



Finale Fassung

Marktstudie zu grünem Methanol und Derivaten

Marktpotentiale und Wirtschaftlichkeit für grünes Methanol und Derivaten
unter Einbeziehung potenzieller Entwicklungsszenarien bis 2030

Entwicklungsagentur Region Heide AöR

Kontakt



Fichtner GmbH & Co. KG
Sarweystraße 3
70191 Stuttgart

www.fichtner.de



Dr. Markus Groissböck

+49 (711) 8995-411

+49 (174) 1747-213

Markus.Groissboeck@fichtner.de

Fichtner GmbH & Co. KG

Freigabevermerk

	Name	Unterschrift	Funktion	Datum
Erstellt:	Kang Yong Pay (KPAY)		Projekt-Ingenieur	14.03.2023
Geprüft:	Dr. Markus Groissböck (MGRK)		Projekt-Manager	14.03.2023

Revisionsverzeichnis

Rev.	Datum	Änderungsstand	Fichtner Dok.-Nr.	Erstellt	Geprüft
0	29.11.2022	Erster Entwurf	ENPXRE4E5ZV5-825889961-210 / v0.57	KPAY	MGRK
1	14.03.2023	Finale Fassung	ENPXRE4E5ZV5-825889961-293 / v0.83	KPAY	MGRK

Disclaimer

Der Inhalt dieses Dokumentes ist ausschließlich für den Auftraggeber von Fichtner und andere vertraglich vereinbarte Empfänger bestimmt. Er darf nur mit Zustimmung des Auftraggebers ganz oder auszugsweise und ohne Gewähr Dritten zugänglich gemacht werden. Fichtner haftet gegenüber Dritten nicht für die Vollständigkeit und Richtigkeit der enthaltenen Informationen.

Projektteam (in alphabetischer Reihenfolge)

Fichtner	Becker Büttner Held Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater PartGmbB
Faber Richard, Dr. Groissböck Markus, Dr. Pay Kang Yong	Altrock Martin, Dr. Berenike Mosor Maja Gemmer Christian, Dr. Wipfler Nina

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung.....	11
1 Einleitung	16
1.1 Europäischer Wasserstoffmarkt	17
1.2 Projekte in der Modelregion	19
1.3 Methodik.....	21
1.4 Begriffsbestimmung	21
1.5 Leistungsbeschreibung.....	22
2 Märkte für grünes Methanol	23
2.1 Nachhaltige CO ₂ -Quellen	23
2.1.1 Aus der Luft: Direct Air Capture	23
2.1.2 Aus Prozessen: Carbon Capture (z. B. Zementherstellung).....	24
2.2 Märkte für grünes Methanol (heute/2025/2030).....	25
2.2.1 Verwendung von Methanol.....	26
2.2.2 Methanolbedarf.....	27
2.2.3 Markteintrittshürden	30
2.2.4 Märkte für grünes Methanol	31
2.2.5 Mögliche Konkurrenz: (Bio-)Ethanol	33
2.3 Methanol-Infrastruktur zur Erschließung relevanter Märkte	34
2.3.1 Eigenschaften von Methanol	34
2.3.2 Infrastruktur - Produktion, Transport, Speicherung	35
2.3.3 Projektspezifische Infrastrukturaspekte	39
2.4 Wirtschaftlichkeitsanalyse	40
2.4.1 Herstellungskosten von grünem Methanol	41
2.4.2 Sensitivitätsanalyse	45
3 Methanolderivate.....	49
3.1 Technologischer Reifegrad und kommerzieller Reifeindex	49
3.2 Aktueller Stand der Märkte.....	50
3.3 Produktionstechnologien	52
3.4 Wirtschaftlichkeitsanalyse	54

4	Genehmigungsverfahren	59
4.1	Genehmigungserfordernis der CO ₂ -Pipeline.....	59
4.2	Genehmigungserfordernis der Methanolsynthese und -lagerung.....	59
5	Zusammenfassung	60
6	Anhang.....	63
6.1	Fragebogen (Q)	63
6.2	Antworten (A).....	64
6.3	Tabellen für Grafiken im Bericht	66

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Lageplan Raffinerie Heide.....	17
Abbildung 2: Übersicht der IPCEI-Projekte	19
Abbildung 3: Projektskizze WESTKÜSTE100.	20
Abbildung 4: Schema Direct Air Capture (DAC)	24
Abbildung 5: Schematische Darstellung des Zementherstellungsprozesses.....	25
Abbildung 6: Globale Verteilung des Methanolbedarfs nach Regionen.....	27
Abbildung 7: Globale Verteilung des Methanolbedarfs nach Verwendung	28
Abbildung 8: Globaler Methanolbedarf bis 2022 und Prognose bis 2030	29
Abbildung 9: Prognostizierte Produktionskapazität von grünem Methanol bis 2030.....	29
Abbildung 10: Preisvergleich zwischen fossilem und grünem Methanol	31
Abbildung 11: Preisvergleich zwischen fossilem Methanol, grünem Methanol (EU), Benzin und Diesel.....	33
Abbildung 12: Vergleich der Verbräuche von Methanol und (Bio-)Ethanol als Kraftstoff	34
Abbildung 13: Vergleich der Energiedichte verschiedener Energieträger bei Normbedingung (0 °C und 1,01325 bar laut DIN 1343)	35
Abbildung 14: Anzahl von Häfen, die in der Lage sind, Methanol zu transportieren und speichern	38
Abbildung 15: Geplante 380-400 kV Netzverbindung zwischen Brunsbüttel und Husum	40
Abbildung 16: Kostenkurve, ermittelt durch erfasste Kapitalkosten der Methanolanlage aus unterschiedlichen Quellen	42
Abbildung 17: Schematische Darstellung des Blockfließdiagramms zur Herstellung von grünem Methanol	42
Abbildung 18: Herstellungskosten von grünem Methanol als Funktion des H ₂ - und CO ₂ -Preises.....	44
Abbildung 19: Kostenverteilung der Herstellungskosten von grünem Methanol	45
Abbildung 20: Kostenverteilung der variablen Betriebskosten	45
Abbildung 21: Änderung der Produktionskosten von grünem Methanol in Abhängigkeit von ausgewählten Parametern	46
Abbildung 22: Herstellungskosten von grünem Methanol in Abhängigkeit von Betriebsvolllaststunden...46	
Abbildung 23: Herstellungskosten von grünem Methanol in Abhängigkeit von Anlagengröße	47
Abbildung 24: Produktionskosten von grünem Methanol in Abhängigkeit von CO ₂ -Kaufpreis (oben links), Zinsrate (oben rechts), Kapitalkosten der Methanolanlage (unten links) und Annahme der fixen Betriebskosten (unten rechts).....	47
Abbildung 25: Technischer und wirtschaftlicher Reifegrad	49
Abbildung 26: Technischer Reifegrad laut IEA.....	50
Abbildung 27: Bedarf der ausgewählten Methanolderivate.....	51
Abbildung 28: Vergleich zwischen den abgeschätzten Herstellungskosten der ausgewählten Methanolderivate und der Marktpreisspanne der ausgewählten Methanolderivate	58

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zeitplan für die Projektentwicklung	16
Tabelle 2: Entwicklungsstufen des Projektes (erste Grobabschätzung)	16
Tabelle 3: Allgemeines Vorgehen	21
Tabelle 4: Übersicht Arbeitspakete	22
Tabelle 5: Übersicht zur Verwendung von Methanol in verschiedenen Bereichen	26
Tabelle 6: Übersicht von möglichen Anwendungsfeldern für grünes Methanol in der Zukunft	27
Tabelle 7: Produktionskapazität für grünes Methanol und abgeschätzter Methanolbedarf in Mio. t	30
Tabelle 8: Potenzielle Absatzmärkte für grünes Methanol	32
Tabelle 9: Ausgewählte Eigenschaften von Methanol	34
Tabelle 10: Vergleich der physikalischen Eigenschaften ausgewählter Energieträger	35
Tabelle 11: Übersicht von Technologien zur Herstellung von fossilem und grünem Methanol	36
Tabelle 12: Vergleich der Zusammensetzung zwischen CO-basiertem und CO ₂ -basiertem Rohmethanol	37
Tabelle 13: Beispiele von Sicherheitsmaßnahmen bezüglich des Transports von Methanol	37
Tabelle 14: Projektspezifische Infrastrukturaspekte	40
Tabelle 15: Liste der Kapitalkosten von Methanolanlagen aus den unterschiedlichen Quellen	41
Tabelle 16: Massen- und Energiebilanzen der Herstellung von grünem Methanol	43
Tabelle 17: Wirtschaftliche Parameter einer Methanolanlage	43
Tabelle 18: Zusätzlichen TRL-Stufen laut IEA	50
Tabelle 19: Übersicht der ersten fünf Methanolderivate	51
Tabelle 20: Übersicht der technischen Kenndaten von Methanolderivate	52
Tabelle 21: Vergleich zwischen Silberkontaktverfahren und Metalloxidverfahren zur Herstellung von Formaldehyde aus Methanol	53
Tabelle 22: Übersicht zur Kapitalkostenabschätzung der ausgewählten Derivatherstellungsprozessen	55
Tabelle 23: Stöchiometrische chemische Reaktionen zur Herstellung der ausgewählten Methanolderivate	55
Tabelle 24: Zusammenfassung der Rohstoffbedarfe und der Rohstoffpreise	56
Tabelle 25: Herstellungskosten von Methanolderivaten auf Basis von grünem Methanol	56
Tabelle 26: Herstellungskosten von Methanolderivate basierend auf der Produktion von grünem Methanol	57
Tabelle 27: Projektspezifische Aspekte	61
Tabelle 28: Fragenliste	64
Tabelle 29: Liste der Antworten	66
Tabelle 30: Globale Verteilung des Methanolbedarfs nach Regionen (Werte)	66
Tabelle 31: Globale Verteilung des Methanolbedarfs nach Verwendung (Werte)	67
Tabelle 32: Globaler Methanolbedarf bis 2022 und lineare Prognose bis 2030	67
Tabelle 33: Prognostizierte Produktionskapazität von grünem Methanol bis 2030 (Werte)	67
Tabelle 34: Historische Preisentwicklung von fossilem Methanol in Nordamerika, Europa und Asien sowie die monatliche Währungswechsellkurs	69
Tabelle 35: Historische Preisentwicklung von fossilem Methanol (Europa), Benzin und Diesel	71
Tabelle 36: Vergleich der Verbräuche von Methanol und (Bio-)Ethanol als Kraftstoff (Werte)	71
Tabelle 37: Liste der Dichte und Energiegehalt (untere Heizwert bezogen) der Energieträger	71

Tabelle 38: Anzahl von Häfen, die in der Lage sind, Methanol zu transportieren und speichern (Werte) ...	72
Tabelle 39: Massen- und Energiebilanz (Zwischenergebnisse)	72
Tabelle 40: CAPEX-, OPEX- und gesamte Produktionskostenberechnung (Zwischenergebnisse)	72
Tabelle 41: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse	74
Tabelle 42: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse (H ₂ -Kosten und Volllaststunden)	74
Tabelle 43: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse (H ₂ -Kosten und Anlagengröße)	75
Tabelle 44: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse (H ₂ -Kosten und CO ₂ -Kosten)	75
Tabelle 45: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse (H ₂ -Kosten und Zinsrate)	75
Tabelle 46: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse (H ₂ -Kosten und Kapitalkosten der Methanolanlage)	75
Tabelle 47: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse (H ₂ -Kosten und Annahmen der fixen Betriebskosten)	75
Tabelle 48: Vollständige Berechnung der Herstellungskosten von den ausgewählten Methanolderivaten von grünem Methanol	76

Abkürzungen

Abkürzung	Beschreibung
AP	Arbeitspakete
Atm	Atmosphärische Bedingung
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BMVi	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CaCO ₃	Calciumcarbonat
CaO	Calciumoxid
CCU	Carbon Capture and Utilization (dt. CO ₂ -Abscheidung und Verwendung)
CDR	Carbon Dioxide Removal
CO	Kohlenmonoxid
CO ₂	Kohlendioxid
CRI	Kommerzieller Reifeindex (engl. Commercial Readiness Index)
EARH	Entwicklungsagentur Region Heide
DAC	Direct Air Capture (dt. direkte Kohlenstoffabscheidung aus der Luft)
DE	Deutschland
DME	Dimethyl-Ether
ETS	Emissionshandel (engl. Emission Trading System)
EU	Europa
FORMOX	Eingetragene Marke von Johnson Matthey zur Herstellung von Formaldehyd durch Oxidation von Methanol
H ₂	Wasserstoff
IEA	International Energy Agency
IMO	International Maritime Organization
IPCEI	Important Project of Common European Interest
IRENA	International Renewable Energy Agency
LCA	Lebenszyklus-Analyse (engl. Life Cycle Assessment)
LNG	Flüssiges Erdgas (engl., Liquefied Natural Gas)
LPG	Flüssiges Propangas (engl. Liquefied Petroleum Gas)
M100	100 % Methanol

Abkürzung	Beschreibung
M85	85 % Methanol gemischt mit 15 % Benzin
MeOH	Methanol
Mio. t	Millionen Tonnen
MTBE	Methyl Tert-Butyl Ether
MTO	Methanol-to-Olefine
MTP	Methanol-to-Propylene
MW	Megawatt
NO _x	Stickoxide
PE	Polyethylen
PP	Polypropylen
ppm	Anteile pro Million (engl. parts per million)
SO _x	Schwefeloxide
TAB	Thermische Abfallbehandlung
TRL	Technologischer Reifegrad (engl. Technical Readiness Level)
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
UVP	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
VCI	Verband der Chemischen Industrie
WGS	Wassergas-Shift
WRG	Wärmerückgewinnung (engl., heat recovery unit)
wt-%	Massenanteil in Prozent

Kurzfassung

Marktbetrachtung

Im Rahmen dieser Studie wurden der Markt, die Marktbedingungen und Teilnehmer auf nationaler und internationaler Ebene zur Vermarktung von grünem Methanol untersucht. Methanol wird heutzutage in verschiedenen Bereichen, insbesondere in den chemischen Industrien als Basischemikalie und in den Transportsektoren als Kraftstoffe, eingesetzt (siehe Abbildung I).

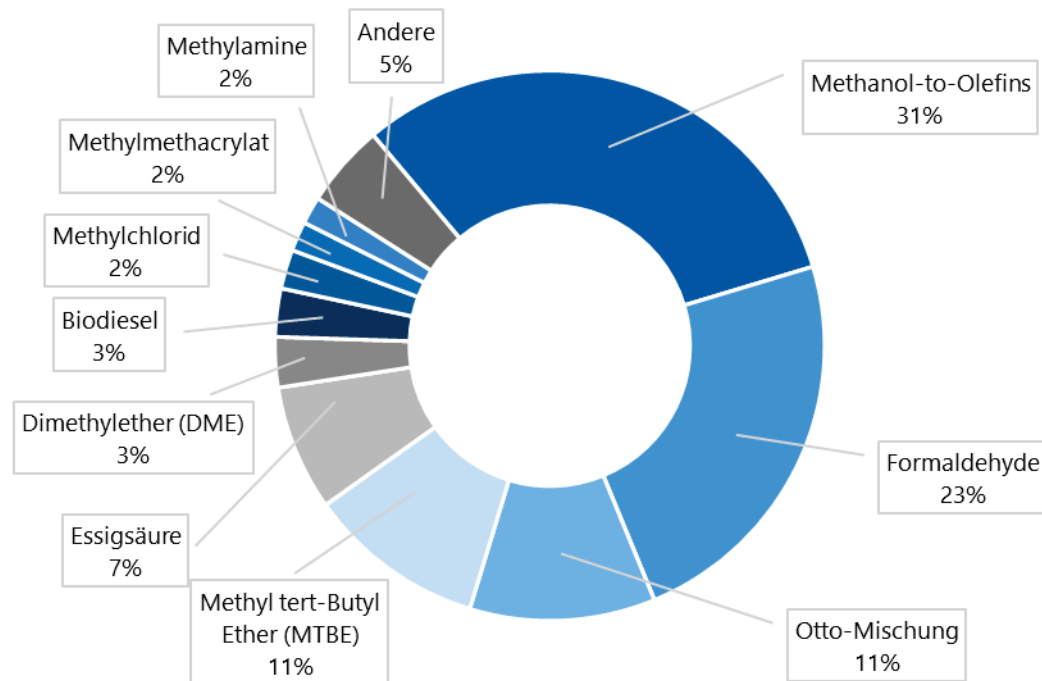


Abbildung I: Globale Verteilung des Methanolbedarfs nach Verwendung

Der Marktbedarf für Methanol liegt aktuell bei rund 107 Mio. t. Der größte Markt von Methanol befindet sich in Asien mit 92 Mio.t, davon entfallen 43 Mio.t allein auf den chinesischen Markt. Aktuell wird 99 % des Methanols aus fossilen Quellen wie Erdgas und Kohle hergestellt. Damit ist zu sagen, dass sich die relevanten Märkte für grünes Methanol erst im Aufbau befinden. Es wird erwartet, dass der künftige Bedarf an Methanol in den nächsten Jahrzehnten linear steigern wird, sodass dies im Jahr 2030 rund 147 Mio. t erreichen könnte. Außerdem ist nach den angekündigten grünen Methanolprojekten abzusehen, dass die Produktionskapazität von grünem Methanol bis zu knapp 9 % des globalen Bedarfs im Jahr 2030 abdecken könnte. Zudem dürfte sich in Europa der Markt für grünes Methanol rasant entwickeln, sodass der Anteil von grünem Methanol bis zu 63 % des gesamten Bedarfs betragen könnte.

Die größte Markteintrittshürde für grünes Methanol ist der Kostenunterschied zwischen fossilem und grünem Methanol. Abgeschätzt liegen die Produktionskosten von grünem Methanol zwischen 700 und 2.000 €/t bzw. 141 und 408 €/MWh, wobei der fossile Methanolpreis in den vergangenen fünf Jahren (2018 bis einschließlich Oktober 2022) 700 €/t (bzw. 120 €/MWh) nicht überschreitet, sich aber trendmäßig immer mehr annähert. Trotzdem könnten bereits Märkte mit möglicher Kaufbereitschaft für grünes Methanol existieren. Dazu gehören die chemische Industrie, Schiffsverkehr und Straßenverkehr. Erwähnenswert ist hier, dass grünes Methanol, aufgrund der steigenden Preisentwicklung von fossilen Kraftstoffen wie Benzin und Diesel bereits wettbewerbsfähig werden kann.

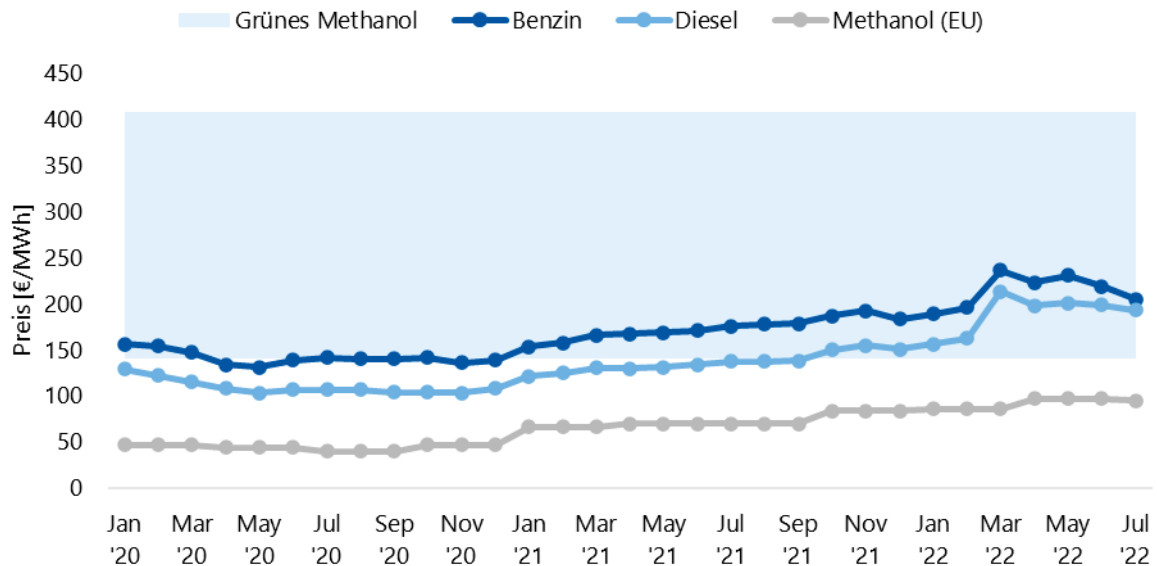


Abbildung II: Preisvergleich zwischen fossilem Methanol, grünem Methanol (EU), Benzin und Diesel

Eine Wirtschaftlichkeitsanalyse ist durchgeführt, um die Herstellungskosten von grünem Methanol abzuschätzen. Das Ergebnis zeigt, dass unter den gegebenen Rahmenbedingungen die Herstellungskosten von grünem Methanol bei rund 925 €/t liegt. Eine durchgeführte Sensitivitätsanalyse zeigt, dass die kritischsten Werte bzgl. Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffpreis sowie die Volllaststunden sind (siehe Abbildung III).

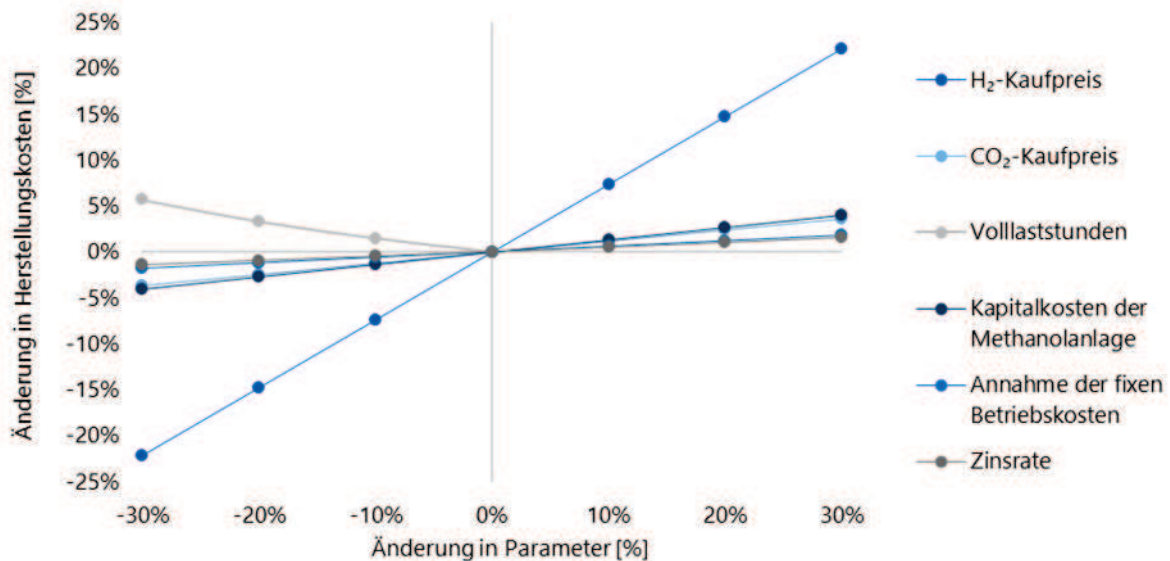


Abbildung III: Produktionskostenänderung von grünem Methanol in Abhängigkeit von ausgewählten Parametern

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass der H₂-Kaufpreis die Herstellungskosten von grünem Methanol am stärksten beeinflusst. Eine 30 % Minderung des H₂-Kaufpreises kann ungefähr eine 22 %-ige Senkung in den Herstellungskosten verursachen. Ähnlich gilt auch für den CO₂-Kaufpreis und die Kapitalkosten der Methanolanlagen: Ein höherer CO₂-Kaufpreis bzw. höhere Kapitalkosten der Methanolanlage verursacht eine Erhöhung in den Herstellungskosten. Jedoch ist dieser Einfluss deutlich kleiner im Vergleich zu H₂-Kaufpreis. Die Annahme der fixen Betriebskosten sowie die Zinsrate hat nur minimale Wirkung auf die Herstellungskosten.

Zusätzlich zu reinem Methanol wurden fünf ausgewählten Methanolderivate untersucht:

- Methanol-to-Olefins (MTO; hier nur Ethylen und Propylen betrachtet),
- Formaldehyde,
- Methyl-Tert-Butyl-Ether (MTBE),
- Essigsäure, und
- Dimethyl-Ether (DME).

