



Nutzungskonkurrenzen beim Wasserverbrauch durch PtL-Verfahren

Kontakt

Projekt InnoFuels

Innovationsschwerpunkt: Markt & Regulierung

Institution: Anwendungszentrum für alle regenerativen Energieformen zur Dekarbonisierung von Verkehr, Gebäuden und Industrie (AZARE)

Autoren: Bruno Nemec, Daniel Schilffarth unter Mitarbeit von Prof. Dr. Thomas Heimer, Karsten Jädtke, Max Rudelt

E-Mail: bruno.nemec@hs-rm.de

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Koordiniert durch:



Projektträger:



Inhalt

Nutzungskonkurrenzen beim Wasserverbrauch durch PtL-Verfahren	1
1 Zusammenfassung	4
2 Einleitung.....	5
3 Stand der Forschung	6
3.1 CO ₂ -Gewinnung und -Nutzung.....	8
3.1.1 Abscheideverfahren.....	8
3.1.2 Kosten der Abscheidung und Nutzung	11
3.2 Wasseraufbereitung und Wasserstoff-Produktion.....	11
4 Methodischer Ansatz	13
4.1 Wasserstress als Konfliktindikator.....	13
4.1.1 Definition von Wasserstress	13
4.1.2 Ermittlung und Bewertung des Wassernutzungsindex.....	15
4.2 Auswahl der zu betrachtenden Standorte.....	15
5 Analyse der betrachteten Standorte.....	17
5.1 Ermittlung des reFuels-Produktionspotenzials und des Rohwasserbedarfs	17
5.2 Norddeutschland	19
5.3 Mittel- und Ostdeutschland.....	20
5.4 Süddeutschland	22
6 Implikationen.....	23
6.1 Energie- und klimapolitische Bewertung.....	24
6.2 reFuels-Produktion aus dem Blickwinkel der Klimaanpassungspolitik	25
6.3 Wirtschaftlichkeitsanalyse.....	27
6.3.1 Geologische Speicherung.....	27
6.3.2 Teilintegrierte Produktion.....	29

6.3.3	Schlussfolgerungen.....	31
7	Fazit	34
8	Literaturverzeichnis	35
	Glossar.....	43
	Abbildungsverzeichnis	43
	Tabellenverzeichnis.....	44

1 Zusammenfassung

Für die Defossilisierung des Verkehrssektors können regenerativ erzeugte, synthetische Kraftstoffe (reFuels) eine wichtige Rolle spielen. Zur Produktion von nicht-biogenen reFuels werden per Elektrolyse hergestellter Wasserstoff sowie CO₂ benötigt, das unter anderem aus industriellen Prozessen entnommen werden kann. Ein Schwerpunkt dieser Studie liegt auf potenziellen Nutzungskonflikten im Wasserbedarf, der durch den zusätzlichen Wasserbedarf für die Elektrolyse in Konkurrenz zu anderen Verwendungszwecken wie Haushalten und Industrie entstehen könnten. Basierend auf einer Analyse von sechs Zementwerken, die als potenzielle Bereitsteller von unvermeidbarem CO₂ und somit als PtL-Produktionsstandorte dienen können, wird der theoretische Wasserbedarf ermittelt und der lokalen Wasserverfügbarkeit gegenübergestellt. Die Studie untersucht hierbei die spezifischen Standorteigenschaften im Hinblick auf Wassernutzungsrestriktionen vor dem Hintergrund des Klimawandels. Zusätzlich werden die rechtlichen, politischen und ökonomischen Implikationen untersucht. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass Wasserstress¹ ein kritischer Faktor für den Hochlauf einer kompletten Wertschöpfungskette für eine reFuels-Produktion in Deutschland werden kann. Dies gilt besonders in wasserarmen Regionen, zu denen auch fast alle in dieser Studie betrachteten Standorte mit hoher CO₂-Verfügbarkeit aus Zementwerken zählen. Prinzipiell könnte der Wasserstoff an anderen Standorten in Deutschland, wie beispielsweise den Küstenregionen, hergestellt werden. Aufgrund der hohen Produktionskosten empfehlen die Autoren, die rechtlichen Rahmenbedingungen für den Import von Wasserstoff aus Regionen mit günstigeren Produktionskosten zu erleichtern. Hierfür bieten sich Länder wie Chile, Namibia und Marokko an, die jedoch beim Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur unterstützt werden müssen. Zudem müssen in diesen Ländern Infrastrukturen zu schaffen, die Meerwasser nutzen, ohne die dortigen Ökosysteme durch die anfallende Sole zu schädigen.

¹ unter Wasserstress versteht man: Wasserstress bedeutet ein steigendes Risiko für Umweltprobleme und wirtschaftliche Schwierigkeiten. Bei einem Wassernutzungs-Index von mehr als 20 % ist die Schwelle zum Wasserstress erreicht [1].

2 Einleitung

Um die im Bundes-Klimaschutzgesetz festgelegten Ziele zur Minderung der Treibhausgas- (THG) und dabei insbesondere der Kohlendioxid-Emissionen zu erreichen, sind in allen Energiesektoren weitreichende Anstrengungen nötig, so auch im Verkehrssektor. Während im Straßenverkehr batterieelektrische Antriebe 2024 als die aussichtsreichste Lösung gelten, sind die Luftfahrt und die Hochseeschifffahrt auf Energieträger mit wesentlich höheren Energiedichten angewiesen, die sich auch in den kommenden Jahrzehnten sehr wahrscheinlich nicht mit der verfügbaren Batterietechnologie erreichen lassen werden [2]. Ein wichtiger Baustein für die Defossilisierung dieser Bereiche ist der Einsatz von Biokraftstoffen sowie synthetisch hergestellte, strombasierte (Flüssig-)Kraftstoffen (so genannte reFuels), die auch in der PtL-Roadmap der Bundesregierung berücksichtigt werden [3].

Der Großteil der Power-to-Liquid-Verfahren (PtL) mit hohem Technologiereifegrad basiert auf mittels Elektrolyse hergestelltem Wasserstoff (H_2) [3]. Hierfür wird hochreines, deionisiertes Wasser benötigt. Da mit einer reFuels-Produktion ein weiterer Wasser-Verbraucher zusätzlich zum bereits vorhandenen Bedarf durch Haushalte, Industrien und dem Gewerbe hinzukäme, könnten bereits bestehende Knappheiten und damit Nutzungskonflikte verschärft werden. Eine zu starke Wassernutzung birgt zudem das Risiko des Auftretens von Umweltproblemen und wirtschaftlichen Einschränkungen [4]. Dies ist insbesondere im Kontext des Klimawandels von hohem Interesse, da in Zukunft bedingt durch den Klimawandel auch in Deutschland häufiger Engpässe in der Wasserversorgung zu erwarten sind [5]. Es bedarf daher einer eingehenderen Betrachtung dieses Aspekts der reFuels-Produktion.

Eine erste Betrachtung des Themas erfolgte durch den DVGW [6]. Hier wird der aus den aus den Zielen der Nationalen Wasserstoffstrategie resultierenden Wasserbedarf der gesamten Wassernachfrage in Deutschland gegenübergestellt. Demnach würden bei einer installierten Elektrolyseleistung von 10 GW sowie einer Auslastung von 2.500 Volllaststunden pro Jahr 7 bis 9 Mio. m^3 Süßwasser benötigt werden. Gegenüber der Gesamtnachfrage in Deutschland von 20 Mrd. m^3 im Jahr 2019 wäre dies eine „verhältnismäßig kleine Menge“. Zugleich wird darauf hingewiesen, dass die „Wassersituation [...] regional stark unterschiedlich“ sei und „beim Aufbau von Elektrolysekapazitäten die Begebenheiten am jeweiligen Standort berücksichtigt werden“ müssten [6, S. 6].

In der vorliegenden Studie wird analysiert, in welchem Umfang Nutzungskonflikte bezüglich der Wasserversorgung während des Markthochlaufs an potenziellen PtL-Produktionsstandorten in Deutschland auftreten könnten und von welchen Einflussfaktoren diese abhängen. Ferner sollen die rechtlichen, politischen und ökonomischen Implikationen untersucht und eingeordnet werden. Es wird dabei von der Prämisse ausgegangen, dass CO₂ aus Industrieprozessen, welches bereits in hoher Menge und Konzentration verfügbar ist, neben Biomasse die primäre Bezugsquelle darstellt. Dies ist gemäß der Delegierten Verordnung zu Art. 25 Abs. 2 i.V.m. 28 Abs. 5 RED II bis 2041 möglich [7]. Aus diesem Grund wird auch auf mögliche weitere Optionen der Zementindustrie im Umgang mit prozessbedingten CO₂-Emissionen eingegangen. Die Grundlage für die Auswahl der betrachteten Standorte bildet hierbei die Potenzialanalyse von Rudelt et al. [8].

3 Stand der Forschung

Mit der Umstellung von einem fossilen zu einem regenerativen (und damit primär elektrischen) Energiesystem findet zugleich eine Verlagerung der Steuerung des Energieflusses statt. Bei fossilen Energiesystemen wird der Primärenergieeinsatz durch eine Grundlast und eine flexible zuschaltbare Reserve reguliert. Bei einem regenerativen Energiesystem ist die Energiegewinnung von volatiler Natur, sodass die nachgelagerte Energienutzung durch Flexibilitätsoptionen sich dem schwankenden Angebot anpassen muss [9]. Diese Flexibilitätsoptionen erfordern eine Kopplung des Stromsektors mit dem Wärme-, Mobilitäts- und Industriesektor. Neben Power-to-Power (PtP), Power-to-Heat (PtH) und Power-to-Gas (PtG) stellt Power-to-Liquid (PtL) die vierte Säule unter den Konzepten für die Sektorenkopplung dar, die unter dem Begriff Power-to-X (kurz: PtX oder P2X) zusammengefasst wird. Mit sinkenden Kosten auf Seiten der Stromgewinnung in den letzten Jahren und erwartbaren Kostendegressionen bei den Energienetzkosten ist die Nutzung von PtL im Verkehrssektor als reFuels verstärkt in den Fokus geraten, auch wenn die Produktionskosten insgesamt noch hoch sind und auf absehbare Zeit auch bleiben werden [10], [11]. Da im Bereich des internationalen Flug- und Schiffverkehrs allerdings keine sinnvollen Alternativen zur Defossilierung über PtL oder Biokraftstoffe existieren, ergibt sich hier die Notwendigkeit des Aufbaus entsprechender Produktionskapazitäten [11]. Da Biomasse begrenzt ist und Biokraftstoffe

in einem Konkurrenzverhältnis zu anderen Verwendungsformen biologischer Grundlagen stehen, soll im Folgenden insbesondere die PtL-Produktion betrachtet werden.

Wie in Abbildung 1 zu sehen, bestehen reFuels aus den beiden Grundstoffen H_2 und CO_2 . Aus diesen Grundstoffen wird zunächst ein Synthesegas aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff hergestellt. Über die umgekehrte Wassergas-Shift-Reaktion wird der Kohlenmonoxid-Anteil zugunsten des Kohlendioxid-Anteils reduziert [12]. Das Synthesegas wird anschließend in einem katalytischen Prozess zu langkettigen Kohlenwasserstoffen synthetisiert. Dies geschieht beispielsweise im Fischer-Tropsch-Verfahren oder (über die Zwischenschritte der Methanolsynthese und des Methanol-to-Olefins-Verfahrens) durch die Polymerisation von Olefinen und deren Hydrogenisierung [13].

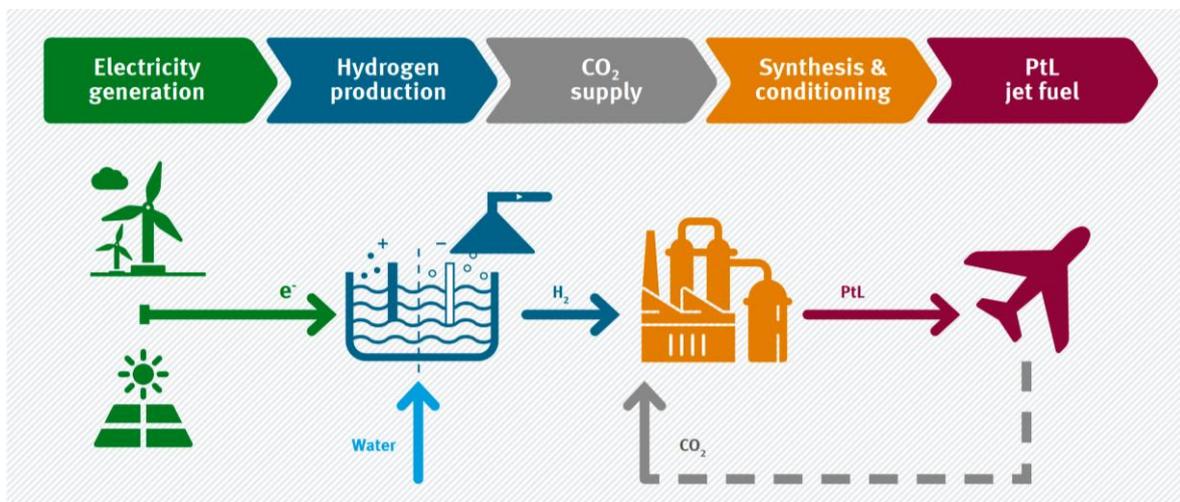


Abbildung 1: Stufen der PtL-Produktion [10]

Zur Beurteilung der Auswirkungen der reFuels-Produktion auf den lokalen Wasserhaushalt, gilt es zunächst zu ermitteln, wie hoch die produzierbare Menge ausfällt. Dies hängt maßgeblich bei den hier getroffenen Annahmen von der abscheidbaren Menge prozessbedingter CO_2 -Emissionen ab. Aus dem Verhältnis von H_2 zu CO_2 kann wiederum auf die benötigte Menge an Reinstwasser und – in Kenntnis über das Elektrolyseverfahren – auch auf die benötigte Menge an Süß- bzw. Salzwasser geschlossen werden. Aus diesem Grund werden nun im Folgenden der Stand der Technik (Technologien und Kosten) für die beiden Grundstoffe beschrieben.

