Wie wird das Powerfuel davor transportiert/ gespeichert?
	Speicher- & Transportstufe 2	Wie wird das Powerfuel davor transportiert/ gespeichert?
	Speicher- & Transportstufe 3	Wie wird das Powerfuel davor transportiert/ gespeichert?
Erzeugung	Erzeugungsregion	In welcher Region wird das Powerfuel erzeugt?
	Regenerative Energiequelle	Aus welcher regenerativen Energiequelle wird es Erzeugt?
	Wasserherkunft für Elektrolyse	Woher stammt das Wasser für die Elektrolyse?
	$CO_2$ Quelle	Woher stammt das $CO_2$ für das Powerfuel, falls benötigt?

Abbildung 3.4: Aufteilung der Problemparameter

<sup>66</sup> Vergleich: Fraunhofer ISI, Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit (GIZ). (2019). Study On The Opportunities Of "Power-To-X" In Morocco

## 3.2 Visualisierung der Versorgungspfade

Um einen schnellen Überblick eines konfigurierten Versorgungspfades mit all seinen Ausprägungen zu erhalten, soll der Versorgungspfad visualisiert werden. Eine Visualisierung ermöglicht auch einen schnelleren Vergleich verschiedener Pfade, da Unterschiede besser erkannt werden können. Hierbei wurde der morphologische Kasten als Visualisierungsmethode gewählt. Im Folgenden wird die morphologische Analyse grundlegend erläutert und auf die Problemstellung dieser Arbeit angewandt.

### 3.2.1 Methodik der Visualisierung

Der häufig für Ideenfindung eingesetzte **morphologische Kasten** ist ein Visualisierungsmethodik, um alle möglichen Lösungen eines komplexen Problems darzustellen. Bei der Erstellung werden folgende Schritte durchgeführt:

1. Problemstellung definieren
2. Problemparameter bestimmen, die für alle möglichen Lösungen gelten
3. Varianten zu den Problemparametern zuordnen
4. Eine Matrix daraus erstellen = morphologischer Kasten, bei dem die Parameter auf der Y-Achse und die Varianten auf der X-Achse aufgetragen sind
5. „Lösungspfade“ wählen, indem in jeder Zeile eine Variante des Problemparameters gewählt wird

Die folgende Abbildung zeigt ein einfaches Beispiel für einen morphologischen Kasten zu der Problemstellung: „Wie plane ich meinen Urlaub“.

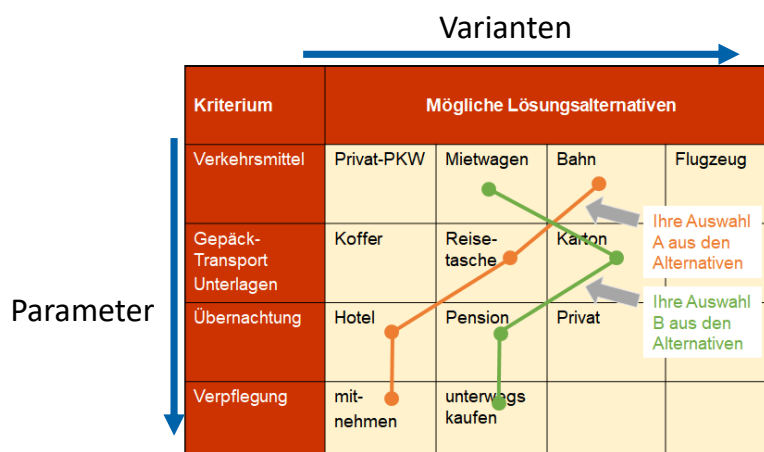


Abbildung 3.5: Beispiel eines morphologischen Kastens

### 3.2.2 Erstellung des morphologischen Kastens

Angewandt auf die Thematik der Arbeit lässt sich die folgende **Problemstellung** für die morphologische Analyse definieren: „die zukünftige Versorgungsstruktur der global erzeugten regenerativen Energien mittels Powerfuels des deutschen Energiesystems“. Aus der Wertschöpfungskette lassen sich die im vorherigen Kapitel bestimmten **Problemparameter** ableiten und deren **Varianten** zuordnen. Diese werden hier aufgezählt:

- Anwendungssektor: Verkehrssektor, Industriesektor, Strommarkt, Gebäudesektor
- Art des Powerfuels: Wasserstoff, Methan, Flüssigkraftstoffe, Methanol, Ammoniak
- Bereitstellung bei Nutzung: Tankstelle, Druckspeichertank, Feststoffspeicherung, Salzkavernenspeicher, Tankwagen, Tankschiff, Verteilpipelines, Fernleitungspipelines, Produktion am Ort der Anwendung
- Speicher- & Transportstufe 1-3: Druckspeichertank, Feststoffspeicherung, Salzkavernenspeicher, Tankwagen, Tankschiff, Verteilpipelines, Fernleitungspipelines, Produktion am Ort der Anwendung
- Erzeugungsregion: Deutschland, Nord & Ostsee, Nordafrika, Arabien, Marokko, Südafrika, Spanien, Australien
- Regenerative Energiequelle: Windkraft, Photovoltaik, Wind- PV-Hybridpark, Hybrid+ CSP- Energiespeicher
- Wasserherkunft für Elektrolyse: natürliche Ressource, Entsalzungsanlage aus Meerwasser
- CO<sub>2</sub>-Quelle: CO<sub>2</sub> aus Direct Air Capture, CO<sub>2</sub> aus Zementindustrie

Im nächsten Schritt wird die Matrix erstellt, indem die Parameter vertikal und deren Varianten horizontal angeordnet werden. Die fertige Matrix ist in Abbildung 3.6 dargestellt.

Problemparameter		Varianten								
Nutzung	Anwendungssektor	Verkehrssektor	Industriesektor	Strommarkt	Gebäudesektor					
	Art des Powerfuels	Wasserstoff	Methan	Flüssigkraftstoffe	Methanol	Ammoniak				
Transport	Bereitstellung bei Nutzung	Tankstelle	Druckspeichertank	Feststoffspeicherung	Salzkavernenspeicher	Tankwagen	Tankschiff	Verteilpipelines	Fernleitungspipelines	Produktion am Ort der Anwendung
	Speicher- & Transportstufe 1	-	Druckspeichertank	Feststoffspeicherung	Salzkavernenspeicher	Tankwagen	Tankschiff	Verteilpipelines	Fernleitungspipelines	
	Speicher- & Transportstufe 2	-	Druckspeichertank	Feststoffspeicherung	Salzkavernenspeicher	Tankwagen	Tankschiff	Verteilpipelines	Fernleitungspipelines	
	Speicher- & Transportstufe 3	-	Druckspeichertank	Feststoffspeicherung	Salzkavernenspeicher	Tankwagen	Tankschiff	Verteilpipelines	Fernleitungspipelines	
Erzeugung	Erzeugungsregion	Deutschland	Nord & Ostsee	Nordafrika	Arabien	Marokko	Südafrika	Spanien	Australien	
	Regenerative Energiequelle	Windkraft	Photovoltaik	Wind- PV-Hybridpark	Hybrid+ CSP Energiespeicher					
	Wasserherkunft für Elektrolyse	natürliche Ressource	Entsalzungsanlage aus Meerwasser							
	CO <sub>2</sub> Quelle	-	CO <sub>2</sub> aus Direct Air Capture	CO <sub>2</sub> aus Zementindustrie						

Abbildung 3.6: Struktur des morphologischen Kastens, eigene Darstellung

Die drei Beispielpfade aus Kapitel 3.1.1 lassen sich nun durch Einfärben der jeweiligen Varianten übersichtlich visualisieren und vergleichen:

**Pfad 1:** Damit die hohe Nachfrage an emissionsneutraler Gebäudewärme des deutschen Gebäudebestandes mit Gasheizung im Winter gedeckt werden kann, wird Wasserstoff ins Gasnetz eingespeist. Dieser Wasserstoff kann aufgrund saisonaler Überproduktion von Windkraftanlagen in windreichen Regionen Deutschlands im Sommer erzeugt werden und saisonal in Salzkavernenspeichern gespeichert werden.

Nutzung	Anwendungssektor	Verkehrssektor	Industriesektor	Strommarkt	Gebäudesektor					
	Art des Powerfuels	Wasserstoff	Methan	Flüssigkraftstoffe	Methanol	Ammoniak				
Transport	Bereitstellung bei Nutzung	Tankstelle	Druckspeichertank	Feststoffspeicherung	Salzkavernenspeicher	Tankwagen	Tankschiff	Verteilpipelines	Fernleitungspipelines	Produktion am Ort der Anwendung
	Speicher- & Transportstufe 1	-	Druckspeichertank	Feststoffspeicherung	Salzkavernenspeicher	Tankwagen	Tankschiff	Verteilpipelines	Fernleitungspipelines	
	Speicher- & Transportstufe 2	-	Druckspeichertank	Feststoffspeicherung	Salzkavernenspeicher	Tankwagen	Tankschiff	Verteilpipelines	Fernleitungspipelines	
	Speicher- & Transportstufe 3	-	Druckspeichertank	Feststoffspeicherung	Salzkavernenspeicher	Tankwagen	Tankschiff	Verteilpipelines	Fernleitungspipelines	
Erzeugung	Erzeugungsregion	Deutschland	Nord & Ostsee	Nordafrika	Arabien	Marokko	Südafrika	Spanien	Australien	
	Regenerative Energiequelle	Windkraft	Photovoltaik	Wind- PV-Hybridpark	Hybrid+ CSP Energiespeicher					
	Wasserherkunft für Elektrolyse	natürliche Ressource	Entsalzungsanlage aus Meerwasser							
	CO <sub>2</sub> Quelle	-	CO <sub>2</sub> aus Direct Air Capture	CO <sub>2</sub> aus Zementindustrie						

Abbildung 3.7: Beispielpfad 1 im morphologischen Kasten visualisiert

**Pfad 2:** Die chemische Industrie benötigt emissionsneutral hergestelltes Methanol als Grundstoff für ihre Produktion und lässt dieses vor Ort über Strom aus eigenem Wind-PV-Hybridpark herstellen. Es wird keine zusätzliche Transportinfrastruktur benötigt. Das benötigte CO<sub>2</sub> stammt aus der deutschen Zementproduktion.

Nutzung	Anwendungssektor	Verkehrssektor	Industriesektor	Strommarkt	Gebäudesektor					
	Art des Powerfuels	Wasserstoff	Methan	Flüssigkraftstoffe	Methanol	Ammoniak				
Transport	Bereitstellung bei Nutzung	Tankstelle	Druckspeichertank	Feststoffspeicherung	Salzkavernenspeicher	Tankwagen	Tankschiff	Verteilpipelines	Fernleitungspipelines	Produktion am Ort der Anwendung
	Speicher- & Transportstufe 1	-	Druckspeichertank	Feststoffspeicherung	Salzkavernenspeicher	Tankwagen	Tankschiff	Verteilpipelines	Fernleitungspipelines	
	Speicher- & Transportstufe 2	-	Druckspeichertank	Feststoffspeicherung	Salzkavernenspeicher	Tankwagen	Tankschiff	Verteilpipelines	Fernleitungspipelines	
	Speicher- & Transportstufe 3	-	Druckspeichertank	Feststoffspeicherung	Salzkavernenspeicher	Tankwagen	Tankschiff	Verteilpipelines	Fernleitungspipelines	
Erzeugung	Erzeugungsregion	Deutschland	Nord & Ostsee	Nordafrika	Arabien	Marokko	Südafrika	Spanien	Australien	
	Regenerative Energiequelle	Windkraft	Photovoltaik	Wind- PV-Hybridpark	Hybrid+ CSP Energiespeicher					
	Wasserherkunft für Elektrolyse	natürliche Ressource	Entsalzungsanlage aus Meerwasser							
	CO <sub>2</sub> Quelle	-	CO <sub>2</sub> aus Direct Air Capture	CO <sub>2</sub> aus Zementindustrie						

Abbildung 3.8: Beispielpfad 2 im morphologischen Kasten visualisiert

**Pfad 3:** FCEV-LKW tanken für den wirtschaftlichen Betrieb bei großen Entfernungen und geringen Betankungszeiten an der Tankstelle emissionsneutralen Flüssigwasserstoff. Die Tankstelle wird per Tankwagen beliefert, der Flüssigwasserstoff transportieren kann. Der Tankwagen wird in einer zentralen Tankstelle betankt, die den Wasserstoff gasförmig per Pipeline aus einem ausländischen Seehafen bekommt. Der Seehafen wird per Tankschiff mit Flüssigwasserstoff beliefert, welches aus der Region „Arabien“ kommt, wo der Wasserstoff in grundlastfähigen Elektrolyseanlagen aus einem Hybrid-Kraftwerk gekoppelt mit CSP Energiespeicher hergestellt wird. Das für die Elektrolyse benötigte Wasser stammt aus Entsalzungsanlagen, da es in der Region an Süßwasser mangelt.

Nutzung	Anwendungssektor	Verkehrssektor	Industriesektor	Strommarkt	Gebäudesektor					
	Art des Powerfuels	Wasserstoff	Methan	Flüssigkraftstoffe	Methanol	Ammoniak				
Transport	Bereitstellung bei Nutzung	Tankstelle	Druckspeichertank	Feststoffspeicherung	Salzkavernenspeicher	Tankwagen	Tankschiff	Verteilpipelines	Fernleitungspipelines	Produktion am Ort der Anwendung
	Speicher- & Transportstufe 1	-	Druckspeichertank	Feststoffspeicherung	Salzkavernenspeicher	Tankwagen	Tankschiff	Verteilpipelines	Fernleitungspipelines	
	Speicher- & Transportstufe 2	-	Druckspeichertank	Feststoffspeicherung	Salzkavernenspeicher	Tankwagen	Tankschiff	Verteilpipelines	Fernleitungspipelines	
	Speicher- & Transportstufe 3	-	Druckspeichertank	Feststoffspeicherung	Salzkavernenspeicher	Tankwagen	Tankschiff	Verteilpipelines	Fernleitungspipelines	
Erzeugung	Erzeugungsregion	Deutschland	Nord & Ostsee	Nordafrika	Arabien	Marokko	Südafrika	Spanien	Australien	
	Regenerative Energiequelle	Windkraft	Photovoltaik	Wind- PV-Hybridpark	Hybrid+ CSP Energiespeicher					
	Wasserherkunft für Elektrolyse	natürliche Ressource	Entsalzungsanlage aus Meerwasser							
	CO <sub>2</sub> Quelle	-	CO <sub>2</sub> aus Direct Air Capture	CO <sub>2</sub> aus Zementindustrie						

Abbildung 3.9 Beispielpfad 3 im morphologischen Kasten visualisiert

### 3.3 Analyse der Versorgungspfade

Als Ziel der Analyse eines Pfades sollen Abschätzungen über dessen **energetische Effizienz** und über die **Auslastung der regenerativen Energiequelle** getroffen werden. Hierzu werden folgende Werte bestimmt:

- Der **Gesamtwirkungsgrad** des Versorgungspfades, der die Effizienz des Pfades bestimmt.
- Die **Einzelwirkungsgrade** aller Prozessschritte des Versorgungspfades, um erkennen zu können, bei welchem Prozess welcher Anteil der primär erzeugten regenerativen Energie verloren geht.
- Die Anzahl der **Volllaststunden** der Anlage bei Erzeugung der regenerativen Energie in der jeweiligen Region, da diese die Auslastung der Produktionsanlagen definiert.

Im folgenden Kapitel wird zuerst das allgemeine Vorgehen beschrieben, danach werden die jeweiligen Annahmen für die Prozessschritte hergeleitet und dargelegt.

#### 3.3.1 Methodik der Analyse

Eine aussagefähige Analyse eines Versorgungspfades erfordert eine **klare Zuordnung von Bedingungen und Werten** zu den jeweiligen Varianten der Problemparameter. Eine einzige Variante kann hierbei viele Ausprägungen haben und hängt teilweise von einer Vielzahl von eigenen Parametern ab, die Einfluss auf den Wirkungsgrad haben. Um eine exakte Aussage über Wirkungsgradverluste zu treffen, müsste man eine Vielzahl zusätzlicher Parameter hinzufügen, die im Rahmen dieser Arbeit in einer getroffenen Annahme verallgemeinert werden.

Dies soll an zwei Beispielen verdeutlicht werden:

##### Beispiel 1: Variante „Fernleitung“

Zugehöriger Parameter: „Speicher- & Transportstufe 1“

Alle Parameter, die Wirkungsgrad beeinflussen: Länge der Pipeline; Durchsatz der Pipeline; Durchmesser der Pipeline; Material der Pipeline; Druck des transportierten Powerfuels; Abstand der Verdichterstationen; Strömungsgeschwindigkeit; Aggregatzustand des transportierten Powerfuels; Höhenunterschied der Pipeline

Festgelegte Bedingungen für die Analyse in dieser Arbeit:

- Transportdistanzen über 1000 km (unter 1000 km gelten hier Pipelines als Verteilpipelines)
- Verdichterstationen alle 250 -300 km, um Druck aufzubauen
- Großer Durchmesser (ca. 700-1400 mm), führt zu geringem Einfluss der Reibung bei gasförmige Powerfuels

Verallgemeinerte Annahmen für Werte für die Analyse in dieser Arbeit:

Art des Powerfuels:	Angenommener Wirkungsgrad:	Begründung:
gasförmig	2% Energieverlust, also 98% Wirkungsgrad	geringem Einfluss der Reibung bei gasförmige Powerfuels
flüssig	Energieverlust vernachlässigt	Energieaufwand in Relation zum großen Energiedurchsatz bei flüssigen Kraftstoffen um einiges geringer (durch hohe Energiedichte)

Beispiel 2: Variante „Wasserstoff“

Zugehöriger Parameter: „Art des Powerfuels“:

Alle Parameter, die Wirkungsgrad beeinflussen: Art der Elektrolyse; Größe der Elektrolyseanlage; Abwärmenutzung durch Kopplung mit weiteren Prozessen; Herkunft des Wassers (Entsalzungsanlage notwendig?)

Festgelegte Bedingungen für die Analyse in dieser Arbeit:

- Optimistische Annahme
- Anlage im industriellen Maßstab
- Annahme gilt für 2050, bis dahin intensive Forschungs- & Entwicklungsarbeit
- Niedrigtemperaturelektrolyse ohne Kopplung mit weiteren Prozessschritten
- Energieverlust bei benötigter Wasserentsalzung wird unter Parameter „Wasserherkunft“ betrachtet

Verallgemeinerte Annahmen für Werte für die Analyse in dieser Arbeit:

Art des Powerfuels:	Angenommener Wirkungsgrad:	Verfahren:
Wasserstoff	84,00%	Niedrigtemperaturelektrolyse (AEC oder PEM)

Aus den Beispielen lassen sich zwei nötige **Arbeitsschritte** ableiten:

1. Bedingungen jeder einzelnen Variante definieren
2. Pauschale Werte zu jedem Powerfuel zu den Varianten festlegen

Um eine Grundlage für die Analyse zu erstellen, ist es nötig die zwei Arbeitsschritte für alle Varianten durchzuführen. Hierbei wurden die Herstellung und der Transport genauer betrachtet. Die energetische Betrachtung bei der Nutzung der Powerfuels wäre hier nicht zielführend, da bei Bedarfsprognosen für das zukünftige Energiesystem immer in

Primärenergie für die Sektoren gerechnet wird, nicht mit der Nutzenergie, die beispielsweise in Form von Bewegungsenergie (Verkehr) oder Wärme (Gebäude) ankommt.