Die Marktanalyse zeigt, dass MTO einen deutlich höheren Marktbedarf hat, im Vergleich zu den anderen Derivaten. Eine Wirtschaftlichkeitsanalyse wurde auch für die ausgewählten Derivate durchgeführt (siehe Abbildung IV). Die Herstellungskosten (auf grünem Methanol basierend) für Ethylen, Propylen, Formaldehyde, MTBE, Essigsäure und DME sind jeweils 2.184 €/t, 2.163 €/t, 1.107 €/t, 1.066 €/t, 620 €/t und 1.354 €/t.

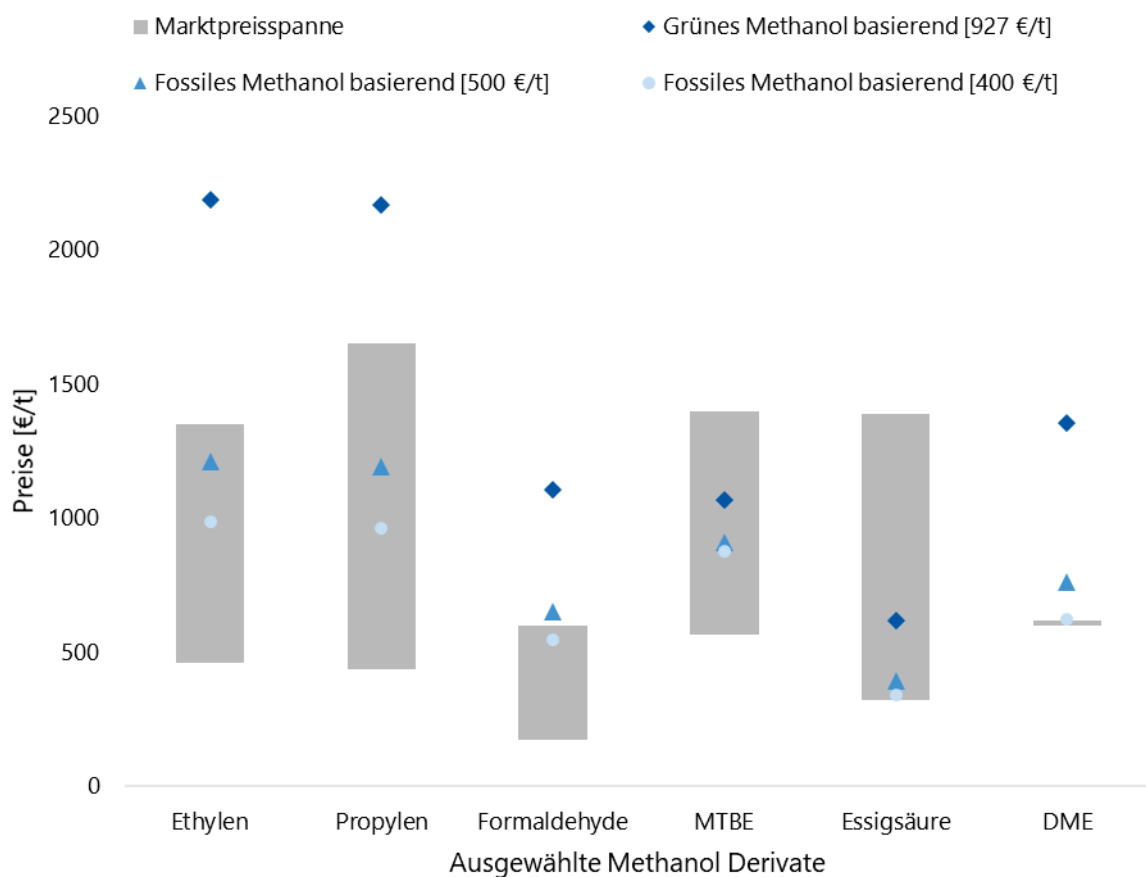


Abbildung IV: Vergleich zwischen den abgeschätzten Herstellungskosten der ausgewählten Methanolderivate und der Marktpreispanne der ausgewählten Methanolderivate.

Interessant ist hier, dass die Methanolderivate zum Teil wettbewerbsfähig gegenüber deren fossilem Gegenstück sein könnten. Dies betrifft zwei der fünf untersuchten Derivate (MTBE und Essigsäure), die sich in etwa 18 % des Weltbedarfs an Methanol widerspiegeln. Dieser Markt bietet genug Spielraum für einen wirtschaftlichen Betrieb einer solchen Anlage.

Die 3 deutschen Häfen, die Methanol umschlagen, sind Hamburg (Nordsee), Leinfelden-Echterdingen (Rhein) und Oberhausen. Lediglich Hamburg kann mit direktem Meerzugang dienen.

Zusammenfassend listet Tabelle I die projektspezifische Infrastrukturaspekte, welche positiv auf eine Projektrealisierung hindeuten.

Projektspezifische Infrastrukturaspekte

Unvermeidbare CO ₂ Emissionen als Punktquelle.
Anbindung an 380-400 kV Stromverbindung.
Verbindung der Projektstandorte durch eine Pipeline und damit verbundene Wegerechte.
Belieferung via Zug und LKW denkbar, da die Infrastruktur (Bahn- und Autobahnanschluss) und potenzielle Abnehmer vorhanden.
Verfügbarkeit von geschultem Personal für chemie-orientierte Prozesse.
Der Standort hat bereits eine Genehmigung für komplexe chemische Prozesse erhalten.
Signifikante Mengen an Speicherkapazitäten für konventionelle Energieträger.
Die Nähe zum Meer stellt eine Versorgung mit Wasser langfristig sicher, da auf Meerwasserentsalzung umgestellt werden kann.
Die Raffinerie Heide ist den Umgang mit Sicherheitsauflagen gewohnt (z. B. Seveso-III-Richtlinie).

Tabelle I: Projektspezifische Aspekte

Regulatorische Rahmenbedingungen (BBH)

- **Einen abschließenden Rechtsrahmen für synthetisches Methanol gibt es derzeit nicht; vereinzelt finden sich Vorschriften und technische Spezifikationen, die an die Erzeugung (Input-Seite) bzw. das Inverkehrbringen und die einzelnen Verwendungsarten (Output-Seite) anknüpfen.**
- Synthetisches Methanol ist als **alternativer Kraftstoff zu qualifizieren; für diese gibt es (vor allem auf europäischer Ebene) Vorgaben, die insbesondere in der RED II festgelegt werden.**
 - Eine eigenständige, **rechtliche Definition von „grünem“ Methanol gibt es derzeit nicht.** Es ist auch nicht zu erwarten, dass hier eine eigenständige Definition erfolgen wird.
 - **Sofern in anderen europäischen Rechtsakten** (Richtlinien, Verordnungen) auf alternative Kraftstoffe verwiesen wird, wird in der Regel auf die Begriffsbestimmungen der RED II (Erneuerbare-Energien-Richtlinie, Renewable Energy Directive) verwiesen. Eine überarbeitete RED III, sowie ein delegierter Rechtsakt zur RED II sind derzeit im Entwurfsstadium. Hierdurch sollen klarer Vorgaben zur Qualifizierung und Verwendung alternativer Kraftstoffe erfolgen.
- **Die meisten regulatorischen Vorgaben bestehen derzeit auf der Input Seite, und zwar vor allem hinsichtlich der Ausgangsstoffe bzw. Zwischenprodukte:**
 - Vorgaben bestehen bezüglich der Verwendung von erneuerbarem Strom für die **Herstellung von (grünem) Wasserstoff als Ausgangsstoff.** In diesem Zusammenhang bestehen auch Potenziale bei der Entgeltbefreiung von Netzentgelten für Wasserstoffelektrolyseure bzw. Umlagenbefreiungen beim Strompreis.
 - Vorgaben bestehen auch für die Verwendung von Kohlendioxid (CO₂) für die Herstellung von Methanol. In dem vorliegenden Projekt soll das CO₂ durch Carbon Capture and Utilization (CCU) erfolgen. Hierfür besteht aber derzeit noch kein schlüssiger und abschließender Rechtsrahmen.
 - Vorgaben für die **Herstellung von synthetischem Methanol als solchen ergeben sich auch aus diesen Vorgaben nicht direkt**, da die Vorgaben grundsätzlich nur für Wasserstoff als Produkt

gelten und **keine Aussage darüber machen, wofür der Wasserstoff anschließend verwendet wird.**

- Für die Herstellung sind auch sonstige Vorgaben etwa aus dem Wasserrecht sowie Immissionsschutz- bzw. Genehmigungsrecht grundsätzlich zu beachten; auch diese knüpfen aber nicht direkt an die Herstellung von synthetischem Methanol als Produkt an, sondern an die Zwischenprodukte bzw. die industrielle Produktion als solche.
- **Auf der Output-Seite (Verwendung des synthetischen Methanols) wurden insbesondere zwei Anwendungsbereiche untersucht:**
 - Verwendung im Straßenverkehr: Inverkehrbringer von synthetischem Methanol sind nach dem derzeitigen Stand nicht zur Erfüllung von bestimmten Treibhausgas (THG)-Quoten verpflichtet. Hier könnte synthetisches Methanol anderen Kraftstoffherstellern bzw. Inverkehrbringern für die **Anrechnung auf deren Quote angeboten werden (Beimischung)**. Leider ist die Umsetzung der europarechtlichen Vorgaben ins nationale Recht in diesem Bereich (noch) etwas defizitär.
 - Verwendung in der Schifffahrt: die Schifffahrt ist bezüglich Kraftstoffe weniger reguliert als der Straßenverkehr. Hintergrund ist das Zusammenspiel aus verschiedenen Jurisdiktionen (z.B. Flaggenstaatprinzip) und die Tatsache, dass es nur wenige konkrete, verbindliche völkerrechtliche Vorgaben bezüglich Kraftstoffen bzw. Emissionen gibt. Jedoch regelt das Internationale Übereinkommen zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe (**MARPOL**) auch **Grenzwerte für Schwefel**. Soweit bei der Verwendung von Methanol kein Schwefel emittiert wird, kann dieser also zur Einhaltung der Grenze beitragen. Dies kann als zusätzliches Verkaufsargument dienen.
- **Es ist zu erwarten, dass in Zukunft konkretere rechtliche Vorgaben zur Verwendung von synthetischem Methanol als alternativen Kraftstoff gemacht werden, sodass der Anwendungsbereich sowohl im Straßenverkehr und auch in der Schifffahrt ausgeweitet wird.**
 - Hier liegen insbesondere auch Entwürfe für EU-Rechtsakte vor. Zu nennen sind etwa die EU-Fuel Maritime, welche **Emissionssenkungsziele für die Schifffahrt** vorgeben soll, und ein Richtlinienentwurf zu **Besteuerung von Energieerzeugnissen**, welcher (befristete) **Befreiungen für alternative Kraftstoffe** vorsieht.

1 Einleitung

Die Entwicklungsagentur Region Heide (EARH) befasst sich im Zuge des Projektes zur Grobelektrolyse im Kontext des Reallabors WESTKÜSTE100 mit den Vermarktungsmöglichkeiten für synthetisches Methanol und ausgewählten Derivaten. Im Rahmen einer Potenzial- und Machbarkeitsstudie sollen der Markt, die Marktbedingungen und Teilnehmer auf nationaler und internationaler Ebene zur Vermarktung dieser Stoffe untersucht werden und Aussagen zu Potenzial und Wirtschaftlichkeit getroffen werden. Dabei sollen drei exemplarische Entwicklungsszenarien entsprechend den Entwicklungsstufen eines Grobelektrolyseurs mitberücksichtigt werden, siehe Tabelle 1.

Zeitpunkt	Bemerkung
Heute	Referenz- und Basisbetrachtung mit herkömmlich erzeugtem Methanol und ausgewählten Derivaten im allgemeinen Markt
2025	Start der Produktion entsprechend einer Entwicklungsstufe I
2030	Hochlauf der Produktion entsprechend einer Entwicklungsstufe II

Tabelle 1: Zeitplan für die Projektentwicklung

Im Rahmen der Studie, sind gemäß der Anfrage der EARH, die exemplarischen Entwicklungsstufen I und II für die Herstellung von synthetischem Methanol zu berücksichtigen. Diese unterscheiden sich im Wesentlichen in der Kapazität der Methanolanlage und damit in der zu installierenden Elektrolyseleistung (siehe Tabelle 2).

Detail	Einheit	Entwicklungsstufe I	Entwicklungsstufe II	Insgesamt
Methanolkapazität	t/d			
Wasserstoffproduktion	t/d	130-190	zusätzlich 800	950
Elektrolyseleistung	MW	500	zusätzlich 1.600	2.100

Tabelle 2: Entwicklungsstufen des Projektes (erste Grobabschätzung)

Während das produzierte Methanol der Entwicklungsstufe I zum Großteil in der Raffinerie Heide genutzt werden kann, ist bei der wesentlich höheren Kapazität der Entwicklungsstufe II der Markt wichtig, an dem das synthetische, grüne Methanol abgesetzt werden könnte.

Zur besseren geographischen Einordnung der Lage der Raffinerie Heide (Punkt A) bzw. des Zementwerkes Lagersdorf (Punkt B) sei auf die Abbildung 1 verwiesen. Beide Orte liegen im Kreis Dithmarschen, im Westen von Schleswig-Holstein. Die Raffinerie Heide ist etwa 100 km nord-westlich von Hamburg und ca. 20 km von Büsum entfernt. Der nächstgelegene Hafen Brunsbüttel ist in südlicher Richtung etwa 35 km entfernt. In Richtung Osten ist Kiel etwa 95 km entfernt. In Richtung Norden ist Husum etwa 45 km entfernt. Die Entfernung zwischen der Raffinerie Heide und dem Zementwerk Lagersdorf beträgt etwa 50 km und verfügt bereits über eine Pipeline.¹

¹ <https://www.ndr.de/nachrichten/info/Warum-eine-Oel-Raffinerie-im-Norden-auf-gruenen-Wasserstoff-setzt,gruenerwasserstoff100.html>

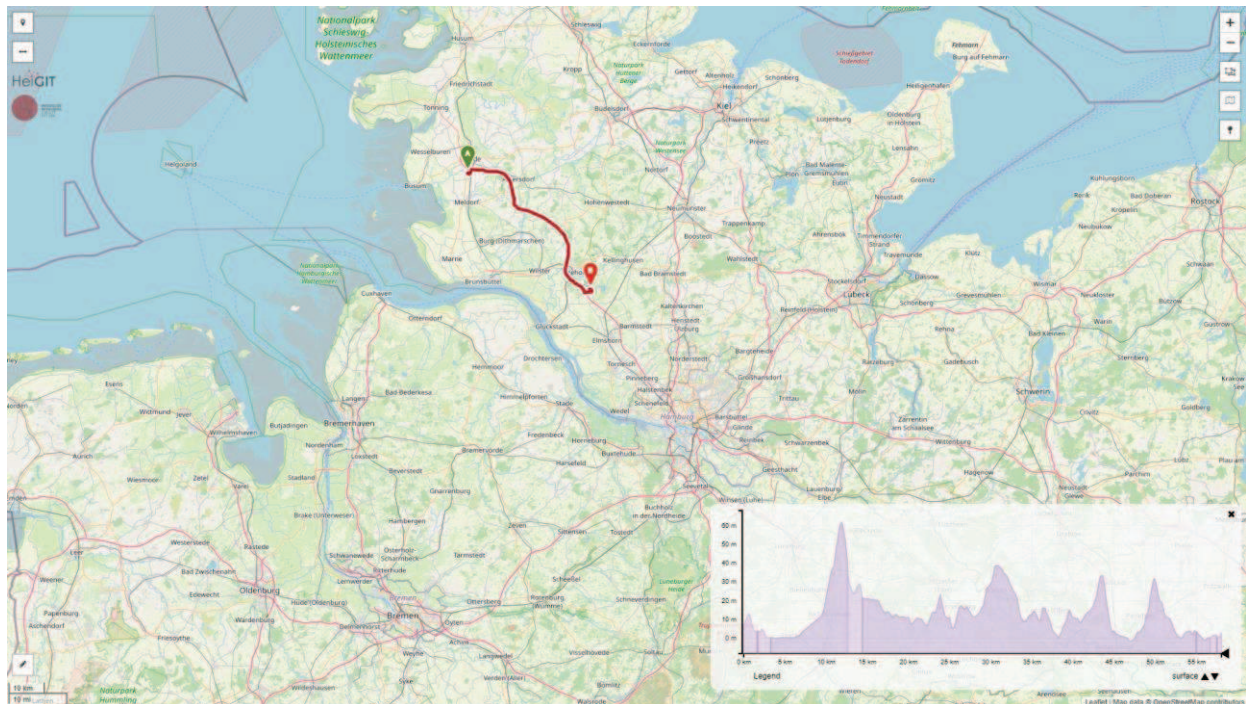


Abbildung 1: Lageplan Raffinerie Heide

1.1 Europäischer Wasserstoffmarkt

CO₂-armer Wasserstoff und dessen Folgeprodukte sind von besonderer Bedeutung, um die Klimaziele zu erreichen: Sie bieten klimafreundliche Alternativen in Bereichen, die sich nach derzeitigem Stand der Technik nicht vollständig über Energieeffizienz und den direkten Einsatz von erneuerbarem Strom dekarbonisieren lassen.² So können durch Wasserstoffeinsatz fossile Energieträger oder sonstige fossile Einsatzstoffe in Produktionsprozessen und in der Mobilität verdrängt werden. Zudem kann Wasserstoff als ein Speichermedium für erneuerbare Energien genutzt werden. Darüber hinaus bieten Wasserstofftechnologien die industriepolitische Chance für die Entwickler und Betreiber, sich auf einem globalen Zukunftsmarkt wichtige Anteile zu sichern.

Am 10. Juni 2020 verabschiedete die Bundesregierung mit der Nationalen Wasserstoffstrategie einen kohärenten Handlungsrahmen für die künftige Erzeugung, den Transport und die Nutzung von Wasserstoff und damit für entsprechende Innovationen und Investitionen. Die Nationale Wasserstoffstrategie ist ein wesentlicher Grundstein für den Markthochlauf der Wasserstofftechnologien.

Dieser Markthochlauf soll im Rahmen der Fördermöglichkeiten der „Important Projects of Common European Interest (IPCEI)“ (deutsch: „Wichtige Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse“) für Wasserstofftechnologien und -systeme unterstützt werden. IPCEI Wasserstoff leistet als gemeinsame Investitionsanstrengung kooperierender europäischer Unternehmen, flankiert durch staatliche Förderung, einen wichtigen Impuls im europäischen Binnenmarkt und stärken so Wachstum, Beschäftigung, Innovationsfähigkeit und globale Wettbewerbsfähigkeit in ganz Europa. Mit diesem Instrument sollen integrierte Projekte entlang der gesamten Wasserstoffwertschöpfungskette gefördert werden. Dies betrifft Investitionen in Erzeugung von grünem Wasserstoff, in Wasserstoffinfrastruktur und in die Nutzung von Wasserstoff in der Industrie und für Mobilität.

² <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/ipcei-wasserstoff.html>

Großes Interesse in Europa

Auf einer hochrangigen Auftaktveranstaltung im Rahmen der deutschen EU-Ratspräsidentschaft hatte Bundeswirtschaftsminister Peter Altmaier gemeinsam mit seinen EU-Kolleginnen und -Kollegen am 17. Dezember 2020 feierlich das IPCEI Wasserstoff gestartet.³ Die 22 EU-Mitgliedsstaaten sowie Norwegen unterzeichneten das Manifesto zur Entwicklung einer europäischen Wertschöpfungskette Wasserstofftechnologien und -systeme. In diesem wird bekräftigt, dass die Staaten gemeinsame Wasserstoffprojekte in ganz Europa fördern wollen. Mittlerweile wurden auf EU-Ebene über 400 Projekte aus 18 Staaten registriert. Die ausgewählten Vorhaben nehmen an einem europäischen Matchmaking-Verfahren teil, um ein stimmiges Gesamtpaket zu entwickeln. Das wird anschließend bei der Europäischen Kommission notifiziert.

Das BMWK ist seit 2020 auch Mitglied der European Clean Hydrogen Alliance (ECH2A) – ein Instrument zur Umsetzung der von der Europäischen Kommission im Juli 2020 vorgelegten Europäischen Wasserstoffstrategie. Ihre Aufgabe ist es, die Industrie, nationale und lokale Behörden, die Zivilgesellschaft sowie wissenschaftliche Einrichtungen zusammenzubringen, um konkrete Investitionsprojekte für den großskalierten Einsatz von sauberem Wasserstoff zu entwickeln.

Wasserstoff-Großprojekte auf den Weg gebracht

Am 28. Mai 2021 ist der Startschuss für die Realisierungsphase des ersten IPCEI Wasserstoff gefallen: Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz und das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur haben dafür 62 deutsche Großvorhaben ausgewählt (drei der ausgewählten Projekte sind in anderen Projekten aufgegangen oder werden über andere Kanäle gefördert).⁴ Die Vorhaben sollen mit über acht Milliarden Euro an Bundes- und Landesmitteln gefördert werden. Insgesamt sollen allein in Deutschland Investitionen in Höhe von 33 Milliarden Euro ausgelöst werden. Das IPCEI Wasserstoff ist damit das bislang größte europäische Projekt dieser Art. Anfang 2021 konnten Unternehmen in einem Interessenbekundungsverfahren Projektskizzen für Investitionsvorhaben einreichen.

Die 62 ausgewählten Unternehmen haben unter anderem Projektskizzen für Erzeugungsanlagen mit über zwei Gigawatt Elektrolyseleistung für die Produktion von grünem Wasserstoff vorgelegt. Zudem sind innovative Vorhaben der Stahl- und Chemieindustrie sowie Projekte im Bereich Infrastruktur und Mobilität dabei.

Wasserstoff-Großprojekte im Überblick

Die 62 deutschen Großvorhaben, die für das erste IPCEI Wasserstoff ausgewählt wurden, bilden die gesamte Wertschöpfungskette des Wasserstoffmarktes ab und verteilen sich über das Bundesgebiet, und werden dabei in vier Klassen aufgeteilt:

- Fertigung von Schlüsselkomponenten,
- Infrastrukturprojekte, inkl. Speicher,
- ausgewählte Industrieanwendungen, und
- Mobilitätsprojekte.

³ https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/manifesto-for-development-of-european-hydrogen-technologies-systems-value-chain.pdf?__blob=publicationFile&v=18

⁴ <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/05/20210528-bmwi-und-bmvi-bringen-wasserstoff-grossprojekte-auf-den-weg.html>

Abbildung 2 zeigt die genehmigten Projekte im Überblick und teilt diese in Erzeugung, Infrastruktur, und Nutzung Industrie und Mobilität ein.