3.1 CO₂-Gewinnung und -Nutzung

Um das benötigte CO₂ zu gewinnen, werden üblicherweise biogene Quellen herangezogen, die im Rahmen dieser Arbeit jedoch nicht betrachtet werden. Darüber hinaus gibt es weitere Möglichkeit der Abscheidung aus der Luft mittels Carbon Capture oder aus einer Punktquelle, wie beispielsweise durch aus chemischen Reaktionen entstehendes unvermeidlich abgetrenntes CO₂ aus Industrieprozessen oder CO₂ aus fossilen Kraftwerken.

3.1.1 Abscheideverfahren

Zur Abscheidung aus der Luft (Direct Air Capture, kurz: DAC) wird mittels großer Ventilatoren Umgebungsluft angesaugt und in eine Einheit mit einem Sorptionsmittel geleitet. Das Sorptionsmittel bindet das CO₂ aus der Luft. Anschließend wird das Sorptionsmittel erhitzt, sodass das CO₂ wieder freigesetzt, gereinigt und weiterverwendet werden kann [14].

Die drei bedeutendsten Verfahren für Punktquellen stellen das Pre-Combustion-Verfahren, bei der das CO₂ vor dem Verbrennungsprozess abgeschieden wird, das Post-Combustion-Verfahren, bei dem die Abscheidung nach der Verbrennung erfolgt, sowie das Oxyfuel-Verfahren dar, in dem reiner Sauerstoff anstelle von Luft für den Verbrennungsprozess eingesetzt wird [14] [15].

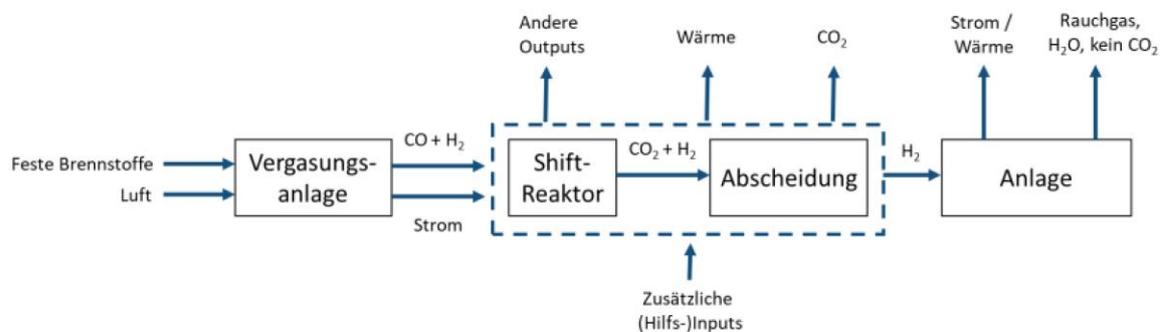


Abbildung 2: Schematische Darstellung des Pre-Combustion-Verfahrens [14]

Für das **Pre-Combustion-Verfahren** wird der Kohlenstoff in einem Brennstoff mittels Vergasung (bei festen Brennstoffen) bzw. Gasreinigung (bei gasförmigen Brennstoffen) in ein aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff bestehendes Synthesegas umgewandelt. Unter Zugabe von Wasserdampf wird das Synthesegas in der Wassergas-Shift-Reaktion in ein Gemisch überführt, das überwiegend aus Kohlendioxid und Wasserstoff besteht [16]. Zwar weist das Verfahren hohe Abscheidegrade zwischen 85 % und 95 % auf, jedoch liegt hier

ein höherer Energiebedarf gegenüber dem Post-Combustion-Verfahren vor [14] [16]. Zudem ist das Verfahren auf Brennstoffe begrenzt, was es für die Biomasse-Anwendung interessant macht, bei prozessbedingten Emissionen jedoch nicht infrage kommt [14].

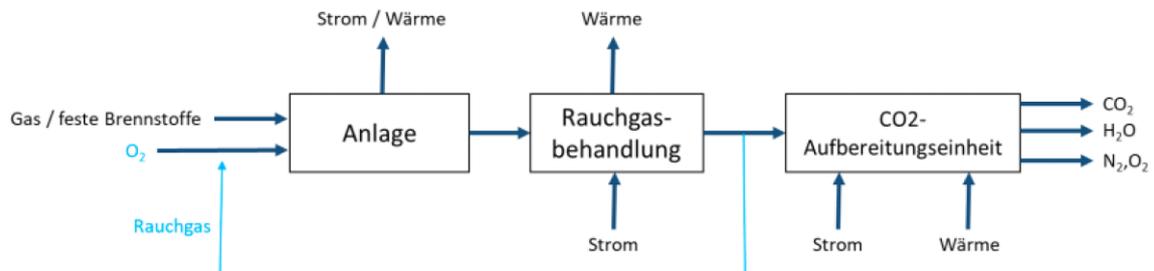


Abbildung 3: Schematische Darstellung des Oxyfuel-Verfahrens [14]

Letzteres gilt ebenso für das **Oxyfuel-Verfahren** [14]. Hier wird einem Brennstoff (Kohle, Erdgas, Biomasse) reiner Sauerstoff zugeführt, der zuvor über eine Luftzerlegungsanlage gewonnen wurde. Anders als bei einer konventionellen Verbrennung mit Luft enthält das daraus entstehende Rauchgas keinen Stickstoff mehr, sondern lediglich Wasserdampf, Schwefeldioxid und CO₂. Nach der Kondensation des Wasserdampfs und der Entschwefelung des Rauchgases besteht dieses zu 95 % aus CO₂, das abgeschieden und weiterverarbeitet oder verpresst werden kann.

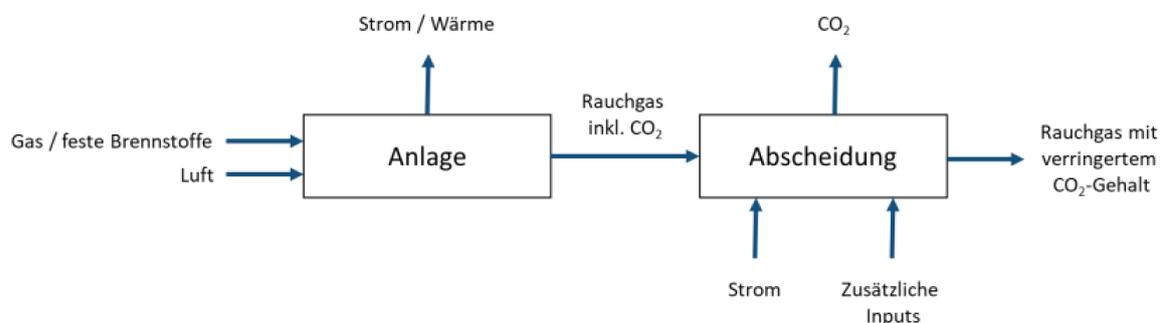


Abbildung 4: Schematische Darstellung des Post-Combustion-Verfahrens [14]

Im Gegensatz dazu ist das **Post-Combustion-Verfahren** der eigentlichen (Verbrennungs-)Reaktion nachgeschaltet. Das Rauchgas, bestehend aus Kohlendioxid, Wasser und Stickstoff, wird in eine Trenneinheit geleitet, in der verschiedene Abtrennungsverfahren zum Einsatz kommen können, abhängig von den Prozessbedingungen, also Temperatur, Druck, Kohlendioxidkonzentration und Massenstrom [17]. Beim Carbonate-Looping-Verfahren wird Kalziumoxid als festes Absorbens verwendet, das mit CO₂ im Karbonator-Reaktor bei

650 °C zu Kalziumkarbonat reagiert. Anschließend wird es in einem zweiten Reaktor, dem Kalzinator, auf 900 °C erhitzt, sodass das CO₂ wieder freigesetzt wird. Das Kalziumkarbonat wird dadurch wieder zu Kalziumoxid und kann nun wieder CO₂ aufnehmen [18].

Ähnlich funktioniert auch die chemische Absorption mit aminbasierten oder ammoniak- bzw. alkalihaltigen Lösungen, darunter jene mit Monoethanolamin (MEA), die zurzeit einzige kommerziell verfügbare Technik [19]. Anders als das Pre-Combustion- und das Oxyfuel-Verfahren, können Post-Combustion-Verfahren nicht nur breit eingesetzt (beispielsweise bei prozessbedingten Emissionen), sondern auch als Retrofit-Lösungen bei bestehenden Anlagen angewendet werden [14]. Der Emissionsreduktionsgrad liegt bei bis zu 90 %, jedoch steigt der Energiebedarf aufgrund der thermischen Regeneration der Aminlösung und führt im Anwendungsfall eines Kraftwerks zu einer Verringerung des Wirkungsgrads um bis zu 9 Prozentpunkten [20].

Des Weiteren sind ökologische Auswirkungen zu beachten. So gelangen Amintröpfchen mit dem Rauchgas in die Luft. Diese Sprühverluste können zu Folgeprodukten wie Nitramine und Nitrosamine reagieren, die als krebserregend gelten [20] [21]. Auch kommt es in hohem Maße zu Lösungsmitteldegradierung durch Reaktionen mit Schwefeldioxid oder Stickoxid [20]. Diese müssen aus dem Prozess entfernt werden, was einen entsprechenden Verlust an Aminlösung zur Folge hat.

Trotz dieser Nachteile ist das Post-Combustion-Verfahren die derzeit einzige kommerziell verfügbare Option, auch prozessbedingte Emissionen zu reduzieren [22]. Diese unvermeidbaren Emissionen treten unter anderem bei der Herstellung von Zementklinker und in Kokeereien, in der Kalkproduktion sowie bei der Herstellung von Ammoniak und Roheisen auf [8].

Eine weitere Quelle prozessbedingter Emissionen stellt die Produktion von Graphit dar. Graphit wird als Anodenmaterial für Lithium-Ionen-Akkus eingesetzt, wobei 60 % des eingesetzten Graphits synthetischen Ursprungs ist [23]. Meistens wird dieses im Acheson-Verfahren hergestellt, indem Kohlenstoff in Form von Koks mit Silizium bei 2.000 °C reagiert, wobei Siliziumcarbid entsteht, das als Intermediär dient. Im Anschluss zerfällt dieses bei 2.200 °C zu Graphit und Silizium [24, S. 29]. Pro Tonne Siliziumcarbid entstehen Emissionen von 2,4 Tonnen CO₂ [25]. Für die Zukunft wird dieser Faktor eine größere Rolle spielen, zumal die EU-Kommission bereits 2018 einen „Strategischen Aktionsplan für Batterien“ vorlegte, der „die gesamte Wertschöpfungskette des Ökosystems für Batterien“ [26] umfasst. Das

Fraunhofer ISI geht davon aus, dass sich die Produktionskapazitäten im Jahr 2030 gegenüber 2022 auf 1,5 TWh verzehnfacht haben werden [27].

3.1.2 Kosten der Abscheidung und Nutzung

Hinsichtlich der Kosten zeigt sich laut Dziejarski et al. [17] eine große Spannweite. Eine dort aufgeführte Auswahl an Post-Combustion-Projekten weist Investitionskosten zwischen rund 2,28 Mio. €₂₀₂₃ und 3,5 Mrd. €₂₀₂₃ aus, wobei der Median bei 386,9 Mio. €₂₀₂₃ liegt (Mittelwert: 1,21 Mrd. €₂₀₂₃). Zu bedenken ist hier, dass es sich bei einem Großteil um nicht realisierte Projekte handelt. Sie geben jedoch eine Orientierung. Die Spannweite der, auf Grundlage von F&E-Projekten geschätzten, Kosten pro abgeschiedener Tonne CO₂ liegt umgerechnet zwischen 22,34 €₂₀₂₃ und 106,70 €₂₀₂₃ bei einem Median von 40,46 €₂₀₂₃ (Mittelwert: 51,57 €₂₀₂₃). Die IEA [28] schätzt die Kosten auf Basis von Literaturwerten im Bereich zwischen 66 €₂₀₂₃ und 132 €₂₀₂₃ pro abgeschiedene Tonne CO₂. Sowohl bei Dziejarski et al. [17] als auch der IEA [28] gilt anzumerken, dass Projekte bzw. Quellen aus dem Zeitraum von 2013 bis 2018 herangezogen wurden. Auch wird nicht auf die Gründe für die große Kostenspanne eingegangen. Betrachtet man jedoch die einzelnen Projekte, fällt auf, dass es sich hier um unterschiedliche Punktquellen (von Gas- und Kohlekraftwerken bis hin zu Müllverbrennungsanlagen) mit entsprechend variierenden CO₂-Konzentrationen handelt.

Kearns et al. [29] ermittelten die Produktionskosten auf Grundlage von Prozessmodellierungen. Hierbei berücksichtigten sie nicht nur die Größe der Anlage, sondern auch die CO₂-Konzentration im Rauchgas über den CO₂-Partialdruck. Die grundsätzliche Schlussfolgerung ist, dass mit zunehmender Anlagengröße und zunehmendem Partialdruck, der wiederum von der CO₂-Quelle abhängt, die Kosten pro abgeschiedener Tonne sinken. Für die Zementklinkerproduktion werden 54 bis 67 €₂₀₂₃ pro Tonne CO₂ angegeben. Hier sind die Kapitalkosten bereits berücksichtigt, wobei von einem Kapitalkostensatz in Höhe von 8 % p.a. bei einer Nutzungszeit von 30 Jahre ausgegangen wird [29].

3.2 Wasseraufbereitung und Wasserstoff-Produktion

Um Wasserstoff auf Basis regenerativer Energien zu produzieren, werden mittels Elektrolyse die Wassermoleküle durch das Anlegen einer Spannung in ihre Bestandteile zerlegt. Die beiden gängigsten Elektrolyse-Verfahren sind die Alkalische Elektrolyse (AEL) sowie die Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEMEL). Der Wirkungsgrad liegt hier im Nennlastbereich zwischen 60 und 65 % bei der AEL (Mittelwert: 62,2 %_{HHV} / 52,6 %_{LHV}) bzw.

zwischen 60 und 70 % bei der PEMEL (Mittelwert: 63 %_{HHV} / 53,3 %_{LHV}) [30]. Darüber hinaus stellt die Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL) aufgrund ihres hohen Wirkungsgrads von 81 % eine vielversprechende Option dar – obgleich sie sich gegenwärtig noch in einem frühen Entwicklungsstadium befindet. Die Marktreife wird für 2030 erwartet [31]. Da dies jedoch noch mit Unsicherheiten behaftet ist, werden im Folgenden lediglich die AEL und PEMEL betrachtet. Alle drei Technologien erfordern die Bereitstellung von Reinstwasser, also solches ohne Fremdstoffe. Der Grund hierfür liegt darin, dass die Elektroden in den Elektrolyseuren mit Katalysatoren ausgestattet sind. Fremdstoffe können diese vergiften und zur Degradation der Zelle führen, was wiederum die Effizienz reduziert [32].