### 3.3.2 Herstellungsprozesse

Speziell bei der Herstellung ist es wichtig, die Bedingungen für die angenommenen Werte zu beachten, da sich zukünftige Wirkungsgrade teilweise stark von den heutigen unterscheiden werden. Da das heutige Energiesystem stark auf fossilen Kraft- und Brennstoffen basiert und nahezu keine Powerfuels im Einsatz sind, befinden sich die Technologien zur Erzeugung noch vor dem industriellen Maßstab. Da diese Arbeit jedoch Werte für die Zukunft (Jahr 2050) liefern soll, werden folgende **Annahmen** vorausgesetzt:

- Die Wasserelektrolysetechnologie und wasserstoffbasierte Produkte werden weltweit an Bedeutung gewinnen.
- Die höhere Nachfrage nach klimaneutralen Kraft- und Brennstoffen wird zu einer Skalierung der Produktionsanlagen auf industriellen Maßstab führen.
- Bis 2050 wird intensive Forschungs- & Entwicklungsarbeit in dem Technologiebereich stattfinden.

Aufgrund der aufgeführten Punkte werden im Vergleich zum heutigen Stand der Technik optimistische Wirkungsgrade angenommen.

### Prozesswirkungsgrade

In Tabelle 2 ist eine Übersicht der angenommenen Prozesswirkungsgrade mit den berücksichtigten Prozessen. Im Anschluss werden die Annahmen ausführlicher erläutert.

*Tabelle 2: Wirkungsgrade der Herstellungsprozesse von Powerfuels*

Art des Powerfuels:	Angenommener Wirkungsgrad:	Verfahren:
Wasserstoff	84%	Niedrigtemperaturelektrolyse (AEC oder PEM)
Methan	80%	Hochtemperaturelektrolyse; Katalytische Methanisierung
Flüssigkraftstoffe	60%	Co-Elektrolyse: (Hochtemperaturelektrolyse und Fischer Tropsch Synthese mit Abwärmenutzung); Hydrocracken; Isomerisierung; Destillation
Methanol	66%	Niedrigtemperaturelektrolyse; Methanolsynthese
Ammoniak	60%	Elektrolyse (84% WK); Haber Bosch Verfahren (72% WK)



Für die **Wasserstoffherstellung** wird ein Wirkungsgrad von 84% angenommen. Hierbei wird von der Produktion mittels Niedrigtemperaturelektrolyse ausgegangen. Die alkalische Elektrolyse (AEC) und die PEM-Elektrolyse (Proton-Exchange-Membrane) zählen zu den Niedrigtemperaturverfahren und werden heute schon kommerziell betrieben. Die Wirkungsgrade beider Technologien werden bis 2050 auf um die 84 % ansteigen.<sup>67</sup>

Alkalische Elektrolyseanlagen sind heute günstiger und mehr verbreitet. Außerdem sind sie für große Anlagen besonders gut geeignet, da sie gut skalierbar sind und relativ niedrige Kapitalkosten haben. Des Weiteren sind sie bereits ab 10 % der Anlagenkapazität betriebsfähig, was wichtig für das Betriebsverhalten großer Elektrolyseanlagen ist, die mit fluktuierender Stromversorgung betrieben werden. Der Vorteil der PEM Elektrolyseanlagen ist die kompakte Bauweise für dicht besiedelte Gegenden. Sie können komprimiertes  $H_2$  herstellen und zeichnen sich durch eine flexible Einsatzweise aus, was sie ideal für dezentrale Produktion beispielsweise an Tankstellen macht. Ein Nachteil der PEM Elektrolyseanlagen sind höhere Investitionskosten wegen teuren Elektrodenkatalysatoren. Jedoch werden die Investitionskosten beider Technologien voraussichtlich stark sinken.<sup>68</sup>

Bei der **Methanproduktion** wird von einem Wirkungsgrad von 80% ausgegangen. Der Wirkungsgrad gilt für eine Kopplung aus Hochtemperaturelektrolyse und der Katalytischen Methanisierung. Der hohe Wirkungsgrad kann durch die Nutzung der Synergien zwischen Elektrolyse und Methanisierung erreicht werden. Die Abwärme aus der Katalytischen Methanisierung wird hierbei genutzt, um den Wärmebedarf bei der verwendeten Elektrolysetechnologie bei rund 800 Grad zu decken.

Schon heute wurde bei der Demonstrationsanlage des Projekts HELMETH (Integrated High-Temperature Electrolysis and METHanation for Effective Power to Gas Conversion) in Karlsruhe ein Wirkungsgrad von 76% realisiert. Zukünftig sollen sogar Wirkungsgrade von mehr als 80 Prozent möglich sein, wenn die „limitierenden Prozessschritte durch künftige Forschung in Angriff genommen werden.“<sup>69</sup>

Für die Herstellung der **Flüssigkraftstoffe** wurde ein Gesamtwirkungsgrad von 60% angenommen. Aufgrund des vergleichbaren Wirkungsgrads und Herstellungsprozesses wurden die Powerfuels **Benzin, Kerosin** und **Diesel** im Rahmen dieser Arbeit unter dem Überbegriff „Flüssigkraftstoffe“ zusammengefasst. Bei der Herstellung der Flüssigkraftstoffe (Power to Liquid) werden die Prozesse der Co-Elektrolyse, also die gekoppelte Hochtemperaturelektrolyse mit der Fischer Tropsch Synthese, das Hydrocracken, die Isomerisierung und die Destillation miteinander beschlossenen. Die Hochtemperaturelektrolyse bei ca. 800°C weist einen Wirkungsgrad über 90% auf, da die Abwärme der Prozesse aus dem Fischer Tropsch Verfahren, Direct Air Capture und Hydrocracken verfahrenstechnisch miteinander gekoppelt werden können.

---

<sup>67</sup> (Deutsche Energie Agentur, 2018)

<sup>68</sup> (International Energy Agency, 2019)

<sup>69</sup> Projekt HELMETH, (Karlsruher Institut für Technik (KIT), 2019)

Bei der **Methanolherstellung** wird ein Wirkungsgrad von 66% gewählt. Hierbei werden die Prozesse der Niedrigtemperaturelektrolyse und der Methanolsynthese beachtet. Da keine Wirkungsgrade für Anlagen mit gekoppelter Abwärmenutzung mittels Hochtemperaturelektrolyse bekannt sind, wurde der Gesamtwirkungsgrad durch Multiplikation der Einzelwirkungsgrade von 84% bei Elektrolyse und 78% bei Methanolsynthese berechnet.<sup>70</sup>

Für die **Ammoniakherstellung** wird ein Wirkungsgrad von 60% angenommen. Der Wirkungsgrad berücksichtigt die Niedrigtemperaturelektrolyse zur Erzeugung des Wasserstoffs mit anschließender Ammoniaksynthese (Haber Bosch Verfahren). Bis 2050 soll der Energieaufwand beim Haber Bosch Verfahren auf 7,2 kWh/kg sinken.<sup>71</sup> Mit dem Energiegehalt von Ammoniak (5,2 kWh/kg)<sup>72</sup> verglichen, ergibt das einen Wirkungsgrad von 72%. Die Air-Separation-Unit, zur Bereitstellung des Stickstoffs, beansprucht etwa 7% des Energiegehalts des produzierten Ammoniaks. Wenn Ammoniak als Trägermaterial für Wasserstoff verwendet werden würde, würde eine anschließende Dehydrierung weitere 13% des Energiegehalts des gespeicherten Wasserstoffs beanspruchen.<sup>73</sup> Der Energieverlust beruht auf die bei der Dehydrierung benötigten hohen Temperaturen und der anschließenden Reinigung.

### 3.3.3 Bereitstellung der Rohstoffe

Für die Herstellung der Powerfuels wird neben elektrischem Strom weitere Rohstoffe benötigt. Die Wasserelektrolyse zur Wasserstoffherzeugung setzt die Verfügbarkeit von **Wasser** voraus, was die Produktion aller Powerfuels betrifft. Bei der Weiterverarbeitung zu Kohlenwasserstoffverbindungen wird eine **CO<sub>2</sub>-Quelle** benötigt. Dies betrifft die Produktion der Powerfuels Methan, Methanol und der Flüssigkraftstoffe. Die Bereitstellung des Stickstoffs mittels Air-Separation-Unit ist Teil der Ammoniakherstellung und dessen Energiebedarf wird im Wirkungsgrad des Herstellungsprozesses bereits beachtet.

### Wasserentsalzung

In Regionen ohne Zugang zu Süßwasser für die Produktion von Powerfuels, muss das Wasser über Entsalzungsanlagen aus dem Meerwasser oder Brackwasser aufbereitet werden. Brackwasser ist eine Bezeichnung für Wasser, dessen Salzgehalt zwischen 0,1% und 1% liegt, also oberhalb von Süß- und unterhalb von Salzwasser<sup>74</sup>. Allgemein findet der Entsalzungsprozess entweder durch Abtrennung von Süßwasser oder durch die Abtrennung

---

<sup>70</sup> (DECHEMA, 2017)

<sup>71</sup> (J.D. James, Y.C. van Delft)

<sup>72</sup> (DECHEMA, 2017)

<sup>73</sup> (ammonia energy association, 2017)

<sup>74</sup> (Lebensmittellexikon, 2019)

von Salz statt. Hierbei gibt es verschiedene Prozesse, die entweder den Membranprozessen oder den thermischen Destillations- oder Verdampfungsprozessen zuzuordnen sind.

Für die energetische Betrachtung im Rahmen dieser Analyse wurde die Umkehrosmose (SWRO - Seawater Reverse Osmosis) als Entsalzungsprozess gewählt. Die SWRO ist die effizienteste Methode der Wasserentsalzung beim aktuellen Stand der Technik.<sup>75</sup>

Für moderne Entsalzungsanlagen wird ein Energieaufwand zwischen 3,5 bis 4,0  $\frac{kWh_{el.}}{m^3}$  allgemein angenommen. Somit wird hier ein **Energiebedarf** von  $3,75 \frac{kWh_{el.}}{m^3}$  ( $= 0,00375 \frac{kWh_{el.}}{l}$ ) für die Entsalzung des Wassers angenommen.

Als **Wasserbedarfs** wird hier ca. 1,5 l aufbereitetes Wasser pro  $Nm^3$  Wasserstoff angenommen.<sup>76</sup> Mit dem Energiegehalt eines Normkubikmeters Wasserstoff von  $1 Nm^3 = 3 kWh$  (unterer Heizwert)<sup>77</sup> folgt:

$$3 kWh_{Wasserstoff} = 1,5 l Wasser$$

$$1 kWh_{Wasserstoff} = 0,5 l Wasser$$

Um  $1 kWh_{Wasserstoff}$  herzustellen, wird somit ca. 0,5 l aufbereitetes Wasser benötigt. Es folgt für den **Energiebedarf der Entsalzungsanlage** bei der Produktion von  $1 kWh_{Wasserstoff}$ :

$$0,00375 \frac{kWh_{el.}}{l} * 0,5 l = 0,001875 kWh_{el.}$$

Der Wirkungsgrad bei der Entsalzung des Wassers für die Elektrolyse wird somit auf  $\eta = 0,9981$  beziffert. Der Verlust scheint zwar gering, ist aber in Anbetracht der großen Produktionsmengen nicht zu vernachlässigen.

## **CO<sub>2</sub>- Quellen**

Bei der Erzeugung von Methan, Methanol und den Flüssigkraftstoffen: Benzin, Kerosin und Diesel, wird neben dem Wasserstoff aus der Elektrolyse auch CO<sub>2</sub> als Rohstoff benötigt. Als CO<sub>2</sub>-Quellen bieten sich mehrere Möglichkeiten an. Im Rahmen dieser Arbeit wird die Entnahme des CO<sub>2</sub> aus der Umgebungsluft mittels Direct Air Capture (DAC) und die Entnahme des CO<sub>2</sub> aus der industriellen Zementproduktion genauer betrachtet und energetisch analysiert.

### CO<sub>2</sub> Abscheidung aus der Umgebungsluft – Direct Air Capture

Ein Ansatz, um CO<sub>2</sub> bereit zu stellen, ist die direkte Abscheidung aus der Umgebungsluft (Direct Air Capture- DAC). Inzwischen gibt es mehrere Hersteller, die DAC Komponentenlösungen anbieten, um Anlagen damit aufrüsten zu können.

<sup>75</sup> (Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages, 2008)

<sup>76</sup> (Hey, 2012), Masterthesis „Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung“

am Beispiel einer Elektrolyseanlage mit atmosphärischen alkalischen Elektrolyse und einer Leistungsgröße von 1 MW

<sup>77</sup> (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2019)

Die Luft besteht hauptsächlich aus Stickstoff (ca. 78 Vol.%) und Sauerstoff (ca. 21 Vol.%), enthält aber auch Spurengase wie Kohlenstoffdioxid (ca. 0,4%). Die relativ junge DAC Technologie ist im Anfangsstadium der Kommerzialisierung. Als zusätzliche Komponente kann die DAC-Anlage bei der Produktion der Powerfuels miteingebaut werden. Das aus der Luft abgeschiedene  $CO_2$  kann direkt als Rohstoff für die weiteren Prozessschritte nach der Elektrolyse benutzt werden. Neben dem Einsatz in Power to X Anlagen, wird der DAC Technologie eine wichtige Rolle bei der zukünftigen Neutralisierung der THG-Emissionen beispielsweise von Flugreisen zugeschrieben.

Mittels Filter aus speziellen Zellulosefasern wird das  $CO_2$  aus der Luft in einem zyklischen Prozess abgeschieden. Dazu wird Umgebungsluft mit Ventilatoren durch eine Filterkammer geleitet. Die Zellulose funktioniert durch ihren Aufbau hierbei ähnlich wie ein Schwamm und ist auf ihrer großen Oberfläche mit Aminen beschichtet, die das  $CO_2$  chemisch binden. Nachdem die Zellulose gesättigt ist, wird die Kammer auf ca. 95°C erwärmt und der Druck in der Kammer auf 0,2 bar reduziert. Dadurch löst sich das gebundene  $CO_2$  von den Zellulosefasern und kann mittels Vakuums entnommen werden. Die Firma „Climeworks“ ist ein Schweizer Hersteller von DAC Komponenten und gibt einen Energiebedarf von 500  $kWh_{el}$  und 1.5  $kWh_{th}$  bei 100°C pro Tonne  $CO_2$  an. Der relativ hohe elektrische Energiebedarf entsteht durch das große Luftvolumen, welches durch die Ventilatoren bewegt werden muss, um bei der geringen  $CO_2$  Konzentration in der Luft die gewünschte Masse an  $CO_2$  zu erhalten. Da die Abwärme durch Komponenten weiterer Prozessschritte für die Direct Air Capture benutzt werden kann, wird hier nur der **elektrische Energiebedarf** von 0,5  $kWh_{el}$  pro  $kg$   $CO_2$  berücksichtigt.<sup>78</sup> Bei aktuellen Demonstrationsanlagen ist ein geringer, zusätzlicher thermischer Energieaufwand notwendig. Bei der Methanisierung ist die Wärmemenge durch Abwärmenutzung im ausreichenden Maßstab vorhanden, um die DAC-Komponente zu betreiben. Laut Expertenaussage des DAC Herstellers Climeworks wird daran gearbeitet, bei größeren Anlagen zukünftig ohne zusätzlichen thermischen Aufwand auszukommen. Bei der Herstellung der Flüssigkraftstoffe wird zukünftig auch bei skaliertem Produktion ein geringer Anteil an Wärmeenergie aufzubringen sein, um das  $CO_2$  abzutrennen.

### $CO_2$ aus Abscheidung bei der Zementproduktion

Anstatt das  $CO_2$  direkt aus der Luft zu filtern, kann man es auch aus industriellen Prozessen abscheiden, bei denen es als Nebenprodukt anfällt. In Anbetracht der Bestrebungen, die weitgehende THG-Neutralität bei industriellen Produktionsprozessen zu erlangen, ist eine Schließung des Kohlenstoffkreislaufs erforderlich. Dafür muss man das bei der Produktion anfallende  $CO_2$  einfangen. Neben der Langzeitspeicherung durch Verpressen in Gesteinsschichten oder Einspeisung in unterirdische Hohlräume, die bei der Erdgasförderung frei werden, kann das  $CO_2$  als Rohstoff weiterverwendet werden. Hierzu bietet sich die Produktion von Flüssigkraftstoffen oder Methan an. Richtig angewandt, ist so eine weitgehende Schließung des  $CO_2$  Kreislaufs bei der industriellen Produktion möglich. Da die

---

<sup>78</sup> (Climeworks, 2019)

Zementproduktion ca. 6% des anthropogenen  $CO_2$  Ausstoßes verursacht<sup>79</sup>, soll sie hier als Beispiel für eine industrielle  $CO_2$ -Quelle dienen.

Beim Herstellungsprozess von Zement entstehen während der Kalzinierung aufgrund chemischer Prozesse unvermeidbare  $CO_2$  Emissionen. Zur  $CO_2$  Abscheidung während der Zementproduktion stehen grundsätzlich drei Verfahren zur Auswahl:

- $CO_2$  Abscheidung vor dem Brennen „Pre-Combustion“
- $CO_2$  Abscheidung nach dem Brennen „Post-Combustion“
- Verbrennen des Kraftstoffs mit reinem Sauerstoff und  $CO_2$  Abscheidung nach dem Brennen („Oxy-Combustion“)

Da bei der Pre-Combustion nicht die Emissionen der Kalzinierung eingefangen werden und die Oxy-Combustion Technologie große Nachrüstungen des gesamten Zementwerks benötigt, wird hier auf die Post-Combustion weiter eingegangen.

### Energiebedarf

Das bei der Post-Combustion entstehende Rauchgas hat üblicherweise einen  $CO_2$  Anteil von ca. 20 Vol.% und wird durch eine Aminwäsche abgeschieden. Die Firma Aker Solution hat dafür Containerlösungen zum Nachrüsten entwickelt, die bereits erfolgreich an einem Zementwerk in Norwegen getestet worden sind. Dabei kann zwischen 80 und 95% des im Rauchgas enthaltenen  $CO_2$  abgeschieden werden. Hierbei wird der Energiebedarf auf  $0,833 kWh_{th}$  und  $0,13 kWh_{el}$  pro kg  $CO_2$  angegeben<sup>80</sup>. Das abgeschiedene  $CO_2$  hat eine Reinheit von 99,95 Vol.% und genügt so den Anforderungen der SOEC-Co-Elektrolyse<sup>81</sup>. Somit gilt für den **Energiebedarf** von 1 kg  $CO_2$ :  $0,833 kWh_{th} + 0,13 kWh_{el} = 0,963 kWh$

### $CO_2$ -Bedarf

Bei der Herstellung von **Flüssigkraftstoffen** über Fischer Tropsch Verfahren rechnet man rein stöchiometrisch mit einem Bedarf von  $3 kg CO_2$  pro l Flüssigkraftstoff (ca.  $0,8 kg$ ). Die in Realität auftretenden Verluste durch einen geringen Anteil von unvollständiger Umsetzung werden hier vernachlässigt, da sie je nach Anlagentyp und Größe unterschiedlich ausfallen. Für den  $CO_2$ -Bedarf wird hier somit mit einem Betrag von  **$3 kg CO_2$  pro l Kraftstoff** gerechnet.

Bei der direkten **Methanisierung** von  $CO_2$ , die über die Sabatier-Gleichung  $CO_2 + 4H_2 \rightarrow CH_4 + H_2O$  beschrieben wird, wird hier mit einem  $CO_2$ -Bedarf von  **$2,94 kg CO_2$  pro kg  $CH_4$**  gerechnet<sup>82</sup>.

In Tabelle 3 ist eine Übersicht der benötigten Energiemengen zur Bereitstellung des  $CO_2$  nach dem jeweiligen Verfahren aufgelistet. Der Gesamtenergiebedarf ist mit dem Energiegehalt in

<sup>79</sup> (Löchle, 2019)

<sup>80</sup> (Löchle, 2019)

<sup>81</sup> **Es ist eine ungültige Quelle angegeben.**

<sup>82</sup> **Es ist eine ungültige Quelle angegeben.**, Energy efficiency and economic assessment of imported energy carriers based on renewable electricity

Relation gesetzt. Hierfür wurde für Methan  $13,9 \frac{kWh}{kg}$  und für Flüssigkraftstoffe  $9,5 \frac{kWh}{l}$  (ca.  $0,8 kg$ ) angenommen.