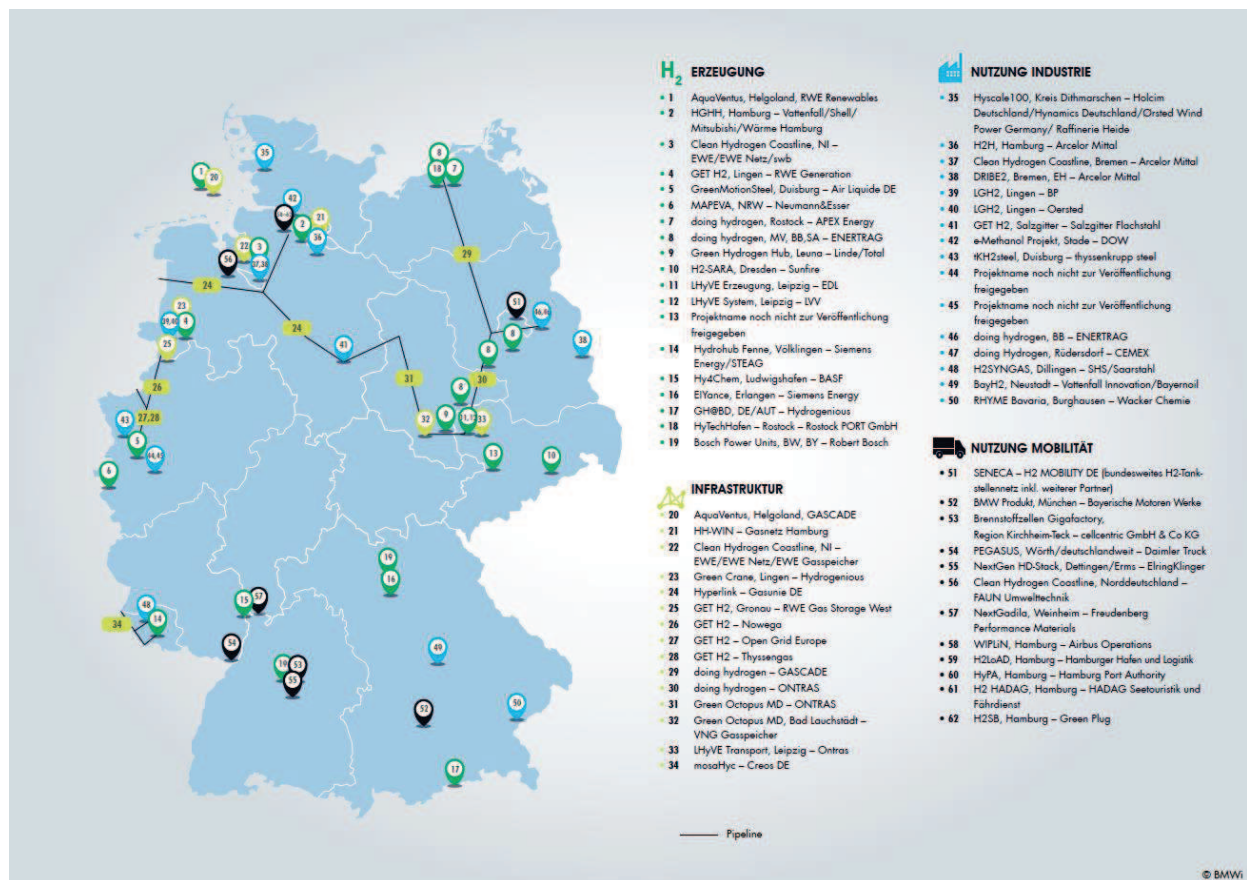


Abbildung 2: Übersicht der IPCEI-Projekte

1.2 Projekte in der Modelregion

Wie bereits in der Einleitung angedeutet, beschäftigt sich die EARH im Zuge des Reallabors WESTKÜSTE100 mit den Vermarktungsmöglichkeiten für synthetisches Methanol und ausgewählten Derivaten. Die Abbildung 3 fasst die Grundidee des Projektes WESTKÜSTE100 graphisch zusammen.⁵

⁵

https://graphhopper.com/maps/?point=53.876413%2C9.581973_Zementwerk+L%C3%A4gerdorf%2C+25566+Rethwisch%2C+Deutschland&point=54.157936%2C9.074529_Raffinerie+Heide%2C+25770+Lieth%2C+Deutschland&profile=foot&layer=Omniscale

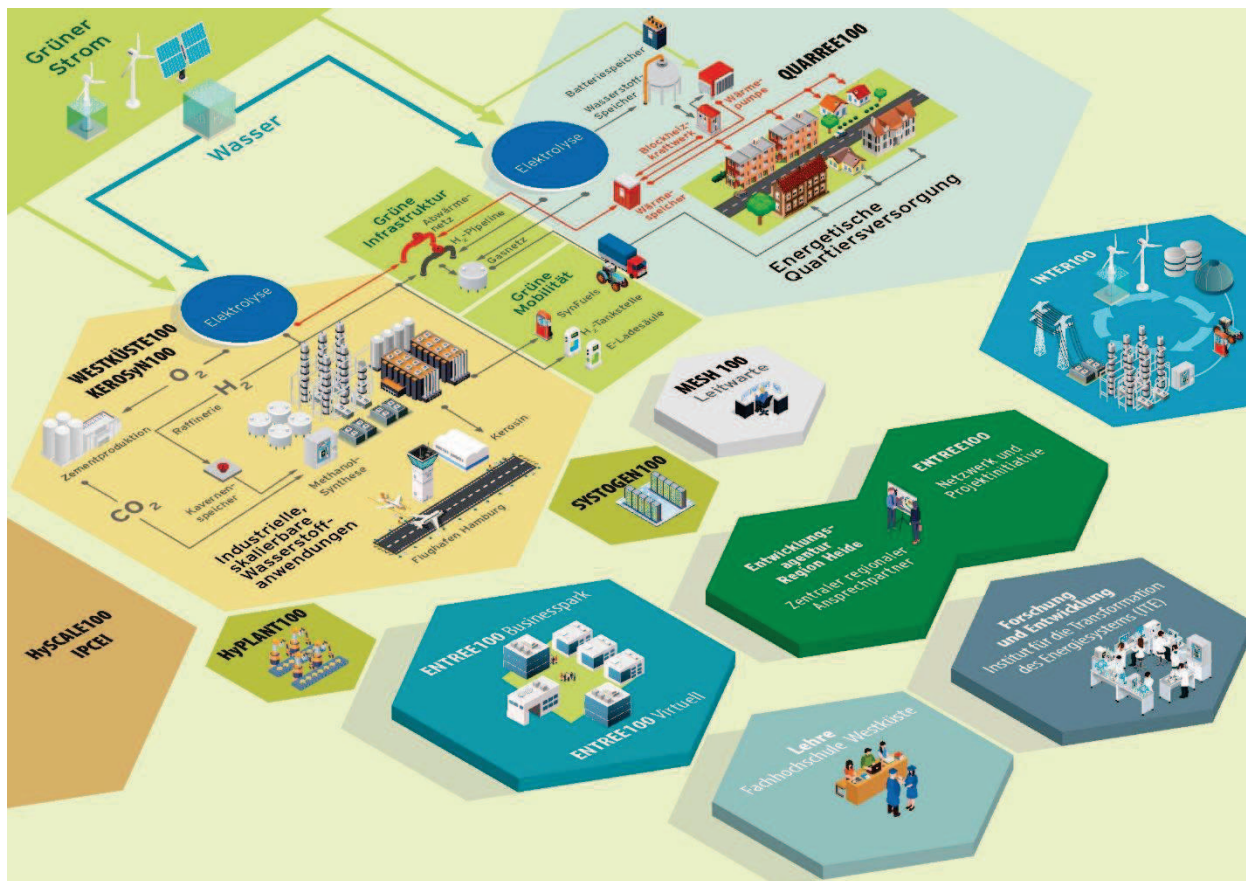


Abbildung 3: Projektskizze WESTKÜSTE100.

Auf der Projekt-Webseite wird das Vorhaben wie folgt beschrieben:⁶

„Künftig nachhaltiger fliegen, bauen und heizen, das ist das Ziel des Reallabors WESTKÜSTE100. Dabei soll eine regionale Wasserstoffwirtschaft im industriellen Maßstab abgebildet und skaliert werden. Die Voraussetzungen dafür sind gerade an der Westküste Schleswig-Holsteins einzigartig: Hier treffen eine starke Windenergie-Region sowie ausgezeichnete geologische Speicherbedingungen auf innovative Unternehmen, die die Zukunft aktiv gestalten und einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele liefern wollen.“

Im Projekt WESTKÜSTE sind folgende Projektpartner engagiert (in alphabetischer Reihenfolge):

- Entwicklungsagentur Region Heide (EARH),
- Fachhochschule Westküste,
- Holcim Deutschland Gruppe,
- Hynamics Deutschland GmbH,
- OGE,
- Ørsted,
- Raffinerie Heide GmbH,
- Stadtwerke Heide GmbH,
- Thüga Aktiengesellschaft, und
- thyssenkrupp.

⁶ <https://www.westkueste100.de/>

1.3 Methodik

Tabelle 3 zeigt das methodische Vorgehen innerhalb des Projektes.

Erfassung Ist-Stand	Analyse	Ausfertigung
▪ <u>AP1 Kick-Off Workshop</u> - Durchführung Kick-Off mit Übergabe Input und Benennung der Projekt-Beteiligten - Sichtung der übergebenen Unterlagen (Fichtner) - Aufklärung von Rückfragen mit Fachverantwortlichen der Region Heide	▪ <u>AP2 Analyse Markt und Wirtschaftlichkeit von grünem Methanol</u> - Märkte grünes Methanol (heute, 2025, 2030) - Methanol-Infrastruktur zur Erschließung (relevanter) Märkte - Wirtschaftlichkeitsanalyse ▪ <u>AP3 Analyse Markt und Wirtschaftlichkeit synthetischer Methanolderivate</u> ▪ <u>AP4 Analyse der Regulatorik</u>	▪ Berichtsentwurf - Zusammenfassen der Ergebnisse der Arbeitspakete - Kommentierung durch Region Heide ▪ Empfehlung eine Markterschließung - grünes Methanol, sowie dessen Derivate ▪ Abschlusspräsentation
▪ Projektrahmen ist abgesteckt ▪ Gleicher Informationsstand bei Region Heide und Fichtner	▪ Analyse des Marktes und der zukünftigen Potentiale ▪ Entwurf der Studie	▪ Formulierung einer Empfehlung für eine Markterschließung

Tabelle 3: Allgemeines Vorgehen

Fichtner war für die Gesamtprojektleitung sowie für die Arbeitspakete AP1, AP2, und AP3 zuständig. Das AP4 wurde von BBH durchgeführt und ist in einem eigenständigen Dokument bearbeitet worden.

1.4 Begriffsbestimmung

Unter grünem Methanol versteht man grundsätzlich nachhaltig produziertes Methanol, das aus nachhaltig produziertem Wasserstoff und Kohlenstoff aus einer nachhaltigen Quelle hergestellt wurde. Der Zusatz *nachhaltig* bedeutet in diesem Kontext, dass der gesamte Produktionsprozess keine bzw. sehr wenige CO₂-Emissionen freisetzt. Daher gibt es folgende Begriffsunterscheidungen:⁷

- **Biomethanol:** Verwendung von Biomasse zur Wasserstoff-, bzw. CO- und CO₂-Herstellung.
- **Grünes Methanol:** Verwendung von Strom aus Erneuerbaren Energien, welcher mithilfe einer Elektrolyse Wasser in Wasserstoff zerlegt und diesen mit CO₂ aus der Luft (mithilfe von Direct Air Capture, DAC) bzw. aus nicht vermeidbaren CO₂-Emissionen (z.B. Zementindustrie; mithilfe Carbon Capture and Utilization, CCU) zu Methanol umwandelt.

Eine rechtliche Definition von Biomethanol ist derzeit nicht vorhanden. Weitere Diskussionen zu Begriffsbestimmungen können dem rechtlichen Teil von BBH (Teil 2, Abschnitt B, I. Qualität und Zusammensetzung von Kraftstoffen) entnommen werden.

⁷ <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/topics/recycled-plastics>

Andere Begriffe, die manchmal verwendet werden, sind [e-Methanol](#), und [erneuerbares Methanol](#). Beide Begriffe werden als Synonym für grünes Methanol verwendet.

Auch das verwendete Wasser muss Nachhaltigkeitskriterien erfüllen. Die Verwendung von Grundwasser darf die nachhaltige Wasserversorgung der Region in keiner Weise beeinträchtigen.⁸ Im Gegenteil, im Sinne einer Nachhaltigen und damit SDG-konformen Projektentwicklung würden PtX-Projekte die Verbesserung der lokalen Strom- und Wasserversorgung fördern.⁹ Auch die CO₂-Quelle muss langfristig Nachhaltigkeitskriterien erfüllen, um das produzierte Methanol nachhaltig zu zertifizieren. Eine Farbenlehre (z. B. grün, grau) für Wasser bzw. CO₂ ist derzeit nicht vorhanden. Der Fokus dieser Studie liegt auf grünem Methanol und verwendet im Folgenden nur mehr diesen Begriff.

1.5 Leistungsbeschreibung

Auf Basis der angefragten Arbeitspakete und bisherigen Erfahrungen in ähnlichen Projekten wurde ein mehrstufiges Vorgehen zur Erarbeitung einer ganzheitlichen Konzeptstudie mit einer Unterteilung gemäß der folgenden Arbeitspakete (AP) gewählt:

Arbeitspakete gemäß Angebot		Ansprechpartner
AP1	Vorab-Interview und Auftaktveranstaltung	Fichtner
AP2	Analyse Markt und Wirtschaftlichkeit von grünem Methanol	Fichtner
AP3	Analyse Markt und Wirtschaftlichkeit synthetischer Methanolderivate	Fichtner
AP4	Analyse der Regulatorik	BBH
AP5	Zusammenfassung und Abschlusspräsentation	Fichtner & BBH

Tabelle 4: Übersicht Arbeitspakete

Im Folgenden wird das Vorgehen zur Erarbeitung der Ergebnisse in den einzelnen AP detaillierter beschrieben. Das gewählte Vorgehen berücksichtigt die Notwendigkeit der teilweise parallelen Durchführung der Arbeitspakete, um die Terminalschiene des Projektes einzuhalten. Die inhaltlichen Arbeitsschwerpunkte der AP werden hierbei immer passend zur Projektidee von Region Heide gesetzt.

⁸ https://gh2.org/sites/default/files/2022-05/GH2_Standard_2022_A5_11%20May%202022_FINAL_REF%20ONLY%20%281%29.pdf

⁹ https://nachhaltig-entwickeln.dgvr.de/agenda-2030/ziele-fuer-nachhaltige-entwicklung/?pk_campaign=cpc&pk_kwd=17%20sdg

2 Märkte für grünes Methanol

Die relevanten Märkte für grünes Methanol existieren in dieser Form heute noch nicht, bzw. befinden sich erst im Aufbau. Eine Einschätzung zur zukünftigen Entwicklung dieser Märkte ist jedoch für Aussagen zur Wirtschaftlichkeit einer grünen Methanolproduktion maßgeblich. Vor allem muss zunächst die Definition von grünem Methanol eindeutig festgelegt werden, die als Standardbasis für diese Studie gilt.

2.1 Nachhaltige CO₂-Quellen

Für die nachhaltige Produktion von grünem Methanol ist es notwendig, CO₂ auf nachhaltige Art und Weise zur Verfügung zu stellen. Diese Verfahren werden als CDR-Technologie bezeichnet, wobei CDR für „carbon dioxide removal“ steht. Zwei unterschiedliche, nachhaltige CO₂-Quellen stehen dabei zur Verfügung:

- Aus der Luft (mit einer CO₂-Konzentration von etwa 400 ppm bzw. 0,04%),
- Aus Prozessen (mit einer CO₂-Konzentration von etwa 4-10%), auch als „unvermeidbare“ Emissionen bekannt.

Emissionen gelten derzeit als „unvermeidbar“, wenn

- sie prozessbedingt anfallen, also ihre Entstehung trotz Optimierung des Produktionsverfahrens oder des Produktes nicht vermieden werden können, oder
- keine alternativen Prozesse und keine alternativen Produkte oder Ressourcen für denselben Anwendungsfall verfügbar (bzw. deren Potenziale begrenzt) sind.¹⁰

Unter die unvermeidbaren CO₂-Emissionen fallen derzeit z. B. die Emissionen aus thermischer Abfallbehandlung (TAB) sowie die der Zementherstellung (beim Brennen des Zementklinkers durch die Entsäuerung des Kalksteins). Kritisch hinterfragt werden muss jedoch, ob heute unvermeidbare CO₂-Emissionen auch in Zukunft unvermeidbar sein werden (z.B. Holz statt Zement, Recycling statt Abfall). Im Rahmen dieser Studie wird auf die CO₂-Emissionen der Zementproduktion als CO₂-Quelle genauer eingegangen.

2.1.1 Aus der Luft: Direct Air Capture

Bei Direct Air Capture (DAC) wird, wie aus der Luftzerlegung bekannt, CO₂ aus der Luft herausgefiltert. Abbildung 4 zeigt das Schema einer CO₂-Abscheidung aus der Atmosphäre.¹¹

¹⁰ https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse_IN4climate.NRW/2020/in4climatenrw-diskussionspapier-unvermeidbare-co2-entstehung-web.pdf

¹¹ <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/ciuz.202000047?af=R>

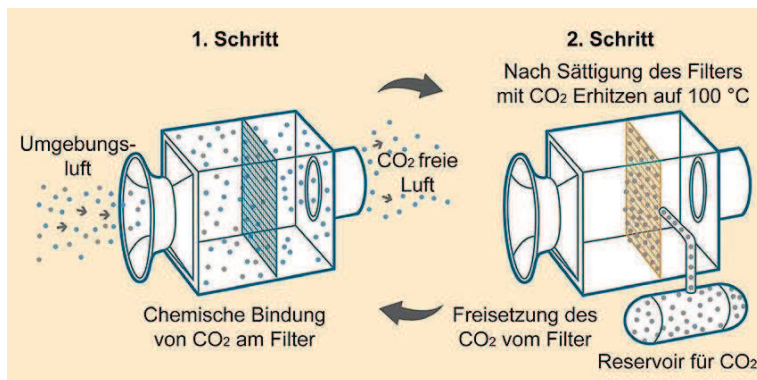


Abbildung 4: Schema Direct Air Capture (DAC)

Im ersten Schritt wird Luft aus der Atmosphäre durch die Anlage gesaugt. Am Filter in der Mitte wird das CO₂ chemisch gebunden. Wenn der Filter (meist in Form einer Membran) nicht mehr aufnahmefähig ist, wird er erhitzt. Dadurch kann das vorher angeheftete CO₂ sich von der Membran lösen und abgesaugt werden. Aktuelle Verfahren benötigen Temperaturen von etwa 100 °C. Der Gesamtprozess braucht dabei pro Tonne CO₂ in etwa 0,5 MWh Strom bzw. 2 MWh_{th} Wärme.¹²

Da der Fokus dieser Studie auf den CO₂-Emissionen aus der Zementherstellung liegt, wird nicht weiter auf DAC eingegangen.

2.1.2 Aus Prozessen: Carbon Capture (z. B. Zementherstellung)

Die Zementherstellung setzt große Mengen an Kohlendioxid frei; knapp eine Tonne des Treibhausgases entstehen pro Tonne produziertem Zement. Damit ist dieser Industriezweig für 4 bis 8 % der gesamten globalen CO₂-Emissionen verantwortlich und läge, wenn er ein Staat wäre, an dritter Stelle hinter China und den USA. In Deutschland lag die Produktion von Zement im Jahr 2021 mit einem Ausstoß von 20,5 Mio. t CO₂-Äquivalent von allen Industriezweigen an dritter Stelle, hinter der Eisen- und Stahlverhüttung auf Platz 1 (35,4 Mio. t) und Raffinerien auf Platz 2 (22,5 Mio. t).¹²

Für diese hohen Emissionen gibt es zwei Gründe: Zum einen erfordert das Brennen von Kalk zum sogenannten Zementklinker hohe Temperaturen und damit große Mengen an Energie. Dieser Bedarf, und damit auch ein Teil der Emissionen, lässt sich durch effizientere Brennöfen und Verfahren senken. Insbesondere zu Zeiten hoher Energiepreise besteht für die Betreiber auch ein großes finanzielles Interesse an mehr Energieeffizienz. Ebenfalls positiv auf die CO₂-Bilanz wirken alternative Brennstoffe, etwa Biomasse oder auch mit grünem Strom elektrisch betriebene Öfen.

All diese Maßnahmen können jedoch nichts gegen die dem Zement zugrundeliegende Chemie ausrichten: Beim Brennprozess im Drehofen zerfällt Kalk, also vornehmlich Calciumcarbonat (CaCO₃), zu gebranntem Kalk, also Calciumoxid (CaO), und CO₂ als Nebenprodukt. Die Entstehung eines Moleküls CO₂ pro Molekül CaO ist also unvermeidlich. Abbildung 5 zeigt eine schematische Darstellung des Zementherstellungsprozesses vom Steinbruch bis zum fertigen Produkt.¹³

¹² https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7438/file/7438_Viebahn.pdf

¹³ <https://www.baunetzwissen.de/beton/fachwissen/herstellung/betonherstellung-und-klimaschutz-7229519>

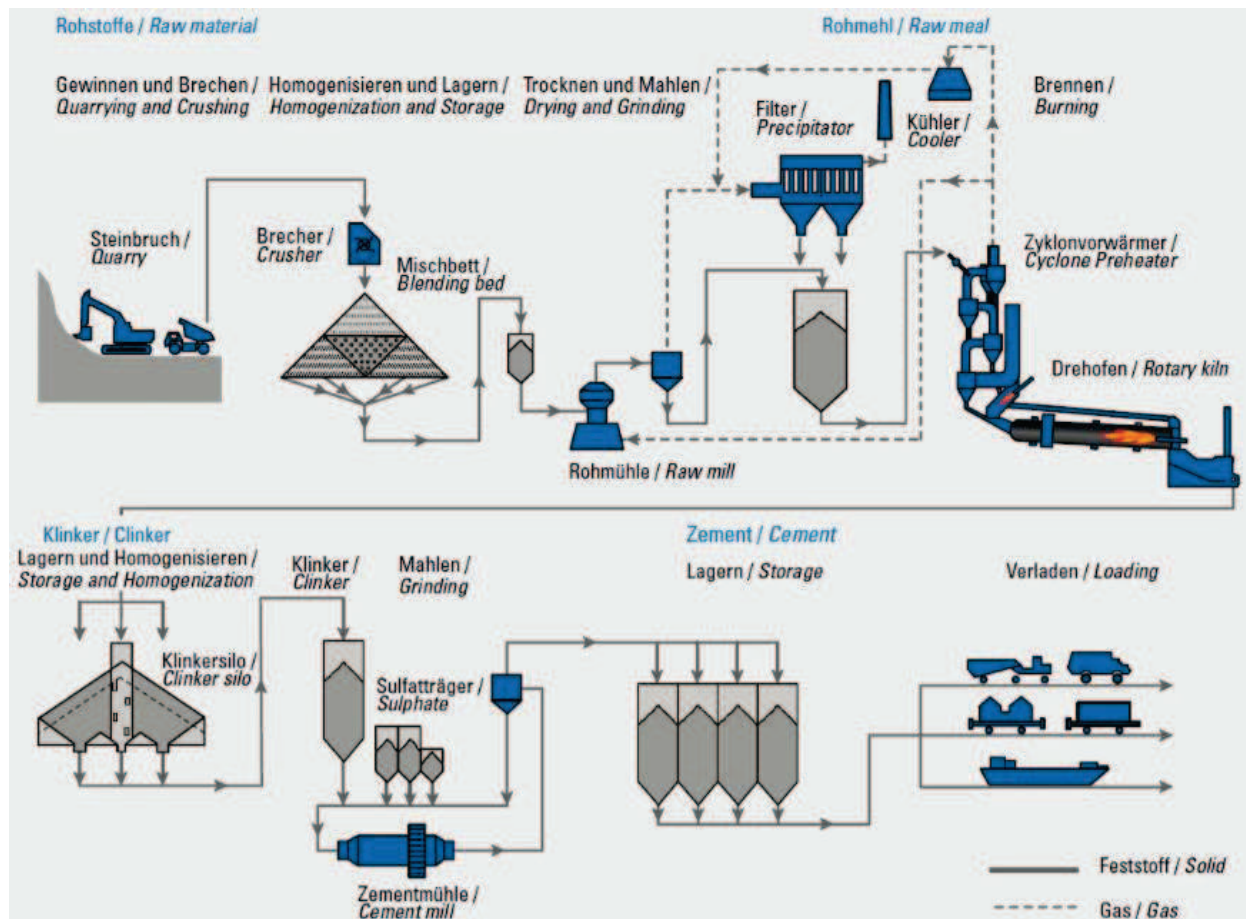


Abbildung 5: Schematische Darstellung des Zementherstellungsprozesses

Abbildung 3 zeigt das Schema des Projektes WESTKÜSTE100, wo das Zusammenspiel des Zementwerkes am Standort Lägerdorf sowie der Raffinerie Heide in einer perspektivisch klimaneutralen Zementproduktion untersucht wird. Am Standort Lägerdorf untersuchte Holcim mit den Technikpartnern thyssenkrupp Industrial Solutions und Linde neben dem Oxyfuelprozess die technische und wirtschaftliche Machbarkeit der nachgelagerten CO₂-Auskopplung, -Aufbereitung und -Weiterleitung (sogenanntes CCU) zur nachgeschalteten Methanolsynthese am Raffineriestandort. Als Carbon Capture and Utilization (CCU) wird dabei die Abscheidung, der Transport und die anschließende Nutzung von Kohlenstoffverbindungen, meist in Form von Kohlendioxid (CO₂) oder Kohlenmonoxid (CO), bezeichnet.¹⁴ Dabei wird CO₂ mindestens einem weiteren Nutzungszyklus zugeführt.