Der Wasserbedarf hängt von der jeweiligen Elektrolyse-Technologie ab. Im Falle der AEL werden 9,5 bis 11,2 kg Reinstwasser pro kg H₂ benötigt, während es bei der PEMEL zwischen 10 und 14,6 kg Reinstwasser pro kg H₂ sind [33]. Grundsätzlich kann zur Herstellung von Reinstwasser jede Form von Rohwasser herangezogen werden, sei es Grund-, Oberflächen- oder Salzwasser, wobei mit zunehmender Fremdstoffbelastung auch die benötigte Menge an Rohwasser steigt. So werden für die Herstellung eines Liters an Reinstwasser 1,2 bis 1,4 Liter Süß- bzw. 2 bis 3 Liter Salzwasser benötigt [33]. In Tabelle 1 sind die daraus resultierenden Mengen pro kg H₂ aufgeführt.

Elektrolyseverfahren	Reinstwasser	Süßwasser	Salzwasser
AEL	9,5 – 11,2	11,4 – 15,7	19 – 33,6
PEMEL	10 – 14,6	12 – 20,4	20 – 43,8

Tabelle 1: Benötigte Wassermengen in kg H₂O/kg H₂, differenziert nach Elektrolyseverfahren [33]

Die Anlagenkosten für die Wasseraufbereitung liegen bei lediglich 1 bis 2 % der Gesamtkosten einer Wasserstoffproduktionsanlage [32]. Die Kosten einer Wasserstoffproduktionsanlage lagen laut Holst et al. [32] für das Jahr 2020 bei 950 €/kW für die AEL bzw. 980 €/kW für die PEMEL bei einer Anlagengröße von 5 MW (Nennleistung), inklusive der Wasseraufbereitung. Daraus folgt, dass die Investitionskosten einer Wasseraufbereitungsanlage zwischen 47.500 und 98.000 € lägen. Für das Jahr 2030 prognostizieren sie eine Kostensenkung auf 450 €/kW bzw. 500 €/kW bei einer Anlagengröße von 100 MW Nennleistung, woraus Investitionskosten von 450.000 bis 1.000.000 € für die Wasseraufbereitung resultieren.

4 Methodischer Ansatz

Um die Art der hier in Deutschland auftretenden möglichen Wasserkonflikte zu verstehen, soll zunächst eine theoretische Einordnung unter der Berücksichtigung des Begriffs des „Wasserstresses“ erfolgen. Im Anschluss werden die theoretischen Produktionskapazitäten einer reFuels-Anlage an potenziellen Standorten auf Basis der zur Verfügung stehenden CO₂-Menge ermittelt, wobei lediglich nicht vermeidbare Prozessemissionen aus Zementwerken berücksichtigt werden. Die Standorte basieren auf der Analyse von Rudelt et al. [8]. Aus dieser theoretischen Produktionskapazität wird der Wasserbedarf abgeleitet und dem Wasserdargebot gegenübergestellt. Schließlich erfolgt aus dieser Gegenüberstellung eine Beurteilung der Gefahr von lokalem Wasserstress.

4.1 Wasserstress als Konfliktindikator

Konflikte in Bezug auf die Wassernutzung lassen sich grundsätzlich auf zwei Ebenen eingrenzen: den quantitativen Mangel an Wasser sowie den Mangel an Wasserqualität. Ersteres kann nochmals aufgeteilt werden in Konflikte um die absolute und die relative Verteilung. Bei einem Konflikt um die absolute Wasserverteilung wird Wasser „dem natürlichen Wasserkreislauf definitiv entnommen“ [34], sodass es für andere Wassernutzer nicht mehr zur Verfügung steht. Im Kontrast dazu sind relative Verteilungskonflikte auf zeitliche oder räumliche Restriktionen zurückzuführen. Ein Beispiel hierfür ist die „intersaisonale Regulierung von Stromverhältnissen“ [35] durch Staudämme.

Im Rahmen dieser Arbeit wird der Mangel an Wasserqualität nur am Rande betrachtet. Aufgrund der Wasseraufbereitung, die jeder Elektrolyse zwangsläufig vorgeschaltet ist, können von Abwässern bis zu Grundwasser prinzipiell sämtliche Quellen für die reFuels-Produktion genutzt werden. Für die Bewertung der in Deutschland auftretenden Wasserkonflikte sind sowohl die relative als auch die absolute Verteilung von Interesse. Ersteres zeigt sich vor allem in Form von zeitlichen Wasserentnahme- und Bewässerungsverboten, letzteres durch sinkende Grundwasserspiegel bis hin zu ausgetrockneten Brunnen [36], [37], [38], [39].

4.1.1 Definition von Wasserstress

Um zu bewerten, ob und wie stark Verteilungskonflikte auftreten, wird der so genannte Wasserstress als Indikator herangezogen. Dieser wird als gegeben betrachtet, wenn „der

verfügbare Trinkwasservorrat im Verhältnis zur Wasserentnahme ein wichtiges Hemmnis für die Entwicklung darstellt“ [1]. Auf globaler Ebene wird dies als gegeben betrachtet, sobald eine Wasserverfügbarkeit von unter 1000 m³/Jahr und Kopf vorliegt, „basierend auf dem langfristigen Mittel des Abflusses“ [1]. Ein anderes Maß zur Beurteilung von Wasserstress ist der Wassernutzungsindex. Dieser gibt das Verhältnis zwischen Wassernutzung bzw. -entnahme und erneuerbaren Wasserressourcen² an. Ausgehend hiervon wird das Vorhandensein von Wasserstress ab einem Wassernutzungsindex von 20 % festgestellt [40].

Um die Wahrscheinlichkeit von Engpässen in der Wasserversorgung zu beurteilen, können auf Grundlage der Vorgabe eines maximalen Wassernutzungsindex von 20 % drei allgemeine Fälle unterschieden werden:

- Kategorie 1: Es werden nicht mehr als 20 % des neugebildeten Grundwassers entnommen. Dieses Szenario ist unkritisch, da weder die Qualität noch die Verfügbarkeit des Trinkwassers beeinträchtigt werden. Außerdem ist mit keinen Einschränkungen aufgrund gesetzlicher Vorgaben zu rechnen.
- Kategorie 2: Die 20 % werden überschritten, es kommt jedoch zu keinen feststellbaren Auswirkungen auf die Wasserqualität und -verfügbarkeit oder die Umwelt. Nach der aktuellen Gesetzgebung sind auch in diesem Fall keine grundsätzlichen Beschränkungen vorgesehen (Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts - WHG). Da das Thema in der politischen Debatte jedoch erst in den letzten Jahren an Bedeutung gewonnen hat, ist es schwer vorherzusehen, wie sich dieser Umstand ändern wird. Neue Beschränkungen für die maximale Fördermenge oder höhere Nutzungsentgelte sind möglich [41].
- Kategorie 3: Der Wassernutzungsindex übersteigt 20 % und es treten negative Auswirkungen auf. Unter dieser Voraussetzung kam es insbesondere in den letzten Jahren in Deutschland bereits häufiger zu behördlich angeordneten Wassersparmaßnahmen [38]. Das § 22 WHG ermöglicht solche Beschränkungen der Gewässerbenutzung durch Ämter und Behörden im Rahmen eines Ausgleichsverfahrens, „wenn das Wasser nach Menge oder Beschaffenheit nicht für alle Benutzungen ausreicht

² Erneuerbare Wasserressourcen werden als langjähriges potenzielles Wasserdargebot dargestellt. Das UBA betrachtet hierfür die Periode von 1991 bis 2020 (UBA 2022)

oder zumindest eine Benutzung beeinträchtigt ist und wenn das Wohl der Allgemeinheit es erfordert“ (§ 22 WHG). Bisher waren davon vor allem Privathaushalte betroffen. Die Nationale Wasserstrategie sieht jedoch eine Priorisierung der öffentlichen Wasserversorgung vor. Daher ist davon auszugehen, dass Gewerbe und Industrie mittelfristig von Einschränkungen betroffen sein werden.

4.1.2 Ermittlung und Bewertung des Wassernutzungsindex

Um den Wassernutzungsindex zu ermitteln, sind für die Analyse die lokalen Ausprägungen folgender Merkmale relevant:

- Geographische Ausdehnung des Einzugsgebietes der Grundwasserförderung
- Jährliche nachhaltig förderbare Menge an Grund- und Oberflächenwasser am Produktionsstandort
- Aktueller Verbrauch durch Haushalte, Industrie und Gewerbe

Die Daten über den Grundwasserhaushalt in Deutschland sind bislang nicht in der geographischen Auflösung verfügbar, die für eine Betrachtung aller infrage kommenden Standorte notwendig wäre. Um die Einflussparameter flächendeckend quantifizierbar und miteinander vergleichbar zu machen, besteht noch erheblicher Handlungsbedarf [40]. Um dennoch Aussagen über das Verhältnis zwischen Wasserbedarf und -dargebot machen zu können, wird auf das frei zugängliche Tool *Aqueduct Water Risk Atlas*³ zurückgegriffen. Hierfür nutzen Kuzma et al. [42] das PCRaster Global Water Balance 2 Model (PCR-GLOBWB 2). Zusätzlich werden Informationen der jeweils zuständigen Landesämter sowie Erkenntnisse aus öffentlich zugänglichen Berichten herangezogen.

4.2 Auswahl der zu betrachtenden Standorte

Wasserstress muss in Deutschland regional und saisonal differenziert betrachtet werden, insbesondere in Anbetracht der unterschiedlichen Verteilung der Niederschläge [40]. Für die vorliegende Analyse werden daher sechs Standorte exemplarisch betrachtet. Die Auswahl dieser Standorte richtet sich nach der Prämisse, dass ein schneller Aufbau der benötigten reFuels-Produktionskapazitäten dort erfolgt, wo die bereits benötigte Infrastruktur

³ <https://www.wri.org/applications/aqueduct/water-risk-atlas>

weitestgehend bereitsteht. Da Punktquellen eine hohe CO₂-Konzentration aufweisen, sind diese geeignet, effektiv große CO₂-Mengen für die reFuels-Produktion bereitzustellen. Um eine tatsächliche Verdrängung fossiler Emissionen im Verkehrssektor zu bewirken, sollte der Fokus auf Punktquellen liegen, die weder fossilen Ursprungs sind noch eine additive Wirkung auf die THG-Emissionen aufweisen. Es sollte sich demnach um aktuell unvermeidbare Emissionen handeln, die sich auch in Zukunft nicht durch veränderte Produktionsprozesse vermeiden lassen.

Unter diesen Gesichtspunkten bietet sich die Zementherstellung an. In Deutschland zählt sie mit einem Gesamtausstoß von rund 21 Mio. t CO₂ im Jahr 2021 zu den emissionsintensivsten Industrien und trug damit zu 2,7 % der nationalen Emissionen bei [43]. Zudem entstammen 60 % dieser Emissionen nicht der theoretisch klimaneutral zu bewerkstellenden Energiezufuhr, sondern entstehen bei der Herstellung von Branntkalk, welcher eine Vorstufe des Zementklinkers darstellt bei der Calciumcarbonat zu Calciumoxid umgewandelt wird [44].

Für die weitere Analyse wird daher davon ausgegangen, dass in der Phase des Markthochlaufes ein nennenswerter Anteil der zukünftigen reFuels-Produktion in unmittelbarer Nähe von Zementwerken errichtet werden könnte, wodurch eine Abhängigkeit von einem noch zu etablierenden CO₂-Pipelinennetz vermieden wird. Eine derartige Pilotanlage ist zum Beispiel in Rüdersdorf bei Berlin in Planung [45].

Um die Gegebenheiten an möglichst unterschiedlichen Standorten miteinander vergleichen zu können, wird daher auf Basis von Rudelt et al. [8] folgende Auswahl getroffen:

- Zementwerk Lägerdorf (Schleswig-Holstein)
- Zementwerk Höver (Niedersachsen)
- Zementwerk Bernburg (Sachsen-Anhalt)
- Zementwerk Rüdersdorf (Brandenburg)
- Zementwerk Dotternhausen (Baden-Württemberg)
- Zementwerk Wössingen (Baden-Württemberg)

5 Analyse der betrachteten Standorte

Ausgehend von den CO₂-Emissionswerten der Zementwerke aus dem Jahr 2023 lassen sich die Mengen an unvermeidbaren Prozessemissionen ableiten. Unter der Annahme, dass das Post-Combustion-Verfahren zum Einsatz kommt, lassen sich wiederum die maximal aus dem Rauchgas gewinnbaren CO₂-Mengen sowie die jährlich herstellbare PtL-Menge und der dafür benötigte Süßwasserbedarf abschätzen. In Tabelle 2 sind die resultierenden Werte dargestellt.

Die Auswahl erfolgt unter der Prämisse, dass neben dem Angebot an emissionsintensiven Punktquellen auch eine geeignete Infrastruktur zumindest teilweise bereits vorhanden ist. Eine Gesamtübersicht über die Zementwerke in Deutschland findet sich auf der Website des Vereins Deutscher Zementwerke e.V. [46].

5.1 Ermittlung des reFuels-Produktionspotenzials und des Rohwasserbedarfs

Für das jährliche PtL-Produktionspotential wird eine vollständige Umsetzung des abgetrennten Kohlendioxids angenommen. Unter ausschließlicher Berücksichtigung des Anteils unvermeidbarer Emissionen entspricht dies bei Anwendung des Post-Combustion-Verfahrens mittels MEA etwa 54 % der derzeitigen CO₂-Emissionen der jeweiligen Zementwerke.