Tabelle 3: Energiebedarf bei der Bereitstellung von  $CO_2$  für die Powerfuelherstellung

	$CO_2$ Menge	Verfahren	Energiebedarf für 1 $kg CO_2$	Gesamtenergie- bedarf	Anteil zu Energiegehalt
<b>Methan</b>	$2,94 \frac{kg CO_2}{kg CH_4}$	DAC	$0,5 \frac{kWh_{el}}{kg CO_2}$	$1,47 \frac{kWh}{kg CH_4}$	10,57%
		Zement - industrie	$0,963 \frac{kWh_{el}}{kg CO_2}$	$2,83 \frac{kWh}{kg CH_4}$	20,36%
<b>Flüssig- kraftstoffe</b>	$3 \frac{kg CO_2}{l}$	DAC	$0,5 \frac{kWh_{el}}{kg CO_2}$	$1,50 \frac{kWh}{l}$	15,79%
		Zement - industrie	$0,963 \frac{kWh_{el}}{kg CO_2}$	$2,89 \frac{kWh}{l}$	31,57%

### 3.3.4 Transportstufen

Bei der Analyse der verschiedenen Transportvarianten der Powerfuels ist es sehr wichtig, die hier geltenden Annahmen und jeweiligen Bedingungen zu beachten. Vor allem die festgelegten Transportdistanzen sind ausschlaggebend für die energetische Betrachtung einer Transportvariante. Des Weiteren muss hier zu jeder Variante der Aggregatzustand jedes Powerfuels festgelegt werden. Ein Powerfuel kann auf unterschiedliche Weise in derselben Transportvariante transportiert werden; jedoch mit unterschiedlichen energetischen Wirkungsgraden. Die Zuordnung des jeweiligen Zustandes eines Powerfuels zu der Transportvariante wurde mittels Literaturrecherche getroffen. Mit den Kriterien Speicherdichte, Effizienz, Kosten und weiteren Aspekten wurde der jeweils bestmögliche Transportzustand gewählt. Eine Übersicht der Kriterien bei der Wahl des Zustands beim Transport eines Powerfuels ist in Tabelle 2 gegeben.<sup>83</sup>

Tabelle 4: Auswahlkriterien für Transportarten von Wasserstoff, (Krieger C., 2019)

Speicherdichte	Effizienz	Kosten	Sonstige Aspekte
Gravimetrische Energiedichte	Wirkungsgrad	Investitionskosten	Sicherheit
Volumetrische Energiedichte	Verluste über Speicherzeit	Lebensdauer/ Zyklusstabilität	Ökologischer Eingriff
			Transportierbarkeit

Im folgenden Kapitel werden die Transportvarianten zuerst definiert und die jeweiligen Annahmen für die Powerfuels dargelegt.

<sup>83</sup> (Krieger C., 2019), Verfahrenstechnische Betrachtung und Optimierung der Freisetzung von Wasserstoff aus organischen Trägermaterialien (LOHC)

## Tankstelle

Die Tankstelle stellt zwar keine eine Transportstufe dar, dient jedoch bei der Nutzung der Powerfuels im Verkehrssektor zur **Bereitstellung**, indem sie die Lücke zwischen den Transportstufen und der Nutzung schließt. Neben dem öffentlichen Tankstellennetz kann vor allem eine zentrale Tankinfrastruktur mit Produktion vor Ort vorteilhaft für die Bereitstellung von Powerfuels sein. Ein Beispiel hierfür wäre die Möglichkeit, öffentliche Fuhrparks (z.B. die Stadtreinigung, Polizei, Bundeswehr) klimaneutral zu betreiben, indem eine zentrale Tankstelle direkt mit einem Elektrolyseur gekoppelt ist.

Bei der **Wasserstoffbetankung** wird hier mit einem Energieverlust von 10% gerechnet. Je höher der Druck, desto höher der Energieverlust des Wasserstoffs. Während man bis vor einigen Jahren mit 15% des ursprünglichen Energiegehalts des Wasserstoffs für dessen Kompression an Tankstellen auf 700 bar gerechnet hat, wird heute mit Energieverlusten um die 10% gerechnet. Da mit Nachdruck an der Technologie geforscht wird, ist in Zukunft ein noch höherer Wirkungsgrad anzunehmen. Für die Wasserstoffbetankung wird in dieser Arbeit angenommen, dass der Wasserstoff vor Ort in Flüssigtankspeichern gespeichert ist und mittels Krypumpen verdichtet wird, die nur 10 bis 20 Prozent der Energie eines konventionellen Verdichters benötigt.<sup>84</sup>

Bei der **Betankung von Ammoniak** muss erwähnt werden, dass dieser zum Direktverbrauch mittels Ammoniakbrennstoffzelle gedacht wäre; nicht als Wasserstoffträgermaterial mit anschließender Dehydrierung. Der Ammoniak ist hier durch Kühlung verflüssigt. Eine Alternative hierzu wäre eine Verflüssigung per Kompression auf 7,2 bar. Die geeignetste Lösung (Kühlung oder Kompression) für Ammoniak-Brennstofftanks wird sich bei Prototypen und einem möglichen Markthochlauf in der Zukunft zeigen.<sup>85</sup> Der Energiebedarf zum Abkühlen von Ammoniak auf -33 °C wurde wie folgt berechnet:

- Massespezifische Wärmekapazität von Ammoniak:  $2,060 \frac{kJ}{kg K}$
- Temperaturunterschied:  $20^{\circ}C$  zu  $-33^{\circ}C = 53^{\circ}C$
- Masse des gasförmigen Ammoniaks:  $1 kg$
- Energiegehalt Ammoniak:  $6,25 \frac{kWh}{kg} = 22500 \frac{kJ}{kg}$

Mit der thermodynamischen Grundgleichung:  $Q = c * m * \Delta T$  wird die Wärmemenge bei der Kühlung von  $1 kg$  Ammoniak wie folgt berechnet:

$$109,18 kJ = 2,06 \frac{kJ}{kg K} * 1 kg * 53^{\circ}C$$

---

<sup>84</sup> (linde engineering)

<sup>85</sup> (chemie.de, 2019), (ammonia energy association, 2017)

In Relation zum Energiegehalt von der gleichen Masse an Ammoniak ergibt sich ein Energieanteil von 0,5%, der für die Verflüssigung benötigt wird:

$$\frac{109,18 \text{ kJ}}{22500 \text{ kJ}} = 0,00485$$

In der Tabelle 5 ist eine Übersicht der angenommenen Wirkungsgrade dargestellt.

*Tabelle 5: Wirkungsgrade für die Bereitstellung der Powerfuels aus der Tankstelle*

<b>Powerfuel</b>	<b>Zustand</b>	<b>Wirkungsgrad</b>	<b>Grund für Energieverlust</b>
Wasserstoff aus Tankstelle	gasförmig, komprimiert (bei 350 bar bis 700 bar)	<b>90%</b>	Energieaufwand bei Verdichtung
Methan aus Tankstelle	komprimiert, 200 bar	<b>97,5%</b>	Energieaufwand bei Verdichtung
Flüssigkraftstoff/ Methanol aus Tankstelle	flüssig	<b>100%</b>	Kein Energieaufwand
Ammoniak aus Tankstelle	verflüssigt bei -33°C	<b>99%</b>	Energieaufwand durch Herunterkühlen



## Druckspeichertank

Unter Druckspeichertanks werden oberirdische Druckbehälter zum Speichern von gasförmigen Powerfuels unter Kompression verstanden. Sie dienen als Pufferspeicher für **kurze Zeiträume** von Stunden bis zu Wochen. Des Weiteren übernehmen Druckspeichertanks in der Wertschöpfungskette der Powerfuels die Speicherung gasförmiger Volumina, die durch kurzzeitige lokale Überproduktion anfallen. Die Größe der Druckbehälter variiert von kleinen Druckflaschen mit 700 bar bis zu großen, um die 20 Meter hohen, kugelförmigen Speichern (ehemalig Gasometer) mit üblicherweise geringerem Druck von etwa 10 bar.<sup>86</sup> Bei der **Wasserstoffspeicherung** in Druckspeichertanks wird hier angenommen, dass der Druck mittels ionischem Verdichter erreicht wird. In Tabelle 6 ist eine Übersicht der angenommenen Wirkungsgrade dargestellt:

Tabelle 6: Wirkungsgrade für die Speicherung gasförmiger Powerfuels im Druckspeichertank

Powerfuel	Zustand	Wirkungsgrad	Grund für Energieverlust
Wasserstoff aus Druckspeichertank	gasförmig, komprimiert (10 bis ca. 70 bar)	<b>95,00%</b>	Energieaufwand bei Verdichtung
Methan aus Druckspeichertank	gasförmig, komprimiert (10 bis ca. 70 bar)	<b>97,50%</b>	Energieaufwand bei Verdichtung

## Salzkavernenspeicher

Kavernenspeicher eignen sich dazu, gasförmige Volumina, die durch langfristige lokale und saisonale Überproduktion anfallen, für einen **langen Zeitraum** von mehreren Monaten saisonal zu speichern. Unter Salzkavernen versteht man ehemalige unterirdische Salzstöcke, die ein offenes Volumen für das Gas haben und in Zukunft als Gasspeicher eingesetzt werden können. Sie sind durch eine hohe Ein- und Ausspeiseleistung gekennzeichnet und haben in Deutschland eine sehr hohe Speicherkapazität. Diese beträgt etwa 25 Milliarden Normkubikmeter Erdgas, was einem Viertel des deutschen Jahresverbrauchs entspricht.<sup>87</sup> Bei Auslegung der Kavernengröße sind verschiedene, oft miteinander konkurrierende Aspekte zu berücksichtigen: Ein großes Druckspiel im Speicher führt zu geringem Kavernenvolumen und damit zu geringeren Erstellungskosten. Ein kleines Druckspiel verringert dagegen die Investitions- und Betriebskosten für die Kompressoren und die Luftkühler und verbessert damit den Wirkungsgrad. In Tabelle 7 wird eine Übersicht der Wirkungsgrade bei Speicherung der Gase gegeben.

<sup>86</sup> (Energielexikon, 2019)

<sup>87</sup> (Studie von Konsortium Alstom Power / Ecofys / E.ON Energie / KBB / IAEW / REpower / Vattenfall Europe, 2012)

Tabelle 7: Wirkungsgrade für die Speicherung gasförmiger Powerfuels in Salzkavernenspeicher

Powerfuel	Zustand	Wirkungsgrad	Grund für Energieverlust
Wasserstoff aus Salzkavernenspeicher	adiabat komprimiert gespeichert	95,00%	Wasserstoff aus Salzkavernenspeicher (große Volumina)
Methan aus Salzkavernenspeicher	adiabat komprimiert gespeichert	95,00%	Methan aus Salzkavernenspeicher (große Volumina)

## Tankwagen

Zum Transport von Powerfuels an Orte, die nicht direkt an Verteilnetze oder Speicher angeschlossen sind, eignen sich Tankwagen als Transportvariante. Sie sind üblicherweise für **Transportdistanzen bis zu 500 km** im Einsatz. Tankwagen eignen sich für die Lieferung von flüssigen, von unter Druck und niedrigen Temperaturen verflüssigten oder von gasförmig komprimierten Powerfuels und haben Volumen von bis zu 45 000 Litern. Im Rahmen dieser Analyse werden **keine Wirkungsgradverluste** aufgrund des **verfahrenen Kraftstoffs** des Tankwagens berücksichtigt. Bei geringeren Durchsätzen ist der Tankwagen im Vergleich zu einer Pipeline günstiger.

Der **Wasserstofftransport** erfolgt hier verflüssigt bei  $-253^{\circ}\text{C}$  ( $<34\text{ K}$ ), obwohl der Transport als Flüssigwasserstoff einen schlechteren Wirkungsgrad als der Transport des komprimierten Wasserstoffs aufweist. Letzterer weist eine vergleichsweise schlechte gravimetrische Energiedichte auf, wohingegen bei Flüssigwasserstoff die lohnende Transportmenge durch die höhere Energiedichte schneller erreicht wird. Ein Wirkungsgradverlust von 20% bei Flüssigwasserstoff entsteht durch Energieverluste durch Herunterkühlen und Halten des Temperaturniveaus. Hinzu kommen Boil-Off Verluste, die nötig sind, um den Druck niedrig zu halten.

Der Transport von **Methan** erfolgt in Form von LNG. Das auf  $-160^{\circ}\text{C}$  verflüssigte Methan weist durch den höheren Siedepunkt einen besseren Wirkungsgrad auf, als der Transport des Flüssigwasserstoffs.

Der Energieaufwand bei der Verflüssigung von **Ammoniak** für den Transport gestaltet sich vergleichsweise zu Methan und Wasserstoff gering, da Ammoniak schon bei  $-33^{\circ}\text{C}$  flüssig wird. Da **Flüssigkraftstoffe** nicht gekühlt oder komprimiert werden müssen, fällt hier kein Energieverlust an.

Eine Übersicht der Wirkungsgrade für den Transport mittels Tankwagen ist in folgender Tabelle gegeben.

Tabelle 8: Wirkungsgrade und Zustände bei Transport der Powerfuels im Tankwagen

Powerfuel	Zustand	Wirkungsgrad	Grund für Energieverlust
Wasserstoff aus Tankwagen	verflüssigt bei -253°C (<34 K)	<b>80,00%</b>	Herunterkühlen; Halten des Temperaturniveaus; Boil-Off Verluste
Methan aus Tankwagen	LNG, verflüssigt bei -160°C	<b>88,00%</b>	Herunterkühlen; Halten des Temperaturniveaus; Boil Off Verluste
Flüssigkraftstoff/ Methanol aus Tankwagen	flüssig	<b>100,00%</b>	Kein Verlust
Ammoniak aus Tankwagen	drucklos gekühlt, verflüssigt bei -33°C	<b>99,00%</b>	Herunterkühlen; Halten des Temperaturniveaus

## Tankschiff

Für den Transport großer Mengen an Powerfuels eignet sich ein Tankschiff, sofern die geografischen Gegebenheiten entsprechend gegeben sind. Der verfahrenere Kraftstoff des Tankschiffs wird hier ebenfalls nicht in den energetischen Wirkungsgrad einbezogen. Somit tritt bei den Powerfuels, die keine Verflüssigung benötigen, kein Energieverlust auf. Übliche **Transportdistanzen** für Tankschiffe liegen bei über **1500 km**. Die Größe der Tankschiffe liegt üblicherweise bei Tankvolumen von 40 000 m<sup>3</sup> bis hin zu 200 000 m<sup>3</sup> (Very Large Crude Carrier).<sup>88</sup>

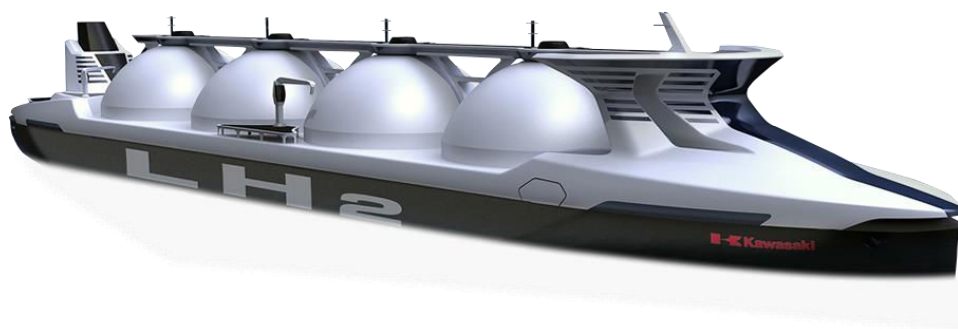


Abbildung 3.10: Entwurf eines Tankschiffs für Flüssigwasserstofftransport mit 160 000 m<sup>3</sup> Tankvolumen, (Kawasaki Heavy Industries, 2020)

<sup>88</sup> (US Energy Information Administration)

Um beim **Wasserstofftransport** eine möglichst hohe Energiedichte zu erreichen, gibt es verschiedenste Möglichkeiten, an denen aktuell mit Hochdruck geforscht wird. Eine Übersicht der Möglichkeiten ist in Kapitel [2.2.4](#) gegeben. Welche Technologie sich für den Transport durchsetzt, wird sich in Zukunft zeigen. Ein Technologiemix ist ebenfalls möglich. In dieser Analyse wird der Transport von **verflüssigtem Wasserstoff** für die Transportstufe „Tankschiff“ festgesetzt. Durch mögliche Boil-Off Verluste und den benötigten Energieaufwand beim Herunterkühlen und Halten auf  $-253^{\circ}\text{C}$  wird dem Wasserstofftransport hier ein Wirkungsgrad von 80% zugeordnet. Im Vergleich zu dem Transport mittels Pipeline bei Transportdistanzen von über 1500 km ist es günstiger, verflüssigten Wasserstoff mit einem Tankschiff zu transportieren. Der japanische Hersteller Kawasaki Heavy Industries entwickelt derzeit ein erstes Schiff für den kommerziellen Wasserstofftransport.<sup>89</sup> Das relativ kleine Transportschiff mit  $2\,500\text{ m}^3$  soll in Zukunft mit großen Tankschiffen für Flüssigwasserstoff ergänzt werden, die mit  $160\,000\text{ m}^3$  Tankvolumen vergleichbar mit heutigen LNG-Tankern sind (siehe Abbildung 3.1). Ein Kostenvergleich des Wasserstofftransports wurde von der International Energy Agency in ihrem Report „The Future of Hydrogen“ veröffentlicht.<sup>90</sup> Bei der Wahl der Transportstufe spielen jedoch weitere Faktoren eine Rolle. Vielerorts könnten bereits bestehende Pipelines auch für den Transport der Powerfuels benutzt werden.

**Figure 27. Cost of hydrogen storage and transmission by pipeline and ship, and cost of hydrogen liquefaction and conversion**

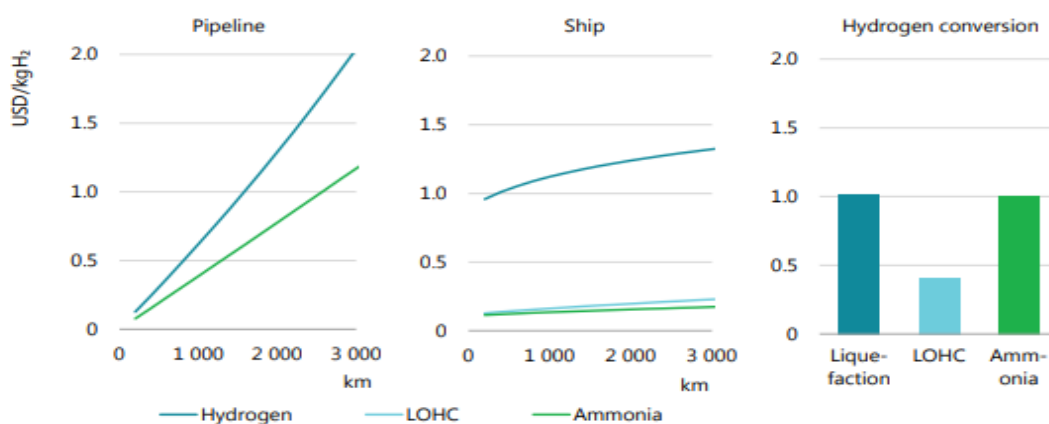


Abbildung 3.11: Kosten der Transportinfrastruktur von Wasserstoff nach Distanz und Trägermaterial bzw. Zustand

Beim **Methantransport** wird ebenfalls der verflüssigte Zustand angenommen. Durch den höheren Siedepunkt bei  $-160^{\circ}\text{C}$  ist ein besserer Wirkungsgrad von 88% im Vergleich zum Transport des Flüssigwasserstoffs realisierbar. LNG-Carrier haben heute schon eine Größe von  $177\,000\text{ m}^3$ .