2.2 Märkte für grünes Methanol (heute/2025/2030)

Als Ausgangspunkt der Studie wird eine Analyse der heutigen Verwendungsmöglichkeiten von Methanol und der zu erwartenden Verwendung in 2025 bzw. 2030 durchgeführt. Im ersten Schritt wird der aktuelle sowie zukünftig erwartete Methanolbedarf aus öffentlich zugänglichen Quellen erfasst und präsentiert. Dadurch kann das Marktpotential von grünem Methanol grob abgeschätzt werden. Allerdings kann aufgrund seiner dynamischen Entwicklung, z.B. durch Markteintrittshürden, keine eindeutige Vorhersage gemacht werden. Durch die Analyse der Verwendungsmöglichkeiten, der Markteintrittshürden und der Entwicklung des Kostenunterschiedes zwischen fossilem und grünem Methanol, soll eine Beleuchtung

¹⁴ <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/carbon-capture-utilization-ccu#Hintergrund>

des Marktpotentials von grünem Methanol erzielt werden. Anschließend wird eine high-level-Analyse zwischen (Bio-)Ethanol und grünem Methanol hinsichtlich der Wettbewerbsmärkte durchgeführt (siehe Kapitel 2.2.5).

Für alle Grafiken in diesem Bericht finden sich die dazugehörigen Tabellen im Anhang (siehe Kapitel 6.3).

2.2.1 Verwendung von Methanol

Ein Überblick über die heutigen Verwendungsmöglichkeiten von Methanol ist in Tabelle 5 dargestellt. Eine nähere Betrachtung der jeweiligen Gesamtmengen kann dem Kapitel 3.2 entnommen werden.

Verwendungsfelder	Erläuterungen
Industrie (Chemie)	▪ Grundchemikalie zur Herstellung von Olefinen (Ethylen, Propylen), Formaldehyde, Essigsäure und weiteren chemischen Produkten
Transport - Schifffahrt	▪ Verbrennungsmotoren (Dual-Fuel Engine) ▪ Brennstoffzellenschiff
Transport - Straßenverkehr	▪ M85 (85 % Methanol, 15 % Benzin) oder M100 (100 % Methanol) ▪ Brennstoffzellen
Energie	▪ Als Brennstoff für Industrie-Kessel/Öfen ▪ Methanol-Kessel in Haushalten (Nord-China) ▪ Kochbrennstoff (China) ▪ Stromerzeugung (Israel)

Tabelle 5: Übersicht zur Verwendung von Methanol in verschiedenen Bereichen

Methanol wird sowohl als wichtiger organischer Rohstoff für die chemischen Industrien als auch als Kraftstoff verwendet. Grünes Methanol lässt sich als ein wichtiges Teil der CO₂-neutralen Zukunft bezeichnen, insbesondere in den Sektoren, wo die Elektrifizierung oder die direkte Nutzung von Wasserstoff schwierig ist. Außerdem kann grünes Methanol zur Dekarbonisierung der chemischen Industrien eingesetzt werden, um fossiles Methanol zu ersetzen, das aus Kohle oder Erdgas hergestellt wird. Tabelle 6 fasst die potenziellen Verwendungen von grünem Methanol, sowie dessen Vorteile und Herausforderungen zusammen.

	Industrie	Schifffahrt	Straßenverkehr	Energieerzeugung/ Industrieheizung
Motivation	Dekarbonisierung	Emissions-reduzierung ¹⁸	Dekarbonisierung ¹⁵	Dekarbonisierung ¹⁶ Verbesserung der Luftqualität ¹⁷
Vorteile	Verringerte CO ₂ -Emission	Bewährte Technologien, leicht nachrüstbar, hohe Energiedichte, niedriger Preis ¹⁸	Sehr hohe Oktanzahl, weitgehend partikelfrei, NO _x -arme Verbrennung	> 75 % Reduzierung der SO _x , Nox und Partikelemissionen ¹⁹

¹⁵ <http://danskbiomethanol.dk/Papers/Report%20DK.pdf>

¹⁶ <https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2019/01/MethanolReport.pdf>

¹⁷ https://www.methanex.com/sites/default/files/about-methanol/methanol-and-energy/Methanex_PowerBrochure.pdf

¹⁸ <https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2022/01/Methanol-and-Shipping-Longspur-Research-25-Jan-2022.pdf>

¹⁹ https://www.methanex.com/sites/default/files/about-methanol/methanol-and-energy/Methanex_PowerBrochure.pdf

	Industrie	Schifffahrt	Straßenverkehr	Energieerzeugung/ Industrieheizung
Herausforderung	Hohe Produktionskosten im Vergleich zu Erdgas-/Kohle-basiertem Methanol ²⁰	Fokus der Forschungsförderung für alternativen Schiffs-kraftstoff liegt derzeit bei Flüssiges Erdgas (LNG), Gesundheits- und Sicherheitsbedenken ²¹	Korrosion, Kaltstartprobleme, niedriger Energiegehalt im Vergleich zu Benzin, Genehmigung, Konkurrenz mit Ethanol ¹⁵ und Elektrofahrzeugen	Hohe Produktionskosten im Vergleich zu Erdgas-/Kohle-basiertem Methanol ²⁰
Referenz	IRENA	Maersk ²² MAN Energy Solutions ²³	Dänemark ¹⁵ China ²⁴	Methanol-Kessel in China ²⁴

Tabelle 6: Übersicht von möglichen Anwendungsfeldern für grünes Methanol in der Zukunft

2.2.2 Methanolbedarf

Der globale Methanolbedarf liegt bei rund 107 Mio. t im Jahr 2021, wobei Europa (EU) und Deutschland (DE) jeweils ca. 5 %²⁵ und 1,5 %²⁶ des gesamten Bedarfs stellen. Der größte Markt für Methanol befindet sich in Asien mit 92 Mio. t, davon fallen 43 Mio. t in China an. Die Anteile des gesamten Methanolbedarfs nach Regionen sind in Abbildung 6 dargestellt²⁷.

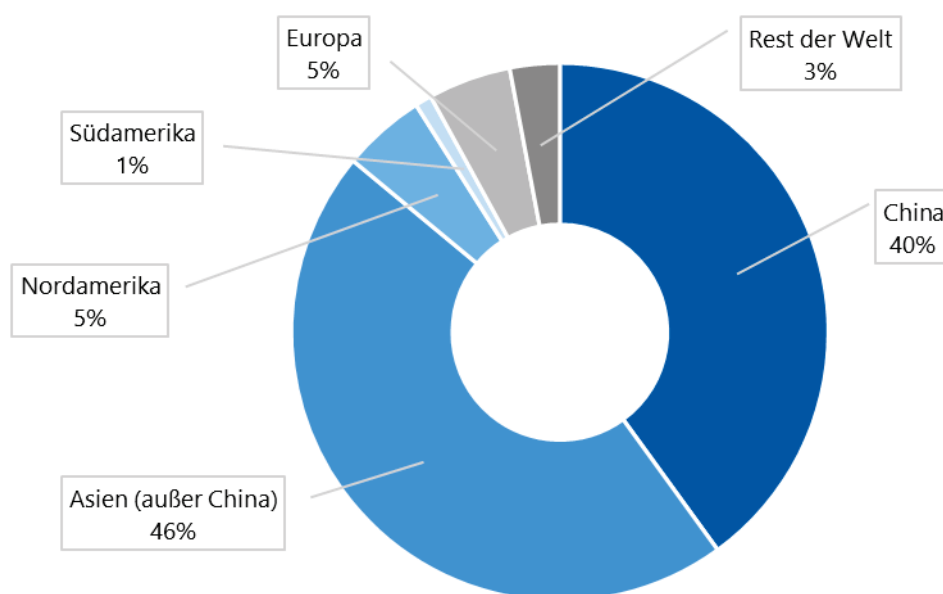


Abbildung 6: Globale Verteilung des Methanolbedarfs nach Regionen

²⁰ <https://www.irena.org/publications/2021/Jan/Innovation-Outlook-Renewable-Methanol>

²¹ <https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2018/03/FCBI-Methanol-Marine-Fuel-Report-Final-English.pdf>

²² <https://www.maersk.com/news/articles/2022/10/05/maersk-continues-green-transformation>

²³ <https://www.man-es.com/marine/strategic-expertise/future-fuels/methanol>

²⁴ https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2020/04/China-Methanol-Fuel-Report-2020_final-1.pdf

²⁵ <https://www.statista.com/statistics/1323612/distribution-of-methanol-demand-worldwide-by-region/>

²⁶ <https://www.vci.de/die-branche/zahlen-berichte/chemiewirtschaft-in-zahlen-online.jsp>

²⁷ <https://www.statista.com/statistics/1323612/distribution-of-methanol-demand-worldwide-by-region/>

Aktuell wird Methanol zum großen Teil als Basischemikalie in den chemischen Industrien eingesetzt. Ungefähr 25 % des gesamten Methanolverbrauchs befindet sich im Bereich Kraftstoff/Kraftstoffgemische (sogenannte Blends). Abbildung 7 zeigt die Anteile des gesamten Methanolbedarfs nach Verwendung²⁸.

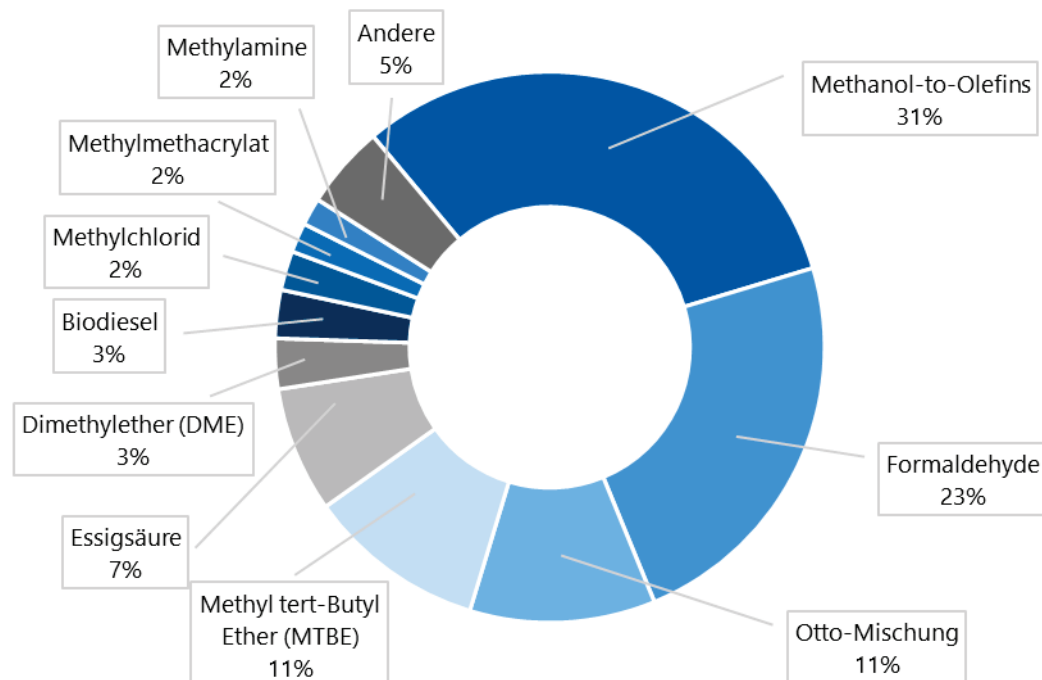


Abbildung 7: Globale Verteilung des Methanolbedarfs nach Verwendung

Um das Marktpotential von grünem Methanol zu identifizieren, muss eine Prognose über den gesamten zukünftigen Methanolmarkt gemacht werden. Hierbei wird die Entwicklung des globalen Methanolbedarfs mittels historischer Informationen linear extrapoliert. Die linear extrapolierte Prognose des Methanolmarktes ist in drei Bereiche (Deutschland, Europa und weltweit) aufgeteilt und in Abbildung 8 dargestellt²⁹. Dabei wird angenommen, dass der Anteil des Bedarfs nach Ländern von 2021 bis 2030 unverändert bleibt. Laut der linearen Prognose erreicht der weltweite Methanolbedarf 147 Mio. t im Jahr 2030. Die Produktionszahlen dieses Vorhabens sind nicht berücksichtigt, da die verwendete Quelle vor der Publikation dieses Projektes erstellt wurde.

²⁸ <https://www.statista.com/statistics/1323424/methanol-demand-worldwide-by-application/>

²⁹ <https://www.statista.com/statistics/1323406/methanol-production-worldwide/>

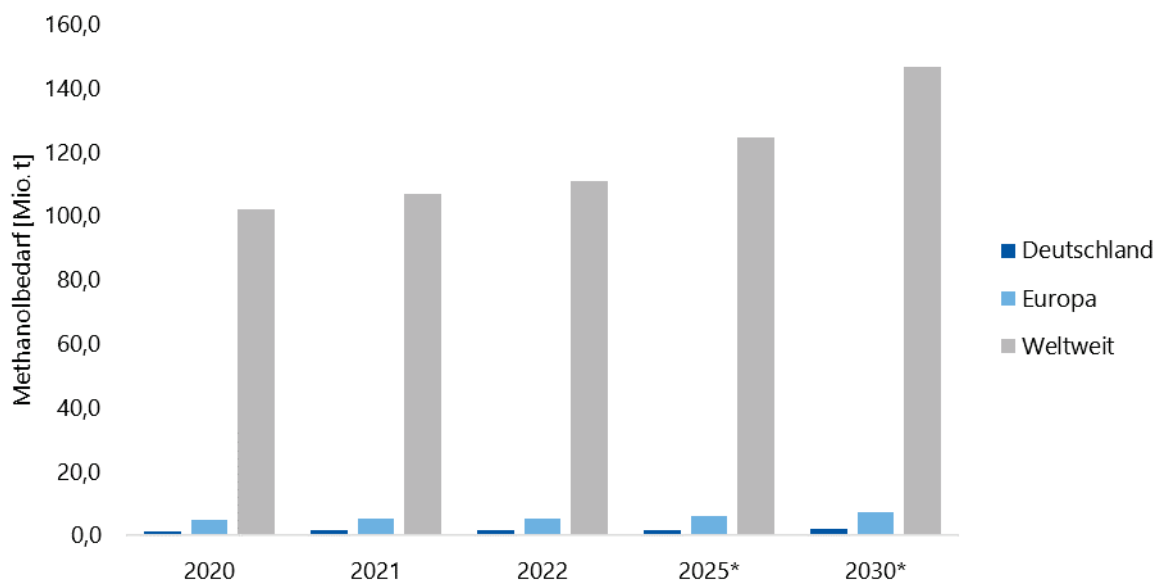


Abbildung 8: Globaler Methanolbedarf bis 2022 und Prognose bis 2030

Methanol, das heute verwendet wird, ist fast ausschließlich aus fossilen Quellen hergestellt und nur knapp 1 % davon ist grünes Methanol. Da sich die relevanten Märkte von grünem Methanol gerade im Aufbau befinden, ist das Marktpotential von grünem Methanol schwierig zu quantifizieren. Trotzdem kann durch die zukünftige Produktionskapazität von grünem Methanol eine Prognose versucht werden. Diese wird mittels angekündigter grüner Methanol-Projekte aus der Datenbank des Methanol Institute³⁰ abgeschätzt. Diese erwartete Produktionskapazität ist in Abbildung 9 dargestellt. Die Ergebnisse sind wiederum in drei Bereiche (DE/EU/Weltweit) geteilt.

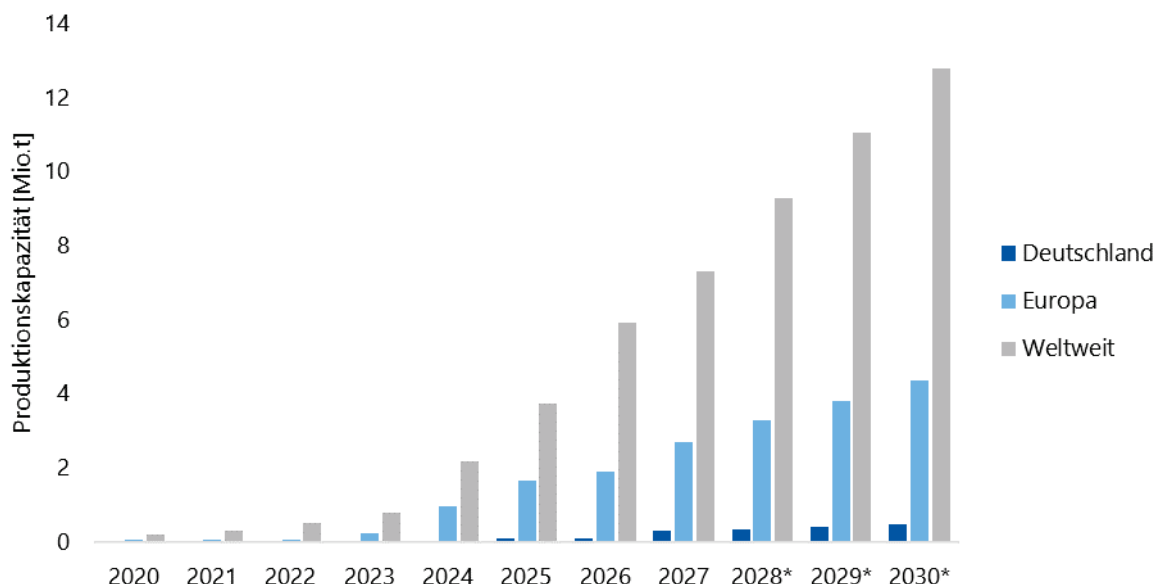


Abbildung 9: Prognostizierte Produktionskapazität von grünem Methanol bis 2030

Bei den mit * markierten Balken handelt es sich um eine linear extrapolierte Prognose, da die Daten des Methanol Institute nur bis 2027 vorhanden sind. Dieselben Ergebnisse werden in Tabelle 7 tabellarisch zusammengefasst und mit dem projizierten Methanolbedarf (aus Abbildung 8) verglichen.

³⁰ <https://www.methanol.org/renewable/>

	2025		2030	
	Produktionskapazität für grünes Methanol	Methanol- bedarf	Produktionskapazität für grünes Methanol	Methanol- bedarf
Deutschland	0,08	1,9	0,5	2,2
Europa	1,6	6,0	4,4	7,0
Weltweit	3,7	125,0	12,8	147,0

Tabelle 7: Produktionskapazität für grünes Methanol und abgeschätzter Methanolbedarf in Mio. t

Aus der Tabelle 7 wird deutlich, dass die Produktionskapazität von grünem Methanol im Zeitraum zwischen 2025 und 2030 um ein Vielfaches zunehmen wird. Zum Beispiel wird davon ausgegangen, dass sich die Produktionskapazität von grünem Methanol in Deutschland um ungefähr das Sechsfache steigert. Damit könnte ein gewisser Anteil des Methanolbedarfs durch grünes Methanol im Jahr 2030 gedeckt werden. Es wird erwartet, dass der globale Anteil von grünem Methanol 9 % des globalen Bedarfs im Jahr 2030 überschreiten wird. In Europa dürfte der Anteil von grünem Methanol bis zu knapp 63 % des gesamten Bedarfs betragen.

2.2.3 Markteintrittshürden

Die größte Markteintrittshürde für grünes Methanol stellt im Moment die Preisentwicklung für fossiles Methanol und der Kostenunterschied zur Herstellung von grünem Methanol dar. Dieser Kostenunterschied ist wesentlich bedingt durch die Preise fossiler Energieträger, durch die Kosten für erneuerbaren Strom, sowie die Kosten für die Elektrolyseanlagen - auch dieser Markt befindet sich gerade erst in der Entwicklung. Laut der Studie von IRENA liegen die Produktionskosten von grünem Methanol zwischen 700 und 2.000 €/t²⁰, wobei der fossile Methanolpreis 700 €/t nicht überschreitet aber sich trendmäßig immer mehr annähert (siehe Abbildung 10). Ein Preisvergleich zwischen fossilem und grünem Methanol ist in Abbildung 10 dargestellt. Die Preise von fossilem Methanol basieren auf öffentlich zugänglichen Daten von Methanex (Stand Oktober 2022)³¹ und sind mit den jeweiligen Währungswechselkursen³² umgerechnet.

³¹ <https://www.methanex.com/our-business/pricing>

³² <https://www.statista.com/statistics/412794/euro-to-u-s-dollar-annual-average-exchange-rate/>

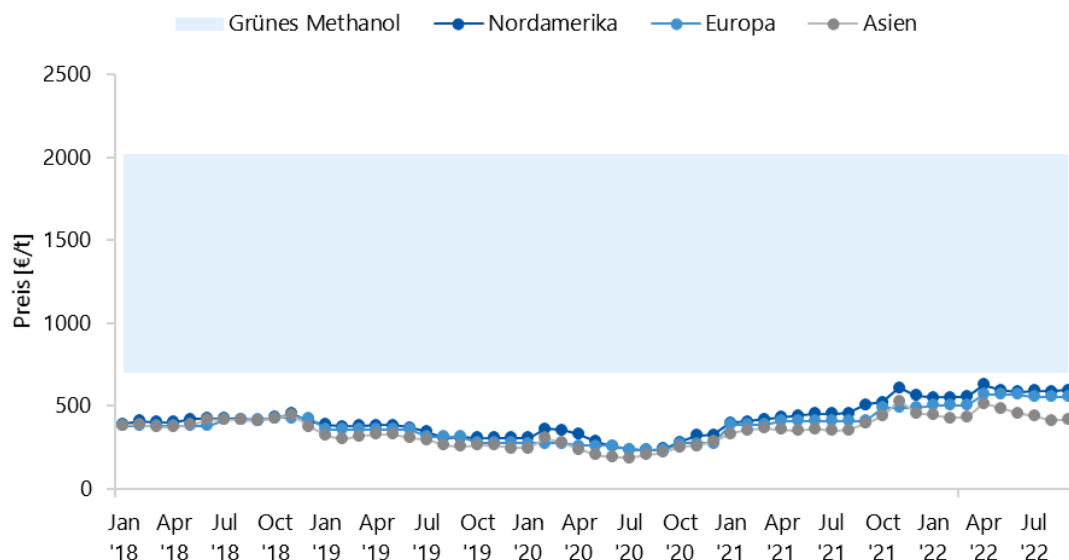


Abbildung 10: Preisvergleich zwischen fossilem und grünem Methanol

2.2.4 Märkte für grünes Methanol

Trotz der Markteintrittshürde könnten bereits Märkte mit möglicher Kaufbereitschaft für grünes Methanol existieren, die sich beispielsweise aus Anforderungen an die CO₂- bzw. NO_x-Emissionsreduktion oder durch andere exogene Anforderungen, wie z. B. gesellschaftliche Akzeptanz, ergeben. In Tabelle 6 sind mögliche Anwendungen von grünem Methanol zusammengefasst. Aus dieser Tabelle können potenzielle Märkte für grünes Methanol abgeleitet werden: Industrie (Chemie), Schiffsverkehr und Straßenverkehr. Die Energieversorgung durch grünes Methanol wird in dieser Studie nicht näher betrachtet, da es technisch einfachere und auch wirtschaftlichere Alternativen gibt, wie z. B. Wind, Photovoltaik, und Wasserkraft. Im Folgenden werden mögliche Märkte kurz tabellarisch dargestellt (siehe Tabelle 8). Aufgrund der dynamischen Entwicklung erhebt diese Übersicht keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Teile der Entwicklung basieren auf dem Druck der Politik, die Emissionen bis 2050 zu reduzieren, bzw. Vorgaben von Interessensvertretungen (z. B. International Maritime Organization, IMO) die vorangetrieben werden, um in Zukunft nachhaltige Lieferketten anbieten zu können.

Der einfachste Einsatz von grünem Methanol wäre voraussichtlich in den chemischen Industrien. Da Methanol eine Grundchemikalie für die Herstellung vieler Produkte ist, ist er dort unverzichtbar. Außerdem unterscheidet sich grünes Methanol chemisch nicht von fossilem Methanol. Daher ist der Einsatz von grünem Methanol einfach und notwendig, um diese Industrie CO₂-neutral zu machen.