Das stöchiometrische Verhältnis von umgesetztem CO₂ zu H₂ beträgt sowohl bei der Kohlenwasserstoffherstellung mittels Fischer-Tropsch-Synthese als auch bei der Methanolroute 1:2. Die molaren Massen betragen jeweils $M(H_2) = 2 \text{ g/mol}$ und $M(CO_2) = 44 \text{ g/mol}$. Damit ergibt sich gemäß nachfolgender Formel ein Bedarf von 91 kg Wasserstoff pro umgesetzter Tonne CO₂:

$$m(H_2) = m(CO_2) \cdot 2 \cdot \frac{M(H_2)}{M(CO_2)} = m(CO_2) \cdot 2 \cdot \frac{2 \text{ g/mol}}{44 \text{ g/mol}} = 0,091 \cdot m(CO_2) \quad (1)$$

Aus den in Tabelle 1 angegebenen Mengen, die für die Herstellung eines Kilogramms H₂ benötigt werden, können über die o.g. Formel auch die benötigte Wassermenge pro umgesetzter Tonne CO₂ bestimmt werden. Die mittels Fischer-Tropsch-Synthese oder

Methanolroute hergestellten Kohlenwasserstofffraktionen haben die allgemeine Strukturformel C_nH_{2n} . Damit gilt gemäß nachfolgender Formel für die aus einer gegebenen Menge CO_2 herstellbare Menge an reFuels [47]:

$$m(C_nH_{2n}) = m(CO_2) \cdot \frac{M(C) + M(H_2)}{M(CO_2)} = 0,318 \cdot m(CO_2) \quad (2)$$

Im Folgenden werden die potenziellen Produktionsmengen der ausgewählten Standorte, die sich aus der Abscheidung unvermeidbarer Prozessemissionen ergeben, sowie der daraus resultierende Wasserbedarf erläutert. Dies wird in Kontext zur lokalen Wasserverfügbarkeit gesetzt. In Tabelle 2 sind die ermittelten Werte zur potenziellen Produktionsmengen sowie dem resultierenden Rohwasserbedarf aufgeführt.

Standort	CO ₂ -Emissionen 2023 [t]	davon unvermeidbar [t]	davon max. abscheidbar [t]	Rohwasserbedarf [t]	Jährlich herstellbare Menge PtL-Kraftstoffe [t]
Zementwerk Lägerdorf	982.119	589.271	530.344	AEL	<u>Salzwasser</u> 916.965 – 1.621.581
					<u>Süßwasser</u> 550.179 – 757.703
				PEMEL	<u>Salzwasser</u> 965.227 – 2.113.846
					<u>Süßwasser</u> 579.136 – 984.531
Zementwerk Höver	549.833	414.427	372.984	AEL	308.014 – 424.195
				PEMEL	324.226 – 551.183
Zementwerk Bernburg	690.712	414.427	372.984	AEL	386.934 – 532.883
				PEMEL	407.299 – 692.408
Zementwerk Dotternhausen	413.577	248.146	223.332	AEL	231.684 – 319.074
				PEMEL	243.878 – 414.593
Zementwerk Rüdersdorf	843.819	506.291	455.662	AEL	472.704 – 651.005
				PEMEL	497.583 – 845.891
Zementwerk Wössingen	373.398	224.039	201.635	AEL	209.176 – 288.076
				PEMEL	220.185 – 374.315

Summe	1.948.108	1.168.865	1.051.978	<u>Salzwasser</u>	661.716
				916.965 – 2.113.846	
				<u>Süßwasser</u>	
				1.399.337 – 2.504.076	

Tabelle 2: Unvermeidbare Emissionen und theoretischer Wasserbedarf an den untersuchten Standorten (Die Emissionswerte zu den einzelnen Werken stammen vom European Union Transaction Log⁴).

5.2 Norddeutschland

Das Zementwerk Lägerdorf stellt den nördlichsten der analysierten Standorte dar und ist zugleich der einzige mit einem Zugang zum Meer. Aufgrund der Lage stellt die Nutzung von Meer- anstelle von Grundwasser eine Option dar, um den Wasserstoffbedarf zu decken. Die Nähe zum ChemCoast Park Brunsbüttel und der Gemeinde Heide bietet zudem nicht nur eine bereits gut ausgebaute Infrastruktur, sondern böte mit der geplanten Batteriezellfertigung von Northvolt auch eine weitere potenzielle Kohlenstoffquelle – auch wenn nach der Insolvenz der schwedischen Muttergesellschaft von Northvolt unklar ist, ob das Projekt tatsächlich umgesetzt wird [48] [49].

Für das Zementwerk ergibt sich eine abscheidbare Menge unvermeidbarer CO₂-Emissionen in Höhe von 530.344 t. Die daraus resultierende Produktionsmenge an reFuels betrüge 168.649 t. Der Salzwasserbedarf läge bei Nutzung von AEL-Anlagen zwischen rund 917.000 und 1.622.000 t (895.000 bis 1.582.000 m³), bei der Nutzung von PEMEL-Anlagen zwischen rund 965.000 und 2.114.000 t (941.000 bis 2.062.000 m³). Hieraus resultieren Reinstwassermengen zwischen 458.000 und 705.000 m³.

Der Rest, der zwischen 483.000 und 1.357.000 m³ ausmacht, verbleibt als Sole, deren Salzgehalt bei mehr als der doppelten Konzentration gegenüber Meerwasser liegen kann. Des Weiteren verbleiben auch Biozide wie Chlor, die zur Hemmung der Entstehung von Biofilmen auf den Membranen der Umkehrosmose-Anlagen eingesetzt werden [50]. In der Regel wird die verbliebene Sole wieder ins Meer geleitet. Auch wenn die Sole vor der Einleitung mit Meerwasser verdünnt wird, führt dies zu einem lokal erhöhten Nährstoff- und Salzgehalt sowie einer verringerten Sauerstoffkonzentration um die Einleitungsstelle herum [51]. Eine Lösung könnte in der Nutzung von Desolenatoren liegen, die solarthermisch Salzwasser

⁴ <https://ec.europa.eu/clima/ets/oha.do?languageCode=en>

verdunsten und den entsalzten Wasserdampf anschließend kondensiert und sammelt. Übrig bleibt reines, schadstofffreies Salz [52].

5.3 Mittel- und Ostdeutschland

Zementwerk Höver

Das Zementwerk Höver emittierte im Jahr 2023 insgesamt 549.833 t CO₂, woraus sich eine unvermeidbare Emissionsmenge von 414.427 t ergibt. Bei einer angenommenen Abscheiderate von 90 % resultieren daraus 372.984 t, aus denen 94.417 t an reFuels produziert werden könnten. Abhängig vom Elektrolyseverfahren resultiert hieraus ein Wasserbedarf von rund 308.000 bis 551.200 t Wasser pro Jahr.

Für die öffentliche Wasserversorgung ist der Wasserverband Nordhannover zuständig. Dieser fördert jedoch nur einen kleinen Teil selbst und bezieht den größten Teil von der Enercity AG sowie von der Harzwasser Kommunale Wasserversorgung GmbH & Co. KG [53]. Der Verbund betreibt u. a. die Wasserwerke Elze-Berkhof, Fuhrberg und Grasdorf (Enercity) sowie das Wasserwerk Ramlingen (Harzwasser), die aus dem Grundwasserkörper Witze/Fuhse fördern [54] Im Jahr 2016 betrug die aus diesem Grundwasserkörper geförderte Menge 42,2 Mio. m³ [55]. Für das Gebiet wird ein mittleres jährliches Grundwasserangebot von 92,42 Mio. m³ ausgewiesen [56], woraus sich ein Wassernutzungsindex von 45,7 % bzw. eine Einordnung in Kategorie 2 der Bewertungsskala (siehe Abschnitt 3.1.1) ergibt.

Zementwerk Bernburg

Für das Zementwerk Bernburg ergibt die Berechnung ein theoretisches Produktionspotenzial von 118.609 t an reFuels. Daraus resultiert (je nach Elektrolyseverfahren) ein Bedarf zwischen rund 387.000 und 692.400 t Wasser pro Jahr.

Da die Grundwasserneubildung im Gebiet der Gemeinde Bernburg (Sachsen-Anhalt) zur Deckung des Bedarfs nicht ausreicht, werden Bernburg und die umliegenden Gemeinden durch die Wasserversorgungsanlage (WVA) Wienrode mit Fernwasser aus dem Ostharz versorgt [57]. Dieser Bedarf lag im Jahr 2020 bei 47,41 Mio. m³ [58]. Im jährlichen Mittel liegt der Rohwasserbedarf bei 45 Mio. m³ [58]. Das Wasser zur Deckung des Bedarfs stammt aus der Rappbodetal Sperre. Zwar reichen die Zuflussmengen aktuell aus, um diese Aufgabe zu erfüllen, jedoch sind diese von durchschnittlich ca. 96,0 Mio. m³/Jahr in der Periode von 1968 bis 2019 auf ca. 76,0 Mio. m³/Jahr im Zeitraum 2009 bis 2018 gesunken [58]. Damit

liegt der Zufluss noch immer 31 Mio. m³/Jahr über dem Bedarf. Selbst wenn das Zementwerk Bernburg eine reFuels-Produktion aufbauen würde, bliebe immer noch auf Puffer von über 30 Mio. m³/Jahr. Dennoch läge der Wassernutzungsindex bei 60 % und damit weit über dem Wert von 20 %, der als nachhaltiges Verhältnis zwischen Wasserentnahme und -zufluss angesehen wird.

Die Auswirkungen des Klimawandels, sowie das Waldsterben im Harz könnten das Dargebot jedoch negativ beeinflussen und die Situation mittelfristig erschweren [59]. Sollten sich daraus ernsthafte Engpässe ergeben, könnte dies nach der geplanten Gesetzgebung zumindest zeitweise Produktionsdrosselungen notwendig machen. In Verbindung mit dem hohen Wassernutzungsindex wäre dieser Standort in der Kategorie 3 einzuordnen.

Die alternative Nutzung von Oberflächenwasser ist an diesem Standort wegen der naturgemäß höheren Volatilität der Verfügbarkeit wenig attraktiv. Erschwerend kommt hinzu, dass es bereits mehrfach Entnahmeverbote wegen niedriger Wasserstände gab, deren Häufigkeit durch den Klimawandel mit hoher Wahrscheinlichkeit zunehmen wird [60].

Zementwerk Rüdersdorf

Für das Zementwerk Rüdersdorf ergibt sich aus einer abscheidbaren, prozessbedingten Emissionsmenge von 506.291 t CO₂ ein theoretisches reFuels-Produktionspotenzial von 118.609 t. Daraus resultiert (je nach Elektrolyseverfahren) ein Bedarf zwischen rund 472.700 und 845.900 t Wasser pro Jahr.

Die Gemeinde Rüdersdorf (Brandenburg) gehört dem Wasserverband Strausberg-Erkner (WSE) an, welcher ein Versorgungsgebiet von 552 km² umfasst. Die Grundwasserneubildung liegt im Mittel bei 55 mm/a, was im gesamten Gebiet etwa 30 Mio. m³ entspricht [61]. Weitere Angaben zu Zuströmen, die zur Beurteilung des Grundwasserdargebots nötig wären, liegen nicht vor. Aktuell werden 10,7 Mio. m³ durch die öffentliche Wasserversorgung gefördert, woraus sich ein Wassernutzungsindex von mindestens 35 % ergibt. Ein zusätzlicher Verbrauch durch eine reFuels-Produktion hätte einen Anstieg des Wassernutzungsindex auf 37,2 % bis 38,5 % zur Folge. Der Wert dürfte tatsächlich höher liegen, da die Entnahme durch Verbraucher, die Ihren Bedarf nicht durch die öffentliche Versorgung decken, noch nicht mit eingerechnet ist. Deren tatsächliche Verbrauchswerte sind jedoch nicht systematisch erfasst und zum Großteil nicht öffentlich einsehbar. So weist der Aqueduct Water Risk Atlas einen Index im Bereich zwischen 40 % und 80 % auf.

Bereits in den vergangenen Jahren kam es im Versorgungsgebiet Strausberg-Erkner zu Engpässen in der Wasserversorgung. Verschärft wurde die Situation durch die Inbetriebnahme der Produktionsstätte des Elektroautoherstellers Tesla, deren Trinkwasserbedarf durch den WSE gedeckt wird. Es wurden Maßnahmen zur Verringerung des Wasserverbrauchs durch Privathaushalte angeordnet, darunter die Begrenzung auf 105 Liter pro Tag und Person [62].

Bezüglich der Oberflächengewässer ist die Situation vergleichbar mit Bernburg. Auch im Landkreis Märkisch-Oderland, dem Rüdersdorf angehört, gab es Entnahmeverbote [63].

Damit ist der Standort Rüdersdorf der Kategorie drei der Wasserstress-Bewertung einzuordnen. Vor dem Hintergrund der Umsetzung des "Fahrplans für ein Ressourcenschonendes Europa" und der Wasserrahmenrichtlinie erscheint es unwahrscheinlich, dass die Ansiedlung einer SynFuel-Produktion im großtechnischen Maßstab genehmigungsfähig wäre. Die Mitigation der negativen Auswirkungen des Wasserverbrauchs wäre höchstwahrscheinlich mit erheblichem Aufwand verbunden.

5.4 Süddeutschland

Zementwerk Dotternhausen

Das Zementwerk Dotternhausen emittierte 2023 843.819 t CO₂, wovon 506.291 t CO₂ prozessbedingt waren, was einer abscheidbaren Menge von 455.662 t CO₂ entspricht. Daraus resultiert ein theoretisches Produktionspotenzial von 144.901 t an reFuels mit einem Rohwasserbedarf zwischen rund 472.700 und 845.900 t pro Jahr.

Die Wasserversorgung der Stadt Dotternhausen (Baden-Württemberg) wird durch den Zweckverband Wasserversorgung Hohenberggruppe sichergestellt. Das Grundwasserangebot lag 2023 bei 5,2 Mio. m³/a. Dem gegenüber steht ein Verbrauch von 3,32 Mio. m³/a, woraus ein Wassernutzungsindex von 63,8 % resultiert [64]. Mit einer zusätzlichen reFuels-Produktion würde der Wassernutzungsindex auf 72,9 % bis 80 % steigen. Die Aussagekraft dieses Wertes gilt zwar nur eingeschränkt, weil Daten zum langjährigen Mittel nicht verfügbar sind. Es erlaubt dennoch eine grobe Abschätzung über die Verhältnisse am Standort. Ob der Standort in Kategorie 2 oder 3 einzuordnen ist, bleibt unklar, da Informationen zu Auswirkungen vor Ort nicht ermittelt werden konnten.

Zementwerk Wössingen

Im Jahr 2023 emittierte das Zementwerk Wössingen 373.398 t CO₂, woraus sich aus einer abscheidbaren, prozessbedingten Emissionsmenge von rund 201.700 t CO₂ ein theoretisches reFuels-Produktionspotenzial von 64.120 t ergibt. Der Wasserbedarf läge somit zwischen rund 209.200 und 374.300 t Rohwasser pro Jahr.