<sup>89</sup> (Kawasaki Heavy Industries, 2020)

<sup>90</sup> (International Energy Agency, 2019)

**Ammoniak** ließe sich durch sehr geringen Energieaufwand mittels eines Schiffs transportieren, was ein ausschlaggebender Grund ist, weshalb Japan intensiv an einer Wasserstoffversorgungsinfrastruktur mit Ammoniak als Trägermaterial forscht.<sup>91</sup>

Tabelle 9 gibt eine Übersicht der angenommenen Wirkungsgrade:

*Tabelle 9: Wirkungsgrade bei Transport der Powerfuels im Tankschiff*

<b>Powerfuel</b>	<b>Zustand</b>	<b>Wirkungsgrad</b>	<b>Grund für Energieverlust</b>
Wasserstoff aus Tankschiff	verflüssigt bei -253°C (<34 K)	<b>80,00%</b>	Energieaufwand beim Herunterkühlen und beim ständigen Kühlen, um Temperaturniveau zu halten, Boil-Off Verluste möglich
Methan aus Tankschiff	LNG, verflüssigt bei -160°C	<b>88,00%</b>	Energieaufwand beim Herunterkühlen und beim ständigen Kühlen, um Temperaturniveau zu halten, Boil-Off Verluste möglich
Flüssigkraftstoff/ Methanol aus Tankschiff	flüssig	<b>100,00%</b>	Treibstoffverbrauch Tankschiff vernachlässigt
Ammoniak aus Tankschiff	verflüssigt bei -33°C	<b>99,00%</b>	Energieverlust durch Herunterkühlen und Halten der Temperatur

<sup>91</sup> (Agency for Natural Resources and Energy, Japan, 2017)

## Verteilpipelines und Fernleitungspipelines

Im Rahmen dieser Arbeit wurde aufgrund der großen Unterschiede bei Durchsätzen und Distanzen zwischen den Transportstufen „Verteilpipelines“ und „Fernleitungspipelines“ unterteilt. **Verteilpipelines** werden hier für Transportdistanzen von **bis zu 1000 km** zum regionalen Transport der Powerfuels zu Abnehmern wie Gebäuden oder Industriestandorten verwendet. Sie zeichnen sich im Vergleich zu Fernleitungspipelines durch geringere Durchsätze und Durchmesser unterhalb von 700 mm aus. **Fernleitungspipelines** werden im Rahmen dieser Analyse für Transportdistanzen der Powerfuels erst ab 1000 km verwendet. Sie sind durch sehr große Durchmesser von bis zu 1400 mm und Durchsätzen gekennzeichnet (z.B. 58,8 Milliarden Kubikmeter Erdgas durch Nord-Stream-Pipeline<sup>92</sup>) und versorgen ganze Regionen oder Großabnehmer (z.B. Raffinerien). Sie stehen in der Wertschöpfungskette oftmals vor den Verteilpipelines.

Bei beiden Transportstufen wird für gasförmige Powerfuels, die bis zu 90 bar komprimiert werden, pauschal ein **Energieverlust von 2%** des Durchsatzes angenommen. Dieser resultiert aus Reibungsverlusten in der Pipeline, die den Druck entlang der Strecke abfallen lassen. Somit besteht eine Notwendigkeit für den Einsatz von energieintensiven Verdichterstationen, die mit Abständen von etwa 150 bis 300 km angesiedelt sind.<sup>93</sup> Der geringere Durchmesser der Verteilpipelines führt zu einem größeren Einfluss der Reibung auf die Fließgeschwindigkeit der Gase. Somit ist der Energieverlust bei Verteilleitungen bei der gleichen Länge doppelt so hoch anzunehmen, wie der bei Fernleitungsrohren. Da diese jedoch eine viel größere Transportdistanz zurücklegen, wird der gleiche Energieverlust angenommen.

**Ammoniak** ist auch bei dem Transport durch Pipelines gut zu handeln. Insgesamt besteht hier eine ausgereifte Prozess- und Technologiereife, da allein in Osteuropa bereits 2400 km von Ammoniakpipelines bestehen. Des Weiteren soll der Bau günstiger sein als der einer Wasserstoffpipeline.<sup>94</sup>

Da der Energieaufwand in Relation zum viel höheren Energiedurchsatz bei **flüssigen Kraftstoffen** um einiges geringer ausfällt, wird dieser hier **vernachlässigt**.

In den folgenden Tabellen 10 und 11 ist eine Übersicht der Wirkungsgrade der beiden Transportstufen gegeben.

---

<sup>92</sup> (Nordstream, 2019)

<sup>93</sup> (Eugal, 2019)

<sup>94</sup> (ammonia energy association, 2017)

Tabelle 10: Wirkungsgrade bei Transport der Powerfuels durch Verteilpipelines

Powerfuel	Zustand	Wirkungsgrad	Grund für Energieverlust
Wasserstoff aus Verteilpipelines	komprimiert bis ca. 90 bar, 2% Energieverlust pro 1000 km	<b>98,00%</b>	Reibungsverluste/ Verdichterstationen
Methan aus Verteilpipelines	komprimiert bis ca. 90 bar 2% Energieverlust pro 1000 km	<b>98,00%</b>	Reibungsverluste/ Verdichterstationen
Flüssigkraftstoff/ Methanol aus Verteilpipelines	flüssig	<b>100,00%</b>	Energie für Pumpen vernachlässigbar klein, hoher Energiedurchsatz
Ammoniak aus Verteilpipelines	flüssig, bei -33°C Länge bis 1000 km	<b>99,00%</b>	Reibungsverluste/ Verdichterstationen, Kühlung

Tabelle 11: Wirkungsgrade bei Transport der Powerfuels durch Fernleitungspipelines

Powerfuel	Zustand	Wirkungsgrad	Grund für Energieverlust
Wasserstoff aus Fernleitungspipelines	komprimiert bis ca. 90 bar, Länge ab 1500 km. Faustformel: 1% Energieverlust pro 1000 km	<b>98,00%</b>	Reibungsverluste/ Verdichterstationen
Methan aus Fernleitungspipelines	komprimiert bis ca. 90 bar, Länge ab 1000 km	<b>98,00%</b>	Reibungsverluste/ Verdichterstationen
Flüssigkraftstoff/ Methanol aus Fernleitungspipelines	flüssig	<b>100,00%</b>	Energie für Pumpen vernachlässigbar klein, hoher Energiedurchsatz
Ammoniak aus Fernleitungspipelines	flüssig bei -33°C Länge ab 1000 km	<b>99,00%</b>	Reibungsverluste/ Verdichterstationen, Kühlung

### Am Ort der Anwendung produziert

Mit dieser Variante soll der spezielle Fall der örtlichen Produktion ohne weitere Transportkette konfigurierbar sein. Ein Beispiel wäre hier die Wasserstoffproduktion am Ort der Stahlproduktion und der direkte Einsatz bei der Stahlherstellung ohne Transportinfrastruktur. Hier wird somit kein Energieverlust durch den Transport berechnet.

### 3.4 Auslastung der regenerativen Energiequelle

Die Anzahl der Volllaststunden bestimmt die Auslastung der regenerativen Energiequelle. Im folgenden Kapitel wird beschrieben, wie bei der Einschätzung der Anzahl der Volllaststunden vorgegangen wurde. Zuvor werden die Voraussetzungen dargelegt, auf deren Grundlage diese Annahmen der Volllaststunden getroffen wurden.

Im Rahmen dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass die PtX Anlagen lediglich durch regenerativen Strom versorgt werden. Somit hat die Auslastung der regenerativen Energiequelle einen großen Einfluss auf günstige Produktionskosten der Powerfuels und damit auch auf den wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen. Für diese Arbeit wird angenommen, dass regenerative Energiequellen in Exportländern zur Produktion von Powerfuels zusätzlich errichtet werden. Es werden keine bestehenden regenerativen Energiequellen der lokalen Energiesysteme in den Regionen für die Produktion genutzt, da so der bestehende regenerative Strom im Energiesystem der Exportländer durch Strom aus  $CO_2$  Emissionsquellen ersetzt wird. Das würde das Ziel der Dekarbonisierung verfehlen bzw. nur aus Deutschland herausverlagern. Des Weiteren wird angenommen, dass Exportländer von Powerfuels die neuen EE-Anlagen an Standorten mit bestmöglicher Auslastung platzieren werden. Aus diesem Grund werden optimistische Zahlen für die Volllaststunden der Exportregionen angenommen.

Da Photovoltaik und Windkraft in den meisten Regionen der Erde die wichtigsten Quellen regenerativer Energien sind, beschränkt sich diese Arbeit auf diese zwei Energiequellen. Die Daten für die Anzahl der Volllaststunden von Windkraft- und PV-Anlagen wurden aus verschiedenen Studien<sup>95</sup> und Datenbanken<sup>96</sup> entnommen. In Tabelle 12 ist eine Übersicht der angenommenen Volllaststunden dargestellt.

*Tabelle 12: statistische Volllaststunden der regenerativen Energiequellen nach Region*

Region	Wind	Photovoltaik	Wind-Photovoltaik-Hybridpark
<b>Deutschland</b>	2813	990	3233
<b>Nordsee</b>	4400	-	-
<b>Nordafrika</b>	3400	2500	5015
<b>Naher Osten</b>	2500	2600	4335
<b>Marokko</b>	3400	2500	5015
<b>Spanien</b>	2551	1900	3783
<b>Südafrika</b>	2850	2500	4548

<sup>95</sup> (Agora Energiewende und Frontier Economics, 2018)

<sup>96</sup> (globalwindatlas.com, 2020), (windsim, energy calculations onshore, 2020), (Global solar atlas, 2020)



## Auswahl der Herkunftsregionen

Bei der Auswahl der Herkunftsregionen wurde versucht, mögliche Exportregionen von Powerfuels für das deutsche Energiesystem abzubilden. Die Erzeugungsregion „Nordsee“ wurde mit aufgenommen, da hier ein hohes Aufkommen an Offshore-Windkraft vorherrscht und durch die Nähe zu Deutschland eine Energieversorgung mittels Stroms und Powerfuels realistisch scheinen könnte. Die europäische Region „Nordafrika“ wurde durch das hohe Aufkommen an PV und PV-Wind-Hybridparks in die Auswahl mit aufgenommen. Hier wird oftmals auch die Möglichkeit einer Entwicklungshilfe für industrieschwache Länder aufgeführt. Genauer werden bereits Kooperationen mit Marokko angestrebt, da in der Küstenregion sehr hohe Auslastungen der Hybridparks zu realisieren wären, die sich sogar mit CSP Energiespeichern grundlastfähig gestalten würden.<sup>97</sup> Stellvertretend für die arabischen Länder, die aktuell einen Großteil des Öls zur Herstellung der benötigten Flüssigkraftstoffe an Deutschland exportieren, wurde die Region „Arabien“ als Herkunftsregion berücksichtigt. Der Export von Powerfuels wäre ein potenzielles Zukunftsgeschäft für diese Region. Die Region „Spanien“ wurde als europäischer Exporteur mitberücksichtigt. Südafrika stellt bereits viel Flüssigkraftstoff mittels Fischer-Tropsch-Synthese her, jedoch wird der benötigte Wasserstoff in der kohlereichen Region mittels Dampfreformierung aus Kohle erzeugt. Das würde sich jedoch auf eine emissionsneutrale Herstellung umstellen lassen.

„Die Herkunftsregion „Deutschland“ lässt sich beim Konfigurator wählen, um eine energetische Analyse mehrstufiger Transportketten innerhalb Deutschlands durchzuführen. Der zweite Teil des Analysetools lässt sich hier nicht anwenden, da kein Import stattfindet.“

## Volllaststunden für die Region Deutschland

Die Annahmen der zukünftigen Volllaststunden basieren auf der Energierferenzprognose<sup>98</sup> des BMWi. Die Berechnung der Volllaststunden für Windkraftanlagen wurde wie folgt durchgeführt: Die prognostizierte Bruttostromerzeugung der Windkraft in Deutschland 2050 beträgt insgesamt 214 TWh, wovon 70% auf Onshore-Windkraft mit einer Anzahl an Volllaststunden von 2200 fällt. Die restlichen 30% fallen auf die Offshore-Windkraft mit 4.250 Volllaststunden. Somit folgt für die durchschnittlichen Volllaststunden für Windkraftanlagen in Deutschland 2050:  $\frac{150}{214} * 2200 + \frac{64}{214} * 4250 = 2813 \text{ h}$

Zu beachten ist, dass hier bewusst das Mittelmaß der Auslastungen der Windkraftanlagen genommen wurde. Die Anzahl der Volllaststunden der Offshore- Anlagen ist um einiges höher. Beispiele hierfür wären die Offshore-Windparks: „Alpha Ventus“ mit 4500 h oder „Baltic 1“ mit 4000 h.<sup>99</sup>

<sup>97</sup> (Fasihi, 2017); (Fraunhofer ISI, Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit (GIZ), 2019)

<sup>98</sup> (Prognos, EWI, GWS, BMWi, 2014)

<sup>99</sup> (BMWi, 2015)

## Wind-PV-Hybridparks

Es wird angenommen, dass Hybridparks- bei einem optimierten Verhältnis der installierten Leistung von Wind - und Photovoltaikanlagen zueinander - zu einer höheren Auslastung der damit betriebenen PtX Anlage führen.<sup>100</sup> Bei der Bestimmung der Volllaststunden für Hybridparks wurde bei der Addition der einzelnen Volllaststunden (von Wind und PV) ein Abschlag von 15% mit einbezogen. Der Abschlag wurde berücksichtigt, da die Stromerzeugung von Windkraft- und Photovoltaik nicht vollständig unkorreliert sind.<sup>101</sup> Grundlegend wird angenommen, dass die Einspeisungen aus Wind- und Photovoltaik-Anlagen an einem Standort normalerweise eine geringe Korrelation aufweisen. Es gibt regionsspezifische Ausnahmen; jedoch zeigen Untersuchungen, dass für vergleichsweise wenige Stunden im Jahr die Einspeiseleistung aus beiden Erzeugungsarten gleichzeitig auf einem hohen Niveau liegt. Eine Überlappung von PV- und Windkraft wird laut Breyer<sup>102</sup> auf zwischen 5% und 25% der gesamten PV- und Windenergieeinspeisung beziffert. Die "Critical overlap full load hours", was ein Maß des Energieverlusts wegen der Überlappung der Volllaststunden ist, übersteigen jedoch nicht 9% der gesamten Einspeisung, sondern liegen hauptsächlich bei 3% - 4%. Der Abschlag von 15% wurde gewählt, da er genau im Range von 5%-25% liegt. Bei der Konzeption eines Energieparks mit einem optimierten Verhältnis von PV- und Windkraft fällt der Abschlag jedoch häufig geringer aus.

## Grundlastfähigkeit der regenerativen Energiequelle

Damit im Konfigurator auch eine Grundlastfähigkeit einer PtX Anlage konfiguriert werden kann, wurde der Fall: "Wind- Photovoltaik-Hybridpark mit CSP als Energiespeicher" in Regionen mit sehr hoher Sonneneinstrahlung mit aufgenommen. Das Sonnenwärmekraftwerk (Concentrated Solar Power (CSP)) hat hierbei nicht die Aufgabe, direkt Strom zu erzeugen, sondern die Entstehung und die Nutzung von Wärme zeitlich zu entkoppeln. Die CSP Technologie ist aktuell noch kostenintensiv. Da sie aber für die späte Phase der Energiewende weltweit wichtig sein wird, um Kraftwerke auch ohne fossile Zufeuerung über die Sonnenscheinzeit hinaus betreiben zu können, wird von einer starken Kostendegression ausgegangen.<sup>103</sup> Durch die Speicherung der thermischen Energie, die in Zeiten geringer Auslastung der Hybridanlage wieder in elektrische Energie umgewandelt werden kann, ist eine sehr hohe Auslastung anzunehmen, die 8000 Volllaststunden entspricht.<sup>104</sup>

---

<sup>100</sup> (Deutsche Wind Guard, 2017)

<sup>101</sup> (Christian Breyer, M. F. , 2012)

<sup>102</sup> (Christian Breyer, M. F. , 2012)

<sup>103</sup> (Welt der Physik , 2019)

<sup>104</sup> (Fraunhofer ISI, Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit (GIZ), 2019)

## 4. Ergebnisdarstellung

Als Ziel dieser Arbeit galt es, mögliche **Versorgungswege** der Powerfuels für das zukünftigen deutschen Energiesystems durch nationale und internationale Produktion **aufzuzeigen**. Des Weiteren sollte eine **Vergleichsgrundlage** der verschiedenen **Versorgungswege** geschaffen werden. Im Rahmen der durchgeführten Arbeiten wurde die Versorgungsstruktur in einheitliche Problemparameter strukturiert und deren Ausprägungen definiert, mit der Visualisierungsmethode „morphologischer Kasten“ visualisiert und durch genaue Zuordnung von Bedingungen und Werten analysiert.

### Methodik der Arbeit:

- Strukturierung der Versorgungsstruktur
- Visualisierung
- Analyse der Versorgungsstruktur

### Ziel der Arbeit:

- mögliche Versorgungswege aufzeigen
- Vergleichsgrundlage schaffen

Abbildung 4.1: Methodik und Ziel der Arbeit

Um die **erarbeiteten Ergebnisse** aus der angewandten Methodik zu verknüpfen und hieraus nutzbare Aussagen zu generieren, wurde eine **Excel-Anwendung** erstellt. In Abbildung 4.2 ist schematisch dargestellt, welche Arbeitsschritte zu den Ergebnissen in der Zielanwendung geführt haben. Im Rahmen der Excel-Anwendung lässt sich ein beliebiger Versorgungspfad durch das Konfigurieren der Ausprägungen der jeweiligen Problemparameter zusammenstellen. Automatisch wird dieser Pfad dann visualisiert und analysiert, also mit den erarbeiteten Ergebnissen verknüpft. Durch die Visualisierung werden alle möglichen Kombinationen der Versorgungspfade aufgezeigt. Die Informationen aus der energetischen Analyse werden zusätzlich dazu genutzt, um abzuschätzen, ob ein Import des Powerfuels über den konfigurierten Versorgungspfad energetisch sinnvoll ist.

In der folgenden Ergebnisdarstellung wird schrittweise der **Aufbau der Excel-Anwendung** aufgezeigt und im Anschluss die **Funktion und der Mehrwert** der Anwendung durch ein Beispiel verdeutlicht.

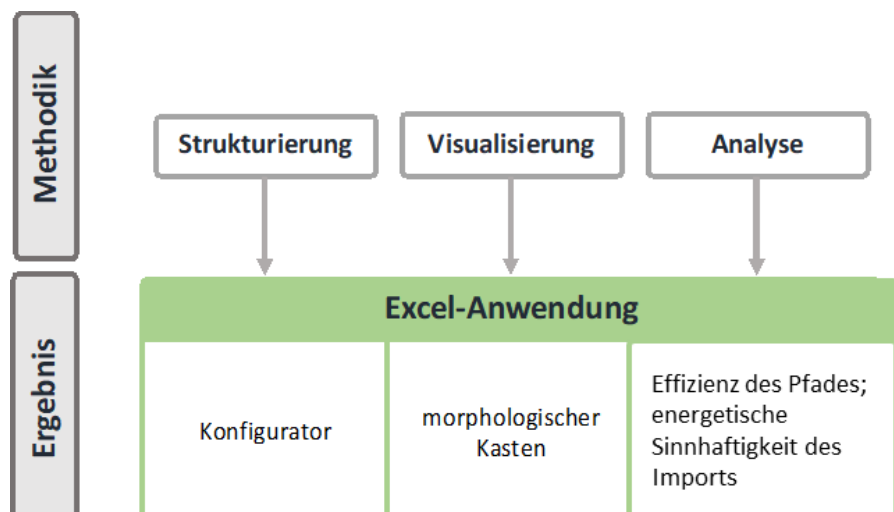


Abbildung 4.2: Verknüpfung der Methodik zum Aufbau der Excel-Anwendung

## 4.1 Aufbau der Excel-Anwendung

Die Anwendung besteht aus sieben „Excel-Seiten“, die hier schrittweise beschrieben werden sollen.