Die Verwendung von grünem Methanol zur Dekarbonisierung des Transportsektors wurde seit langem diskutiert. Hierbei wird zwischen Schiffsverkehr und Straßenverkehr differenziert. Der Einsatz von grünem Methanol im Schiffsverkehr wird durch strengere Emissionsregelungen motiviert. Dabei kann der Einsatz als Kraftstoff für Schiffsverkehr deren NO_x-Emission, SO_x-Emission und Partikelemission jeweils um ungefähr 80 %, 99 % und 95 % reduzieren³³. Außerdem wurde Methanol bereits als Schiffskraftstoff genutzt und zeichnet sich als eine erprobte Technologie aus.

³³ https://www.methanex.com/sites/default/files/methanex_brochure_marinefuel_final2_032521.pdf

Bereich	Deutschland	Europa	Weltweit
Industrie (Chemie)	10 % der Methanolproduktion sollte im Jahr 2030 aus grünem Wasserstoff kommen. ³⁴	-	-
Schiffsverkehr	-	Maersk bestellt insgesamt 19 Dual-Fuel Schiffe, die mit Methanol betrieben werden können. Abgeschätzt wäre der jährliche grüne Methanol-Verbrauch mehr als 800.000 Tonnen. ³⁵	CO ₂ -Emissionen sollen in der internationalen Schifffahrt um 40 % bis 2030 im Vergleich zu 2008 reduziert werden. Daraus folgt der Bedarf von CO ₂ -neutralen Kraftstoffen. ³⁶
Straßenverkehr	Im Jahr 2030 werden ca. 9,5 % des Endenergieverbrauchs im nationalen Verkehr durch Biokraftstoffe und synthetische Kraftstoffe gedeckt. ³⁷	Mindestquote 5,7 % von CO ₂ -neutralen synthetischen Kraftstoffen. ³⁸	-

Tabelle 8: Potenzielle Absatzmärkte für grünes Methanol

Methanol als Kraftstoff für Fahrzeuge ist kein neues Thema. Im Jahr 2012 wurde ein Pilotprogramm über Methanol-Fahrzeuge in China durchgeführt, wo 1.024 M100-Kraftfahrzeuge (100 % Methanol als Kraftstoff) involviert waren. Das Programm zeigte sehr positive Ergebnisse, wie lange Haltbarkeit, niedrige Emissionen und geringere Auswirkungen auf die Umwelt und die menschliche Gesundheit. Zudem kann Methanol bereits ohne, oder mit minimalen Anpassungen in existierender Infrastruktur (Otto-/Dieselmotoren) genutzt werden. Dies hat den Vorteil gegenüber Elektrofahrzeugen, da die Anzahl konventioneller Kraftfahrzeuge deutlich höher ist als die Anzahl der Elektrofahrzeuge; trotz ihres starken Wachstums. Allein in Deutschland werden heutzutage über 94 % der gesamten Personenkraftwagen noch mit flüssigen Kraftstoffen (Benzin/Diesel) betrieben³⁹. Ebenso ist festzuhalten, dass ein Wechsel auf rein elektrisch angetriebene Fahrzeuge vermutlich mehrere Jahrzehnte dauern wird, und damit auf absehbare Zeit auch Bedarf an flüssigen Kraftstoffen vorhanden sein wird. Sollten Benzin und Diesel komplett durch grünes Methanol ersetzt werden, könnten die CO₂-Emission von Kraftfahrzeugen um bis zu 95 % reduziert werden²⁰. Dies ist dann der Fall, wenn entweder auf CO₂ aus biogenen Stoffen gewonnen oder aus der Luft entnommen (Direct Air Capture) wird. Bei der Verwendung von Prozessemissionen ist lediglich eine Verzögerung des Ausstoßes zu erreichen. Die verbleibenden 5 % sind bei Betrachtung einer ganzheitlichen Lebenszyklus-Analyse (engl. life cycle assessment, LCA) derzeit, bzw. in absehbarer Zeit, nicht zu eliminieren, da noch notwendige Transportwege mit fossilen Brennstoffen verbleiben. Des Weiteren könnte grünes Methanol bereits heute wirtschaftliche Vorteile gegenüber

³⁴ <https://www.vci.de/ergaenzende-downloads/2022-04-04-sounding-board.pdf>

³⁵ <https://www.dvz.de/rubriken/see/detail/news/maersk-bestellt-acht-weitere-schiffe-mit-methanol-antrieb.html>

³⁶ <https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2022/01/Methanol-and-Shipping-Longspur-Research-25-Jan-2022.pdf>

³⁷ <https://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr-laerm/klimaschutz-im-verkehr#referenzentwicklung>

³⁸ <https://www.energate-messenger.com/news/225491/eu-parliament-approves-higher-target-for-renewable-energies>

³⁹ <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/4270/umfrage/pkw-bestand-in-deutschland-nach-kraftstoffarten/>

fossilen Kraftstoffen haben. Abbildung 11 stellt die historischen Preisentwicklungen von Benzin, Diesel und fossilem Methanol dar. Die Preisentwicklungen werden mit der Preisspanne von grünem Methanol verglichen, um die wirtschaftlichen Vorteile von grünem Methanol gegenüber fossilen Kraftstoffen wie Benzin und Diesel zu verdeutlichen. Wie die Grafik zeigt, sind die Kosten für Benzin und Diesel in den letzten Monaten derartig angestiegen, dass erste Projekte in Planung sind, die aufgrund deren außergewöhnlichen örtlichen Gegebenheiten (sehr günstige Stromproduktion aus Photovoltaik bzw. Windkraft) bereits zu wettbewerbsfähigen Bedingungen grünes Methanol produzieren werden können.

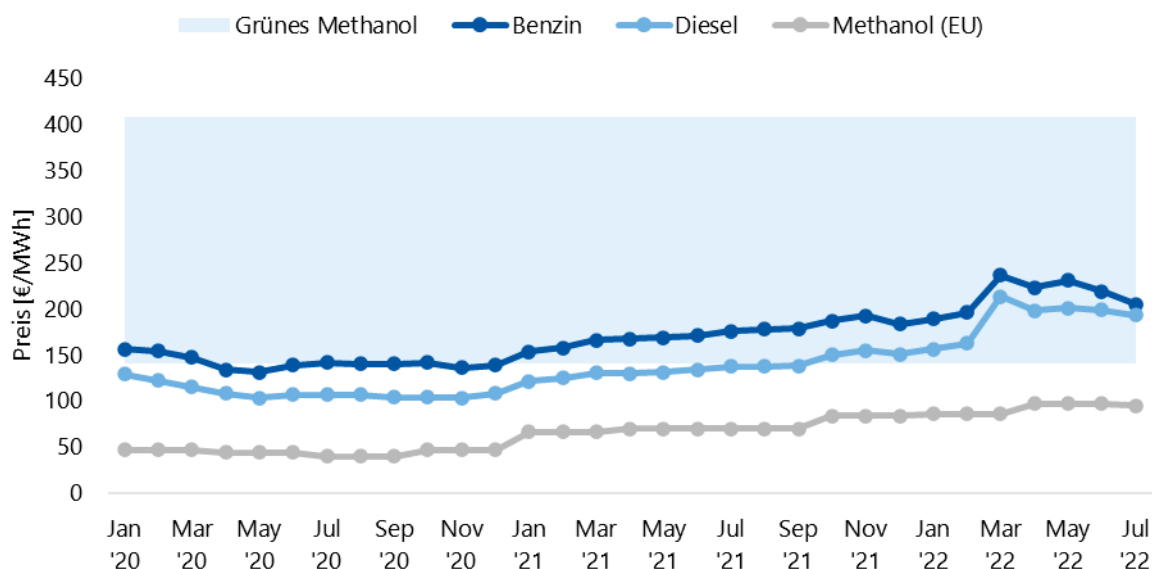


Abbildung 11: Preisvergleich zwischen fossilem Methanol, grünem Methanol (EU), Benzin und Diesel

Wissenschaftler glauben, dass es ein langfristiges Nebeneinander von Verbrennungs- und Elektromobilität geben wird.⁴⁰ Deswegen ist der Einsatz von grünen, synthetischen Kraftstoffen im Transportsektor unverzichtbar. Methanol zeigt sich in diesem Kontext als eine vielversprechende Option.

2.2.5 Mögliche Konkurrenz: (Bio-)Ethanol

Abschließend werden Wettbewerbsmärkte mit (Bio-)Ethanol beleuchtet, bei denen Methanol durch Ethanol ersetzt werden kann. Der Überschneidungsbereich zwischen Methanol und (Bio-)Ethanol ist hauptsächlich der Transportsektor, da sowohl Ethanol als auch Methanol mit Benzin gemischt werden können. Im Gegensatz zu Methanol wird Ethanol über die Biogas-Route hergestellt. Dabei werden Mais (59 %), Zuckerrohr (22 %), Melasse (2 %), Weizen (2 %) und weitere Bioquellen wie Körner, Maniok oder Zuckerrüben als Ausgangsstoffe verwendet⁴¹. Ein Vergleich des Verbrauchs von Methanol und Ethanol als Kraftstoff nach Regionen ist in Abbildung 12 dargestellt.

⁴⁰ https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-662-58006-6_21

⁴¹ <https://www.oecd-ilibrary.org/docserver/f1b0b29c-en.pdf?expires=1669121785&id=id&accname=ocid56008882&checksum=34D8FAB417C721458A83311E93670552>

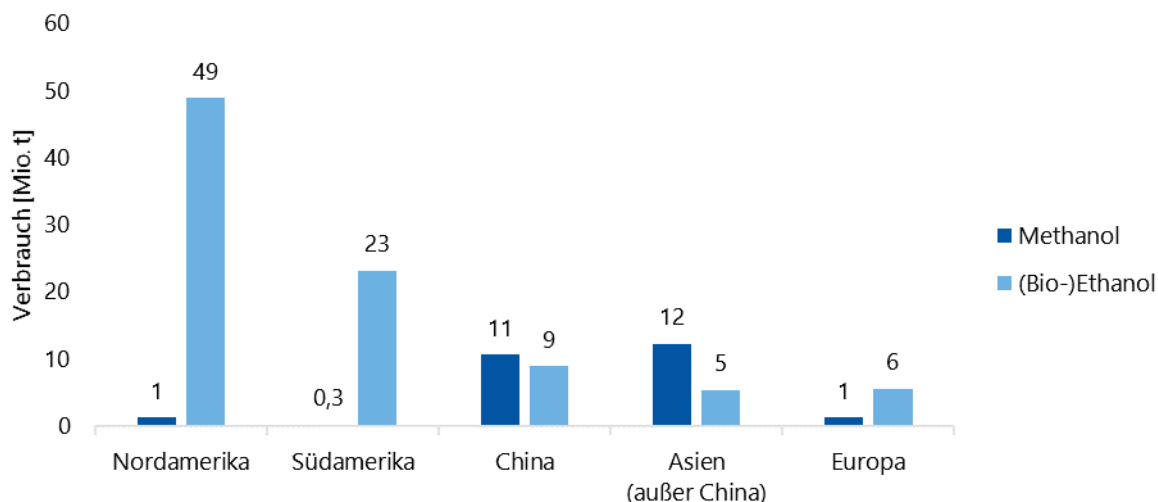


Abbildung 12: Vergleich der Verbräuche von Methanol und (Bio-)Ethanol als Kraftstoff

Aus der Grafik ist zu ersehen, dass Ethanol überwiegend in amerikanischen Regionen verwendet wird. Auf der anderen Seite wird eine Abnahme des Ethanol-Verbrauchs in Europa vorhergesehen.⁴¹

Dagegen wird erwartet, dass der Methanol-Verbrauch ansteigt. Daraus kann folgen, dass der Einsatz von grünem Methanol im Vergleich zum (Bio-)Ethanol vielversprechender ist.

2.3 Methanol-Infrastruktur zur Erschließung relevanter Märkte

Der folgende Abschnitt fokussiert sich auf die Infrastruktur hinsichtlich Produktion, Transport und Speicherung von (grünem) Methanol. Zunächst werden die physikalischen und chemischen Eigenschaften von Methanol kurz erläutert. Anschließend erfolgt eine Diskussion über die Infrastruktur zur Produktion, Transport und Speicherung von Methanol.

2.3.1 Eigenschaften von Methanol

Tabelle 9 stellt ausgewählte physikalische und chemische Eigenschaften von Methanol dar.

Bezeichnung	Einheit	Wert
Chemische Formel	-	CH ₃ OH
Molare Masse	g/mol	32,04
Schmelztemperatur	°C	-97,8
Siedetemperatur	°C	64,6
Wasserslöslichkeit	%	100

Tabelle 9: Ausgewählte Eigenschaften von Methanol

Methanol wird aufgrund seines flüssigen Aggregatzustands bei Raumtemperatur als wichtiges Derivat von Wasserstoff betrachtet. Dies hat eine spezielle Bedeutung, da Transport und Speicherung von gasförmigem Wasserstoff teurer und technisch aufwendiger ist als von flüssigem Methanol. Um diese vorteilhafte Eigenschaft von Methanol besser zu visualisieren, ist ein Vergleich der Energiedichten verschiedener Energieträger in Abbildung 13 dargestellt.

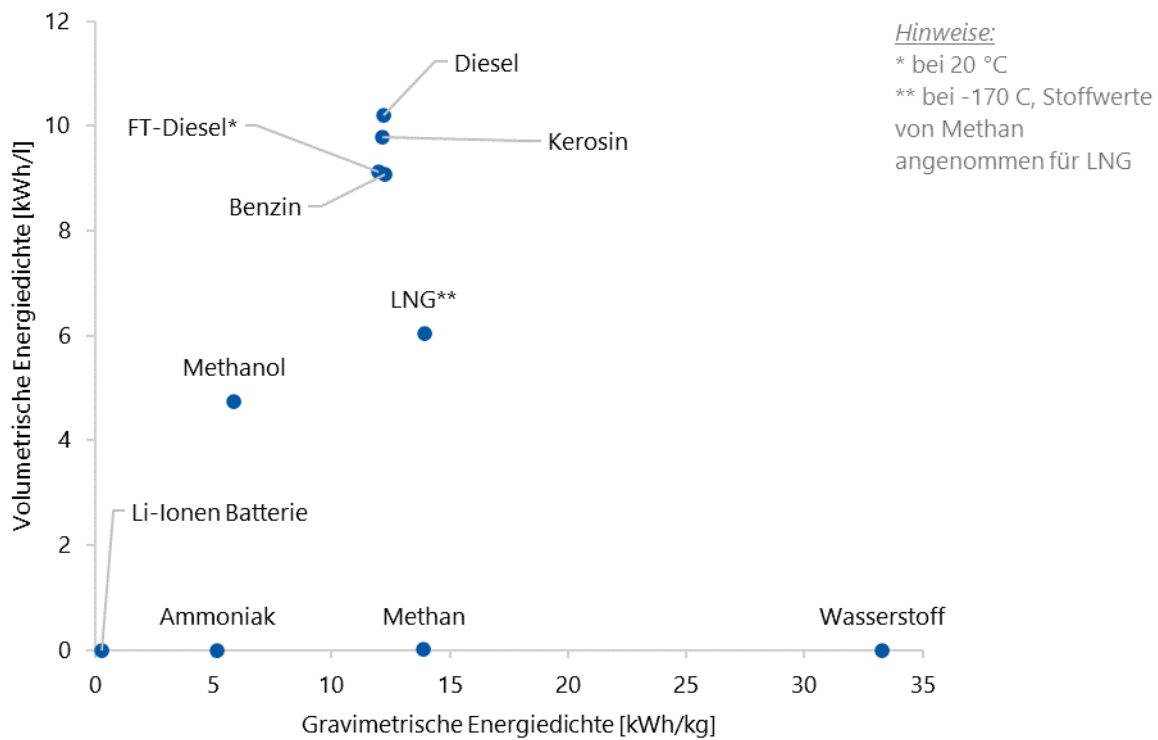


Abbildung 13: Vergleich der Energiedichte verschiedener Energieträger bei Normbedingung (0 °C und 1,01325 bar laut DIN 1343)

Aus der Grafik ist zu ersehen, dass Methanol gegenüber vielen anderen Energieträgern im Vorteil ist, da es sowohl eine höhere gravimetrische als auch volumetrische Energiedichte aufweist. Im Folgenden werden die physikalischen Eigenschaften gewählter Energieträger in Tabelle 10 dargestellt.

Physikalische Eigenschaft	Benzin	Diesel	Methanol	Wasserstoff	Ammoniak	LPG
Aggregatzustand bei 20 °C und 1 bar	Flüssig	Flüssig	Flüssig	Gasförmig	Gasförmig	Gasförmig
Dichte (kg/m³)	715-780	815-855	796	0,09	0,7	540 (bei 10 bar)
Energiegehalt (MJ _{LHV} /kg)	41-44	42-43	21	120	19	46

Tabelle 10: Vergleich der physikalischen Eigenschaften ausgewählter Energieträger

Die physikalischen Eigenschaften von Methanol sind sehr ähnlich wie Benzin und Diesel, somit ergibt sich der große Vorteil, die existierende Infrastruktur für Transport und Speicherung nutzen zu können.

2.3.2 Infrastruktur - Produktion, Transport, Speicherung

In diesem Abschnitt werden die Kenndaten der Infrastruktur zur Produktion, zum Transport und zur Speicherung von Methanol erfasst und diskutiert.

Produktion

Es existieren bereits Methanolanlagen mit großer Produktionskapazität (>5.000 t/d). Jedoch basieren derzeitige Methanolanlagen fast ausschließlich auf fossilen Quellen (Kohle/Erdgas). Die weltweit größte Produktionsanlage für grünes Methanol befindet sich in Island mit einer Produktionskapazität von

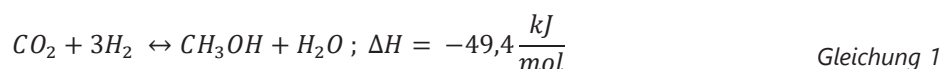
4.000 t/a. Im Gegensatz dazu ist die Produktionskapazität von fossilem Methanol schon im Bereich zwischen 1.500-10.000 t/d. Tabelle 11 stellt eine Zusammenfassung über die allgemeinen Kenndaten der heutigen kommerziellen Technologien zur Produktion von Methanol in der Industrie dar.

Kenndaten	Einheit	Fossiles Methanol	Grünes Methanol
Ausgangsstoffe	-	H ₂ + CO (Syngas)	H ₂ + CO ₂
Temperatur	°C	190-290	240-265
Druck	bar	50-150	30-100
Existierte Produktionskapazität	t/d	1.500-10.000	<12
Exemplarische Technologieanbieter (in alphabetischer Reihenfolge)	-	▪ Haldor Topsoe ▪ Linde ▪ Johnson Matthey ▪ Lurgi ▪ MGC und MHI ▪ Toyo	▪ BASF ▪ Carbon Recycling International (CRI) ▪ Haldor Topsoe ▪ Johnson Matthey ▪ Thyssenkrupp

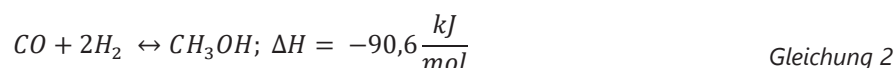
Tabelle 11: Übersicht von Technologien zur Herstellung von fossilem und grünem Methanol

Die Bildung von Methanol kann durch drei chemische Reaktionsgleichungen beschrieben werden (siehe Gleichung 1 bis Gleichung 3).

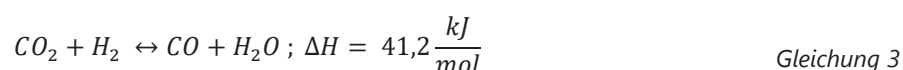
CO₂-Hydrierung:



CO-Hydrierung:



Wassergas-Shift (WGS, oder auch Wassergas-Konvertierungsreaktion):



Die erste Reaktionsgleichung, die sogenannte CO₂-Hydrierung, ist für den Großteil der Methanolproduktion verantwortlich. Die zweite Reaktionsgleichung ist die sogenannte CO-Hydrierung. Die dritte Reaktionsgleichung ist die Wassergas-Shift-Reaktion, wobei CO zu CO₂ durch die Zufuhr von Wasser umgewandelt werden kann.

Grundsätzlich wird bei der Methanolproduktion zwischen CO- und CO₂-basierten Verfahren unterschieden. Derzeit werden ausschließlich CO-basierte Verfahren (siehe Gleichung 2) verwendet, die auf Syngas (H₂ + CO) beruhen, da diese aus fossilen Brennstoffen (z.B. Kohle und Erdgas) erzeugt werden. Für den Fall, dass grüner Wasserstoff aus Elektrolyse eingesetzt wird, wird überwiegend auf CO₂-basierte Verfahren (siehe Gleichung 1) zurückgegriffen. Die beiden Verfahren haben ähnliche Betriebsbedingungen (im Sinne von Temperatur und Druck). Das CO₂-basierte Verfahren hat einen höheren Anteil von Wasser als Nebenprodukt als das CO-basierte. Aus der chemischen Reaktion entsteht bei der CO-basierte Methanolproduktion kein Wasser als Nebenprodukt (siehe Gleichung 1). Jedoch existiert dabei eine bestimmte Menge von CO₂ im Syngas. Tabelle 12 zeigt den Vergleich der

Zusammensetzung von Rohmethanol aus CO-basiertem und CO₂-basiertem Verfahren. Die angegebenen Werte sind nur generisch und können je nach Technologieanbieter in der Realität abweichen.⁴²

Produkte	Einheit	CO-basierte Methanolproduktion	CO ₂ -basierte Methanolproduktion
Methanol	wt-%	84,5	63,7
Wasser	wt-%	15,4	36,2
Verunreinigungen	wt ppm	2.218	496

Tabelle 12: Vergleich der Zusammensetzung zwischen CO-basiertem und CO₂-basiertem Rohmethanol

Transport

Wie bereits dargestellt wurde, hat Methanol den Vorteil, die bestehende Infrastruktur von flüssigen Stoffen (Öl, Benzin, Diesel) nutzen zu können. Dennoch muss beachtet werden, dass Methanol andere chemische Eigenschaften besitzt. Deshalb ist bei der Nutzung der existierenden Infrastruktur eine Anpassung erforderlich. Zum Beispiel müssten bei dem Transport und der Speicherung von Methanol einige Sicherheitsmaßnahmen eingehalten werden. Ausgewählte Sicherheitsmaßnahmen für die jeweiligen Transportmöglichkeiten sind in Tabelle 13 zusammengefasst.

Transport-möglichkeiten	Sicherheitsmaßnahmen	Bemerkungen	Quelle
Schiffstransport	▪ Sauberkeit (um Verunreinigung in Methanol zu vermeiden) ▪ Lecksuche ▪ Geeignete Feuerwehrausrüstung	▪ Ähnlich wie andere flüssige Kohlenwasserstoffe (Rohöl, Benzin, Diesel, MTBE) ▪ Allgemein wird Doppelhüllenschiff zum Transport eingesetzt	43
Zugtransport	▪ Speziell entwickelte Kesselwagen für Druckentlastung während Transit oder Nebenbeschäftigung ▪ Erdung gegen statische Aufladung	▪ Vorsorgemaßnahmen sind ähnlich wie für Ethanol, Benzin, MTBE und Jet Fuel	43
Tanker Truck	▪ Lecksuche ▪ Erdung	▪ Vorsorgemaßnahmen sind im Wesentlichen ähnlich wie für Benzin	43
Pipeline	▪ Lecksuche ▪ Entlüftungs- und Druckentlastungsvorrichtung ▪ Einsatz von Korrosionsschutzmittel	▪ Methanol ist korrosiv ▪ Methanol hat einen niedrigen Siedepunkt	44

Tabelle 13: Beispiele von Sicherheitsmaßnahmen bezüglich des Transports von Methanol

⁴² <https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2020/ee/d0ee01187h>

⁴³ <https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2017/03/Safe-Handling-Manual.pdf>

⁴⁴ <https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2016/06/Compatibility-of-Metals-Alloys-in-Neat-Methanol-Service.pdf>

Bereits in der Vergangenheit wurde Methanol in großen Mengen gehandelt. Daraus folgt, dass eine ausgereifte Wertschöpfungskette für Methanol, inklusive Transport und Speicherung, bereits existiert. Im Allgemeinen werden große Mengen Methanol per Schiffstransport interkontinental transportiert, wobei die inländische Verteilung durch Zug und Tankertruck erfolgt. Für den Schiffstransport von Methanol existieren schon zahlreiche Häfen, die mit passender Infrastruktur ausgerüstet sind. Die Anzahl der Häfen ist in Abbildung 14 für die drei Bereiche Deutschland, Europa und weltweit dargestellt. Laut der Veröffentlichung des Methanol Institute ⁴⁵ sind 47 Häfen mit Speicherkapazitäten von mehr als 50.000 Tonnen ausgerüstet. Die drei deutschen Häfen, die Methanol umschlagen, sind Hamburg (Nordsee), Leinfelden-Echterdingen (Rhein) und Oberhausen. Lediglich Hamburg kann mit direktem Meerzugang dienen.