Um seinen aktuellen Bedarf zu decken, betreibt das Werk zwei eigene Brunnen [65]. Die Entnahme erfolgt auf dem Gebiet der Gemeinde Walzbachtal, zu der der Wössingen gehört, aus dem Grundwasserkörper Bruchsal [66]. Hier liegt die mittlere jährliche Grundwasserneubildung aus Niederschlag für die untersuchte Standardperiode 1961 – 1990 bei 184 mm/a, woraus bei einer Fläche von 368 km² eine Menge von 67,7 Mio. m³ resultiert [66]. Die Gemeinde Walzbachtal verbraucht, inklusive des Bedarfs des Zementwerks, rund 440.000 m³ pro Jahr, sodass die Versorgungslage unkritisch erscheint [65]. Dies deckt sich auch mit den Angaben aus dem Aqueduct Water Risk Atlas, der diesem Standort als einzigen unter allen in dieser Studie betrachteten Standorten einen geringen Wasserstress bescheinigt.

Es ist jedoch absehbar, dass es auch hier ab 2035 voraussichtlich zu Versorgungsproblemen kommen wird [67]. Einerseits liegt dies am Bevölkerungswachstum, andererseits aber auch daran, dass die Grundwasserneubildungsrate zurückgeht. Im Jahr 2017 lag sie bei lediglich 45,9 % des Mittelwerts der Jahre 1981 bis 2010. Im Mittel der vergangenen Jahre lag der Rückgang bei 30 % [67].

6 Implikationen

Der Fokus dieser Analyse liegt in der Frage, welche Folgen für die Wasserversorgung eine reFuels-Produktion zu Beginn des Markthochlaufs an ausgewählten Industriestandorten hätte. Dies kann jedoch nicht losgelöst vom energie- und klimapolitischen Kontext betrachtet werden, da sie durch Zielsetzungen und Restriktionen den Rahmen vorgibt, innerhalb dessen strategische Überlegungen zum Aufbau der nationalen reFuels-Wertschöpfung stattfinden. Im Folgenden werden die Ergebnisse der Standortanalyse im Lichte des politischen Rahmens eingeordnet.

6.1 Energie- und klimapolitische Bewertung

Wie aus Tabelle 2 entnommen werden kann, könnten die betrachteten Standorte theoretisch genügend CO₂ für rund 661.700 t PtL-Kraftstoff bereitstellen. Ausgehend von einem Kerosinanteil in Höhe von 38 % (siehe Tabelle 6) entspräche dies rund 251.500 t PtL-Kerosin bzw. 2,6 % des im Jahr 2023 abgesetzten Kerosins von 9,47 Mio. t [68]. Dies würde genügen, um die im Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) für das Jahr 2030 festgelegte Beimischungspflicht im Luftverkehr für strombasierte Sustainable Aviation Fuels in Höhe von 2 % zu erfüllen [69]. Zum Vergleich: Die EU-weit gültige Mindestquote nach der ReFuelEU Aviation Verordnung liegt bei 1,2 % [70].

Die Herstellung der Gesamtmenge an PtL-Kraftstoff (661.700 t) würde wiederum 189.359 t bzw. 7,46 TWh_{HHV} Wasserstoff⁵ erfordern. In der Nationalen Wasserstoffstrategie wird von einem Gesamtwasserstoffbedarf von 95 bis 130 TWh_{LHV} (entspricht 112,3 bis 153,7 TWh_{HHV}) ausgegangen, worunter neben dem Bedarf an reinem Wasserstoff und synthetischer Kraftstoffe auch der für andere Derivate wie Ammoniak und Methanol fallen. 30 bis 50 % davon sollen durch inländische Produktion gedeckt werden [71]. Der Bedarf, der aus der reFuels-Produktion an den identifizierten Standorten resultieren würde, wäre demnach durch die inländische Produktion abdeckbar. Ausgehend von einem durchschnittlichen Elektrolysewirkungsgrad von 62,6 % (siehe Abschnitt 3.2) ergibt sich aus dem benötigten Wasserstoff ein Strombedarf von 11,9 TWh bzw. 4,36 % der im Jahr 2023 aus erneuerbaren Energien erzeugte Strommenge [72].

Die Einbindung der Klinkerproduktion in den Aufbau einer deutschen reFuels-Wertschöpfungskette stünde auf dem ersten Blick in Einklang mit den Beimischungspflichten und der energiepolitischen Zielsetzung der Bundesregierung. Kompliziert wird es jedoch hinsichtlich der Einordnung in die klimapolitischen Ziele. Einerseits gilt es grundsätzlich, CO₂-Emissionen zu reduzieren. Auch wenn die Prozessemissionen aus der Klinkerproduktion zunächst unvermeidbar sind, wäre eine Alternative die Speicherung und somit die Nicht-Freisetzung dieser Emissionen. Andererseits können solche Kraftstoffe den Transformationsprozess zu einer klimaneutralen Wirtschaft unterstützen, da sie eine Verdrängung fossiler

5 bezogen auf den Brennwert von 39,4 kWh/kg

Kraftstoffe aus dem Markt bewirken. Eine Nutzung von PtL-Kraftstoffen, deren CO₂-Quelle Rauchgas aus der Klinkerproduktion darstellt, wäre eine mögliche Option.

So berücksichtigt die Delegierte Verordnung (EU 2023/1185 vom 10. Februar 2023) diese Möglichkeit, indem entsprechende Emissionen durch die Verbrennung solcher „nicht nachhaltige[n] Brennstoffe [...] bis 2040 als vermiedene Emissionen“ behandelt werden. Dabei gilt allerdings, dass entsprechende Emissionen laut Abs. 6 derselben Verordnung der CO₂-Bepreisung unterliegen und in Rahmen des ETS wiederum nicht als vermiedene Emissionen gelten. Im Zusammenhang mit den Regelungen der ReFuelsEU Aviation-Initiative und der FuelEU Maritime Verordnung bedeutet dies einerseits zwar eine Bepreisung durch das ETS-Regime, gleichzeitig jedoch auch eine Quotenanrechnung der Treibstoffe, was zumindest bis 2040 einen Markt für Betreiber von Zementwerken eröffnen würde (mehr dazu unter Punkt 6.3).

6.2 reFuels-Produktion aus dem Blickwinkel der Klimaanpassungspolitik

Neben Klimaschutz- nehmen jedoch in zunehmendem Maße auch Klimaanpassungsmaßnahmen eine immer größere Bedeutung ein. Hierzu verabschiedete der Bundestag im Dezember 2023 das Bundes-Klimaanpassungsgesetz (KAnG), in dem eine Aktualisierung der Klimaanpassungsstrategie von 2008 [73] festgeschrieben steht. Die Frage der Wasserversorgung nimmt hier eine herausgehobene Stellung ein, zumal (wie in Kapitel 5 für einige Standorten bereits exemplarisch ausgeführt) diese zu den wichtigsten und im Kontext des Klimawandels zugleich anfälligsten Bereichen der öffentlichen Daseinsvorsorge gehört. So haben sich in der Vergangenheit Trocken- und Dürrephasen negativ auf die Füllstände der Grundwasserspeicher ausgewirkt [38]. Dies ist jedoch – und hier zeigt sich eine weitere Paradoxie – nicht durch eine sinkende Niederschlagsmenge bedingt. Tatsächlich ist diese sogar in Summe gestiegen.

Vielmehr zeigt sich eine innerjährliche Verlagerung. Während die mittleren Niederschlagsmengen zwischen 1881 und 2011 im Sommer praktisch konstant geblieben sind, stiegen sie im gleichen Zeitraum während der Wintermonate um ca. 26 % [74]. Dass die Grundwasserspeicher trotzdem sinken, erklärt sich zum einen durch ausgedehnte Dürreperioden, die einen reduzierten Bodenwassergehalt zur Folge hatten. Ein geringerer Bodenwassergehalt wiederum führt zu einem steigenden Benetzungswiderstand, sodass bei Starkregen

weniger Wasser durch den Boden aufgenommen werden kann. Trifft die verringerte Aufnahmefähigkeit des Bodens in den Wintermonaten nun auf starke Niederschläge, kann das Wasser nicht mehr so gut aufgenommen werden. In der Folge kommt nicht nur weniger Wasser in den Grundwasserkörpern an. Das überschüssige Wasser wird an der Oberfläche entlang abgeführt, wodurch es zu mehr Hochwassern kommt. Verschärft wird dieses Aufnahmedefizit durch eine zunehmende Versiegelung von Flächen [38].

Gerade Analysen wie die von Bender et al. [74] zeigen auch, warum eine summarische Betrachtung des Wasserbedarfs, wie vom DVGW [6] geschehen, nicht zielführend und eine standortdifferenzierte Betrachtung so wichtig ist: die Situation der Wasserversorgung ist sowohl räumlich als auch zeitlich extrem heterogen. Vor einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sollte unbedingt eine Klimawirkungs- und Risikoanalyse (KWRA) vorgelagert sein, und zwar aus zwei Gründen:

1. Sofern eine reFuels-Produktion vollintegriert⁶ an einem Standort erfolgt, muss die Entwicklung des lokalen Grundwasserdargebots in die Zukunft projiziert werden. Dieses ist, wie eben ausgeführt, maßgeblich von den künftigen klimatischen Bedingungen abhängig. Die Beispiele Dotternhausen und Wössingen zeigen, dass hier mittelfristig quantitative Limitationen einer Wasserstoffproduktion im Wege stehen könnten.
2. Kommunen sind, sofern dies gem. § 12 Abs. 1 KAnG nicht durch eine übergeordnete Ebene für sie übernommen wird, zur Erarbeitung von Klimaanpassungsstrategien verpflichtet. Zugleich sind sie durch Art. 4 WRRL zur langfristigen Sicherung der Wasserversorgung im Sinne eines guten mengenmäßigen Zustands verpflichtet. Das zentrale Instrument hierfür ist laut Faßbender [75] die Begrenzung der Wasserentnahme, was in letzter Konsequenz eine aufgrund von Anordnung oder als Voraussetzung für die Genehmigung erfolgte Einschränkung der Wasserstoffproduktion zur Folge haben kann.

6 damit ist die gebündelte Wasserstoff-, CO₂- und Kraftstoffproduktion an einem Ort gemeint

6.3 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Aus wirtschaftlicher Sicht ist eine vollintegrierte Produktion, wie die bisherige Analyse zeigt, mit erheblichen Risiken verbunden. Da es zumindest in den Sommermonaten an fast allen Standorten beträchtliche Unsicherheiten hinsichtlich einer kontinuierlichen Wasserversorgung gibt, würden Anlagenbetreiber Gefahr laufen, ihre reFuels-Produktion zeitweilig reduzieren oder gar einstellen zu müssen.

Nichtsdestotrotz steht die Zementindustrie vor der grundsätzlichen Herausforderung, dass sie ihre CO₂-Emissionen zwar stark reduzieren, jedoch aufgrund des Bedarfs an Klinker nicht gänzlich auf null absenken kann. In der Folge führt an einer Abscheidung der prozessbedingten Emissionen aus heutiger Sicht kein Weg vorbei [43]. Hieraus ergeben sich zwei strategische Optionen, wie mit dem abgeschiedenen CO₂ umgegangen werden kann:

- geologische Speicherung
- eigene reFuels-Produktion mit fremdbezogenem Wasserstoff (teilintegrierte Produktion)

6.3.1 Geologische Speicherung

Wie unter Punkt 5.1 bereits erörtert, ergibt sich spätestens ab 2041 die Notwendigkeit, prozessbedingte Emissionen abzuscheiden und zu speichern. Für diesen auch als Carbon Capture and Storage (CCS) bezeichneten Prozess müssen Betreiber von Zementwerken ihre Produktionsstätten mit entsprechenden Abscheideanlagen ausstatten. Die eigentliche Lagerung findet „in erschöpften Kohlenwasserstoff-Lagerstätten oder salzwasserführenden Sandsteinschichten (sogenannten salinaren Aquiferen) in Tiefen von mehr als 800 m“ [76] statt.

Auf Grundlage einer Referenzanlage (siehe Tabelle 3) werden mittels Formel (3) die Investitionskosten für die Abscheideanlagen an den betrachteten Standorten ermittelt. Der Degressionskoeffizient n richtet sich nach dem Abscheideverfahren. Für die Aminwäsche beträgt $n = 0,6339$ und ist von BAK & dena [77] entnommen. Da die Wärmeversorgung zur Regeneration des Absorptionsmittels nicht fossil gedeckt werden darf, wird der Einsatz von Wärmepumpen mit einer Leistungszahl (Coefficient of Performance, COP) von 2,5 angenommen. Die spezifischen Investitionskosten werden hierfür auf 2,57 Mio. € pro MW veranschlagt vgl. [78].

Basiswert TPC	76 Mio. €
Basiswert Abscheiderate	850.000 t CO ₂
Basiswert Strombedarf	14 MW
Betriebszeit p. Jahr	8.000 h
Angenommener COP der Wärmepumpen	2,5
Kalkulationszinssatz	8%
Abschreibungsdauer	30 Jahre

Tabelle 3: Daten der CC-Referenzanlage gem. BAK & dena [77]

$$\text{Kosten der betrachteten Anlage} = \text{Kosten Referenzanlage} \cdot \left(\frac{\text{Kapazität der betrachteten Anlage}}{\text{Kapazität Referenzanlage}} \right)^n \quad (3)$$

In die Berechnung der Betriebskosten werden die Kosten der Strom- und Wärmeversorgung sowie die Fixed OPEX (u. a. Personalkosten) berücksichtigt. Für letztere werden pauschal 6% der CAPEX pro Jahr veranschlagt [77]. Weiterhin wird von einem durchschnittlichen Strompreis in Höhe von 80 €/MWh ausgegangen, basierend auf der Analyse von Energy Brainpool [79].