### Seite 1: „Startseite“

Auf der Startseite soll dem Benutzer die Grundlagen und die Funktion der Anwendung mit durch zwei Textfelder erläutert werden. Zuerst wird im ersten Textfeld kurz auf die Forschungsfrage eingegangen, die Rolle der Powerfuels im zukünftigen Energiesystem erläutert und die Notwendigkeit des Imports der Powerfuels als Grundlage dieser Arbeit dargelegt. Im zweiten Textfeld (siehe Abbildung 4.3) werden die Funktion und Aufteilung der Anwendung beschrieben. Auf die Bestimmung der „energetischen Sinnhaftigkeit“ wird hier genauer eingegangen und mit Hilfe eines Fließdiagramms erläutert.

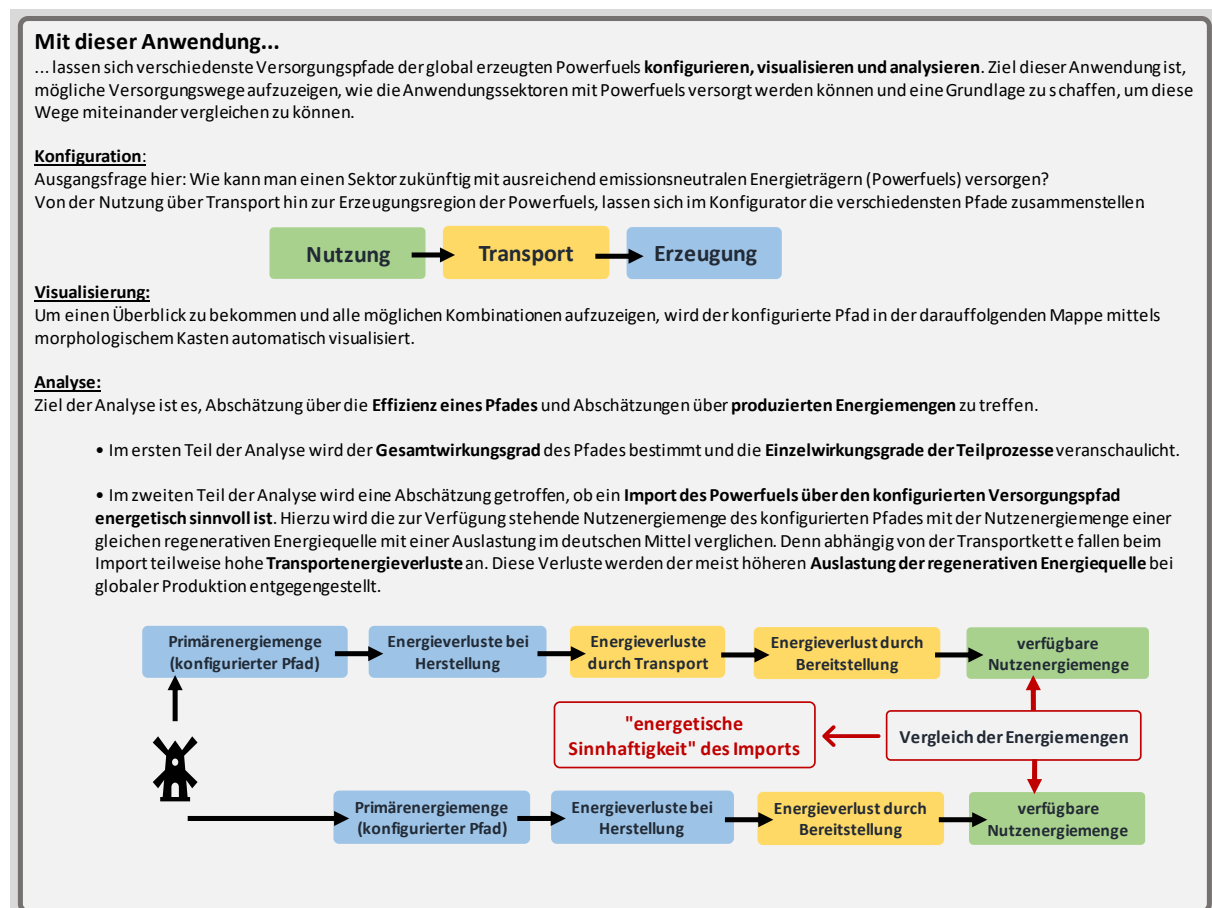


Abbildung 4.3: Textfeld zur Beschreibung des Aufbaus und der Funktion auf der Startseite der Excelanwendung.

## Seite 2: „Konfigurator“

Auf der zweiten Seite der Excel-Anwendung, im „Konfigurator“, lassen sich durch Kombination der jeweiligen Varianten der Problemparameter die verschiedensten Versorgungspfade gestalten. Damit man einen Überblick der Versorgungsstruktur mit sinnvoller Zuordnung der einzelnen Powerfuels zu Anwendungssektoren, Transport- und Speichermöglichkeiten, Erzeugung und hierfür benötigten Rohstoffe gegeben hat, ist die in Kapitel [3.1.2](#) erstellte Wertschöpfungskette der Powerfuels auf der rechten Seite der Excel-Seite dargestellt. Auf der linken Seite ist der eigentliche Konfigurator platziert. Eine Übersicht der Excel-Seite ist in Abbildung 4.4 gegeben:

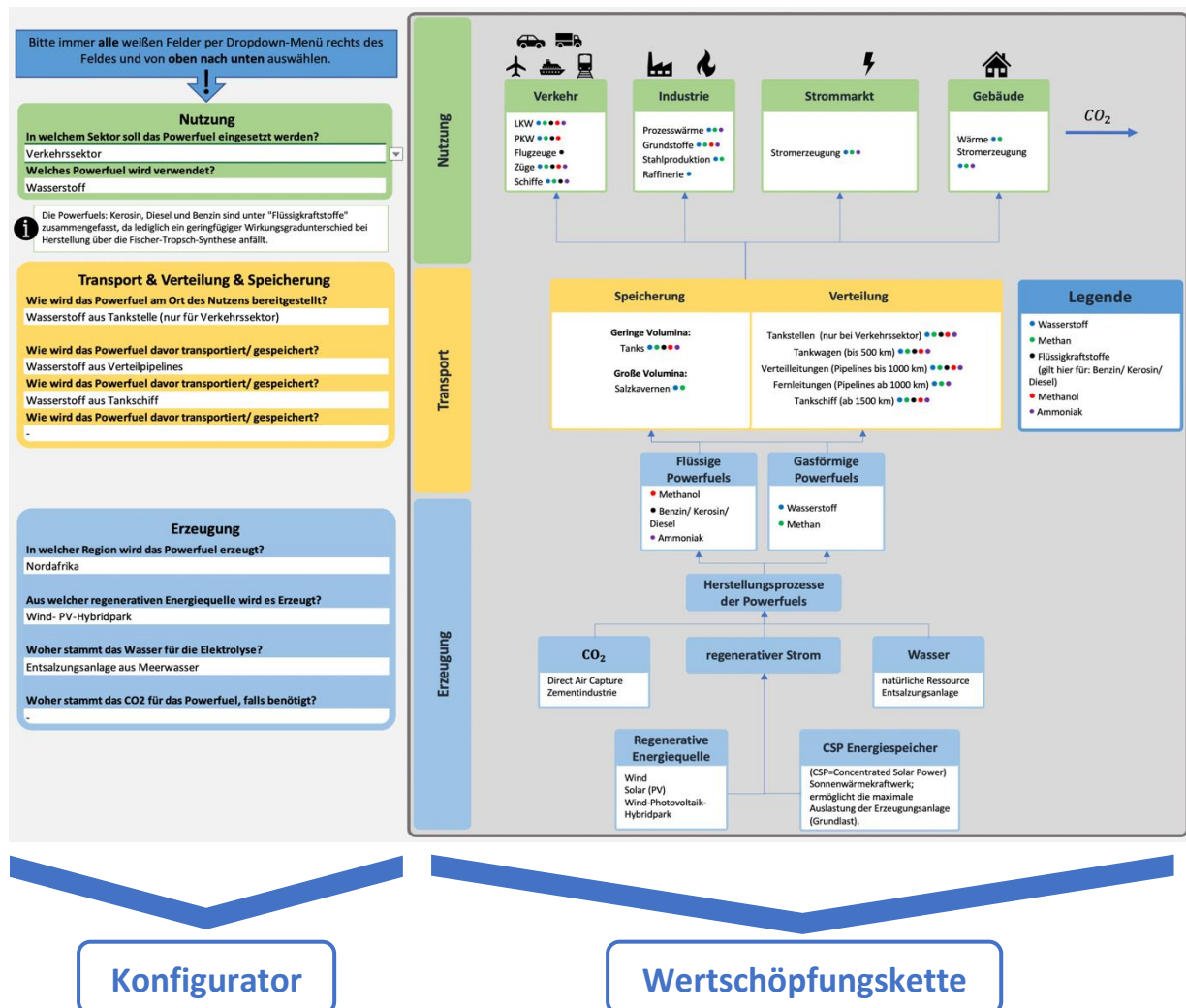


Abbildung 4.4: Die zweite Seite der Excel-Anwendung: „Konfigurator“

Durch Anklicken des Dropdown-Menüs rechts neben den weißen Feldern lassen sich die Varianten der Problemparameter auswählen (s. In [Kapitel 3.1.3](#) wurde die Versorgungsstruktur der Powerfuels in Problemparameter unterteilt. Diesen Parametern wurden charakteristische Fragen zugeordnet, mit deren Hilfe der Anwender nun beliebige Versorgungswege zusammenstellen kann. Beim Konfigurieren ist es wichtig, dass immer von dem obersten Parameter, also ausgehend von dem Anwendungssektor des Powerfuels, gestartet wird und die Felder von oben nach unten nacheinander ausgewählt werden. Hierbei lassen sich nämlich nur sinnvolle Varianten, die laut der Wertschöpfungskette zueinander passen, auswählen. Wenn beispielsweise der Anwendungssektor „Strommarkt“ gewählt wurde, lassen sich bei der Art des Powerfuels lediglich Wasserstoff, Methan und Ammoniak auswählen, da dies in der Wertschöpfungskette so vorgegeben wurde. Das heißt, die Varianten des folgenden Parameters sind abhängig von der Variante des oberhalb gewählten Parameters. Somit lässt sich sicherstellen, dass keine falschen Versorgungspfade zustande kommen.

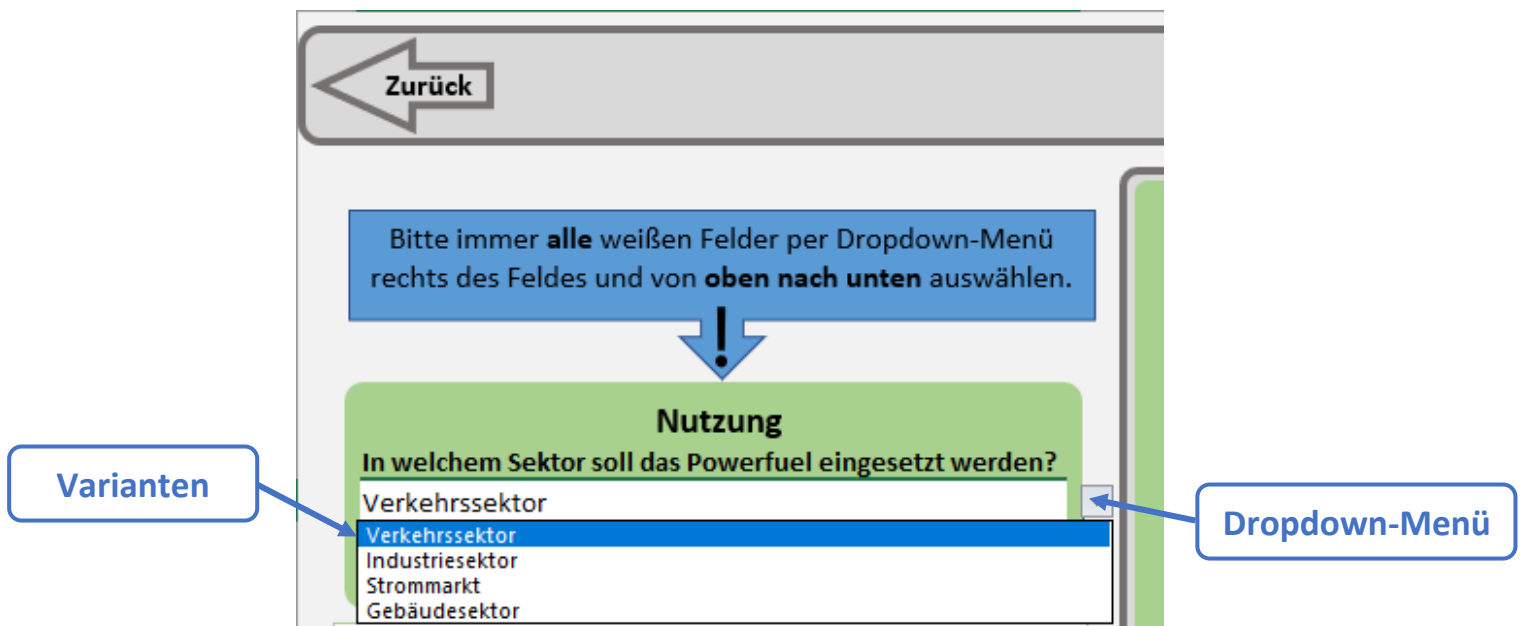


Abbildung 4.5: Auswahl der Varianten des Parameters „Anwendungssektor“

### Seite 3: „Visualisierung“

Auf den „Konfigurator“ folgt auf der nächsten Excel-Seite die „Visualisierung“. Im [Kapitel 3.2.2](#) wurde die Visualisierungsmethode „Morphologischer Kasten“ auf die in Parameter und Varianten unterteilte Versorgungsstruktur angewendet. Die Excel-Anwendung nutzt in der nächsten Seite, der sogenannten „Visualisierung“, die erarbeitete morphologische Analyse um den konfigurierten Pfad durch Einfärben der gewählten Varianten zu veranschaulichen. Dies geschieht automatisch, indem die Informationen durch bedingte Formatierung aus der Excel-Seite des Konfigurators ausgelesen werden und sich die Felder bei Übereinstimmung einfärben. Eine Visualisierung ermöglicht auch einen **schnelleren Vergleich** verschiedener Pfade mit all seinen Ausprägungen, da Unterschiede besser erkannt werden können. In Abbildung 4.6 ist die Visualisierung eines Pfades dargestellt:

Visualisierung										
Zurück										
Weiter										
Nutzung	Anwendungssektor	Verkehrssektor	Industriesektor	Strommarkt	Gebäudesektor					
	Art des Powerfuels	Wasserstoff	Methan	Flüssigkraftstoffe	Methanol	Ammoniak				
Transport	Bereitstellung bei Nutzung	Tankstelle	Druckspeichertank	Feststoffspeicherung	Salzkavernenspeicher	Tankwagen	Tankschiff	Verteilpipelines	Fernleitungspipelines	Produktion am Ort der Anwendung
	Speicher- & Transportstufe 1	-	Druckspeichertank	Feststoffspeicherung	Salzkavernenspeicher	Tankwagen	Tankschiff	Verteilpipelines	Fernleitungspipelines	
	Speicher- & Transportstufe 2	-	Druckspeichertank	Feststoffspeicherung	Salzkavernenspeicher	Tankwagen	Tankschiff	Verteilpipelines	Fernleitungspipelines	
	Speicher- & Transportstufe 3	-	Druckspeichertank	Feststoffspeicherung	Salzkavernenspeicher	Tankwagen	Tankschiff	Verteilpipelines	Fernleitungspipelines	
Erzeugung	Erzeugungsregion	Deutschland	Nordsee	Nordafrika	Arabien	Marokko	Südafrika	Spanien	Australien	
	Regenerative Energiequelle	Windkraft	Photovoltaik	Wind- PV-Hybridpark	Hybrid+ CSP Energiespeicher					
	Wasserherkunft für Elektrolyse	natürliche Ressource	Entsalzungsanlage aus Meerwasser							
	CO <sub>2</sub> Quelle	-	CO <sub>2</sub> aus Direct Air Capture	CO <sub>2</sub> aus Zementindustrie						

Abbildung 4.6: Automatische Visualisierung in der Excel-Anwendung

### Seite 4: „Analyse“

In der darauffolgenden Excel-Seite, der „Analyse“, werden dem konfigurierten Versorgungspfad verschiedene energetische Werte zugeordnet, die automatisch berechnet wurden. Diese Werte geben Aussage über die Effizienz des Pfades und bilden eine Vergleichsgrundlage unter verschiedenen Pfaden. Die Aufteilung der Analyse ist die Folgende: In der Kopfzeile sind die wichtigsten Informationen des Pfades und die Hauptaussagen der Analyse übersichtlich und schnell erkenntlich aufgeführt (Abbildung 4.7). Somit lässt sich auf den ersten Blick sehen, welche Effizienz der Pfad mit gewähltem Powerfuel, Herkunftsregion und Energiequelle besitzt und ob ein Import energetisch sinnvoll wäre.

Gewähltes Powerfuel <b>Wasserstoff</b>	Herkunftsregion <b>Nordafrika</b>	Gesamtwirkungsgrad des Versorgungspfades <b>58,46%</b>	regenerative Energiequelle <b>Wind- PV-Hybridpark</b>	Import energetisch sinnvoll? <b>Ja</b>
---	--------------------------------------	---	--	---

Abbildung 4.7: Kopfzeile der Analysemappe in der Excel-Anwendung

Die genauere Analyse ist in **zwei Teile** aufgeteilt, die **Effizienzanalyse** und die Frage nach der **energetischen Sinnhaftigkeit** eines Imports:

### Effizienzanalyse

Zuerst wird **Effizienzanalyse** durchgeführt, in der Auskunft über den Gesamtwirkungsgrad des Pfades und die Wirkungsgrade der Einzelprozesse gegeben wird. Die hier berechneten Wirkungsgrade ergeben sich aus der Verknüpfung der Werte, die den konfigurierten Ausprägungen der Problemparameter zugeordnet sind. Während des Arbeitsschritts der Analyse in [Kapitel 3.3](#), wurden allen Ausprägungen eindeutige Bedingungen und Werte zugeordnet. Der Gesamtwirkungsgrad  $\eta$  ergibt sich durch die Multiplikation der Einzelwirkungsgrade nach folgendem Schema:

$$\eta = \eta_{\text{Wasserherkunft}} * \eta_{\text{CO}_2\text{Quelle}} * \eta_{\text{Herstellungsprozess}} * \eta_{\text{Transport\&Speicherung}} * \eta_{\text{Bereitstellung}}$$

Der Wirkungsgrad für den Prozessschritt „Transport & Speicherung“,  $\eta_{\text{Transport\&Speicherung}}$ , wird durch die Multiplikation der Wirkungsgrade der einzelnen Transportstufen errechnet. Zu beachten ist hier, dass bei den Energieverlusten durch Transport & Speicherung nur Energieverluste durch Kompression, Kühlung und Reibung berücksichtigt werden, jedoch nicht der Energieverlust durch verfahrenen Treibstoff bei Tankwagen & Tankschiff. Energieverluste bei dem Transport von Flüssigkraftstoffen sind hier als vernachlässigbar klein angenommen. Die genauen Bedingungen für die festgelegten Werte und alle Herleitungen sind ausführlich im [Kapitel 3.3](#) aufgeführt und sind in den letzten drei Folien der Excel-Anwendung unter „Annahmen & Quellen“ übersichtlich dokumentiert.

In der Abbildung 4.8 ist eine Übersicht der Effizienzanalyse dargestellt, wie sie in der Excel-Anwendung automatisch erzeugt wird. Auf der linken Seite werden in der Tabelle die Wirkungsgrade der Einzelprozesse aufgeführt. Im Diagramm "**Energieverluste nach Prozessschritten**" wird ein Überblick gegeben, welcher tatsächlicher Anteil der aufgebrauchten Primärenergie beim jeweiligen Prozessschritt verloren geht und welcher Anteil der Primärenergie letztlich gespeichert im konfigurierten Powerfuel als Nutzenergie zur Verfügung steht. Da die Einzelwirkungsgrade der Prozessschritte nur auf die, zum Zeitpunkt des Prozesses, noch vorhandene Energie gerechnet werden können, haben Prozesse am Anfang der Kette einen höheren Einfluss auf den Energieverlust als am Ende der Kette.