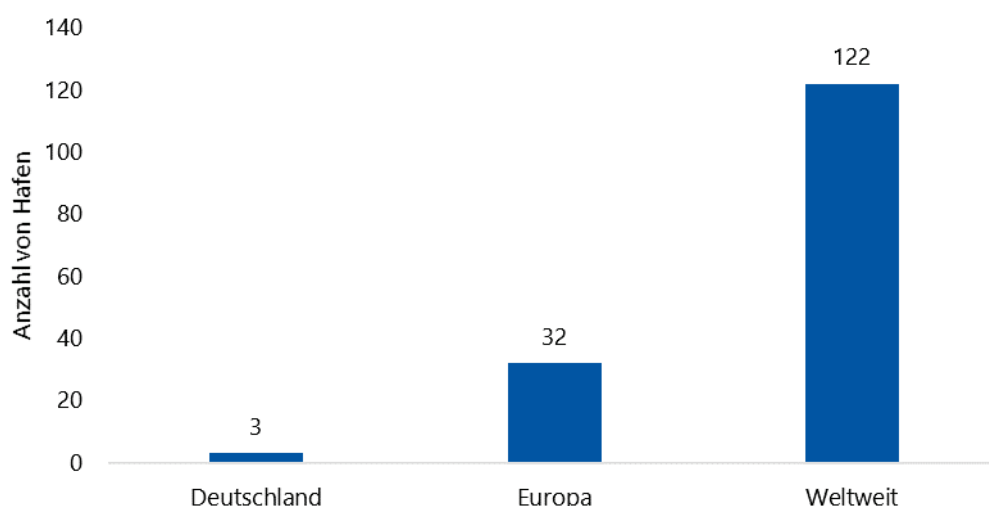


Abbildung 14: Anzahl von Häfen, die in der Lage sind, Methanol zu transportieren und speichern

Der Transport und die Verteilung von Methanol kann aufgrund begrenzter Daten nicht explizit diskutiert werden. Deshalb werden an dieser Stelle die Daten über den Transport chemisch-pharmazeutischer Erzeugnisse (z. B. Polymere, Farbstoffe, Körperpflegemittel, und pharmazeutische Erzeugnisse) in Deutschland genutzt, um den Transport von Methanol zu untersuchen. In Deutschland werden chemisch-pharmazeutische Erzeugnisse (inklusive Gummi- und Kunststoffwaren) überwiegend durch Lastkraftwagen (65 %) transportiert⁴⁶. Die anderen Möglichkeiten sind Eisenbahnverkehr (13 %), Binnenschifffahrt (11 %) und Seeverkehr (11 %). Daraus kann man schlussfolgern, dass der inländische Transport von Methanol zum großen Teil durch Lastkraftwagen erfolgen dürfte.

Der Transport von Methanol via Pipeline wurde häufig in der Literatur genannt. Da Methanol ähnliche physikalische Eigenschaften besitzt wie Öle, kann die existierende Ölpipeline-Infrastruktur zur Nutzung umgewidmet werden. Die erforderliche Umwidmung betrifft hauptsächlich die Sicherheitsmaßnahmen, die bereits in Tabelle 13 erwähnt sind. Allerdings gibt es nur sehr begrenzte, öffentlich zugängliche Informationen über existierende Methanol-Pipeline Infrastruktur. Deshalb kann an dieser Stelle keine weitere detaillierte Diskussion erfolgen.

⁴⁵ <https://www.methanol.org/marine/>

⁴⁶ <https://www.vci.de/die-branch/zahlen-berichte/chemiewirtschaft-in-zahlen-online.jsp>

Speicherung

Die Speicherung von Methanol ist im Wesentlichen ähnlich zu der Speicherung von Benzin. An Docks und Seeterminals wird Methanol typischerweise in Schwimmdachtanks gespeichert. In Raffinerien sowie Chemieparks werden oberirdische Tanklager zur Speicherung von Methanol eingesetzt. Zuletzt kann Methanol auch in portablen Einrichtungen wie beispielsweise Behältern und Fässern gespeichert werden. Dabei ist insbesondere darauf zu achten, dass die Nutzung von diesen Speichermöglichkeiten, aufgrund des häufigen direkten Kontaktes mit Personal, eine höhere Gefährdung für ein Auslaufen besitzt, welches mit entsprechenden Sofortmaßnahmen und anschließenden Aufräumarbeiten verbunden ist.

2.3.3 Projektspezifische Infrastrukturaspekte

In Bezug auf den Projektstandort, wie in Abbildung 1 dargestellt, verfügt die Region über einige sehr positive und auch wesentliche Voraussetzungen für eine positive Umsetzung solcher Projektvorhaben. Diese sind in Tabelle 14 dargestellt:

Themenbereich	Kommentar
CO ₂	Ein am Standort Lägerdorf ansässiges Zementwerk produziert als Nebenprodukt während der eigentlichen Zementfertigung unvermeidbare CO ₂ Emissionen, die aufgrund der relativ hohen Konzentration leichter aus der Abluft abgetrennt werden können.
Strom	Der Standort der Raffinerie Heide wird gerade mit einer 380-400 kV Stromverbindung an den Knotenpunkt Brunsbüttel angeschlossen und hat daher die Infrastruktur, die für den großen Strombezug für den Betrieb der Elektrolyseure notwendig ist (siehe Abbildung 15). ⁴⁷
Pipeline	Die beiden Standorte (Raffinerie Heide, Zementwerk Lägerdorf) sind bereits heute durch eine Pipeline ¹ verbunden, welche durch eine CO ₂ -Pipeline erweitert werden kann und den CO ₂ -Transport auch wirtschaftlich darstellbar macht. Auch die Pipeline von der Raffinerie in den Ölhafen Brunsbüttel ⁴⁸ kann potenziell weiterverwendet werden. Eine Überprüfung des verwendeten Materials der Pipeline sowie des grundsätzlichen Zustandes ist vorausgesetzt.
Abnehmermärkte	Neben der Lieferung via Pipeline ist zusätzlich auch eine Belieferung via Zug und LKW denkbar, da die Infrastruktur (Bahn- und Autobahnanschluss) bereits vorhanden ist. Damit lassen sich auch die Lieferungen von kleineren Mengen realisieren. Auch potentielle Abnehmer sind in der Region Heide/Brunsbüttel bereits vorhanden.
Personal	Die Verfügbarkeit von geschultem Personal für chemie-orientierte Prozesse minimiert die Schulungsnotwendigkeiten auf ein absolutes Minimum, da der Umgang mit Chemikalien bekannt ist.

⁴⁷ <https://www.entsoe.eu/data/map/#6.42/53.308/8.407>

⁴⁸ <https://www.ardmediathek.de/video/nordschau/pipelinebau-in-schleswig-holstein-stumm/ndr/Y3JpZDovL25kci5kZS84ZWE1Y2UyMi1kODkwLTQyZGUtOWQzNi00YmNjMTY1NGEzYTg>

Standort	Der Standort hat bereits eine Genehmigung für komplexe chemische Prozesse erhalten. Daher ist davon auszugehen, dass auch signifikante Änderungen auf ein positives Verfahren hoffen dürfen. Eine detaillierte Überprüfung des Genehmigungsverfahrens nach z. B. Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) ist vorausgesetzt, um eine abschließende Aussage über mögliche Genehmigungsvoraussetzungen treffen zu können.
Speicher- möglich- keiten	Sowohl die Raffinerie Heide als auch der Ölhafen Brunsbüttel verfügen bereits über signifikante Mengen an Speicherkapazitäten für konventionelle Energieträger wie z.B. einen Kavernenspeicher. Die Umwidmung dieser sollte einfach möglich sein. Eine detaillierte Überprüfung des Genehmigungsverfahrens nach z. B. Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) ist vorausgesetzt, um eine abschließende Aussage über mögliche Genehmigungsvoraussetzungen treffen zu können.
Wasser	Die Produktion von Wasserstoff benötigt reines Wasser. Durch die Nähe zum Meer ist eine Versorgung mit Wasser auch langfristig sichergestellt, da notfalls auf Meerwasserentsalzung umgestellt werden könnte.
Seveso-III- Richtlinie	Die Raffinerie Heide ist bereits mit entsprechenden Sicherheitsauflagen konfrontiert (z. B. Seveso-III-Richtlinie), und kennt das Umfeld daher bereits sehr gut. Eine detaillierte Überprüfung der aktuellen bzw. zusätzlich notwendigen Sicherheitsauflagen ist vorausgesetzt, um eine abschließende Aussage über mögliche zusätzliche Auflagen treffen zu können.

Tabelle 14: Projektspezifische Infrastrukturaspekte

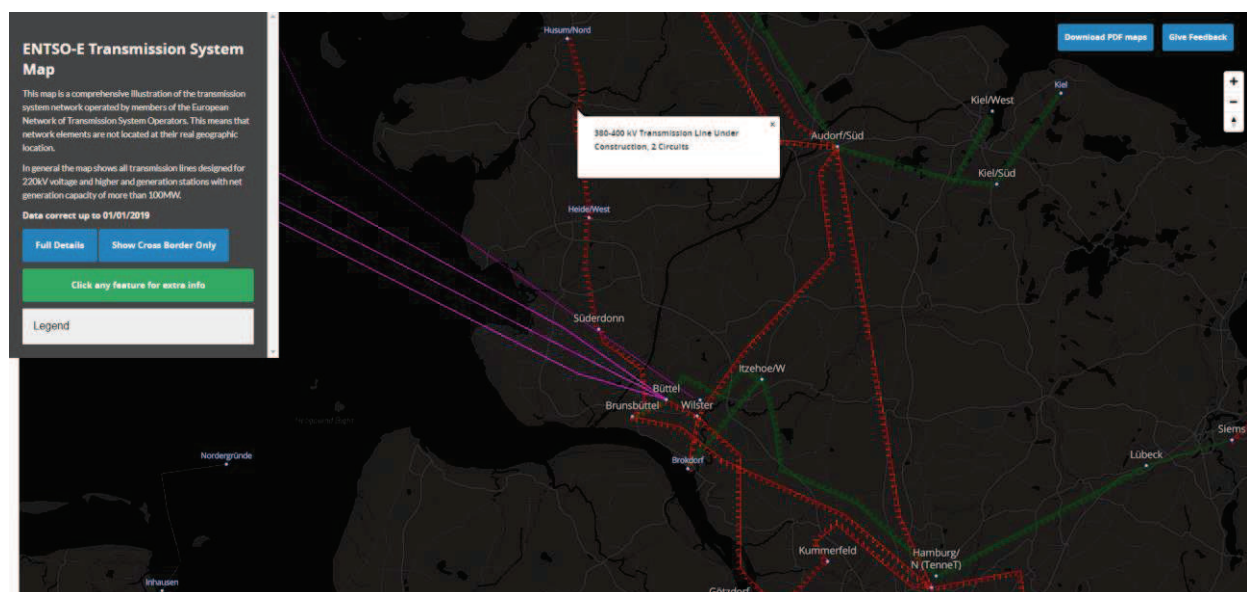


Abbildung 15: Geplante 380-400 kV Netzverbindung zwischen Brunsbüttel und Husum

2.4 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Im nächsten Schritt erfolgt eine Wirtschaftlichkeitsanalyse zur Abschätzung der Herstellungskosten von grünem Methanol. Dabei werden die wesentlichen Kostenblöcke, nämlich amortisierte Kapitalkosten, variable und fixe Betriebskosten, berücksichtigt. Die Herstellungskosten werden durch die Addition der o.g. drei Kostenblöcke (dies ergibt die Jahreskosten in €), dividiert durch die Jahresproduktionsmenge (in t), abgeschätzt. Die Berechnung erfolgt in einem Excel-Modell.

2.4.1 Herstellungskosten von grünem Methanol

Als Erstes werden die einzelnen Kostenblöcke Kapitalkosten, fixe Betriebskosten und variable Betriebskosten ermittelt. Um die Kapitalkosten einer Methanolanlage zu ermitteln, wird folgender Ansatz genutzt: Zunächst werden Werte aus öffentlich zugänglichen Quellen erfasst und anschließend eine Kostenkurve abgebildet. Daraus folgt eine Kostenformel zur Abschätzung der Kapitalkosten einer Methanolanlage, die schon mit einem Größenfaktor (engl. Economy of Scale) verbunden ist. Die Daten sind in Tabelle 15 aufgelistet.

	Referenzcharakter	Produktionskapazität [t/d]	Kapitalkosten [Mio. €]	Spezifische Kapitalkosten [€/kg/h]
Thyssenkrupp ²⁰	Praxis	12	33	66.102
KTH ⁴⁹	Akademisch	30	24	19.107
FlexMethanol (BASF) ²⁰	Praxis	44	42	23.112
KTH ⁴⁹	Akademisch	150	38	6.064
CRI (Norwegen) ²⁰	Praxis	300	169	13.559
DLR ⁵⁰	Akademisch	626	113	4.310
KTH ⁴⁹	Akademisch	750	80	2.559
Aalto-Universität ⁵¹	Akademisch	5.000	391	1.876

Tabelle 15: Liste der Kapitalkosten von Methanolanlagen aus den unterschiedlichen Quellen

Somit ergibt sich aus der Regression eine mathematische Formel, mit der die Kapitalkosten einer Methanolanlage abgeschätzt werden können (siehe Gleichung 4).

$$C = 185188 * X^{-0,573} \quad \text{Gleichung 4}$$

C sind die spezifischen Kapitalkosten der Methanolanlage (in €/kg/h)), X ist die Produktionskapazität der Methanolanlage (in t/d) und der Faktor -0,573 spiegelt die Kostenveränderung mit der Größenänderung wider. Dabei handelt es sich um eine spezielle Form der Formel für den Einfluss der Wirtschaftlichkeit durch große Serie bzw. Großvolumen (engl., economy of scale) wie in Gleichung 5 gezeigt (dabei sind C_1 und C_2 die Kosten des Referenz- bzw. Zielsystems, Q_1 und Q_2 die Größe des Referenz- und Zielsystems und Y der Größenanpassungskoeffizient, engl., economy of scale coefficient).

$$\frac{C_2}{C_1} = \left(\frac{Q_2}{Q_1} \right)^Y \quad \text{Gleichung 5}$$

Zum besseren Verständnis wird die Gleichung 4 in Abbildung 16 illustriert. Erfahrungsgemäß beträgt die Kostenschätzungsgenauigkeit ± 40 % wie auch in der Grafik dargestellt.

⁴⁹ <https://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:1290829/FULLTEXT01.pdf>

⁵⁰ https://elib.dlr.de/187001/1/2022-04-01_EVT_TEA_Green_MeOH_Production_DLR_Yoga%20Rahmat.pdf

⁵¹ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212982020300688>

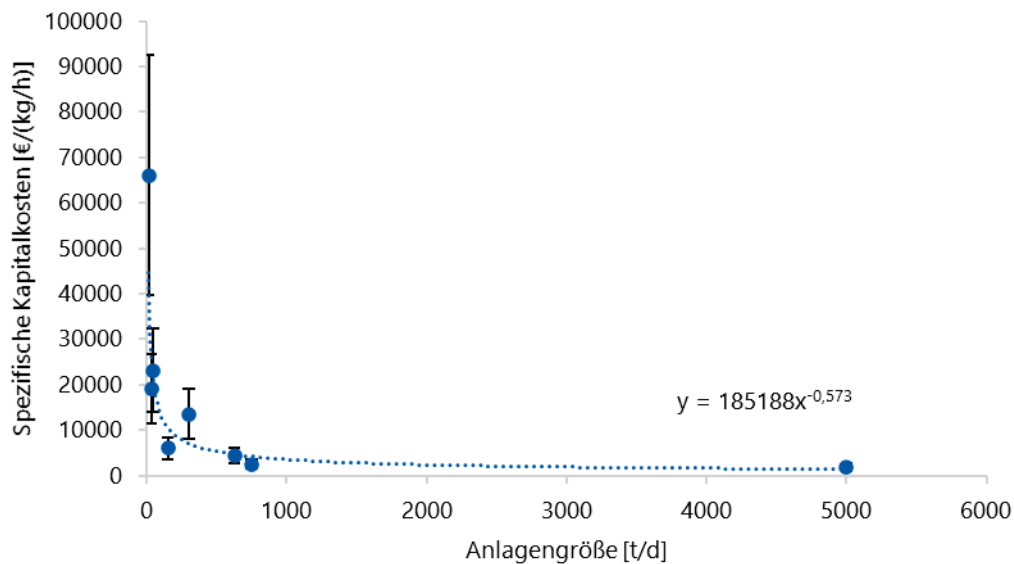


Abbildung 16: Kostenkurve, ermittelt durch erfasste Kapitalkosten der Methanolanlage aus unterschiedlichen Quellen

Die betrieblichen Kosten sind in zwei Kostenblöcke unterteilt: fixe Betriebskosten und variable Betriebskosten. Die fixen Betriebskosten ergeben sich aus den Wartungs- und Instandhaltungskosten, sowie weiteren Fixkosten wie Personal, Versicherung der Anlagen, etc. Hierzu ist es wichtig zu wissen, dass der Katalysator ein wichtiger Anteil der Betriebskosten ist. Dieser kann jedoch aufgrund eingeschränkter Daten nicht explizit analysiert werden. Dementsprechend ist angenommen, dass diese Kosten den fixen Betriebskosten zugerechnet sind. Für die fixen Betriebskosten werden 10 % der Kapitalkosten angenommen. Dies ist konsistent mit der Annahme in Fachliteraturen⁵². Die variablen Betriebskosten werden vor allem durch den Betriebsmitteleinsatz bestimmt. Ein beispielhaftes Prozessflussdiagramm über die grüne Methanolproduktion ist in Abbildung 17 dargestellt (WRG steht für Wärmerückgewinnung).

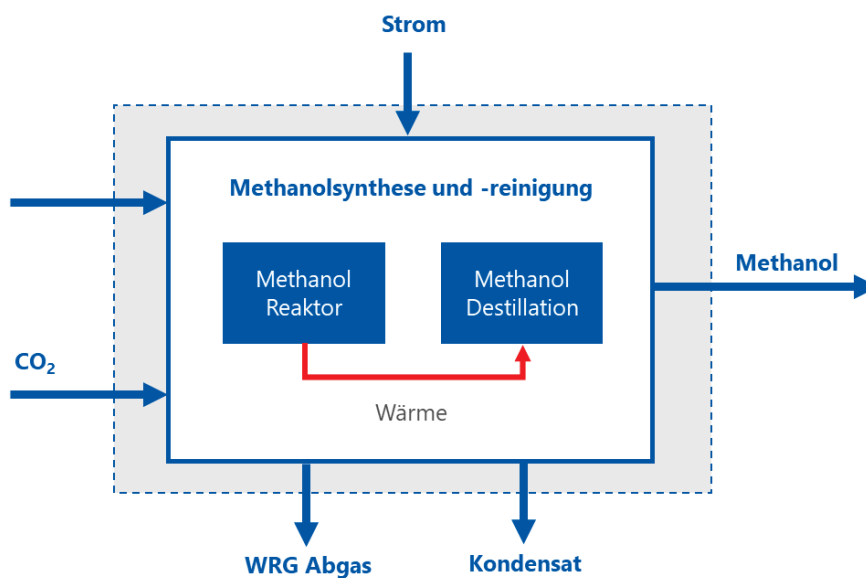


Abbildung 17: Schematische Darstellung des Blockfließdiagramms zur Herstellung von grünem Methanol

⁵² <https://www.springerprofessional.de/en/power-to-methanol-techno-economical-and-ecological-insights/16654546>

Zu den Betriebsmitteln gehören die Kosten für Einsatzstoffe Wasserstoff und CO₂, sowie für Hilfsenergie in Form von Strom und Wärme, aber auch die Kosten für eventuelle Abgasreinigung und Entsorgung des Kondensats. Die jeweiligen Kosten entstehen aus der Multiplikation von Preis und Menge. Tabelle 16 zeigt eine generische Massen- und Energiebilanz zur Produktion von grünem Methanol. Die Daten sind generisch und beziehen sich nicht auf einem spezifischen Technologieanbieter. Der Prozess ist grundsätzlich exotherm und benötigt lediglich für den Start Wärme, um die Betriebsbedingungen bzw. -temperatur zu erreichen.

	H ₂ -Bedarf [kg/kg _{Produkt}]	CO ₂ -Bedarf [kg/kg _{Produkt}]	Abwasser [kg/kg _{Produkt}]	Strombedarf [kWh _{el} /kg _{Produkt}]	Wärmebedarf [kWh _{th} /kg _{Produkt}]
Methanol Synthese	0,20	1,42	0,56	0,20	-0,49

Tabelle 16: Massen- und Energiebilanzen der Herstellung von grünem Methanol

Der negative Wärmebedarf bedeutet, dass Abwärme aus der Methanolproduktion verfügbar ist. Da in dieser Studie keine Wärmeintegration berücksichtigt wird, geht dieser Wert nicht mehr in die weitere Berechnung mit ein.

Die Preise der jeweiligen Kosten sind in Tabelle 17 enthalten. Darin sind auch andere wirtschaftliche Parameter aufgelistet.

Parameter	Einheit	Wert	Bemerkungen
Zinsrate	%	10	EARH
Lebensdauer	a	20	EARH
Volllaststunden	h/a	8.000	EARH
Stromkosten	€/MWh	3	Erste Näherung
Wasserkosten	€/m ³	3	Erste Näherung
Abwasserbehandlung	€/m ³	4	Erste Näherung
H ₂ -Kaufpreis	€/kg	3,5	EARH
CO ₂ -Kaufpreis	€/kg	0,078	ETS

Tabelle 17: Wirtschaftliche Parameter einer Methanolanlage

Vier wirtschaftliche Parameter, nämlich Zinsrate, Lebensdauer der Anlage, Volllaststunden und Kaufpreis von grünem Wasserstoff, werden von der Region Heide angegeben. Die weiteren Parameter werden durch eine erste Näherung angenommen. Laut den Angaben des EU-Emission Trading System (ETS), lag der durchschnittliche CO₂-Kaufpreis Ende 2021 bei etwa 78 €/t.⁵³ Dieser Preis stimmt gut mit den Herstellungskosten von CO₂ aus Zementwerk (zwischen 60-120 USD/t) nach International Energy Agency (IEA) überein.⁵⁴ Außerdem liegt der Kaufpreis von grünem Wasserstoff laut Hydrex aktuell zwischen 2,93 und 33,98 €/kg (mit Stand vom 16.11.2022). Der Hydrex ist ein sich täglich ändernder Index, der eine Preisreferenz für grauen, blauen, und grünen Wasserstoff bietet. Dieser Index wird vom

⁵³ <https://www.boerse.de/rohstoffe/Co2-Emissionsrechtepreis/XC000A0C4KJ2>

⁵⁴ <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/levelised-cost-of-co2-capture-by-sector-and-initial-co2-concentration-2019>

Beratungsunternehmen E-Bridge Consulting GmbH entwickelt⁵⁵. Darüber lässt sich die Kostenschätzung hinsichtlich den Ausgangsstoffen (H₂ und CO₂) einordnen.

Ein mathematisches Modell wurde entwickelt, um die Herstellungskosten von grünem Methanol entsprechend der oben genannten Methode zu berechnen. Unter Verwendung der aufgeführten Kostenparameter, ergeben sich aus dem Modell Herstellungskosten von grünem Methanol von 925 €/t. Dies ist in sehr guter Übereinstimmung mit den Werten (700-2.000 €/t) aus anderen Quellen.²⁰ Die Zwischenergebnisse für die Berechnung der Herstellungskosten von grünem Methanol wie z.B. Massen- und Energiebilanzen sowie CAPEX- und OPEX-Berechnungen sind in der Anlage verfügbar (siehe Tabelle 39 und Tabelle 40). Die Herstellungskosten von grünem Methanol können als eine Funktion des H₂- und CO₂-Preises dargestellt werden, um das Kostenreduzierungspotential von grünem Methanol zu bestimmen. Das Ergebnis ist in Abbildung 18 präsentiert.