Standort	Strombedarf der Abscheideanlage (exkl. WP) [MWh]	Wärmebedarf (thermisch / elektrisch) [MWh]
Zementwerk Lägerdorf	58.338	535.647 / 214.259
Zementwerk Höver	32.660	299.879 / 119.952
Zementwerk Bernburg	41.028	376.714 / 150.686
Zementwerk Dotternhausen	24.567	225.565 / 90.226
Zementwerk Rüdersdorf	50.123	460.219 / 184.087
Zementwerk Wössingen	22.180	203.651 / 81.461

Tabelle 4: Energiebedarf der betrachteten Standorte

In Tabelle 4 findet sich der jährliche Energiebedarf an den betrachteten Standorten für die CO₂-Abscheidung. Die Kosten für den CO₂-Transport per Pipeline werden auf 32,40 €/t und für die Speicherung auf 32,95 €/t veranschlagt (BAK/dena 2023). Sie fließen in die in Tabelle 5 ausgewiesenen Gesamtkosten pro Tonne ein.

Standort	CAPEX (exkl. WP)	CAPEX für Wärme-pumpen	Variable OPEX	Fixed OPEX	Kosten p. Tonne CO₂
-----------------	-------------------------	-------------------------------	----------------------	-------------------	---------------------------------------

	[Mio. € ₂₀₂₃]	[€ ₂₀₂₃ /t]			
Zementwerk Lägerdorf	92,9	68,8	27,4	5,6	164,49
Zementwerk Höver	64,3	38,5	16,1	3,9	168,35
Zementwerk Bernburg	74,3	48,4	19,8	4,5	166,73
Zementwerk Dotternhausen	53,7	29,0	12,4	3,2	170,57
Zementwerk Rüdersdorf	84,4	59,1	23,8	5,1	165,42
Zementwerk Wössingen	50,3	26,1	11,3	3,0	171,43

Tabelle 5: Auflistung der ermittelten Abscheidungskosten für die betrachteten Standorte

Über die sechs betrachteten Standorte liegen die ermittelten durchschnittlichen Kosten bei 167,83 € pro abgeschiedener Tonne CO₂. Damit sind diese mehr als doppelt so hoch wie der aktuelle CO₂-Zertifikatspreis, der im August 2024 bei durchschnittlich 71,26 € pro Tonne lag [80]. Je nach Zertifikatspreis bzw. Pönale wäre es für die Zementwerke u. U. wirtschaftlich sinnvoller Zertifikate zu kaufen oder Strafen zu zahlen als Abscheideanlagen einzurichten.

6.3.2 Teilintegrierte Produktion

Eine teilintegrierte Produktion beinhaltet neben der Abscheidung des anfallenden CO₂ auch eine Verarbeitung zu synthetischem Kraftstoff vor Ort. Folglich müssen die in Abschnitt 6.3.1 erfolgten Berechnungen (abzüglich der Kosten für Transport und Speicherung) um die CAPEX und OPEX einer reFuels-Anlage ergänzt werden. Abbildung 2 aus Schemme [13] zeigt das Blockfließbild einer Fischer-Tropsch-Synthese (FT-Synthese) mit Kerosin und Diesel als Endprodukte. Die Kuppelprodukte aus Gasen und Wachsen werden dem Prozess wieder zugeführt.

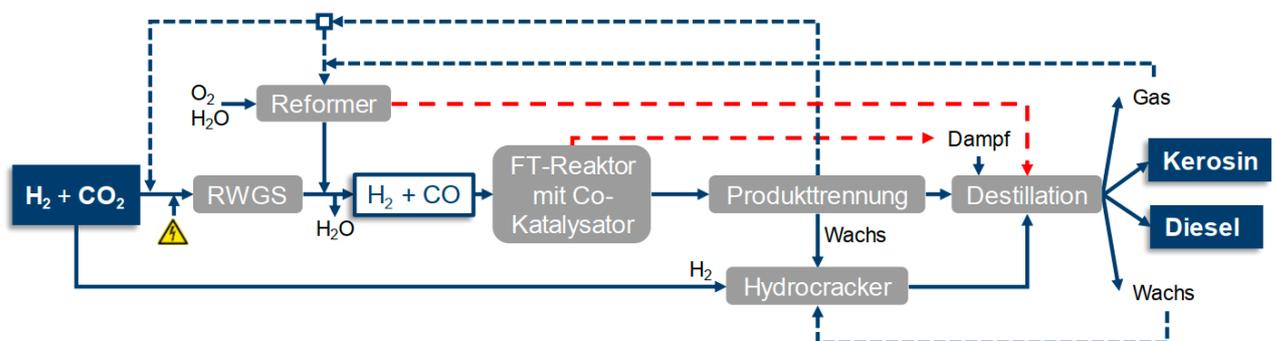


Abbildung 5: Blockfließbild des Fischer-Tropsch-Verfahrens [13]

Auf Grundlage einer Referenzanlage, deren Kennwerte in Tabelle 6 aufgeführt sind, werden auch hier mittels Formel (3) die Investitionskosten (diesmal für die FT-Anlagen) an den betrachteten Standorten ermittelt. Der Degressionskoeffizient n wird hier mit 0,7 angegeben [13].

Basiswert TPC	197,27 Mio. €
Basiswert für Kraftstoffsynthese S_0	300 MW
Basiswert Strombedarf	14 MW
Betriebszeit p. Jahr	8.000 h
Basiswert für Output m_0	24,5 t/h
Abschreibungsdauer	30 Jahre
Anteil synthetisches Diesel an FT-Produkt	62%
Anteil synthetisches Kerosin an FT-Produkt	38%

Tabelle 6: Daten der FT-Referenzanlage gem. Schemme [13]

Für die Berechnung der OPEX wird der Energiebedarf der reFuels-Synthese herangezogen, der in Tabelle 7 differenziert nach Standorten aufgeführt ist. Gemäß Schemme [13] wird als einzige externe Wärmequelle eine elektrische Beheizung des Eduktstroms des Reverse Wassergas-Shift-Reaktors (RWGS-Reaktor) benötigt. Der Bedarf liegt hier bei 1,091 GJ bzw. 0,303 MWh pro Tonne FT-Produkt.

Standort	Strombedarf [MWh]	Resultierende Stromkosten [Mio. €₂₀₂₃]
Zementwerk Lägerdorf	51.110	4,09
Zementwerk Höver	28.614	2,29
Zementwerk Bernburg	35.945	2,88
Zementwerk Dotternhausen	21.523	1,72
Zementwerk Rüdersdorf	43.913	3,51
Zementwerk Wössingen	19.432	1,55

Tabelle 7: Energiebedarf für die FT-Synthese an den betrachteten Standorten

Neben den OPEX spielt auch die Beschaffung von Wasserstoff eine große Rolle. Die Boston Consulting Group [81] geht für das Jahr 2030 von einem Preis zwischen 5 und 8 €/kg aus. Aus Gründung der Vereinfachung wird daher mit einem konstanten Durchschnittspreis in

Höhe von 6,50 €/kg gerechnet. Des Weiteren fließen in die Berechnung der jährlichen Gesamtkosten auch eine lineare Abschreibung der Investitionskosten über einen Zeitraum von 30 Jahren, der kalkulatorische Zinssatz von 8 % pro Jahr sowie ein ETS-Zertifikatspreis von 71,26 € (siehe Abschnitt 6.3.1) ein.

Die Produktionskosten sind in Tabelle 8 aufgeführt. Zusätzlich sind auch die Produktionskosten pro Liter reFuel-Kraftstoff ausgewiesen. Über alle Standorte hinweg würde diese im Schnitt bei 3,12 € liegen. Dies entspräche 3.989,23 €/t.

Standort	CAPEX CC- & FT- Anlage	OPEX	Wasser- stoff-bezug	ETS-Zertifi- kats-kosten	Kalk. Zinsen p. Jahr	Jährliche Gesamt- kosten	Produktions- kosten pro Liter reFuel
	[Mio. € ₂₀₂₃]	[Mio. € ₂₀₂₃]	[Mio. € ₂₀₂₃]	[Mio. € ₂₀₂₃]	[Mio. € ₂₀₂₃]	[Mio. € ₂₀₂₃]	[€ ₂₀₂₃ /l]
Zementwerk Lägerdorf	339,0	31,5	313,7	37,3	13,6	407,3	3,09
Zementwerk Höver	220,9	18,3	175,6	20,9	8,8	231,0	3,13
Zementwerk Bernburg	261,3	22,6	220,6	26,2	10,5	288,7	3,11
Zementwerk Dotternhausen	179,4	14,1	132,1	15,7	7,2	175,1	3,15
Zementwerk Rüdersdorf	302,9	27,3	269,5	32,0	12,1	351,1	3,10
Zementwerk Wössingen	166,6	12,9	119,3	14,2	6,7	158,5	3,16

Tabelle 8: Auflistung der ermittelten reFuels-Produktionskosten für die betrachteten Standorte

6.3.3 Schlussfolgerungen

Beide Optionen – sowohl die geologische Speicherung als auch die Weiterverarbeitung des CO₂ zu reFuels – sind derzeit für die Zementindustrie nicht wirtschaftlich. Um einen Anreiz zur Abscheidung der Emissionen zu setzen, müsste der ETS-Zertifikatspreis bei mindestens 168 € liegen und damit mehr als das Doppelte des aktuellen Preisniveaus aufweisen. Die Synthese von reFuels würde zu durchschnittlichen Produktionskosten in Höhe von 3,12 €/l bzw. 3.989,23 €/t führen. Dies entspräche dem Vierfachen der Produktionskosten für Benzin und dem Dreieinhalbfachen der Kosten für Diesel [82]. Im Vergleich zu den

7 angenommene Dichte: 0,78 kg/l

Produktionskosten von HEFA-Kraftstoffen, die zur Zeit bei 1.200 \$/t (umgerechnet 1.111 €/t) liegen, lägen die reFuels-Produktionskosten aus abgeschiedenen Prozessemissionen beim 2,2-fachen [83]. Folglich sind reFuels aus Zementwerksprozessen auf absehbare Zeit aus einer wirtschaftlichen Perspektive nicht konkurrenzfähig.

Betrachtet man die Gründe hierfür, fällt der Blick schnell auf die Kosten für den benötigten Wasserstoff. Im Rahmen dieser Studie wurde mit einem mittleren Preis von 6,5 €/kg kalkuliert, ausgehend von einem Preisrahmen zwischen 5 und 8 €/kg [81]. Um das Niveau von HEFA-Kraftstoffen zu erreichen, müsste der Wasserstoffpreis jedoch bei 1,54 €/kg liegen. Unter der Annahme, dass der Bedarf durch Importe beispielsweise aus Marokko oder Chile gedeckt werden würden, könnte bis 2050 dieses Niveau erreicht werden (siehe Tabelle 9).

Importland	Transportweg	Produktionskosten [€/2023/kg]	Transportkosten [€/2023/kg]	Gesamtkosten [€/2023/kg]
Marokko	Pipeline	1,98 – 2,64 (aktuell)	0,33 – 0,79	2,31 – 3,43 (aktuell)
		0,99 € bis 1,65 € (bis 2050)		1,32 € bis 2,44 € (bis 2050)
Chile	Schiffstransport	1,02 – 1,67 (aktuell)	~ 2 – 5	3,02 – 6,67 (aktuell)
		0,60 – 0,83 (bis 2050)		2,60 – 5,83 (bis 2050)

Tabelle 9: Wasserstoffkosten bei Importen aus Marokko und Chile [83] [84] [85]

Die Angaben zu den Produktionskosten in Marokko stammen aus Sohm [84], die Kosten des Pipelinetransports von Frontier Economics [85] sowie des Schiffstransports von Agora Industrie & TU Hamburg [86]. Die Daten zu den Produktionskosten von chilenischem Wasserstoff stammen aus der Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde [87].

Im Falle Chiles ist jedoch einzuschränken, dass eine Exportinfrastruktur für Wasserstoff fehlt. In Marokko „resultieren aus der instabilen politischen Gesamtlage in der Region und einem mangelhaften regulatorischen Rahmen“ Risiken bezüglich der Versorgungssicherheit [88].

Grundsätzlich fehlt es zudem an einem global einheitlichen Zertifizierungssystem. Letzteres ist jedoch die Voraussetzung dafür, dass der importierte Wasserstoff auch als emissionsfrei angesehen und nicht über das CO₂-Grenzausgleichssystem mit einem CO₂-Preis beaufschlagt wird. Mit beiden Ländern unterhalten die EU und Deutschland allerdings

Partnerschaften, sodass davon ausgegangen werden kann, dass zumindest die regulatorischen Barrieren auf absehbare Zeit beseitigt werden. Einen wichtige Meilenstein hierzu wurde im Dezember 2024 durch die EU-Kommission genommen: sowohl grüner Wasserstoff als auch reFuels können über ISCC, CertifHy und REDcert zertifiziert werden [89].

In beiden Ländern bestehen darüber hinaus allerdings Unsicherheiten hinsichtlich der Wasserversorgung. Als mögliche Lösung wird hier die Entsalzung und Aufbereitung von Meerwasser diskutiert und erprobt [88]. Hierfür müssen jedoch dringend Lösungen gefunden werden, um die lokalen Ökosysteme nicht zusätzlich durch das Einbringen der Sole zu belasten (siehe Abschnitt 5.2).

7 Fazit

Die vorliegende Studie hat zum Ziel, eine potenzielle reFuels-Industrie in Deutschland unter dem Gesichtspunkt der künftigen Verfügbarkeit von Kohlendioxid und Wasser zu untersuchen. Hierfür wurden sechs Standorte exemplarisch betrachtet. An diesen Standorten befinden sich zurzeit Zementwerke, die aufgrund ihrer Klinkerproduktion auch in Zukunft prozessbedingt CO₂ in hoher Konzentration emittieren werden. Dies macht sie strategisch interessant für die Frühphase eines möglichen Produktionshochlaufs in Deutschland.

Hierbei zeigt die Analyse, dass sich die lokalen Wasservorkommen nur bedingt für eine On-site-Produktion des benötigten Wasserstoffs eignen. So ist davon auszugehen, dass in den Sommermonaten behördlicherseits Produktionsstopps veranlasst werden könnten, um die Trinkwasserversorgung sicherzustellen. Diese Einschätzung gilt für fast alle betrachteten Standorte. Angesichts von Investitionskosten im Milliardenbereich sowie hohen Betriebskosten aufgrund des hohen Energiebedarfs (insbesondere in der Wasserstoffproduktion), übersteigen sowohl der Aufwand als auch das wirtschaftliche Risiko den zu erwartenden Nutzen.