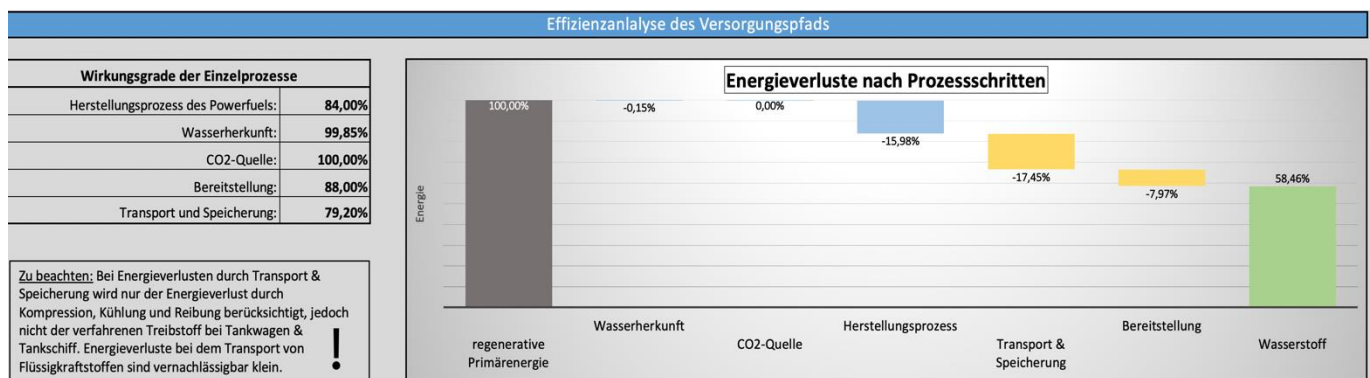


Abbildung 4.8: Effizienzanalyse in der Analysemappe der Excel-Anwendung



Veranschaulichen lässt sich das im Beispieldiagramm auf der Abbildung 4.8, wo die Bereitstellung des Wasserstoffs (Tankstelle) zwar einen 88%-igen Einzelwirkungsgrad besitzt, jedoch lediglich 7,98 % der Primärenergie bei diesem Prozessschritt verloren gehen.

### Energetische Sinnhaftigkeit eines Imports

Im zweiten Teil der Analyse wird die Frage behandelt, ob ein Import über den konfigurierten Versorgungspfad energetisch sinnvoll ist. In Abbildung 4.8 ist ein Fließdiagramm dargestellt, welches den Sachverhalt der „energetischen Sinnhaftigkeit des Imports“ verdeutlichen soll:

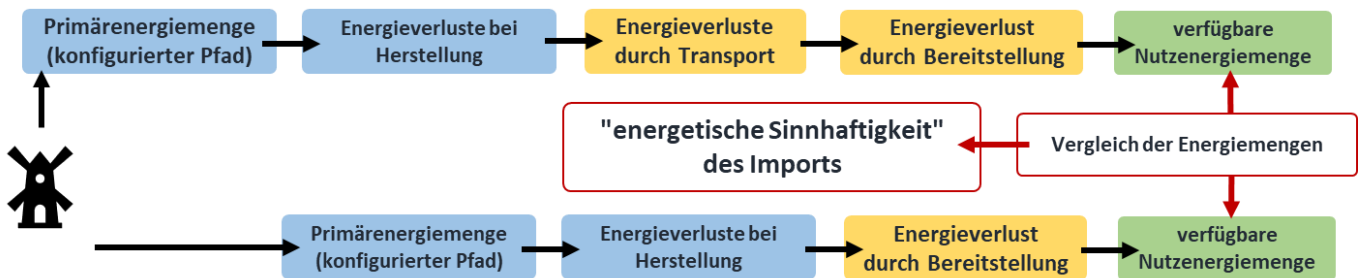


Abbildung 4.9: Fließdiagramm: „energetische Sinnhaftigkeit des Imports von Powerfuels“

Hier handelt es sich um die folgende Betrachtung: Auf der einen Seite fallen bei einigen Versorgungspfaden, bedingt durch den Import, große Transport-Energieverluste an. Diese Verluste wären zu vermeiden, wenn das Aufbringen der regenerativen Energie und die Produktion der Powerfuels innerhalb Deutschlands erfolgen würde. Auf der anderen Seite haben regenerative Energiequellen in internationalen Erzeugungsregionen eine höhere Auslastung. Wenn die Anlagen in Regionen extra für den Export von Powerfuels gebaut werden, kann man davon ausgehen, dass diese lediglich dort errichtet werden, wo ein hohes Aufkommen an regenerativen Energien vorherrscht. Das heißt, die gleiche Anlage würde dort mehr Energie produzieren als in Deutschland. Da im Rahmen dieser Arbeit davon ausgegangen wird, dass die Powerfuel-Herstellung lediglich mit regenerativer Energie vollzogen wird, heißt das weiter, dass die gleiche Anlage eine größere Energiemenge an Powerfuel herstellen könnte. Um die Aussage treffen zu können, ob ein Import von Powerfuels aus Regionen mit hohem Aufkommen an regenerativen Energien trotz Transportverlusten energetisch sinnvoll ist, wird die Nutzenergie aus der konfigurierten Herkunftsregion abzüglich der Transportverluste mit der Nutzenergie verglichen, die eine vergleichbare regenerative Energiequelle in Deutschland produzieren würde. Für die national produzierte Nutzenergie wird lediglich der Energieverlust bei der Bereitstellung berücksichtigt, nicht aber der Energieverlust durch Transport & Speicherung.

In Abbildung 4.10 ist der Aufbau des zweiten Teils der Analysemappe dargestellt. In der Tabelle „Vergleich der Energiemengen“ (1.) werden bei gleicher Kapazität der Anlage die jährlichen Strommengen als Primärenergie angegeben. Diese unterscheiden sich durch die verschiedenen Auslastungen in den Erzeugungsregionen. Die Auslastungen, also die Anzahl der Volllaststunden, sind in den konfigurierbaren Regionen höher als bei den Vergleichswerten innerhalb von Deutschland. In der letzten Zeile der Tabelle stehen die

Nutzenergiemengen, die in Form des gewählten Powerfuels zur Nutzung zur Verfügung stehen und werden durch Einfärben miteinander verglichen. Das darauffolgende Diagramm (2.) vergleicht die Nutzenergiemengen der internationalen (3.) und der nationalen (4.) Produktion, die bei der **gleicher Erzeugungskapazität** aber **unterschiedlicher Region** am Ende des Versorgungspfads zur Verfügung stehen würden. Des Weiteren wird ein Überblick gegeben, wie viel Energie der aufgebrauchten Primärenergiemenge beim jeweiligen Prozessschritt verloren geht.

Bei der hier dargestellten Analyse des Versorgungspfads wäre ein Import des Wasserstoffs sinnvoll, da bei Produktion im Ausland mit anschließendem Import eine größere Menge an Nutzenergie zur Verfügung stehen würde.

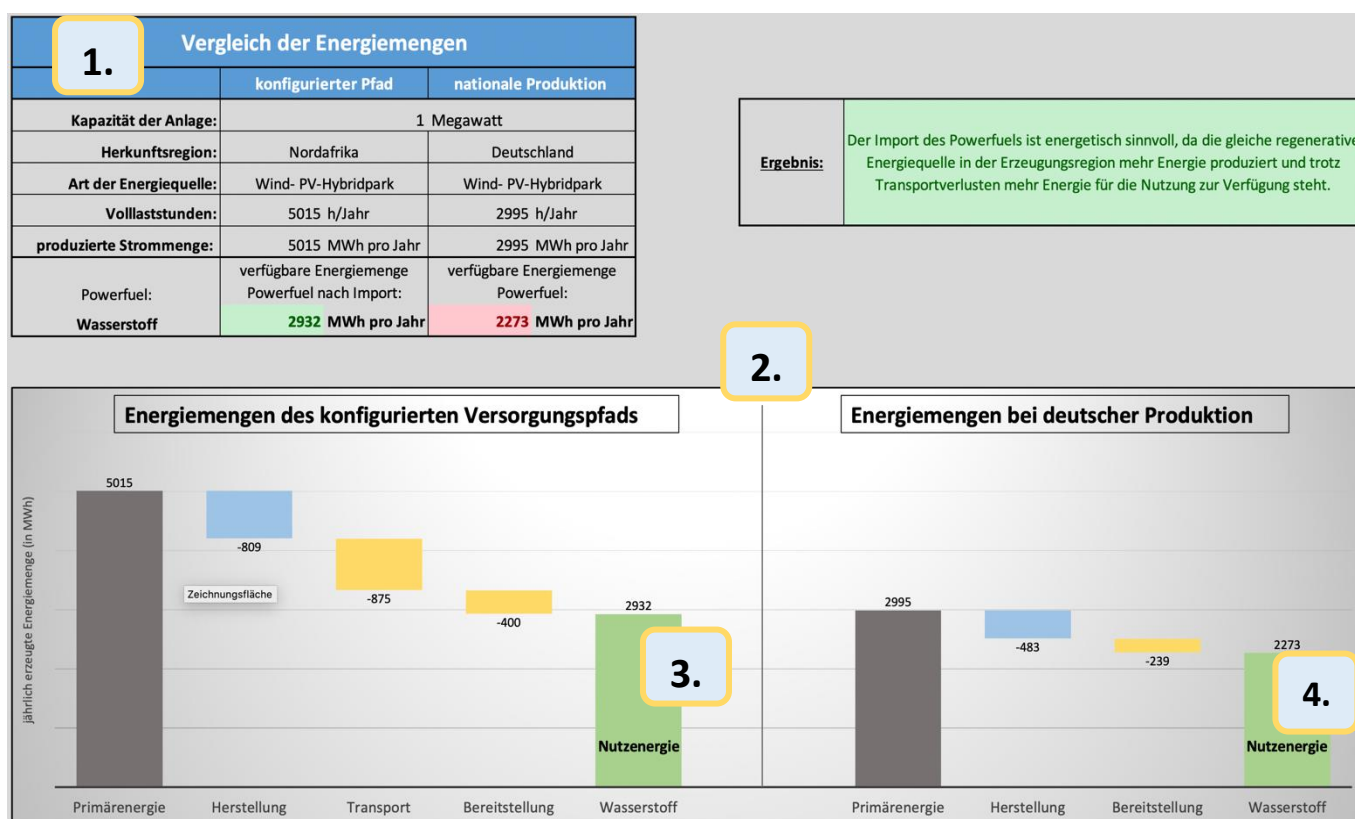


Abbildung 4.10: Überblick des zweiten Teils der Analyse: Vergleich der Nutzenergiemengen, um „energetische Sinnhaftigkeit“ zu bestimmen

### Seiten 5-7: „Annahmen und Quellen“

Auf den letzten drei Folien der Excel-Anwendung sind in ausführlicher Weise die Annahmen dargelegt, auf deren Basis die Werte für die Berechnungen der Analyse gelten. Des Weiteren wurde hier für alle Annahmen und Werte die benötigten Quellen angegeben, die während der Bestimmung der Werte in [Kapitel 3.3](#) verwendet wurden. Unterteilt sind die drei Seiten der Annahmen und Quellen zu den Bereichen: „**Herstellung der Powerfuels**“, „**Transportverluste**“ und „**Auslastung der regenerativen Energiequellen**“.

Hierbei haben alle Seiten einen ähnlichen Aufbau. Stellvertretend für die letzten Beiden Seiten, wird im Folgenden mit Hilfe der Abbildung 4.11 der Aufbau der 5. Seite: „Annahmen & Quellen – Herstellung der Powerfuels“ genauer beschrieben:

Annahmen & Quellen - Herstellung der Powerfuels			
Annahmen bei der Herstellung der Powerfuels			
<p>Speziell bei der Herstellung ist es wichtig, die Bedingungen für die angenommenen Werte zu beachten, dass sich zukünftige Wirkungsgrade teilweise stark von den heutigen unterscheiden. Das heutige Energiesystem stark auf fossilen Kraft- und Brennstoffen basiert und nahezu keine Powerfuels im Einsatz sind, befinden sich die Technologien zur Erzeugung noch vor dem industriellen Maßstab. Alle Annahmen gelten unter folgenden Voraussetzungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Werte sind für ein zukünftiges Energiesystem im Jahr 2050 getroffen.</li> <li>• Die Wasserelektrolyse-Technologie und wasserstoffbasierte Produkte werden an weltweit Bedeutung gewinnen.</li> <li>• Die Nachfrage nach klimaneutralen Kraft- und Brennstoffen führt zu einer Skalierung der Produktionsanlagen auf großindustriellem Maßstab.</li> <li>• Bis 2050 findet intensive Forschungs- &amp; Entwicklungsarbeit im Technologiebereich statt.</li> <li>• Aufgrund der aufgeführten Punkte werden optimistische Wirkungsgrade angenommen.</li> </ul>			
<p><b>1.</b></p>			
Prozesswirkungsgrade und gewählte Verfahren bei der Herstellung der Powerfuels			
Powerfuel	Annahme Gesamtwirkungsgrad	Verfahren	Quelle
Wasserstoff	84,00%	Niedrigtemperatur-Elektrolyse	<ul style="list-style-type: none"> <li>• S.44, International Energy Agency (2019). The Future of Hydrogen.</li> <li>• Deutsche Energieagentur, (2018). Roadmap Power to Gas.</li> </ul>
	80,00%	Hochtemperatur-Elektrolyse; Katalytische Methanisierung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Demonstrationsanlage in Karlsruhe: Projekt HELMETH- Integrated High-Temperature Electrolysis and Methanation for Effective Power to Gas Conversion, BIT, 2019</li> </ul>
Flüssigkraftstoffe (Kerosin, Diesel, Benzin)	60%	Co-Elektrolyse; Hochtemperatur-Elektrolyse und Fischer-Tropsch-Synthese mit Abwärmenutzung; Hydrocracken; Fischer-Tropsch	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 60%, K.J.T. Kopernikus-Projekt P2X, 2019.</li> <li>• 5.56, International Energy Agency, (2019). The Future of Hydrogen.</li> <li>• Agora Energiewende und Frontier Economics, (2018). Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Kraftstoffe</li> <li>• DECHEMA, (2017). Low carbon energy and feedstock for the European Chemical Industry.</li> <li>• S.18, James, Y.C. van Delft, (2019). Power to Ammonia Process Option. <a href="https://publications.ecn.nl/pdf/electricity-to-ammonia">https://publications.ecn.nl/pdf/electricity-to-ammonia</a></li> <li>• Ammonia Energy Association, (2017). Round-trip Efficiency of Ammonia as a Renewable Energy Transportation Media. <a href="https://www.ammoniaenergy.org/articles/round-trip-efficiency-of-ammonia-as-a-renewable-energy-transportation-media/">https://www.ammoniaenergy.org/articles/round-trip-efficiency-of-ammonia-as-a-renewable-energy-transportation-media/</a></li> <li>• International Renewable Energy Agency (IRENA), (2019). Hydrogen: A renewable energy perspective.</li> </ul>
Methanol	66,00%	Elektrolyse; Fischer-Tropsch	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Agora Energiewende und Frontier Economics, (2018). Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Kraftstoffe</li> <li>• DECHEMA, (2017). Low carbon energy and feedstock for the European Chemical Industry.</li> </ul>
Ammoniak	60,00%	Elektrolyse; Haber-Bosch-Verfahren (72% WK)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Agora Energiewende und Frontier Economics, (2018). Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Kraftstoffe</li> <li>• DECHEMA, (2017). Low carbon energy and feedstock for the European Chemical Industry.</li> <li>• S.18, James, Y.C. van Delft, (2019). Power to Ammonia Process Option. <a href="https://publications.ecn.nl/pdf/electricity-to-ammonia">https://publications.ecn.nl/pdf/electricity-to-ammonia</a></li> <li>• Ammonia Energy Association, (2017). Round-trip Efficiency of Ammonia as a Renewable Energy Transportation Media. <a href="https://www.ammoniaenergy.org/articles/round-trip-efficiency-of-ammonia-as-a-renewable-energy-transportation-media/">https://www.ammoniaenergy.org/articles/round-trip-efficiency-of-ammonia-as-a-renewable-energy-transportation-media/</a></li> <li>• International Renewable Energy Agency (IRENA), (2019). Hydrogen: A renewable energy perspective.</li> </ul>
Energieverluste zur Bereitstellung der benötigten Rohstoffe für die Herstellung der Powerfuels			
Rohstoff	Annahme + Wirkungsgrad	Prozesse	Bedingungen
Wasser	<ul style="list-style-type: none"> <li>• natürliche Ressource 100%</li> <li>• 100% Wirkungsgrad</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wasseranschluss und ausreichendes Maßstab</li> </ul>
Wasser	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energieverlust durch Entsalzungsanlage: 0,189% Wasserstoffenergiegehalt: +99,811% Wirkungsgrad</li> </ul>	Umkehrosmose (SWRO-seawater reverse osmosis)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wasserbedarf: 5,87 nach: Hey, (2012). Methanation: Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines erneuerbaren Energieerzeugnisses und als Bestandteil des Deutschen Bundesgasnetzes. (2008). Wasserenthaltung. <a href="https://silidex.sp/download/wasserenthaltung">https://silidex.sp/download/wasserenthaltung</a></li> <li>• Elgene Herleitung: Siehe Kapitel: Elgene Herleitung</li> </ul>
CO <sub>2</sub>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Methan: Energiebedarf: 1,47 kWh/(kg CH<sub>4</sub>) Anteilig zu CH<sub>4</sub> Energiegehalt: 10,57% +89,43% Wirkungsgrad</li> </ul>	Gewinnung aus Luft - Direct Air Capture	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Für die CO<sub>2</sub>-Gewinnung bei Direct Air Capture nehmen luftdurchströmten Filter Kohlendioxidmoleküle auf. Unter Vakuum und bei 95 Grad Celsius löst sich das anhaftende Kohlendioxid wieder von der Oberfläche und wird abgepumpt. Durch die Abwärme intelligenter gekoppelter Verfahrenstechnik muss nur das Vakuum als zusätzliche Energieaufwand eiberechnet werden.</li> </ul>
CO <sub>2</sub>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Methan: Energiebedarf: 2,83 kWh/(kg CH<sub>4</sub>) Anteilig zu CH<sub>4</sub> Energiegehalt: 20,36% +79,64% Wirkungsgrad</li> </ul>	Abscheidung aus Zementproduktion	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energieaufwand für die Abscheidung von CO<sub>2</sub> aus Zementherstellung (mittels Post Combustion Technology)</li> </ul>
CO <sub>2</sub>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Flüssigkraftstoffe: Energiebedarf: 1,50 kWh/l Anteilig zu Energiegehalt: 15,79% +84,21% Wirkungsgrad</li> </ul>	Gewinnung aus Luft - Direct Air Capture	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Für die CO<sub>2</sub>-Gewinnung bei Direct Air Capture nehmen luftdurchströmten Filter Kohlendioxidmoleküle auf. Unter Vakuum und bei 95 Grad Celsius löst sich das anhaftende Kohlendioxid wieder von der Oberfläche und wird abgepumpt. Durch die Abwärme intelligenter gekoppelter Verfahrenstechnik muss nur das Vakuum als zusätzliche Energieaufwand eiberechnet werden. Bei aktuellen Demonstrationsanlagen ist ein geringer, zusätzlicher thermischer Energieaufwand notwendig, um die DAC-Komponente zu betreiben. Laut Expertenmeinung des DAC-Herstellers Climevents wird allerdings, daran gearbeitet, bei größeren Anlagen zukünftig ohne zusätzlichen thermischen Aufwand auszukommen.</li> </ul>
CO <sub>2</sub>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Flüssigkraftstoffe: Energiebedarf: 2,89 kWh/l Anteilig zu Energiegehalt: 31,57% +68,43% Wirkungsgrad</li> </ul>	Abscheidung aus Zementproduktion	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energieaufwand für die Abscheidung von CO<sub>2</sub> aus Zementherstellung (mittels Post Combustion Technology)</li> </ul>

Abbildung 4.11: Aufbau der Folie: „Annahmen & Quellen – Herstellung der Powerfuels“

Zu Beginn der Folie (siehe 1. in Abbildung 4.11) werden die allgemeinen Voraussetzungen definiert, die in Kapitel 3.3.2 erarbeitet wurden und auf deren Basis die gewählten Werte gelten. Folienübergreifend lassen sich für die folgenden Bedingungen als **allgemeine Voraussetzungen** definieren:

Für die angenommenen Werte ist zu beachten, dass sich **zukünftige Wirkungsgrade** teilweise stark von den heutigen unterscheiden. Da das heutige Energiesystem stark auf fossilen Kraft- und Brennstoffen basiert und nahezu keine Powerfuels im Einsatz sind, befinden sich die Technologien zur Erzeugung noch vor dem industriellen Maßstab. Aufgrund der folgenden Punkte werden **optimistische Wirkungsgrade** bei der Analyse angenommen:

- Die angenommenen Werte sind für ein **zukünftiges Energiesystem im Jahr 2050** getroffen.
- Die Wasserelektrolysetechnologie und wasserstoffbasierte Produkte werden an weltweit Bedeutung gewinnen. Die Nachfrage nach klimaneutralen Kraft- und Brennstoffen führt zu einer **Skalierung** der Produktionsanlagen auf **industriellen Maßstab**.
- Bis 2050 findet **intensive Forschungs- & Entwicklungsarbeit** im Technologiebereich statt.