Methanol Kosten [€/t]		CO ₂ Kosten [€/kg]								
		-	0,02	0,04	0,06	0,08	0,10	0,12	0,14	0,16
H ₂ -Kosten [€/kg]	1,00	326	355	383	411	440	468	497	525	553
	1,50	424	452	481	509	537	566	594	623	651
	2,00	521	550	578	606	635	663	692	720	748
	2,50	619	647	676	704	732	761	789	818	846
	3,00	716	745	773	801	830	858	887	915	943
	3,50	814	842	871	899	927	956	984	1.013	1.041
	4,00	911	940	968	996	1.025	1.053	1.082	1.110	1.138
	4,50	1.009	1.037	1.066	1.094	1.122	1.151	1.179	1.208	1.236
	5,00	1.106	1.135	1.163	1.191	1.220	1.248	1.277	1.305	1.333

Abbildung 18: Herstellungskosten von grünem Methanol als Funktion des H₂- und CO₂-Preises

Wie bereits in Abschnitt 2.2.3 genannt, liegt der Marktpreis von Methanol unter 700 €/t (siehe Abbildung 10). Somit sind die Herstellungskosten von grünem Methanol noch nicht konkurrenzfähig. Jedoch zeigt das Ergebnis, dass es ein großes Kostenreduzierungspotential gibt, um Herstellungskosten von grünem Methanol bis knapp 330 €/t erreichen zu können. Jedoch ist dies nur möglich, wenn grüner Wasserstoff auf einem sehr niedrigen Preisniveau verfügbar ist. Außerdem ist es sinnvoll, die Kostenverteilung der Herstellungskosten von grünem Methanol zu präsentieren. Dies kann dazu führen, das Kostenreduzierungspotential besser zu erklären. Die Kostenverteilung der Herstellungskosten von grünem Methanol ist in Abbildung 19 illustriert. Die Berechnung dafür ist in Tabelle 40 verfügbar.

⁵⁵ <https://www.e-bridge.com/>

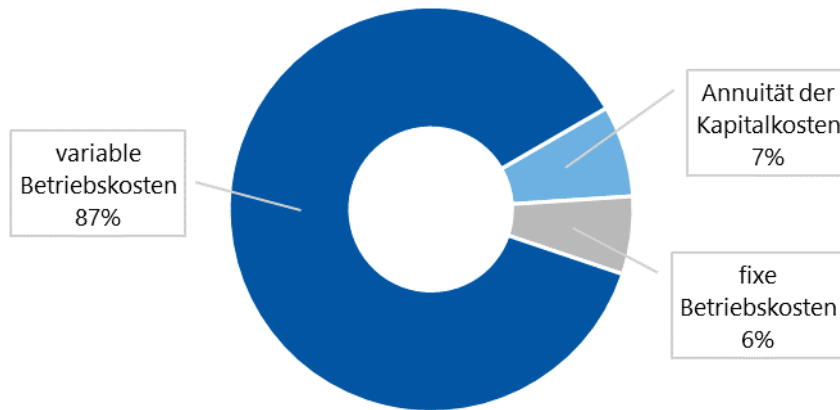


Abbildung 19: Kostenverteilung der Herstellungskosten von grünem Methanol

Aus der Kostenverteilung folgt, dass die variablen Betriebskosten (87 %) der größte Kostenanteil der Herstellungskosten sind. Dieser hohe Anteil lässt sich auf die hohen Kosten von grünem Wasserstoff zurückführen (siehe Abbildung 20). Die Berechnung dafür ist in Tabelle 40 verfügbar. Die Kostenverteilung der variablen Betriebskosten zeigt, dass der Kaufpreis von grünem Wasserstoff der dominante Faktor ist, gefolgt von dem Kaufpreis von Kohlendioxid. Im Gegensatz dazu sind die weiteren Kosten wie Strom und Abwasserreinigung für die Methanolsynthese selbst unbedeutend.

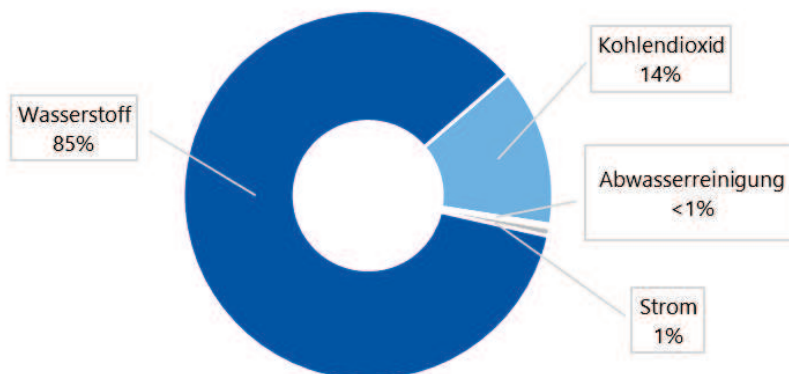


Abbildung 20: Kostenverteilung der variablen Betriebskosten

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse hat gezeigt, dass der H₂-Kaufpreis den stärksten Einfluss auf die Herstellungskosten von grünem Methanol besitzt. Der zweistärkste Einfluss kommt von den CO₂-Kosten. Zusammenfassend liegt das größte Kostenreduzierungspotential von grünem Methanol an den Rohstoffpreisen.

2.4.2 Sensitivitätsanalyse

Es werden bereits oben in Tabelle 17 die wirtschaftlichen Parameter aufgelistet, die zum Aufbau des Kostenabschätzungsmodells benötigt werden. Um die Einflüsse dieser Parameter auf die Herstellungskosten von grünem Methanol zu untersuchen, wird im nächsten Schritt eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Die Sensitivitätsanalyse soll zeigen, wie stark eine Änderung in den Eingangsparameter Einfluss auf die Herstellungskosten von grünem Methanol hat. Abbildung 21 stellt

eine Zusammenfassung von den Ergebnissen der Sensitivitätsanalyse dar. Zu beachten ist, dass sich die Linien für CO₂-Kosten und Kapitalkosten sowie die Linien für Volllaststunden und Zinsrate sehr nah aneinander liegen.

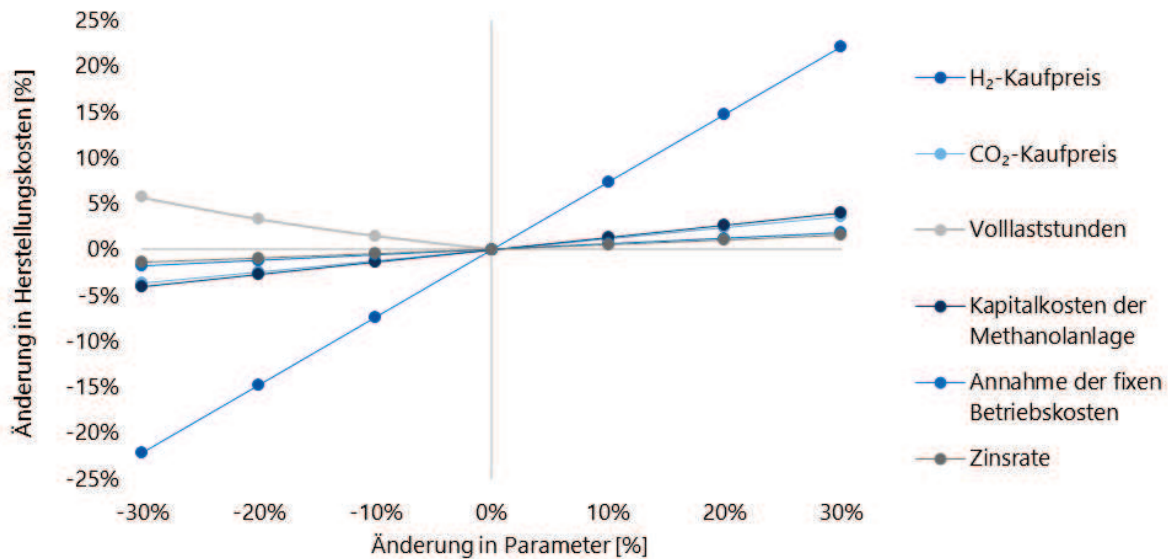


Abbildung 21: Änderung der Produktionskosten von grünem Methanol in Abhängigkeit von ausgewählten Parametern

Aus dem Ergebnis ist klar, dass der H₂-Kaufpreis den stärksten Einfluss auf die Herstellungskosten von grünem Methanol hat. Das ist konsistent mit der Aussage in dem vorherigen Abschnitt. Zum Beispiel kann eine 30 %-Minderung des H₂-Kaufpreises ungefähr eine 22 %-ige Senkung in den Herstellungskosten verursachen. Außerdem ist der Einfluss der Volllaststunden bemerkenswert. Da in dieser Studie bereits eine hohe Anzahl an Volllaststunden (8.000 h/a) gewählt wurde, wird der Einfluss einer Reduzierung der Volllaststunden untersucht. Aus dem Ergebnis ist deutlich, dass sich die Herstellungskosten von grünem Methanol durch niedrige Volllaststunden erhöhen. Jedoch muss erwähnt werden, dass die Änderung der Herstellungskosten von grünem Methanol aufgrund veränderter Volllaststunden nicht linear ist. Dies ist auf die unterschiedlichen Änderungsraten der gesamten Kostenblöcke und der jährlichen Methanolproduktion in Abhängigkeit von Volllaststunden zurückzuführen. Um den Einfluss der Volllaststunden besser zu visualisieren, werden die Herstellungskosten von grünem Methanol in Abhängigkeit von variablen Volllaststunden in Abbildung 22 dargestellt.

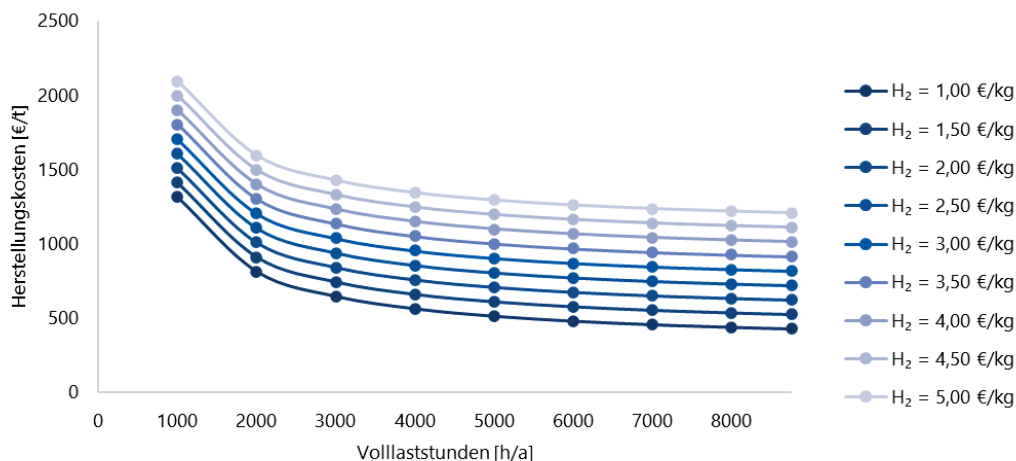


Abbildung 22: Herstellungskosten von grünem Methanol in Abhängigkeit von Betriebsvolllaststunden

Die Grafik zeigt, dass die Herstellungskosten von grünem Methanol mit sinkenden Volllaststunden stärker ansteigen. Die genaue Erklärung ist wie folgt: Die variablen Betriebskosten und die jährliche Methanolproduktion sinket mit den absteigenden Volllaststunden. Im Gegensatz dazu sind die Kapitalkosten und die fixen Betriebskosten unabhängig von den Volllaststunden. Daraus entstehen die unterschiedlichen Änderungsraten der gesamten Kostenblöcke und der Produktionsmenge von Methanol.

Abbildung 23 zeigt die Herstellungskosten von grünem Methanol in Abhängigkeit der Anlagengröße. Die Herstellungskosten von grünem Methanol ist nicht linear abhängig von der Anlagengröße. Dies lässt sich aus der nichtlinearen Kapitalkostenabschätzungsformel erklären (siehe Abbildung 16).

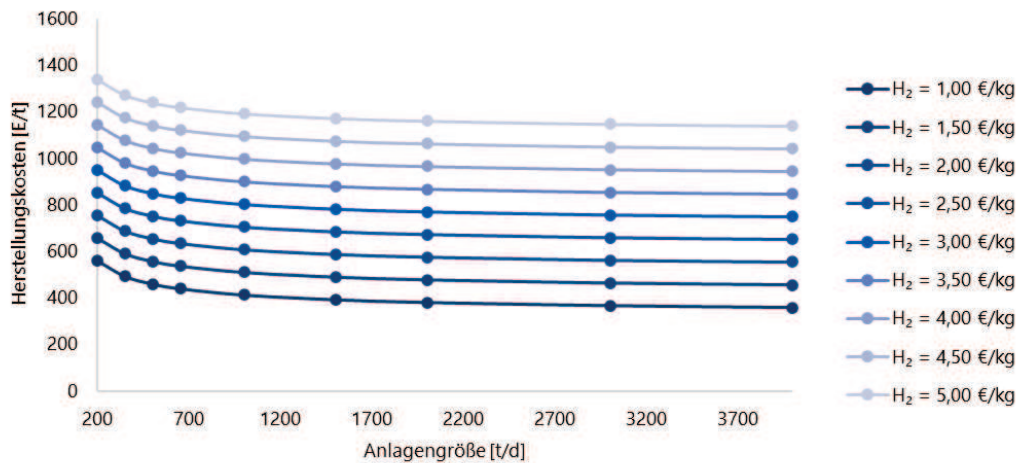


Abbildung 23: Herstellungskosten von grünem Methanol in Abhängigkeit von Anlagengröße

Zur Vollständigkeit werden auch Sensitivitätsanalysen weiterer Parameter in Abbildung 24 präsentiert: CO₂-Kaufpreis, Zinsrate, Kapitalkosten der Methanolanlage, und fixe Betriebskosten.

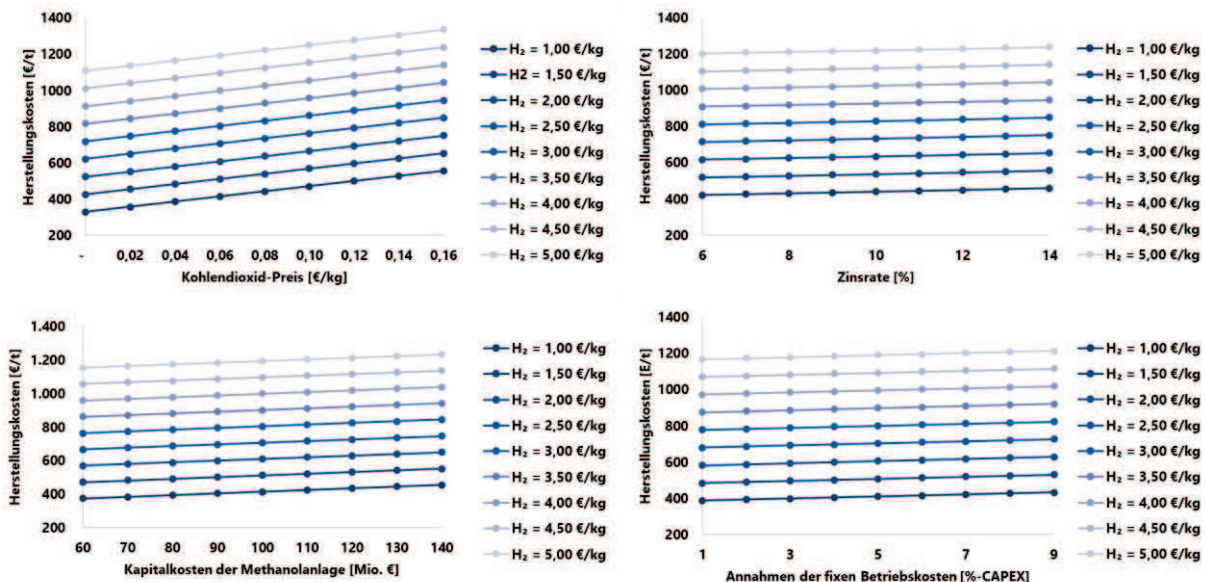


Abbildung 24: Produktionskosten von grünem Methanol in Abhängigkeit von CO₂-Kaufpreis (oben links), Zinsrate (oben rechts), Kapitalkosten der Methanolanlage (unten links) und Annahme der fixen Betriebskosten (unten rechts)

Aus der Grafik folgt, dass die Herstellungskosten von grünem Methanol linear abhängig von den Parametern CO₂-Kaufpreis, Zinsrate, Kapitalkosten der Methanolanlage und den fixen Betriebskosten

sind. Außerdem hat der CO₂-Kaufpreis einen signifikanten Einfluss auf die Herstellungskosten von grünem Methanol. Eine 30 %-Erhöhung des CO₂-Kaufpreises verursacht eine Steigerung in den Herstellungskosten von grünem Methanol von knapp 4 %. Ähnlich gilt dies auch für die Kapitalkosten der Methanolanlage. Sollten die Kapitalkosten der Methanolanlage um 30 % steigen, erhöhen sich die Herstellungskosten von grünem Methanol um ungefähr 4 %. Im Vergleich dazu beeinflussen die restlichen Parameter die Herstellungskosten von grünem Methanol nur wenig. Zum Beispiel ändern sich die Herstellungskosten von grünem Methanol um circa 1 %, wenn sich die fixen Betriebskosten oder die Zinsrate um 30 % ändern. Somit sind diese beide Parameter nur von untergeordneter Bedeutung.

3 Methanolderivate

In diesem Kapitel wird näher auf die Methanolderivate und deren Produktion eingegangen. Zunächst werden der technologische Reifegrad (TRL) sowie der kommerzielle Reifeindex (CRI) vorgestellt. Danach wird der aktuelle Stand des Marktes der ausgewählten Methanolderivate präsentiert. Dieser beinhaltet sowohl die Absatzvolumina als auch die Produktionstechnologien inklusiv deren TRL der ausgewählten Methanolderivate. Die Produktionstechnologien werden kurz beschrieben. Zum Schluss wird auch eine Wirtschaftlichkeitsanalyse für die ausgewählten Methanolderivate mit der gleichen Methode durchgeführt.

3.1 Technologischer Reifegrad und kommerzieller Reifeindex

Um eine Finanzierung für Projekte bewerkstelligen zu können, muss sowohl der technologische Reifegrad (engl. technical readiness level, TRL) als auch der kommerzielle Reifeindex (engl., commercial readiness index, CRI) gewährleistet sein. Abbildung 25 zeigt, wie diese beiden Reifegrade miteinander verbunden sind.⁵⁶ Für die Finanzierung durch z. B. Banken ist zu erkennen, dass der CRI wichtiger ist als der TRL, bzw. dass der TRL in der Regel impliziert als angemessen angenommen wird. In der Projektförderung ist der TRL wichtiger, da er einen Rückschluss über die bereits geleistete Arbeit der Technologieentwicklung erlaubt. Abbildung 25 stellt die Übersicht von TRL und CRI dar.

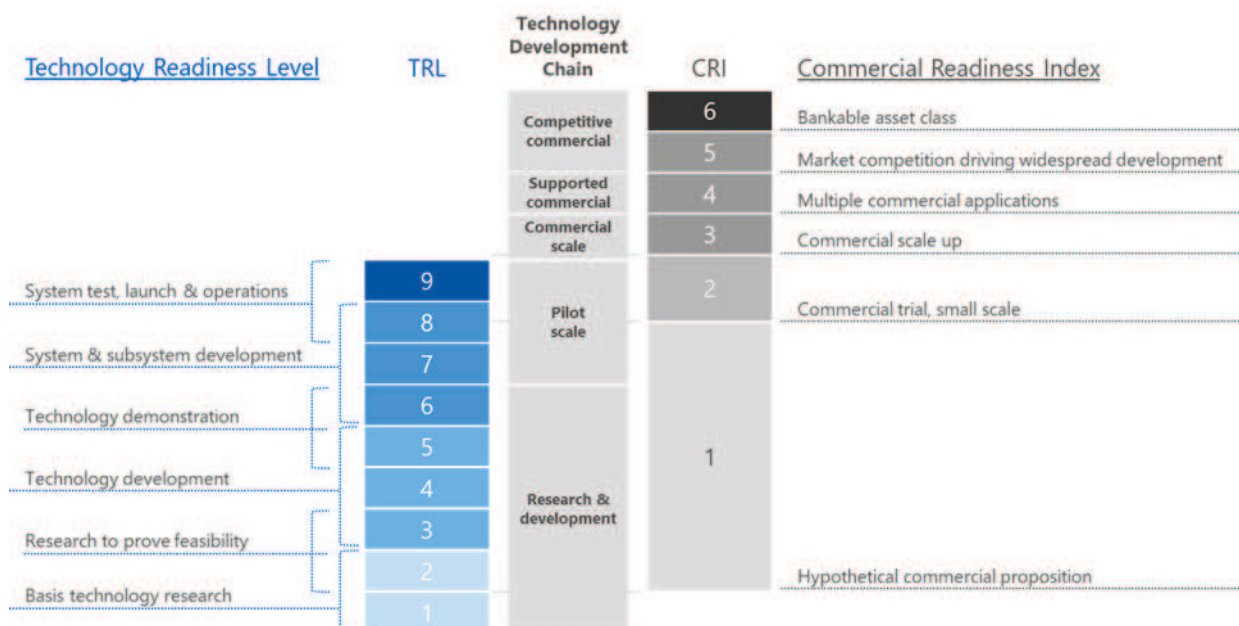


Abbildung 25: Technischer und wirtschaftlicher Reifegrad

Ähnlich sieht es auch die IEA: Das Erreichen eines Stadiums, in dem eine Technologie als technologisch ausgereift angesehen werden kann (TRL 9), ist nicht ausreichend, um auch die technologische Bereitschaft auf breitem Feld und die Finanzierbarkeit (engl. bankability) zu gewährleisten. Technologien müssen über das TRL 9-Stadium hinaus weiterentwickelt werden, um in bestehende Systeme integriert werden zu können, oder sich anderweitig weiterentwickeln, um Skalierung erreichen zu können. Möglicherweise müssen andere unterstützende Technologien entwickelt oder Lieferketten eingerichtet werden, was wiederum eine Weiterentwicklung der Technologie selbst erfordern könnte.

⁵⁶ <https://arena.gov.au/assets/2014/02/Commercial-Readiness-Index.pdf>

Aus diesem Grund hat die IEA die in diesem Bericht verwendete TRL-Skala erweitert, um zwei zusätzliche Bereitschaftsstufen aufzunehmen (siehe Abbildung 26).⁵⁷

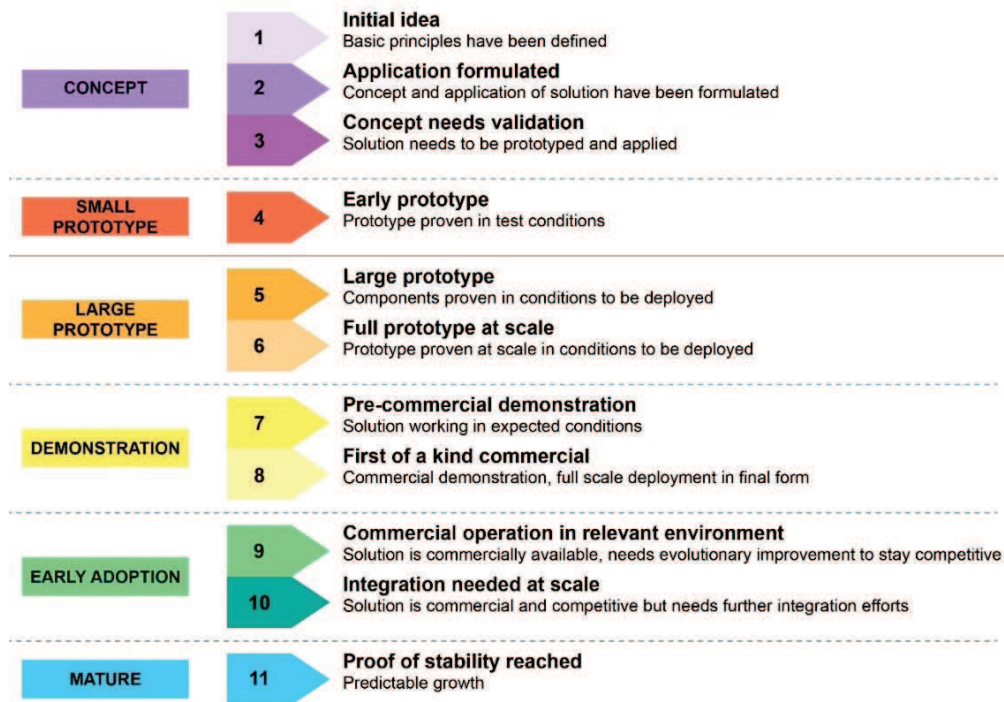


Abbildung 26: Technischer Reifegrad laut IEA

Die von der IEA abgeänderten TRL-Stufen zeigt Tabelle 18.