Alternativen wären die geologische Speicherung des anfallenden CO₂ oder eine lokale reFuels-Produktion mit fremdbezogenem Wasserstoff. Beide Optionen sind allerdings nicht wirtschaftlich. Für die Speicherung fehlt der ökonomische Anreiz, der sich eigentlich aus dem Emissionshandel ergeben sollte. Allerdings liegt der Zertifikatspreis mit 71,26 € im Jahr 2024 weit unter den Kosten, die sich aus der Abscheidung, dem Transport und der Verpressung des CO₂ ergibt. Für eine Produktion vor Ort ist der Wasserstoffpreis in Höhe von 5 bis 8 € zu hoch, um ein konkurrenzfähiges Produkt anbieten zu können.

Hier könnten jedoch entsprechende Maßnahmen ansetzen. So hätte importierter Wasserstoff durchaus das Potenzial, die Produktionskosten deutlich zu senken. Um dies realisieren zu können, müssten regulatorische Barrieren aufgelöst werden, um z. B. ein fehlendes Zertifizierungssystem für importierten grünen Wasserstoff einführen zu können. In vielversprechenden Partnerländern wie Chile und Marokko fehlt zudem die Infrastruktur für den Export größerer Mengen in die EU.

Sofern das inländische Produktionspotenzial für reFuels erschlossen werden soll, müssten folglich politische Maßnahmen wie der Abbau von Handelsbarrieren Hand in Hand mit dem Aufbau einer inländischen Produktionsinfrastruktur einhergehen.

8 Literaturverzeichnis

- [1] UBA, „Wasserstress“, *Umweltthesaurus*. Zugegriffen: 8. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://sns.uba.de/umthes/de/concepts/_00027289.html
- [2] U. Neuling und L. Berks, „E-Fuels zwischen Wunsch und Wirklichkeit“, AGORA Verkehrswende, Berlin, Aug. 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/user_upload/103-E-Fuels_v2.pdf
- [3] Bundesregierung, „PtL-Roadmap Nachhaltige strombasierte Kraftstoffe für den Luftverkehr in Deutschland“, Apr. 2021. Zugegriffen: 17. Juni 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/LF/ptl-roadmap.pdf?__blob=publication-File
- [4] P. Raskin, P. Gleick, P. Kirshen, G. Pontius, und K. Strzepek, „Comprehensive Assessment of the Freshwater Resources of the World“, Stockholm, 1997. Zugegriffen: 8. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://tellus.org/wp-content/uploads/2023/05/Raskin_Comprehensive-Assessment-Freshwater-Resources.pdf
- [5] BBK, „Maßnahmen heute geben Sicherheit für Zukunft“, Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe, Mai 2024. Zugegriffen: 16. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bbk.bund.de/SharedDocs/Kurzmeldungen/DE/2021/05/wasserknappheit.html>
- [6] DVGW, „Genügend Wasser für die Elektrolyse“, Feb. 2023. Zugegriffen: 8. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/h2o-fuer-elektrolyse-dvgw-factsheet.pdf>
- [7] IKEM, „Rechtliche Fragestellungen bei der Herstellung grünen Methanols“, Mai 2024. Zugegriffen: 1. April 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2024/05/20230405_Studie-Herstellung-Methanol.pdf
- [8] M. Rudelt, T. Heimer, K. Jädtke, B. Nemeč, und D. Schilffarth, „Standortanalyse für die Kohlenstoffbereitstellung zur Herstellung von SynFuels in Deutschland“, Hochschule RheinMain, Rüsselsheim, Aug. 2024.
- [9] M. Sterner und M. Specht, „Power-to-Gas and Power-to-X—The History and Results of Developing a New Storage Concept“, *Energies*, Bd. 14, Nr. 20, S. 6594, Okt. 2021, doi: 10.3390/en14206594.
- [10] V. Batteiger, K. Ebner, und A. Habersetzer, „Power-to-Liquids A scalable and sustainable fuel supply perspective for aviation“, Umweltbundesamt, Taufkirchen (München), 2022. Zugegriffen: 17. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/background_paper_power-to-liquids_aviation_2022.pdf
- [11] M. Wietschel, P. Plötz, E. Dütschke, F. Neuner, J. Tröger, und T. Gnann, „Eine kritische Diskussion der beschlossenen Maßnahmen zur E-Fuel-Förderung im Modernisierungspaket für Klimaschutz und Planungsbeschleunigung der Bundesregierung vom 28.3.2023“, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe, Apr. 2023. Zugegriffen: 27. Juli 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2023/Diskussionspapier%20final.pdf>
- [12] P. Schmidt, W. Weindorf, A. Roth, V. Batteiger, und F. Riegel, „Power-to-Liquids: Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel“,

Umweltbundesamt, Sep. 2016. Zugegriffen: 29. Juli 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/161005_uba_hintergrund_ptl_barrierrefrei.pdf

[13] S. Schemme, *Techno-ökonomische Bewertung von Verfahren zur Herstellung von Kraftstoffen aus H₂ und CO₂*, Bd. RWTH Aachen University. [object Object], 2020, S. pages 1 Online-Ressource (360 Seiten): Illustrationen, Diagramme. doi: 10.18154/RWTH-2020-09988.

[14] T. Buchmann, M. Klingler, und P. Wolf, „CO₂ – Bereitstellungspfade und Infrastruktur“, ZSW, Stuttgart, Juni 2024.

[15] J. Löser, S. Weigl, R. Wilhelm, M. Klemm, und S. Hellfritsch, „Oxyfuel-Technologie: Von der Grundlagenforschung zum Großkraftwerk mit CO₂-Abscheidung“, *Wissenschaftliche Zeitschrift der TU Dresden*, Nr. 56, S. 23–32, 2007, Zugegriffen: 30. Juli 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://tu-dresden.de/ing/maschinenwesen/ifvu/evt/ressourcen/dateien/Veroeffentlichungen/kwt/KWT-2007-2-TU-Zeitschrift.pdf?lang=de>

[16] P. Radgen, C. Cremer, S. Warkentin, P. Gerling, F. May, und S. Knopf, „Verfahren zur CO₂- Abscheidung und –Speicherung“, Umweltbundesamt, Aug. 2006. Zugegriffen: 30. Juli 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/k3075.pdf>

[17] B. Dziejarski, R. Krzyżyńska, und K. Andersson, „Current status of carbon capture, utilization, and storage technologies in the global economy: A survey of technical assessment“, *Fuel*, Bd. 342, S. 127776, Juni 2023, doi: 10.1016/j.fuel.2023.127776.

[18] M. Helbig, „Experimentelle Untersuchung des Langzeitverhaltens des Carbonate-Looping-Verfahrens im Megawatt-Technikum“, PhD Thesis, tprints, Darmstadt, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <http://tprints.ulb.tu-darmstadt.de/8406/>

[19] A. I. Osman, M. Hefny, M. I. A. Abdel Maksoud, A. M. Elgarahy, und D. W. Rooney, „Recent advances in carbon capture storage and utilisation technologies: a review“, *Environ Chem Lett*, Bd. 19, Nr. 2, S. 797–849, Apr. 2021, doi: 10.1007/s10311-020-01133-3.

[20] P. Markewitz, L. Zhao, und M. Robinius, „Technologiebericht 2.3 CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS)“, 2017. Zugegriffen: 31. Juli 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7051/file/7051_CCS.pdf

[21] EnArgus.Wiki, „Aminfreisetzung“, EnArgus.Wiki. [Online]. Verfügbar unter: https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d622-2/**/Aminfreisetzung?op=Wiki.getwiki&search=ausgleichsenergie&scope=all

[22] Bundesamt für Energie BFE, „Forschungskonzept des Bundesamtes für Energie zu CO₂-Entnahme und Speicherung für die Periode 2023 - 2028“, Juni 2023. Zugegriffen: 1. April 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/forschung-und-cleantech/forschungsprogramme/ccus-net.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTEzOTA=.html>

[23] T. Siebel, „Bedarf an Anoden für Li-Ionen-Batterien wälzt Graphitmarkt um“, *Springer Professional*, 22. Dezember 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.springerprofessional.de/rohstoffe/batterie/bedarf-an-anoden-fuer-li-ionen-batterien-waelzt-graphitmarkt-um/19957330>

[24] H. Briehl, *Chemie der Werkstoffe*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2014. doi: 10.1007/978-3-658-06225-5.

- [25] Fraunhofer IKTS, „Emissionsarm und energieeffizient – Siliciumcarbid-Recycling mit RECOSiC®“. 1. Juni 2023. Zugriffen: 2. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2023/juni-2023/emissionsarm-und-energieeffizient-siliciumcarbid-recycling-mit-recosic.html>
- [26] EU-Kommission, „MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN RAT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN EUROPA IN BEWEGUNG Nachhaltige Mobilität für Europa: sicher, vernetzt und umweltfreundlich“. 17. Mai 2018. Zugriffen: 9. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A52018DC0293>
- [27] Fraunhofer ISI, „Europäische Batteriezellfertigung: Verzehnfachung der Produktionskapazitäten bis 2030“, Juli 2022. Zugriffen: 9. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.isi.fraunhofer.de/de/presse/2022/presseinfo-17-Batteriezellfertigung-Verzehnfachung-2030.html>
- [28] IEA, „Levelised cost of CO2 capture by sector and initial CO2 concentration, 2019“, Paris, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/levelised-cost-of-co2-capture-by-sector-and-initial-co2-concentration-2019>
- [29] D. Kearns, H. Liu, und C. Consoli, „Technology readiness and costs of CCS“, Global CCS Institut, März 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/03/Technology-Readiness-and-Costs-for-CCS-2021-1.pdf>
- [30] V. Kindl, O. Herrlein, S. Steiert, und M.-S. Löffler, „Technologievergleich AEL PEMEL“, Mai 2024. Zugriffen: 8. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bw-elektrolyse.de/fileadmin/user_upload/Downloads/Veroeffentlichungen/20240516_Technologievergleich_AEL_PEMEL_final.pdf
- [31] Ole Zelt u. a., „Multikriterielle Bewertung von Bereitstellungstechnologien synthetischer Kraftstoff“, Wuppertal Institut; DLR, Wuppertal, Stuttgart, Köln, Saarbrücken, Dez. 2020. Zugriffen: 30. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://wupperinst.org/fileadmin/redaktion/downloads/projects/MENA-Fuels_Teilbericht3_Technologiebewertung.pdf
- [32] M. Holst, S. Aschbrenner, T. Smolinka, C. Voglstätter, und G. Grimm, „Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis - Technology Driven Bottom-Up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems“, 2021, doi: 10.24406/PUBLICA-1318.
- [33] BDEW, „Standortprüfung von industriellen Ansiedlungen zur Wasserstofferzeugung: Wasserfachliche Aspekte bei einem Anschluss an die regionale bzw. lokale Wasserinfrastruktur“, Juni 2024. Zugriffen: 29. Juli 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/4000_Handreichung_Wasserfachliche_Standortprüfung_Elektrolyseur.pdf
- [34] G. Baechler, „Internationale und binnenstaatliche Konflikte um Wasser“, *Zeitschrift für Friedenspolitik*, Nr. 3, S. 1–8, 1999.
- [35] M. Scheiber, „Wasser - Anlass für Nutzungskonflikte“. Juli 2006. Zugriffen: 7. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://core.ac.uk/download/pdf/48030307.pdf>
- [36] A. Borsat, „Grundwasserschutz: Region Hannover schränkt im Sommer Bewässerung ein“, *Land&Forst*, 25. Mai 2024. Zugriffen: 8. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.landundforst.de/niedersachsen/region-hannover-mittelweser/grundwasserschutz-region-hannover-schraenkt-sommer-bewaesserung-571402>

- [37] dpa, „Brunnen im ‚Unterirdischen Zeitz‘ ausgetrocknet“, *Süddeutsche Zeitung*, 16. Juli 2019. Zugegriffen: 8. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.sueddeutsche.de/service/zeit-brunnen-im-unterirdischen-zeit-ausgetrocknet-dpa.urn-newsml-dpa-com-20090101-190716-99-71608>
- [38] A. Joeres, K. Huth, M. Donheiser, und S. Wörpel, „Wo in Deutschland das Grundwasser sinkt“, *Correctiv*, 25. Oktober 2022. Zugegriffen: 8. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://correctiv.org/aktuelles/kampf-um-wasser/2022/10/25/klimawandel-grundwasser-in-deutschland-sinkt/>
- [39] C. Rosales, „Ein brauner Rasen gilt als unverdächtig“, *ZEITmagazin*, Hamburg, 8. August 2022. Zugegriffen: 8. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.zeit.de/zeitmagazin/leben/2022-08/wassermangel-wasserknappheit-garten-pool-panketal>
- [40] UBA, „Indikator: Nutzung der Wasserressourcen“, Umweltindikatoren. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umweltindikatoren/indikator-nutzung-der-wasserressourcen>
- [41] EU-Kommission, „MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN RAT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN Fahrplan für ein ressourcenschonendes Europa“. 20. September 2011. Zugegriffen: 22. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52011DC0571>
- [42] S. Kuzma u. a., „Aqueduct 4.0: Updated Decision-Relevant Global Water Risk Indicators“, *WRIPUB*, Aug. 2023, doi: 10.46830/writn.23.00061.
- [43] D. Schüwer u. a., „Dekarbonisierung der industriellen Produktion (Dekarblnd) - AP3: Bewertung von Dekarbonisierungsmaßnahmen und Erarbeitung von Eckpunkten einer Roadmap für die Zementindustrie“, Jan. 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/07_2024_cc_dekarblnd_tb3.pdf
- [44] Schneider, „Dekarbonisierung von Zement und Beton - Minderungspfade und Handlungsstrategien“. vdz, 2020.
- [45] CEMEX Deutschland AG, „Concrete Chemicals auf dem Weg zur klimafreundlichen Zementproduktion und zum CO₂-neutralen Fliegen durch grünen Wasserstoff“, Pressemitteilung, Apr. 2022. Zugegriffen: 16. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.cemex.de/-/concrete-chemicals-auf-dem-weg-zur-klimafreundlichen-zementproduktion-und-zum-co2-neutralen-fliegen-durch-gr%C3%BCnen-wasserstoff>
- [46] VDZ e.V., „Zementwerke in Deutschland“, Verband deutscher Zementwerke e.V., 2020. Zugegriffen: 16. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vdz-online.de/zementindustrie/zahlen-und-daten/zementindustrie-in-deutschland>
- [47] A. L. Lapidus, „Fundamentals of the Fischer-Tropsch Synthesis“, in *E.G. Derouane et al. (eds.), Sustainable Strategies for the Upgrading of Natural Gas: Fundamentals, Challenges, and Opportunities*, Springer, 2005. Zugegriffen: 18. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/1-4020-3310-9_9.pdf
- [48] DVZ, „Brunsbüttel profitiert von Northvolt in Heide“, März 2024. Zugegriffen: 27. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dvz.de/unternehmen/logistik/detail/news/brunsbuettel-profitiert-von-northvolt-in-heide.html>
- [49] D. Berger, „Northvolt: Was wird aus der Fabrik in Heide?“, ZDF, März 2025. Zugegriffen: 23. April 2025. [Online]. Verfügbar unter:

<https://www.zdf.de/nachrichten/wirtschaft/unternehmen/northvolt-batterien-schweden-insolvenz-100.html>

[50] Spektrum, „Sauberes Wasser“, Juli 2008. Zugegriffen: 27. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.spektrum.de/news/sauberes-wasser/962710>

[51] E. Jones, M. Qadir, M. T. H. Van Vliet, V. Smakhtin, und S. Kang, „The state of desalination and brine production: A global outlook“, *Science of The Total Environment*, Bd. 657, S. 1343–1356, März 2019, doi: 10.1016/j.scitotenv.2018.12.076.