Auf die allgemeinen Voraussetzungen folgen dann für alle möglichen **Varianten** (2.) die gewählten **Werte** (3.) für die festgelegten **Prozesse** (4.) mit Bemerkungen und speziellen **Bedingungen** (5.) mit den zugeordneten **Quellen** (6.). Der Aufbau ist hierbei tabellarisch und es wird in folgende Unterbereiche unterteilt:

- Prozesswirkungsgrade und gewählte Verfahren bei der Herstellung der Powerfuels (S.5)
- Energieverluste zur Bereitstellung der benötigten Rohstoffe für die Herstellung der Powerfuels (S.5)
- Energieverluste, Zustände jedes Powerfuels und Transportdistanzen zu den Transport- und Speicherstufen (S.6)
- Statistische Auslastungen der Energiequellen mit Berechnungen der Volllaststunden bei PV-Wind-Hybridparks und Grundlastfähigkeit der regenerativen Energiequellen durch Solarwärmekraftwerk (CSP) (S.7)

## 4.2 Anwendungsbeispiel

Um die genaue **Funktion** und den **Mehrwert** der Excel-Anwendung zu verdeutlichen, wird im Folgenden ein ausführliches Beispiel schrittweise erläutert:

**Beispiel: „Wie wäre es möglich, eine THG-Neutralität im deutschen Schwerlaststraßenverkehr zu erreichen?“**



Ausgangslage: Besonders im Transportsektor wird es schwierig, die angestrebte Treibhausgasneutralität bis 2050 zu erreichen. Laut Klimazielen sollen bis zum Jahr 2030 etwa 40%  $CO_2$ -Emissionen vergleichsweise zu 1990 im Straßengüterverkehr eingespart werden. Allerdings hat der Sektor seit 1990 bis heute bereits ein starkes Wachstum zu verzeichnen. Man geht von einem weiteren Anstieg auf etwa 40% zwischen 2010 und 2030 aus.<sup>105</sup> Zum Dieselantrieb gibt es heute kaum Alternativen, so blieben trotz erheblichen Effizienzverbesserungen die Emissionen seit 1990 nahezu konstant. In naher Zukunft sind keine größeren Marktanteile von alternativen Antrieben zu erwarten. Geprägt von großen Distanzen und hohen Transportleistungen sind **nachhaltige Kraftstoffe** mit **hohen Energiedichten** notwendig, die große Reichweiten und schnelle Betankungen gewährleisten. Powerfuels wie **synthetisches Methan, Wasserstoff oder synthetischer Diesel** sind Lösungen für dieses Problem. BEV-LKW befinden sich im Prototypenstadium. Problematisch hier ist das hohe Gewicht der Traktionsbatterien. Hinzu kommt, dass sie durch geringe Reichweiten nicht für hohe Transportleistungen und schnelle Ladezeiten in Frage kommen. Oberleitungs-Hybrid-Lkw (OH-LKW) befinden sich auch noch im Prototypenstadium. Ein teurer, flächendeckender Infrastrukturausbau ist für deren Einsatz nötig.

<sup>105</sup> (BMVI, 2018)

Um die Emissionen in Schwerlaststraßenverkehr zu senken, spielt die Umstellung auf **alternative Antriebe** und **Kraftstoffe (Powerfuels)** eine wesentliche Rolle. Die Produktion der hierfür benötigten Powerfuels erfordert sehr hohe Kapazitäten an regenerativen Energiequellen, weswegen diese zu einem großen Teil in Zukunft **importiert** werden müssen (siehe [Kapitel 2.2](#)).

Frage: Wie ist die zukünftige Versorgung des deutschen Schwerlaststraßenverkehrs mit Powerfuels möglich?

Mit Hilfe der **Excel-Anwendung** werden im Anschluss zwei Kombinationen von Versorgungswegen **aufgezeigt** und **verglichen**:

Wie in Abbildung 4.4 zu sehen, wird durch die abgebildete Wertschöpfungskette der Powerfuels alle möglichen Kombinationen der Versorgungswege aufgezeigt. Diese lassen sich im „Konfigurator“ auf der linken Seite beliebig kombinieren. Für das Anwendungsbeispiel wird beim ersten Parameter der „**Verkehrssektor**“ ausgewählt. Wenn man nun ein passendes Powerfuel für den nächsten Parameter auswählt, werden im Dropdown-Menü nur Powerfuels angezeigt, deren Einsatz technisch sinnvoll ist (Abbildung 4.12).

The image shows a configuration window with a green header 'Nutzung'. Below the header are two questions in a light green box. The first question is 'In welchem Sektor soll das Powerfuel eingesetzt werden?' with a text input field containing 'Verkehrssektor'. The second question is 'Welches Powerfuel wird verwendet?' with a dropdown menu. The dropdown menu is open, showing a list of options: 'Wasserstoff' (highlighted in blue), 'Methan', 'Ammoniak', 'Flüssigkraftstoffe', and 'Methanol'.

Abbildung 4.12: Dropdown-Menü des zweiten Parameters im „Konfigurator“

In diesem Beispiel könnten alle Powerfuels ausgewählt werden, die im Rahmen dieser Arbeit betrachtet wurden, da der Einsatz aller Powerfuels im Verkehrssektor erforscht wird. Hier wird für den Einsatz von **Wasserstoff** entschieden. In den nächsten Schritten lässt sich die Transportstruktur des Powerfuels kombinieren (Abbildung 4.13):

The image shows a configuration window with a yellow header 'Transport & Verteilung & Speicherung'. Below the header are four questions in a light yellow box. Each question has a text input field. The first question is 'Wie wird das Powerfuel am Ort des Nutzens bereitgestellt?' with 'Wasserstoff aus Tankstelle (nur für Verkehrssektor)'. The second is 'Wie wird das Powerfuel davor transportiert/ gespeichert?' with 'Wasserstoff aus Tankwagen'. The third is 'Wie wird das Powerfuel davor transportiert/ gespeichert?' with 'Wasserstoff aus Fernleitungs Pipelines'. The fourth is 'Wie wird das Powerfuel davor transportiert/ gespeichert?' with 'Wasserstoff aus Verteilpipelines'. A dropdown arrow is visible at the bottom right of the fourth question's input field.

Abbildung 4.13: Konfiguration der Versorgungsstruktur

Zuerst wird die Art der Bereitstellung am Ort des Nutzens gewählt, welche im Schwerlaststraßenverkehr die „**Tankstelle**“ beim Tankvorgang ist. Mit den darauffolgenden drei Parameter lässt sich bestimmen, wie das Powerfuel in der vorherigen Stufe transportiert, gespeichert oder verteilt wurde.

### Erzeugung

**In welcher Region wird das Powerfuel erzeugt?**

**Aus welcher regenerativen Energiequelle wird es Erzeugt?**

**Woher stammt das Wasser für die Elektrolyse?**

**Woher stammt das CO<sub>2</sub> für das Powerfuel, falls benötigt?**

Abbildung 4.14: Konfigurator der Erzeugungsstruktur

Nun folgt die Auswahl der Parameter bei der Powerfuel-Erzeugung. Hier lässt sich wie in Abbildung 4.14 ersichtlich, die Erzeugungsregion, die regenerative Energiequelle und die Wasserherkunft für die Elektrolyse wählen. Zusätzlich kann eine CO<sub>2</sub>-Quelle gewählt werden, da hier große Energieverluste bei der Bereitstellung des CO<sub>2</sub> anfallen. Da für Wasserstoff kein CO<sub>2</sub> benötigt wird, lässt sich bei dem gezeigten Beispiel keine CO<sub>2</sub>-Quelle auswählen.

Der in diesem Beispiel konfigurierte Versorgungspfad wird nun in der darauffolgenden Seite der Excelanwendung **visualisiert** (Abbildung 4.15). Im Rahmen dieses Beispiels soll dieser Pfad als „**Pfad A**“ bezeichnet werden. Eine Visualisierung ermöglicht auch einen schnelleren Vergleich verschiedener Pfade, da Unterschiede besser erkannt werden können. Das genauere Vorgehen bei der Visualisierung wird in [Kapitel 3.2](#) dargelegt.

Visualisierung											
Zurück										Weiter	
Nutzung	Anwendungssektor	Verkehrssektor	Industriesektor	Strommarkt	Gebüdesektor						
	Art des Powerfuels	Wasserstoff	Methan	Flüssigkraftstoffe	Methanol	Ammoniak					
Transport	Bereitstellung bei Nutzung	Tankstelle	Druckspeichertank	Feststoffspeicherung	Salzkavernenspeicher	Tankwagen	Tankschiff	Verteilpipelines	Fernleitungs pipelines	Produktion am Ort der Anwendung	
	Speicher- & Transportstufe 1	-	Druckspeichertank	Feststoffspeicherung	Salzkavernenspeicher	Tankwagen	Tankschiff	Verteilpipelines	Fernleitungs pipelines		
	Speicher- & Transportstufe 2	-	Druckspeichertank	Feststoffspeicherung	Salzkavernenspeicher	Tankwagen	Tankschiff	Verteilpipelines	Fernleitungs pipelines		
	Speicher- & Transportstufe 3	-	Druckspeichertank	Feststoffspeicherung	Salzkavernenspeicher	Tankwagen	Tankschiff	Verteilpipelines	Fernleitungs pipelines		
Erzeugung	Erzeugungsregion	Deutschland	Nordsee	Nordafrika	Arabien	Marokko	Südafrika	Spanien			
	Regenerative Energiequelle	Windkraft	Photovoltaik	Wind- PV-Hybridpark	Hybrid+ CSP Energiespeicher						
	Wasserherkunft für Elektrolyse	natürliche Ressource	Entsalzungsanlage aus Meerwasser								
	CO <sub>2</sub> Quelle	-	CO <sub>2</sub> aus Direct Air Capture	CO <sub>2</sub> aus Zementindustrie							

Abbildung 4.15: Visualisierung „Pfad A“

In der darauffolgenden **Analyse** (Abbildung 4.16) wird die **Effizienz des Pfades** durch eine **Wirkungsgradanalyse** (1.) bestimmt und die „**energetische Sinnhaftigkeit eines Imports**“ (2.) bewertet. Das genaueren Vorgehen bei der Analyse wird in [Kapitel 3.3](#) dargelegt und der Aufbau der Excel-Seite mit Deutung Werte und Diagramme wird in [Kapitel 4.1](#) erläutert.

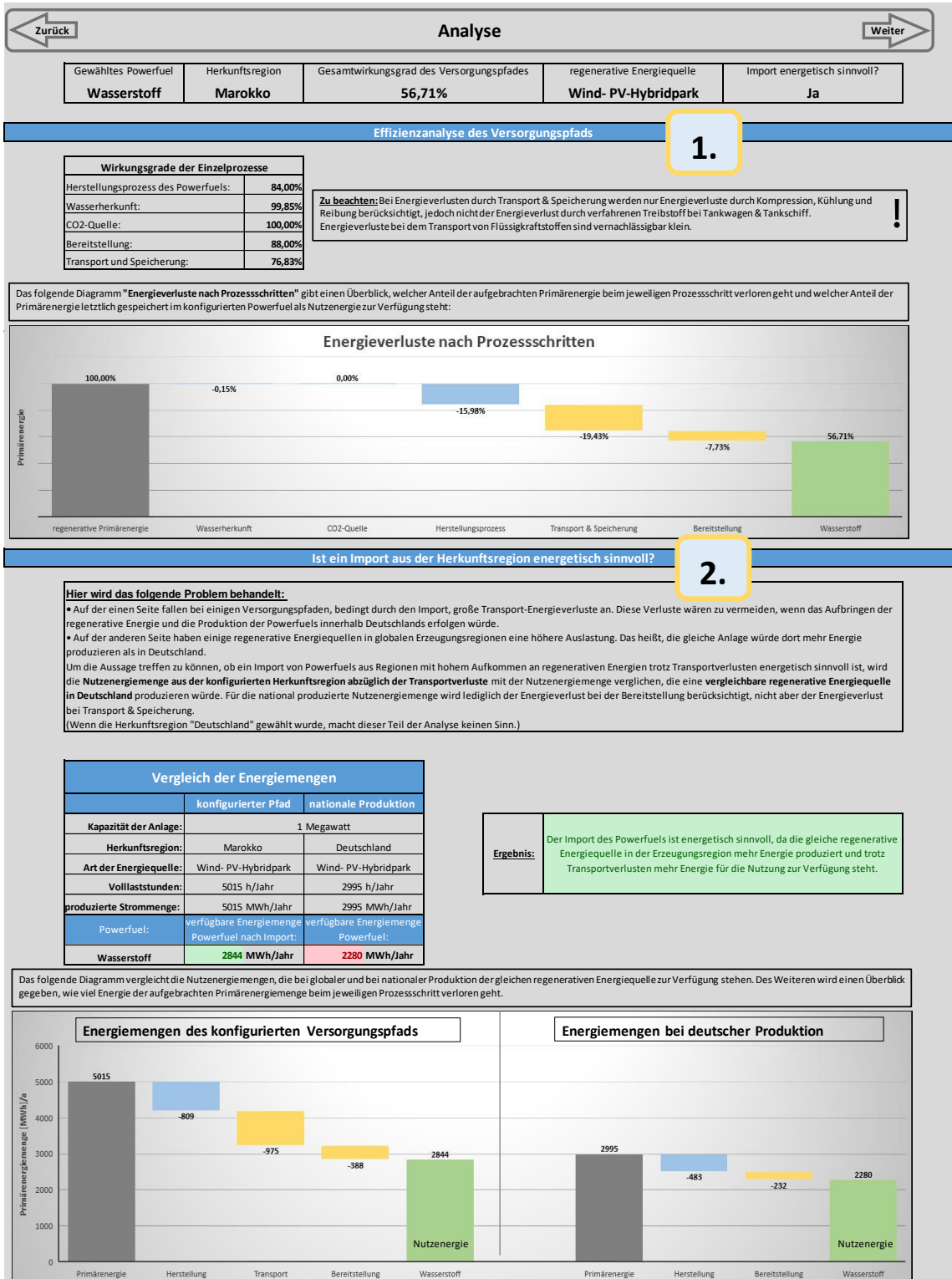


Abbildung 4.16: Überblick der gesamten Analyse, „Pfad A“



Der in den vorherigen Diagrammen betrachtete „**Pfad A**“ hat einen **Gesamtwirkungsgrad von 56,71%** und es wäre **energetisch sinnvoll**, das Powerfuels über diesen Pfad zu importieren. Diese Werte können nun als Vergleichsgrundlage zu anderen Versorgungspfaden benutzt werden:

Um den **Mehrwert** der Anwendung zu demonstrieren, wird ein weiterer Versorgungspfad erstellt, „**Pfad B**“, und zum Vergleich herangezogen. Die Ausprägungen der beiden Versorgungspfade sind in Tabelle 13 dargestellt. „Pfad B“ ist ähnlich zu „Pfad A“, unterscheidet sich hierbei lediglich durch eine unterschiedliche Erzeugungsregion („Arabien“) und durch die zweiten Transportstufe „Tankschiff“ anstatt „Fernleitungspipeline“. In der automatischen Analyse der beiden Pfade mit der Excel-Anwendung wurden charakteristische Werte bestimmt und in den unteren Teil der Tabelle mit aufgenommen.

Bei einem Vergleich der beiden Pfade ist schnell zu erkennen, dass sich „Pfad A“ besser für einen Import eignet. Er besitzt einen über 10% höheren Gesamtwirkungsgrad und bei gleicher Energiequelle und Kapazität von 1 MW, würde durch „Pfad A“ eine jährliche Energiemenge von ca. 800 kWh an Wasserstoff **mehr** zur Verfügung stehen, als bei „Pfad B“.