[52] A. Serafin, „Aus salzig wird süß“, Okt. 2023. Zugegriffen: 8. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.eib.org/de/stories/saltwater-drinkable-water-desalination>

[53] Wasserverband Nordhannover, „Allgemeines“. Zugegriffen: 26. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.wvn.de/index.php/unternehmen/allgemeines>

[54] U. Riedl und D. von Dressler, „Antrag auf Bewilligung einer Grundwasserentnahme aus dem Fuhrberger Feld durch die Wasserwerke Elze-Berkhof und Fuhrberg mit den Fassungen Lindwedel, Berkhof und Fuhrberg der enercity AG“. 11. September 2020. Zugegriffen: 26. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://uvp.niedersachsen.de/documents-ige-ng/igc_ni/162a0939-33a4-4102-9fe1-66188a63c90c/Teil%20B%206_Gewässerkundlicher%20Fachbeitrag%20nach%20WRRL%20Text.pdf

[55] Enercity, Wasserverband Nordhannover, und Harzwasserwerke, „Trinkwassergewinnung Hannover-Nord“. 11. August 2017. Zugegriffen: 26. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.wasserblick.net/servlet/is/172905/gk16_24-sitzg_top2_anl-1_Trinkwasser-Hannover-Nord.pdf?command=downloadContent&filename=gk16_24-sitzg_top2_anl-1_Trinkwasser-Hannover-Nord.pdf

[56] Niedersächsische Staatskanzlei, „Mengenmäßige Bewirtschaftung des Grundwassers“, Mai 2024. Zugegriffen: 26. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.verkuendung-niedersachsen.de/api/ndsmb/2024/223/0/mbl-2024-223.pdf>

[57] Landesamt für Umweltschutz Sachsen-Anhalt, „Die öffentliche Wasserversorgung in Sachsen-Anhalt 2019“. Mai 2024.

[58] Landesamt für Umweltschutz Sachsen-Anhalt, „Öffentliche Wasserversorgung in Sachsen-Anhalt für das Jahr 2020“, Halle (Saale), Dez. 2022. Zugegriffen: 9. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://lau.sachsen-anhalt.de/fileadmin/Bibliothek/Politik_und_Verwaltung/MLU/LAU/Wasser/Wassertechnik_downloads/Datien_Ber_2020/Jahresbericht_OEffWV_2020_BF.pdf

[59] MDR Sachsen-Anhalt, „Wasserwerk Wienrode: Neue Herausforderungen durch Klimawandel“, 25. Juli 2023. Zugegriffen: 13. Juni 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.mdr.de/nachrichten/sachsen-anhalt/magdeburg/harz/trinkwasser-rappbo-detalsperre-wienrode-102.html#Zukunft>

[60] o. A., „Wasserentnahme verboten - in diesen Landkreisen darf kein Wasser abgepumpt werden“, 19. Juli 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.mdr.de/nachrichten/sachsen-anhalt/wasser-entnahme-verboten-fluesse-garten-102~amp.html>

[61] Bundesanstalt für Gewässerkunde, „Hydrologischer Atlas Deutschland“. [Online]. Verfügbar unter: <https://geoportal.bafg.de/mapapps/resources/apps/HAD/index.html?lang=de&vm=2D>

[62] o. A., „So stemmt sich Brandenburg gegen die Trockenheit“, *Berliner Zeitung*, 21. April 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bz-berlin.de/archiv-artikel/so-stemmt->

sich-brandenburg-gegen-die-trockenheit

- [63] J. Wochnik-Sachtleben, „Wo in Brandenburg aktuell kein Wasser entnommen werden darf“, 14. August 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.rbb24.de/panorama/beitrag/2023/07/brandenburg-wasserentnahme-verbot-regeln-trockenheit-grundwasser.html>
- [64] ZVW Hohenberggruppe, „Die Hohenberggruppe will in den nächsten Jahren knapp 12 Mio. Euro in eine moderne und zuverlässige Trinkwasserversorgung investieren“, Apr. 2024. Zugegriffen: 22. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hohenberggruppe.de/die-hohenberggruppe-will-in-den-naechsten-jahren-knapp-12-mio-euro-in-eine-moderne-und-zuverlaessige-trinkwasserversorgung-investieren/>
- [65] K. Müller, „Lärm und hoher Wasserverbrauch Zementwerks in Walzbachtal-Wössingen bereiten Sorge“, *Badische Neuste Nachrichten*, 9. November 2021. Zugegriffen: 28. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://bnn.de/karlsruhe/pfintal/walzbachtal/laerm-und-hoher-wasserverbrauch-zementwerks-in-walzbachtal-woessingen-bereiten-sorge#:~:text=Zementwerk%20in%20Walzbachtal%2DWössingen%20bewegt%20die%20Gemüter&text=Das%20Zementwerk%20nehme%20mit%20110.000,Probleme%20mit%20der%20Trinkwasserversorgung%20bekomme.>
- [66] Umweltministerium Baden-Württemberg, „Europäischen Wasserrahmenrichtlinie: Bestandsaufnahme 2004 - Weitergehende Beschreibung des gefährdeten Grundwasserkörpers 16.4 Bruchsal“, März 2005. Zugegriffen: 26. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/3_Umwelt/Wasser/Rechtsvorschriften/WRRL/Zyklus-1/Bestandsaufnahme-2004/gGwk/BGOberrhein_Beschreibung_gGWK-16.4.pdf
- [67] K. Gerweck, „Auf der Suche nach Wasser“, *Kraichgau News*, Juli 2020. Zugegriffen: 26. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://kraichgau.news/region/c-politik-wirtschaft/auf-der-suche-nach-wasser_a61015
- [68] BAFA, „MineralölINFO Dezember 2023 (Mineralölabsatz)“, März 2024. Zugegriffen: 9. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Kurzmeldungen/DE/Energie/Mineraloel/2023_12_mineraloelinfo.html
- [69] CENA Hessen, „CENA SAF-Outlook 2024-2030 – Eine Analyse von Mengen, Technologien und Produktionsstandorten für nachhaltige Flugtreibstoffe“, Okt. 2023. Zugegriffen: 23. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://redaktion.hessen-agentur.de/publication/2024/4240_CENA_SAF_Outlook_2024_2030.pdf
- [70] NOW, „Wie wirkt sich die ReFuelEU Aviation Verordnung auf den Luftfahrtsektor aus?“, 2024. Zugegriffen: 6. Dezember 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2024/04/NOW-Factsheet_ReFuelEU-Aviation.pdf
- [71] BMWK, *The National Hydrogen Strategy*. 2023.
- [72] UBA, „Klimaschutz im Verkehr“. Zugegriffen: 17. Juni 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr/klimaschutz-im-verkehr#rolle>
- [73] Die Bundesregierung, „Deutsche Anpassungsstrategie an den Klimawandel“, Dez. 2008. Zugegriffen: 23. April 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmuv.de/download/deutsche-anpassungsstrategie-an-den-klimawandel>
- [74] S. Bender, M. Butts, S. Hagemann, M. Smith, H. Vereecken, und F. Wendland, „Der Einfluss des Klimawandels auf die terrestrischen Wassersysteme in Deutschland. Eine Analyse ausgesuchter Studien der Jahre 2009 bis 2013.“, *Climate Service Center Germany*, Hamburg, Feb. 2017. Zugegriffen: 29. August 2024. [Online]. Verfügbar unter:

<https://www.gerics.de/imperia/md/content/csc/report29.pdf>

[75] K. Faßbender, „Klimaanpassung im bestehenden Wasserrecht“, gehalten auf der Rechtsfragen der Anpassung der Wasserwirtschaft an den Klimawandel, Bonn, 7. März 2024. Zugegriffen: 29. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.jura.uni-bonn.de/fileadmin/Fachbereich_Rechtswissenschaft/Einrichtungen/Lehrstuehle/Durner/IRWE_-/Pra__sentation_Fassbender_f._Vortrag_Prof._Fassbender_am_28.2.2024_zur_Klimaanpassung_im_bestehenden_Wasserrecht_Stand_2.3.2024.pdf

[76] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, „CO₂-Speicherung“. Zugegriffen: 30. Oktober 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/CO2Speicherung/co2speicherung_node.html

[77] BAK und dena, „Carbon Capture & Storage (CCS) Kostenschätzung für ein CCS-System für die Schweiz bis 2050“, Basel, Juli 2023.

[78] J. Böttcher, „Großwärmepumpen. Finanzielle Rahmenbedingungen von Großwärmepumpen-Projekten.“, Kiel, September 2022. Zugegriffen: 1. November 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://unendlich-viel-energie.de/media/file/4811.Kommunal_urban_Boettcher_Grosswaermepumpe.pdf

[79] F. Roussak und S. Ligewie, „Aufstrebender PPA-Markt: Wohin geht die Reise?“, Dez. 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.zfk.de/energie/strom/ppa-markt-wohin-geht-die-reise-brainpool>

[80] Ember, „The price of emissions allowances in Europe“. November 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://ember-energy.org/data/european-electricity-prices-and-costs/>

[81] Boston Consulting Group, „Turning the European Green Hydrogen Dream into Reality: A Call to Action“, Okt. 2023. Zugegriffen: 7. November 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://media-publications.bcg.com/Turning-the-European-Green-H2-Dream-into-Reality.pdf>

[82] Bundesverband freier Tankstellen, „Zusammensetzung des Benzin-/Dieselpreises“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bft.de/daten-und-fakten/benzinpreis-zusammensetzung>

[83] D. Busik, M. Feth, und L. Strauß, „Sustainable Aviation Fuel – Der (Klima-)Retter der Luftfahrt?“, KfW, Juni 2021. Zugegriffen: 8. November 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.kfw-ipex-bank.de/PDF/Analysen-und-Meinungen/Marktanalysen/2021-06-KfW-IPEX-Bank-Blitzlicht-Analyse-Sustainable-Aviation-Fuel.pdf>

[84] S. Sohm, „Marokko als Partner für die Herstellung synthetischer Flüssigkraftstoffe (reFuels)“, Feb. 2021. Zugegriffen: 8. November 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://vm.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mvi/intern/Daten/PDF/211020_Marokko_als_Partener_für_die_Herstellung_synthetischer_Flüssigkraftstoffe_-_reFuels.pdf

[85] Frontier Economics, „Teil 2: Pipeline Studie - Kosten von grünem Wasserstoff Import via Pipelines“, Sep. 2021. Zugegriffen: 6. Dezember 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.frontier-economics.com/media/ovdnwcyx/frontier-ptx-business-cases-studie_teil-2-pipelinetransport.pdf

[86] Agora Industrie und TU Hamburg, „Wasserstoff-Importoptionen für Deutschland“, Sep. 2023. Zugegriffen: 8. November 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.agora->

energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/A-EW_306_SNG_Imports_WEB.pdf

[87] Gobierno de Chile, „Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde“, Juni 2021. Zugegriffen: 8. November 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/green_h2_strategy_chile.pdf

[88] Fraunhofer IMW und Fraunhofer IEE, „Studie zu marktlichen und regulatorischen Hemmnissen des Bezugs von reFuels aus Nicht-EU-Staaten“, Nov. 2024.

[89] M. Schwarz, „Grünes Licht für H2-Handel: EU gibt drei Zertifizierungssysteme frei“, Dez. 2024. Zugegriffen: 7. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://h2-news.de/regelwerk/gruenes-licht-fuer-h2-handel-eu-gibt-drei-zertifizierungssysteme-frei/>

Glossar

CAPEX	Capital Expenditures (dt.: Investitionsausgaben)
CO2	Kohlendioxid
DAC	Direct Air Capture
H2	Wasserstoff
HEFA	Hydroprocessed Esters and Fatty Acids
HHV	Higher heating value (dt.: Brennwert)
LHV	Lower heating value (dt.: Heizwert)
OPEX	Operational Expenditures (dt.: Betriebskosten)
PtL	Power to Liquid (dt.: „Elektrische Energie zu Flüssigkeit“)
reFuels	Regenerativ produzierte synthetische Kraftstoffe
RWGS	Reverse Wassergas-Shift-Reaktion
THG	Treibhausgase

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Stufen der PtL-Produktion (Batteiger et al. 2022)	7
Abbildung 2: Blockfließbild des Fischer-Tropsch-Verfahrens (Schemme 2020)	29

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Benötigte Wassermengen in kg H₂O/kg H₂, differenziert nach Elektrolyseverfahren (BDEW 2024).....	12
Tabelle 2: Unvermeidbare Emissionen und theoretischer Wasserbedarf an den untersuchten Standorten (Die Emissionswerte zu den einzelnen Werken stammen vom European Union Transaction Log).....	19
Tabelle 3: Daten der CC-Referenzanlage gem. BAK & dena (2023)	28
Tabelle 4: Energiebedarf der betrachteten Standorte	28
Tabelle 5: Auflistung der ermittelten Abscheidkosten für die betrachteten Standorte.....	29
Tabelle 6: Daten der FT-Referenzanlage gem. Schemme (2020)	30
Tabelle 7: Energiebedarf für die FT-Synthese an den betrachteten Standorten	30
Tabelle 8: Auflistung der ermittelten reFuels-Produktionskosten für die betrachteten Standorte	31
Tabelle 9: Wasserstoffkosten bei Importen aus Marokko und Chile	32