Parameter		"Pfad A"	"Pfad B"
Nutzung	Anwendungssektor	Verkehrssektor	Verkehrssektor
	Art des Powerfuels	Wasserstoff	Wasserstoff
Transport	Bereitstellung bei Nutzung	Tankstelle	Tankstelle
	Speicher- & Transportstufe 1	Tankwagen	Tankwagen
	Speicher- & Transportstufe 2	Fernleitungspipelines	Tankschiff
	Speicher- & Transportstufe 3	Verteilpipelines	Verteilpipelines
Erzeugung	Erzeugungsregion	Marokko	Arabien
	Regenerative Energiequelle	Wind- PV-Hybridpark	Wind- PV-Hybridpark
	Wasserherkunft für Elektrolyse	Entsalzungsanlage aus Meerwasser	Entsalzungsanlage aus Meerwasser
	CO <sub>2</sub> Quelle	-	-
Analyse	Gesamtwirkungsgrad	<b>56,71%</b>	<b>46,29%</b>
	Import energetisch sinnvoll?	<b>Ja</b>	<b>Nein</b>
	Primärenergiemenge bei 1 kW Kapazität	<b>5015 kWh/a</b>	<b>4378 kWh/a</b>
	Nutzenergiemenge bei 1 kW Kapazität	<b>2844 kWh/a</b>	<b>2026 kWh/a</b>

Tabelle 13: Vergleich der Ausprägungen und Werte der ähnlichen „Pfade A & B“



Um die große Differenz bei der Effizienz der beiden Pfade zu begründen, obwohl sie sich nur in zwei Ausprägungen unterscheiden, bietet sich eine genauere Betrachtung der Analyse an (siehe Abbildung 4.17):

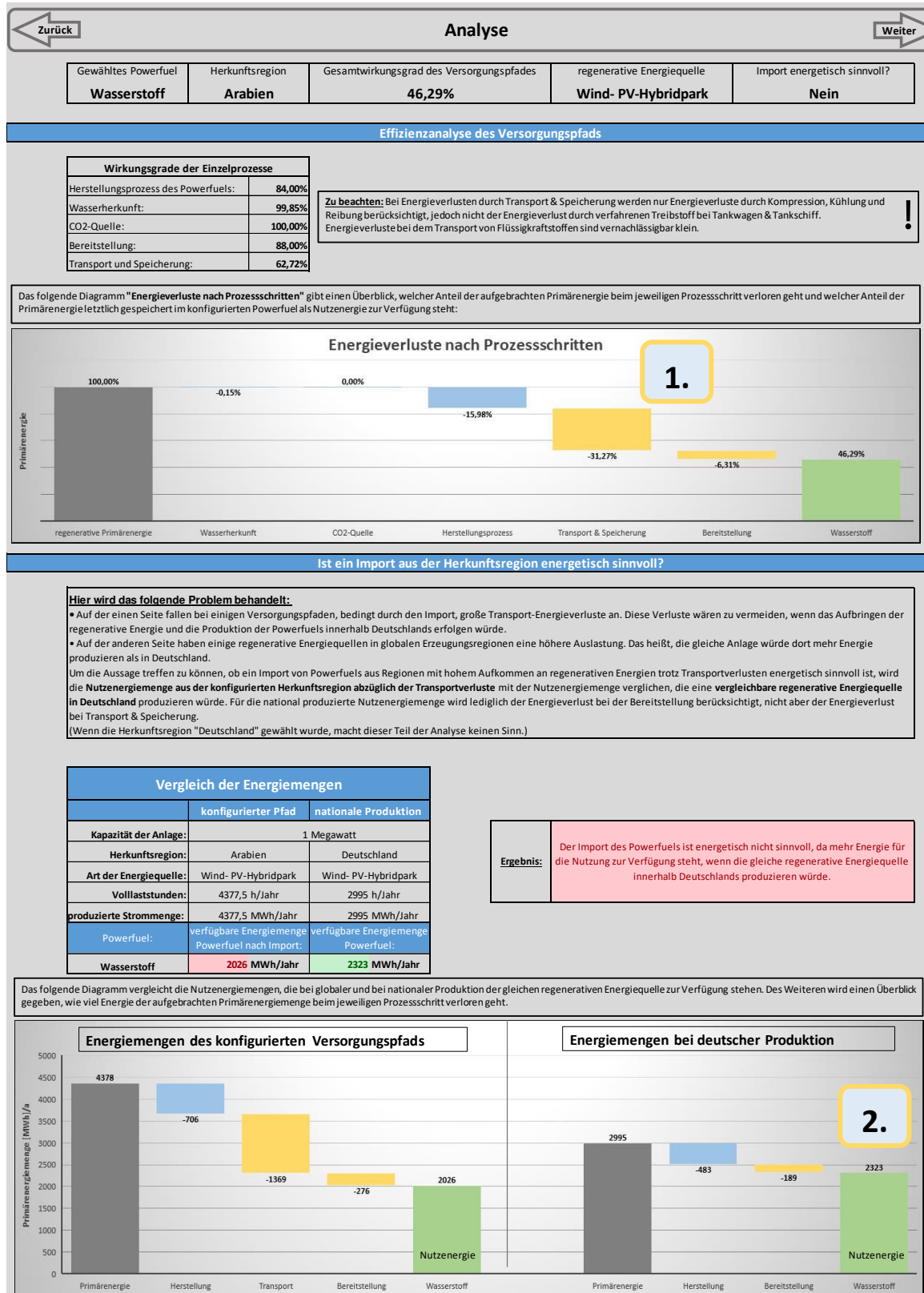


Abbildung 4.17: Überblick der gesamten Analyse, „Pfad B“

Innerhalb der Analyse auf Abbildung 4.17 ist im Diagramm „Energieverluste nach Prozessschritten“ (1.) zu erkennen, dass sich bei „Pfad B“ der **Energieverlust durch Transport** auf über 31% beläuft, während dieser bei „Pfad A“ (Abbildung 4.16) unter 20% ausfällt. Grund hierfür ist die Transportvariante „Tankschiff“, da der Transport von Flüssigwasserstoff (-253°C) sehr Energieaufwendig ist. Die Grundlagen für die Wirkungsgrade mit festgelegten Annahmen und Werten, lassen sich auf den letzten drei Excel-Seiten („Annahmen & Quellen“) nachvollziehen oder im [Kapitel 3.3.4](#) nachschlagen.

Zu dem großen Effizienzunterschied lässt sich im zweiten Teil der Analyse erkennen, dass die gleiche Erzeugungsanlage („Wind-PV-Hybridpark“) in Marokko mit 5015 Volllaststunden eine viel höhere statistische Auslastung aufweist, als in der Region „Arabien“ mit 4378 Volllaststunden. Dies führt dazu, dass, in Kombination mit den großen Transportverlusten, der Import von Wasserstoff über „Pfad B“ aus energetischer Sicht nicht nur um einiges schlechter wäre als bei „Pfad A“, sondern sogar bei der Analyse als „nicht sinnvoll“ eingestuft wurde. Dies bedeutet eine vergleichbare Anlage in Deutschland würde mehr Nutzenergiemenge an Wasserstoff zur Verfügung stellen.

Schlussfolgerung: Bei Überlegungen, wie sich die zukünftige Versorgung des deutschen Schwerlaststraßenverkehrs mit Powerfuels möglich ist und zwischen Pfad A & B unterschieden werden müsste, wäre es sinnvoller, Wasserstoff über „Pfad A“ zu importieren.

In Realität spielen **viele weitere Faktoren** eine Rolle, wenn es darum geht, welcher Versorgungspfad „sinnvoller“ für einen Import ist.

## 5. Ausblick

Im Rahmen dieser Arbeit wurde lediglich auf die energetische Betrachtung der Versorgungsstruktur eingegangen. In Realität müssen eine Vielzahl an **politischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Faktoren** zusätzlich berücksichtigt werden, um eine **fachübergreifende, aussagefähige Analyse von Versorgungspfaden** zu treffen. Die Bedeutung der energetischen Betrachtung ist jedoch nicht herunterzuspielen. Denn, wenn die Klimaziele eingehalten werden sollen, wird in Zukunft die „primär erzeugte regenerative Energie“ ein sehr knapper und wertvoller „Rohstoff“ sein, wo es letztendlich darauf ankommen sollte, die Erzeugungskapazitäten zum **Wohle des Klimaschutzes auf optimale Weise auszunutzen**.

Als Ausblick lässt sich sagen, dass das Erreichen der **Klimaziele** ein langer und kostspieliger Prozess sein wird, der als große **Herausforderung für Politik, Wirtschaft und Gesellschaft** gesehen wird. Um die ambitionierten Ziele Deutschlands in der Klimapolitik zu realisieren, wird ein zeitnaher **Strukturwandel** und eine **technologieoffene Umsetzung** in allen Sektoren erforderlich sein. Die Voraussetzung hierfür ist ein schnelles Anpassen der gesetzlichen Rahmenbedingungen. Diese wirken aktuell in vieler Hinsicht noch als Hürde und garantieren keine Investitionssicherheit. Damit nachhaltige Kraftstoffe zur Dekarbonisierung der Sektoren eingesetzt werden können, müssen sie rechtzeitig in benötigten Mengen und zu wettbewerbsfähigen Preisen verfügbar sein. Das setzt wiederum voraus, dass die Produktion zeitnah auf industrielles Niveau skaliert wird. Des Weiteren ist ein Zusammenspiel und Kooperation aller Beteiligten, ob Staaten auf europäischer und internationaler Ebene, Interessensgemeinschaften aus Wirtschaft und Politik oder die allgemeine Akzeptanz in der Gesellschaft zwingend erforderlich.

## Literaturverzeichnis

- IPCC. (2013/2014). *Klimaänderung 2013/2014: Zusammenfassungen für politische Entscheidungsträger- Naturwissenschaftliche Grundlagen*. Von [https://www.de-ipcc.de/media/content/AR5\\_WGI\\_SPM\\_Hauptaussagen\\_online.pdf](https://www.de-ipcc.de/media/content/AR5_WGI_SPM_Hauptaussagen_online.pdf) abgerufen
- acatech. (2017). »Sektorkopplung« – *Optionen für die nächste Phase der Energiewende, Kurzfassung*.
- Agency for Natural Resources and Energy, Japan. (2017). *Basic Hydrogen Strategy Determined*.
- Agora Energiewende und Frontier Economics. (2018). *Die zukünftigen kosten strombasierter synthetischer Kraftstoffe*.
- ammonia energy association. (2017). *Round-trip Efficiency of Ammonia as a Renewable Energy Transportation Media*. <https://www.ammoniaenergy.org/articles/round-trip-efficiency-of-ammonia-as-a-renewable-energy-transportation-media/>.
- Biedermann, Kolb. (2014). *Faktenblatt Power to Heat*.
- BMVI. (2018). *Energie auf neuen Wegen - Aktuelles zur Weiterentwicklung der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung*.
- BMVI. (2018). *Energie auf neuen Wegen- Aktuelles zur Weiterentwicklung der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung*.
- BMWi. (2015). *Offshore Windenergie - Ein Überblick über die Aktivitäten in Deutschland*.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. (2016). *Klimaschutzplan 2050: Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung*.
- Bundesregierung. (2019). *Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050*. Berlin. Von <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf?download=1> abgerufen
- chemie.de. (2019). *spezifische Wärmekapazität; Energiegehalt Ammoniak*.
- Christian Breyer, M. F. . (2012). *Pv And Wind Power – Complementary Technologies*.
- Climeworks. (2019). *Our Technology*. <https://www.climeworks.com/our-technology/>.
- COAG Energy Council, Australien. (2019). *Australia`s National Hydrogen Strategy*.
- DECHEMA. (2017). *Low carbon energy and feedstock for the European Chemical Industry*.
- Demonstrationsanlage. (2019). *Kopernikus-Projekt P2X*. [https://www.kit.edu/kit/pi\\_2019\\_107\\_kohlendioxidneutrale-kraftstoffe-aus-luft-und-strom.php](https://www.kit.edu/kit/pi_2019_107_kohlendioxidneutrale-kraftstoffe-aus-luft-und-strom.php).
- dena. (2018). *Leitstudie- Integrierte Energiewende*. Berlin. Von [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261\\_dena-Leitstudie\\_Integrierte\\_Energiewende\\_lang.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf) abgerufen
- dena und LBST. (2017). *Das Potential strombasierter Kraftstoffe für einen klimaneutralen Verkehr in der EU*.
- Deutsche Energie Agentur. (2018). *Roadmap Power to Gas*.

- Deutsche Wind Guard. (2017). *Anreizsituation Hybrid-Parks*.
- DLR. (2018). *Erneuerbare Energien für Prozesswärme aus Sicht der Wissenschaft*.
- Dr. Joachim Wolf, E. D. (2003). *Vortrag bei Medienforum Deutscher Wasserstoff in München*.  
[https://www.linde-gas.de/de/images/WASSERSTOFFTAG-03\\_WOLF\\_HANDOUT\\_tcm565-71312.pdf](https://www.linde-gas.de/de/images/WASSERSTOFFTAG-03_WOLF_HANDOUT_tcm565-71312.pdf).
- Energielexikon. (2019). *Transport und Speicherung von Erdgas*. <https://www.energielexikon.info/erdgas.html>.
- Energielexikon. (2019). *Transport und Speicherung von Wasserstoff*. <https://www.energielexikon.info/wasserstoff.html>.
- Energielexikon. (2020). *"Volllaststunden"*.
- Energy Brainpool. (2019). *Erneuerbar in allen Sektoren- Sektoren koppeln mit Power-to-Gas*. Von [https://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/pressematerial/190925\\_EnergyBrainpool\\_Erneuerbar-in-allen-Sektoren.pdf](https://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/pressematerial/190925_EnergyBrainpool_Erneuerbar-in-allen-Sektoren.pdf) abgerufen
- Eugal. (2019). *Verdichterstation,*. <https://www.eugal.de/wissenswertes/verdichterstation/>.
- Fasihi, M. B. (2017). *Long-term Hydrocarbon Trade Options for the Maghreb Region and Europe – Renewable Energy Based Syn-thetic Fuels a Net Zero Emissions World*. In *Sustainability* .
- Fraunhofer IFAM. (2014). *Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014*.
- Fraunhofer ISI, Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit (GIZ). (2019). *Study On The Opportunities Of "Power-To-X" In Morocco*.
- Fraunhofer ISI. GIZ. (2019). *STUDY ON THE OPPORTUNITIES OF "POWER-TO-X" IN MOROCCO*. [https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/GIZ\\_PtX-Morocco/GIZ\\_PtX\\_Marokko\\_Report\\_PtX\\_Morocco\\_final.pdf](https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/GIZ_PtX-Morocco/GIZ_PtX_Marokko_Report_PtX_Morocco_final.pdf).
- Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking. (2019). *Hydrogen Roadmap Europe*.
- Fz. Jülich. (2015). *Chemische, verfahrenstechnische und ökonomische Bewertung von Kohlendioxid in der Stahlindustrie*.
- Gascade. (2019). *Informationen Verdichterstationen*.  
<https://www.gascade.de/netzinformationen/verdichterstationen/>.
- Global solar atlas. (2020).
- globalwindatlas.com. (2020). *Mean Wind Speed Map* .
- Hey. (2012). *Masterthesis: Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements*.
- Hydrogen Energy Ministerial Meeting, Japan . (2018). *Tokyo Statement*.
- International Energy Agency. (2019). *The Future of Hydrogen*.
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2019). *Hydrogen: A renewable energy perspective*.

- IPCC. (2014). *Klimaänderung- Folgen, Anpassung und Verwundbarkeit*. Von [https://www.de-ipcc.de/media/content/AR5-WGII\\_SPM.pdf](https://www.de-ipcc.de/media/content/AR5-WGII_SPM.pdf) abgerufen
- IPCC. (2018). *IPCC-Sonderbericht über 1,5 °C globale Erwärmung*. Von [https://www.de-ipcc.de/media/content/Hauptaussagen\\_IPCC\\_SR15.pdf](https://www.de-ipcc.de/media/content/Hauptaussagen_IPCC_SR15.pdf) abgerufen
- IPCC. (2019). *Sonderbericht über den Ozean und die Kryosphäre*. Von [https://www.de-ipcc.de/media/content/Hauptaussagen\\_SROCC.pdf](https://www.de-ipcc.de/media/content/Hauptaussagen_SROCC.pdf) abgerufen
- J.D. James, Y.C. van Delft. (kein Datum). *Power to Ammonia Process Option*. <https://publicaties.ecn.nl/PdfFetch.aspx?nr=ECN-E--17-039>.
- Jensen, J. V. (2007). *The energy efficiency of onboard hydrogen storage*. *Journal of Alloys and Compounds*.
- Joanneum Research, ADAC e.V. (2019). *Der Treibhausgas-Ausstoß eines Autolebens*.
- K.H. Grote. *Dubbel Taschenbuch für den Maschinenbau*. Springer. (2011). *Energieaufwand für Gaskomprimierung*.
- Karlsruher Institut für Technik (KIT). (2019). *Projekt HELMETH- Integrated High-Temperature Electrolysis and Methanation for Effective Power to Gas Conversion*.
- Kawasaki Heavy Industries. (2020). *Hydrogen Road*. Von <https://global.kawasaki.com/en/stories/hydrogen/> abgerufen
- Klinger, C. , (DLR) Institut für Physik der Atmosphäre. (2009). *CO2 Klimawirkung und Minderungspotential für alternative Treibstoffe in der Schifffahrt*.
- Kopernikus Projekt, Bundesministerium für Bildung und Forschung. (2019). *2. Roadmap, Optionen für ein Nachhaltiges Energiesystem mit Power to X Technologien*.
- Kraftfahrtbundesamt . (2019). *Jahresbilanz des Fahrzeugbestandes am 1. Januar 2019*.
- Krieger C., M. K. (2019). *Verfahrenstechnisch Betrachtung und Optimierung der Freisetzung von Wasserstoff aus organischen Trägermaterialien (LOHC)*. Erlangen.
- Lebensmittellexikon. (2019). *"Brackwasser"*.
- linde engineering. (kein Datum). *Anlagenkomponenten . Hydrogen fueling technologies*, [https://www.linde-engineering.com/de/plant\\_components/hydrogen-fueling-technologies/index.html?gclid=](https://www.linde-engineering.com/de/plant_components/hydrogen-fueling-technologies/index.html?gclid=).
- Linde Group. (kein Datum). [https://www.the-linde-group.com/de/images/00299\\_LG\\_Wasserstoff\\_Broschuere\\_218x305\\_DE\\_72\\_2MB\\_tcm16-233488.pdf](https://www.the-linde-group.com/de/images/00299_LG_Wasserstoff_Broschuere_218x305_DE_72_2MB_tcm16-233488.pdf).
- Löchle, S. (2019). *Masterthesis: Untersuchungen zum Schließen des Kohlenstoffkreislaufs der brasilianischen Luftfahrt, TH Köln*.
- Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. (2019). *Hydrogen Data*.
- Nick Ash. (2019). *Sailing on Solar Could green ammonia decarbonise international shipping?*
- NOAA, N. C. (2019). *The NOAA annual greenhouse gas index (AGGI)*. Von <http://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/aggi.html> (eingesehen am 12.07.2019) abgerufen

- Nordstream. (2019). *Pressemitteilung*. <https://www.nord-stream.com/de/presse-info/pressemitteilungen/durch-die-nord-stream-pipeline-wurde-im-jahr-2018-ein-rekordvolumen-von-588-milliarden-kubikmeter-erdgas-transportiert-504/>.
- NOW GmbH. (2019). *Factsheet: Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie in der Volksrepublik China*.
- Petteri Taalas, G. W. (2018). WMO Provisional statement on the State of the Global Climate in 2018. Von <https://public.wmo.int/en/media/press-release/wmo-climate-statement-past-4-years-warmest-record> abgerufen
- Prognos, EWI, GWS, BMWi. (2014). *Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose*.
- prognos; BCG. (2018). *Klimapfade für Deutschland*. Von <https://e.issuu.com/embed.html#2902526/57478058> abgerufen
- Salzgitter AG. (2018). *SALCOS- Low Carbon Steel Making*.
- Studie von Konsortium Alstom Power / Ecofys / E.ON Energie / KBB / IAEW / REpower / Vattenfall Europe. (2012). *Verbesserte Integration großer Windstrommengen durch Zwischenspeicherung mittels CAES*.
- Trans Austria Gasleitung. (kein Datum). 2019. [https://www.geocaching.com/geocache/GC43Y9F\\_gasverdichterstation-weitendorf?guid=1348e366-6d19-49f3-b19e-2d1f76ef3be4](https://www.geocaching.com/geocache/GC43Y9F_gasverdichterstation-weitendorf?guid=1348e366-6d19-49f3-b19e-2d1f76ef3be4).
- UBA, DEHSt. (2018). *Emissionshandel in Zahlen*.
- Umweltbundesamt . (2019). Kohlendioxid-Konzentration in der Atmosphäre (Monatsmittel).
- Umweltbundesamt. (2018). <https://www.bmu.de/media/entwicklung-der-treibhausgasemissionen-in-deutschland/>.
- Umweltbundesamt. (2019). *Emissionsquellen: Entwicklung und Prognose*. Von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen/emissionsquellen#textpart-1> abgerufen
- US Energy Information Administration. (kein Datum). 2019. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=17991>.
- VCI/ Verband der chemischen Industrie . (2018). *Daten und Fakten der chemischen Industrie*.
- Vereinten Nationen. (2015). *Übereinkommen von Paris*. Von [https://www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Klimaschutz/paris\\_abkommen\\_bf.pdf](https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/paris_abkommen_bf.pdf) abgerufen
- Welt der Physik . (2019).
- windsim, energy calculations onshore. (2020). *Full load hours versus wind speeds*. .
- Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages. (2008). *Wasserentsalzung*. <https://slidex.tips/download/wasserentsalzung-ausarbeitung-sabine-stuppert-deutscher-bundestag-wd-08>.
- Zhang, J. L. (2014). *Hydrogen - Generation, Storage und Utilization*. Hoboken: Wiley.

**Eidesstattliche Erklärung**

Ich versichere, dass ich diese Bachelor-Thesis mit dem Titel

„ANALYSE DER ZUKÜNFTIGEN VERSORGUNGSSTRUKTUR VON POWERFUELS“

ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst, keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt sowie alle wörtlichen oder sinngemäß übernommenen Stellen in der Arbeit gekennzeichnet habe.

Berlin, 30.04.2020

S. Imhoff