TRL-Stufe	Titel	Bemerkung
9	Kommerzieller Betrieb in relevanter Umgebung	Die Lösung ist kommerziell verfügbar, muss jedoch in ihrem Fortbestand weiterentwickelt werden, um wirtschaftlich zu bleiben.
10	Integrationsbedarf notwendig in Großeinheiten	Weitere Innovationsanstrengungen sind erforderlich, um die Technologie in Großeinheiten integrieren zu können.
11	Nachweis der Stabilität erreicht	Die Technologie hat einen Zustand erreicht, in der das zukünftige Wachstum vorhersagbar ist.

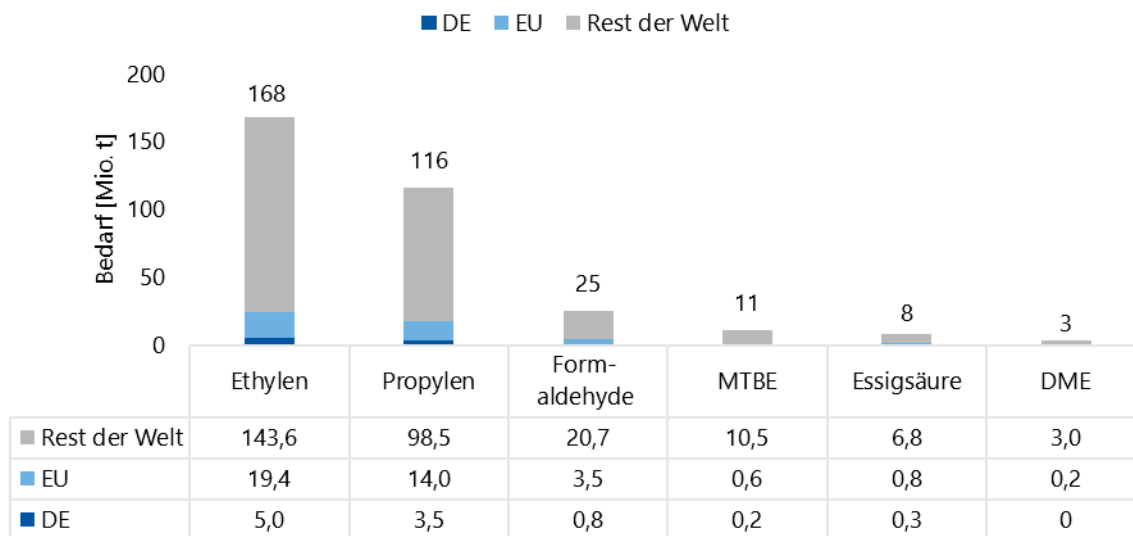
Tabelle 18: Zusätzlichen TRL-Stufen laut IEA.

3.2 Aktueller Stand der Märkte

In einem ersten Schritt werden Methanolderivate mit hohem Marktinteresse aufgezeigt. Diese lassen sich durch den Methanolbedarf nach Verwendung (siehe Abbildung 7) erkennen. Die fünf Methanolderivate mit dem höchsten jährlichen Methanolbedarf wurden für die nähere Betrachtung ausgewählt. Dabei sind die Ottomischkraftstoffe ausgeschlossen, da diese eher als direkte Verwendung von Methanol gelten. Abbildung 27 präsentiert den aktuellen Bedarf von Methanolderivaten. Bei dem Bedarf von Olefinen (Ethylen und Propylen) ist zu erwähnen, dass dabei nicht nur der Anteil aus MTO-Verfahren, sondern auch den Anteil aus anderen petrochemischen Verfahren wie der Dampfspaltung (engl. steam cracking)

⁵⁷ <https://www.iea.org/reports/clean-energy-innovation/innovation-needs-in-the-sustainable-development-scenario>

berücksichtigt wird. Aus der Abbildung 27 ist deutlich, dass Olefine im Vergleich zu den anderen Methanolderivaten einen deutlich höheren Marktbedarf besitzen.



Daten: VCI, petrochemistry.eu, Statista.com

Abbildung 27: Bedarf der ausgewählten Methanolderivate

Als Nächstes werden die Einsatzgebiete der ausgewählten Methanolderivate kurz beschrieben. Tabelle 19 stellt eine tabellarische Übersicht hinsichtlich der TRL, Lizenzgeber und Einsatzgebiete der fünf ausgewählten Methanolderivate dar.

Derivate	TRL	Hauptprodukte	Exemplarische Lizenzgeber (in alphabetischer Reihenfolge)	Einsatzgebiete
Methanol-to-Olefins (MTO)	9-11	Ethylen, Propylen	- Honeywell UOP - Lurgi - Sinopec	Ausgangsstoff für Polyethylen (PE) und Polypropylen (PP)
Formaldehyde	9-11	Formaldehyde	- Alder - BASF - Dynea - Johnson Matthey - Pörner	Klebstoffbestandteil in Holzwerkstoffen (Möbel und Innenausbau)
Methyl Tert-Butyl Ether (MTBE)	9-11	MTBE	- IFP und UOP - Lummus - Yarsintez SRI	Otto-Motor (Oktanzahlerhöhung)
Essigsäure	9-11	Essigsäure	- BP Chemicals - Celanese	Essig, Farbstoffe, Medikamente, Pestizide
Dimethyl-Ether (DME)	9-11	DME	- Haldor Topsoe - Johnson Matthey	Als Treibgas in Aerosolprodukten, Kraftstoff

Tabelle 19: Übersicht der ersten fünf Methanolderivate

Methanol-to-Olefins (MTO) zählt mit ungefähr 31 % (siehe Abbildung 7) zu den häufigsten verwendeten Methanolderivaten. Dabei werden Olefine, hauptsächlich Ethylen und Propylen, die aus Methanol

produziert werden, weiter zu chemischen Produkten wie Polyethylen (PE) und Polypropylen verarbeitet. Während Polyethylen hauptsächlich für die Herstellung von Verpackungen und Folien genutzt⁵⁸ wird, besitzt Polypropylen ein breites Einsatzgebiet, von Medizintechnik und Innenausstattung für Fahrzeuge, über Lebensmittel- und Kosmetikverpackungen, bis hin zu Druck- und Abwasserrohren⁵⁹. Formaldehyde kommen in verschiedenen Bereichen zum Einsatz, werden aber hauptsächlich genutzt, um Harnstoffharz zu produzieren. Dieser wird beispielsweise als Klebstoff für Holzwerkstoffe verwendet. Hier ist wichtig zu erwähnen, dass Formaldehyd in der EU seit 2014 als „kann Krebs erzeugen“ eingestuft ist. Methyl Tert-Butyl Ether (MTBE) wird hauptsächlich als Klopfschutzmittel, auch sogenannte Oktanzahlerhöhungsmittel, in Ottokraftstoffen genutzt. Essigsäure hat eine große Bedeutung als Geschmackstoff, indem sie meist in Form von Essig genutzt wird. Außerdem kommt Essigsäure auch in Farbstoffen, Medikamenten und Pestiziden zum Einsatz. Zuletzt wird Dimethyl-Ether (DME) häufig als Treibgas in Aerosolprodukten verwendet. Zudem kann DME auch als Kraftstoff in Dieselmotoren genutzt werden.

3.3 Produktionstechnologien

In diesem Abschnitt werden die Produktionstechnologien der fünf ausgewählten Methanolderivate kurz beschrieben. Tabelle 20 zeigt die generischen technischen Kenndaten der Produktion der Methanolderivate.

Derivate	Herstellungsprozesse	Edukte	Temperatur	Druck	Produkte
MTO	MTO	▪ Methanol	400-550 °C	1-5 bar	▪ Ethylen ▪ Propylen ▪ Wasser
Formal-dehyde	▪ Silberkontakt-verfahren ▪ Metalloxid-verfahren	▪ Methanol ▪ (Sauerstoff)	▪ 600-720 °C ▪ 300-400 °C	atm	▪ Formal-dehyde ▪ Wasser
Methyl Tert-Butyl Ether (MTBE)	Ether-Synthese aus Isobuten und Methanol	▪ Methanol ▪ Isobuten	40-90 °C	3-20 bar	▪ MTBE ▪ C₄-Kohlenwasserstoffe
Essig-säure	Methanol-Carbonylierung	▪ Methanol ▪ Kohlenmonoxid ▪ (CO)	150-200 °C	30-60 bar	▪ Essigsäure (95 %) ▪ Formalde-hyde ▪ Ameisen-säure
DME	Dehydrierung von Methanol	▪ Methanol	250-400 °C	1-30 bar	▪ DME ▪ Wasser

Tabelle 20: Übersicht der technischen Kenndaten von Methanolderivate

⁵⁸ <https://www.kunststoffe.de/a/grundlagenartikel/polyethylen-pe-254120>

⁵⁹ <https://www.kunststoffe.de/a/grundlagenartikel/polypropylen-pp-264406>

Methanol-to-Olefins (MTO)

MTO-Verfahren wurde erstmals im Jahr 1981 von dem US-amerikanischen Chemieunternehmen Union Carbide vorgestellt. Im Allgemeinen sind MTO-Verfahren eng mit Methanol-to-Gasoline (MTG)-Verfahren verwandt. Durch sorgfältige Kontrolle der Prozessbedingungen (Temperatur, Raumgeschwindigkeit) können die Methanol-to-Gasoline/Hydrocarbon Reaktionen unterbrochen werden. Dies führt zu dem heute üblichen MTO-Verfahren die bei 400-550 °C unter niedrigem Druck (1-5 bar) betrieben werden.⁶⁰

Formaldehyde

Zwei Verfahren sind möglich, um Formaldehyde aus Methanol herzustellen: Silberkontaktverfahren und Metalloxidverfahren. Bei beiden Verfahren handelt es sich um katalytische Oxidation, wobei der Hauptunterschied an dem Katalysator liegt. Für Silberkontaktverfahren wird Silberkatalysator verwendet, während Metalloxide wie Eisenoxid in Kombination mit Molybdän und/oder Vanadium für Metalloxidverfahren eingesetzt werden. Ein qualitativer Vergleich von den beiden Verfahren ist in Tabelle 21 zusammengefasst. Vor allem sind wirtschaftliche Aspekte, Verwendung des Produkts, Anlagengröße und Anlagenbetrieb bei der Technologiewahl zu berücksichtigen. Nichtsdestotrotz könnte aufgrund des aktuell hohen Methanolpreises Metalloxidverfahren bevorzugt werden, denn dieses besitzt einen höheren chemischen Umsatz.

Aspekte	Silberkontaktverfahren	Metalloxidverfahren
Investitionskosten	Niedriger	Höher
Betriebskosten ⁶¹	Niedriger	Höher
Chemischer Umsatz	Niedriger	Höher
Betriebstemperatur	600-720 °C	300-400 °C

Tabelle 21: Vergleich zwischen Silberkontaktverfahren und Metalloxidverfahren zur Herstellung von Formaldehyde aus Methanol

Methyl-Tert-Butyl-Ether (MTBE)

Für die Herstellung von MTBE wird außer Methanol auch Isobuten eingesetzt. Dabei wird Methanol und Isobuten an sauren Ionenaustauschern zu MTBE umgesetzt. Typische Betriebsbedingungen liegen in einem Temperaturbereich von 30-120 °C (bevorzugt 40-90 °C) und einem Druck von 1-50 bar (bevorzugt 3-20 bar).

Essigsäure

Essigsäure kann durch die sogenannte Methanol-Carbonylierung hergestellt werden. Obwohl weitere Verfahren wie Oxidation von Acetaldehyd, Kohlenwasserstoff-Oxidation (Ethylen, C₂H₄) und Fermentation vorhanden sind, wird bei diesen Verfahren kein Methanol eingesetzt. Deswegen liegt der Fokus hier auf dem Methanol-Carbonylierung-Verfahren. Als Rohstoffe werden Methanol und Kohlenmonoxid (CO) für das Carbonylierung-Verfahren eingesetzt. Die typischen Betriebsbedingungen sind eine Temperatur von 150-200 °C und ein Druck von 30-60 bar. Verschiedene Katalysatoren werden eingesetzt: Kobalt (Co), Rhodium (Rh) und Iridium (Ir). Jedoch ist das Co-Katalysator-basierte Verfahren (BASF) aufgrund der

⁶⁰ <https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/10916466.2018.1555589>

⁶¹ Dazu gehören auch Kosten für Katalysator

niedrigen Selektivität bezogen auf CO nicht konkurrenzfähig und hier nur noch von chemiehistorischem Interesse präsentiert.

Dimethyl-Ether (DME)

DME wird aktuell industriell in einem zweistufigen Syntheseprozess, mit Methanol als Zwischenprodukt, hergestellt. Dabei wird fossiles Synthesegas eingesetzt. Die Herstellung von DME aus Methanol erfolgt bei Temperaturen von 250-400 °C und Druck bis 30 °bar.

3.4 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Für jedes ausgewählte Methanolderivat werden die jeweiligen Herstellungskosten mit einer ähnlichen Methode wie in Abschnitt 2.4.1 beschrieben ermittelt. Auch hier muss genannt werden, dass aufgrund der beschränkten spezifischen Informationen von den Produktionstechnologien keine aussagekräftigen Massen- und Energiebilanzen für die Herstellungsprozesse der ausgewählten Methanolderivate abgebildet werden können. Dementsprechend wird angenommen, dass die Kosten der Ausgangsstoffe, wie am Beispiel von grünem Methanol, in den Betriebskosten der Herstellungsprozesse dominieren. Weitere Betriebskosten wie Strom, Wärme, Abwasserbehandlung, Katalysatoren etc. sind nicht berücksichtigt. Das Ziel ist, eine grobe Abschätzung der Herstellungskosten der ausgewählten Methanolderivate zu schaffen.

Zunächst werden die Kapitalkosten für die jeweiligen Methanolderivate durch öffentlich zugängliche Quellen abgeschätzt. Die tatsächliche Kapitalkostenabschätzung erfolgt durch Verwendung von Gleichung 6.

$$S = S_{ref} * \left(\frac{C}{C_{ref}} \right)^d$$

Gleichung 6

mit S als errechnete Kapitalkosten (in €) für die tatsächliche Anlagenkapazität C (in t/a), S_{ref} sind die Referenzkapitalkosten (in €) der Referenzanlagenkapazität C_{ref} (in t/a), und d dem Degressionsexponent, der den Größenfaktor der Anlagen repräsentiert. Die Daten zur Abschätzung der Kapitalkosten sind in Tabelle 22 zusammengefasst.

Derivate	Referenzkapazität S_{ref} [t/a]	Referenzkapitalkosten C_{ref} [€]	Degressionsexponent d [-]	Quelle
Ethylen (MTO)	100	134.600	0,83	62
Propylen (MTO)	100	232.000	0,70	62
Formaldehyde	100	2.207.000	0,55	62
MTBE	100	92.000	0,70	63
Essigsäure	100	510.700	0,68	62

⁶² <https://www.springerprofessional.de/kostenschaetzung-im-chemischen-anlagenbau/17761876?searchResult=1.kostensch%C3%A4tzung%20chemischen%20anlagenbau&searchBackButton=true>

⁶³ <https://www.eia.gov/analysis/pdfiles/mtbecostindex.php>

Derivate	Referenzkapazität S_{ref} [t/a]	Referenzkapitalkosten C_{ref} [€]	Degressionsexponent d [-]	Quelle
DME	100	456.000	0,67	64

Tabelle 22: Übersicht zur Kapitalkostenabschätzung der ausgewählten Derivatherstellungsprozessen

Die Anlagengröße der jeweiligen Herstellungsprozessen basieren auf der Produktionskapazität von grünem Methanol und kann mithilfe des stöchiometrischen Methanolbedarfs bestimmt werden. In Tabelle 23 ist der Methanolbedarf für die jeweiligen Herstellungsprozesse aufgelistet. Die molare Masse von Methanol beträgt dabei 32 kg/kmol. Die Produktionskapazitäten der ausgewählten Methanolderivate sind in Tabelle 25 angegeben.

Derivate	Chemische Reaktion	Molare Masse Produkte [kg/kmol]	Methanolbedarf [kg _{Methanol} /kg _{Produkt}]
Ethylen (MTO)	$2 \text{ CH}_3\text{OH} = \text{C}_2\text{H}_4 + 2 \text{ H}_2\text{O}$	28	2,29
Propylen (MTO)	$3 \text{ CH}_3\text{OH} = \text{C}_3\text{H}_6 + 3 \text{ H}_2\text{O}$	42	2,29
Formaldehyde	$2 \text{ CH}_3\text{OH} + \text{O}_2 = 2 \text{ CH}_2\text{O} + 2 \text{ H}_2\text{O}$	30	1,07
MTBE	$\text{C}_4\text{H}_8 + \text{CH}_3\text{OH} = \text{C}_5\text{H}_{12}\text{O}$	88	0,36
Essigsäure	$\text{CH}_3\text{OH} + \text{CO} = \text{CH}_3\text{COOH}$	60	0,53
DME	$2 \text{ CH}_3\text{OH} = \text{C}_2\text{H}_6\text{O} + \text{H}_2\text{O}$	46	1,39

Tabelle 23: Stöchiometrische chemische Reaktionen zur Herstellung der ausgewählten Methanolderivate

Außerdem ist hier zu berücksichtigen, dass zusätzliche Rohstoffe, wie zum Beispiel Sauerstoff, Isobuten und Kohlenmonoxid, für die Herstellung einzelner Methanolderivate wie Formaldehyde, MTBE und Essigsäure benötigt werden. Die Kosten für den Einsatz der genannten zusätzlichen Rohstoffe sind nicht zu vernachlässigen. Folgendes Vorgehen wird genutzt, um die Kosten der zusätzlichen Rohstoffe zu bestimmen: Zunächst wird der Bedarf an zusätzlichen Rohstoffen bestimmt. Danach werden Kostenannahmen zu Kaufpreisen der zusätzlichen Rohstoffe getroffen. Somit lassen sich die Kosten der zusätzlichen Rohstoffe berechnen. Dieser Schritt gilt nur für die Kostenberechnung von Formaldehyde, MTBE und Essigsäure, denn nur diese Methanolderivate benötigen zusätzliche Rohstoffe außer Methanol. Die Ergebnisse sind in Tabelle 24 zusammengefasst.

Derivate	Rohstoff	Rohstoffbedarf [kg _{Rohstoff} /kg _{Derivat}]	Kaufpreis [€/t]	Quelle
Formaldehyde	Sauerstoff	0,53	0	65,66
MTBE	Isobuten	0,64	1.129	67

⁶⁴ https://www.researchgate.net/publication/303309834_Liquid_transportation_fuels_via_large-scale_fluidised-bed_gasification_of_lignocellulosic_biomass

⁶⁵ Versorgt mit Umgebungsluft

⁶⁶ <https://www.poerner.at/technologies/formaldehyde-derivates/>

⁶⁷ <https://www.chemanalyst.com/Pricing-data/n-butylene-and-isobutylene-1149>

Derivate	Rohstoff	Rohstoffbedarf [kg _{Rohstoff} /kg _{Derivat}]	Kaufpreis [€/t]	Quelle
Essigsäure	Kohlenmonoxid	0,47	144	68

Tabelle 24: Zusammenfassung der Rohstoffbedarfe und der Rohstoffpreise

Für die Herstellung von Formaldehyd wird Umgebungsluft als Quelle für Sauerstoff eingesetzt. Deswegen ist der Kaufpreis von Sauerstoff als 0 €/t anzunehmen. Außerdem ist es wichtig zu nennen, dass Isobuten und Kohlenmonoxid derzeit fast nur aus fossiler Quelle produziert werden. Obwohl es möglich ist, Kohlenmonoxid aus Kohlendioxid durch elektrochemische Verfahren oder Wasser-Gas-Shift Reaktion zu produzieren, gibt es aktuell noch keine Produktion in industriellem Maßstab. Deswegen wird in dieser Studie nur fossiles Kohlenmonoxid berücksichtigt. Die Kaufpreise von Isobuten und Kohlenmonoxid sind durch öffentlich zugängliche Quelle zu erhalten. Die fixen Betriebskosten sind als 5 % der Kapitalkosten angenommen. Somit lassen sich die Herstellungskosten von den ausgewählten Methanolderivaten durch den gleichen Ansatz wie in Abschnitt 2.4.1 berechnen. Die Herstellungskosten von grünem Methanol sind als 925 €/t anzunehmen (siehe Kapitel 2.4.1, Abbildung 18). Ein entsprechendes mathematisches Modell wurde für die Berechnung aufgesetzt und die Ergebnisse sind in Tabelle 25 dargestellt. Die vollständigen Berechnungen inklusive Zwischenergebnisse sind in den Anlagen (siehe Tabelle 48) angegeben. Zum vollständigen Vergleich werden auch die Herstellungskosten der ausgewählten Methanolderivate, basierend auf fossilem Methanol angegeben. Hierbei werden die Herstellungskosten von fossilem Methanol als 400 bzw. 500 €/t angenommen (siehe Abbildung 10).

	Einheit	Ethylen	Propylen	Form- aldehyde	MTBE	Essig- säure	DME
Methanolbedarf	t/d	■	■	■	■	■	■
Produktion	t/d	260	260	556	1.631	1.114	427
Herstellungskosten basierend auf grünem Methanol	€/t	2.184	2.163	1.107	1.066	620	1.354
Herstellungskosten basierend auf 400 €/t fossilem Methanol	€/t	985	964	547	875	340	624
Herstellungskosten basierend auf 500 €/t fossilem Methanol	€/t	1.213	1.193	654	912	394	763

Tabelle 25: Herstellungskosten von Methanolderivaten auf Basis von grünem Methanol

Ferner werden die abgeschätzten Herstellungskosten der ausgewählten Methanolderivate mit deren Marktpreisen verglichen. Aufgrund der dynamischen Preisentwicklung in den letzten Jahren und den eingeschränkten Datenquellen kann an dieser Stelle nur ein grober Wertebereich der Marktpreise der ausgewählten Methanolderivate angegeben werden. Die Daten sind aus öffentlichen Quellen erfasst und umgerechnet in Euro.⁶⁹ Hierzu muss auch erwähnt werden, dass sich die dynamische Preisentwicklung

⁶⁸ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2589004221007811>

⁶⁹ <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/200194/umfrage/wechselkurs-des-euro-gegenueber-dem-us-dollar-seit-2001/>

der ausgewählten Methanolderivate auf die Angebot-Nachfrage-Relation zurückführen lässt. Die Marktpreisspanne der ausgewählten Methanolderivate ist in Tabelle 26 aufgelistet.

Marktpreise	Untere Grenze [€/t]	Obere Grenze [€/t]	Quelle
Ethylen	460	1.350	70
Propylen	440	1.650	71
Formaldehyde	170	600	72
MTBE	570	1.400	73
Essigsäure	320	1.380	74
DME	600	620	75

Tabelle 26: Herstellungskosten von Methanolderivate basierend auf der Produktion von grünem Methanol

Zum besseren Verständnis der Ergebnisse wird der Vergleich zwischen den abgeschätzten Herstellungskosten der Methanolderivate und der Marktpreisspanne der ausgewählten Methanolderivate in Abbildung 28 visualisiert.

⁷⁰ <https://www.chemanalyst.com/Pricing-data/ethylene-40>

⁷¹ <https://www.chemanalyst.com/Pricing-data/propylene-51>

⁷² <https://www.chemanalyst.com/Pricing-data/formaldehyde-1214>

⁷³ <https://www.chemanalyst.com/Pricing-data/methyl-tertiary-butyl-ether-81>

⁷⁴ <https://www.chemanalyst.com/Pricing-data/acetic-acid-9>

⁷⁵ https://www.echemi.com/productsInformation/pid_Seven1867-dimethylether.html

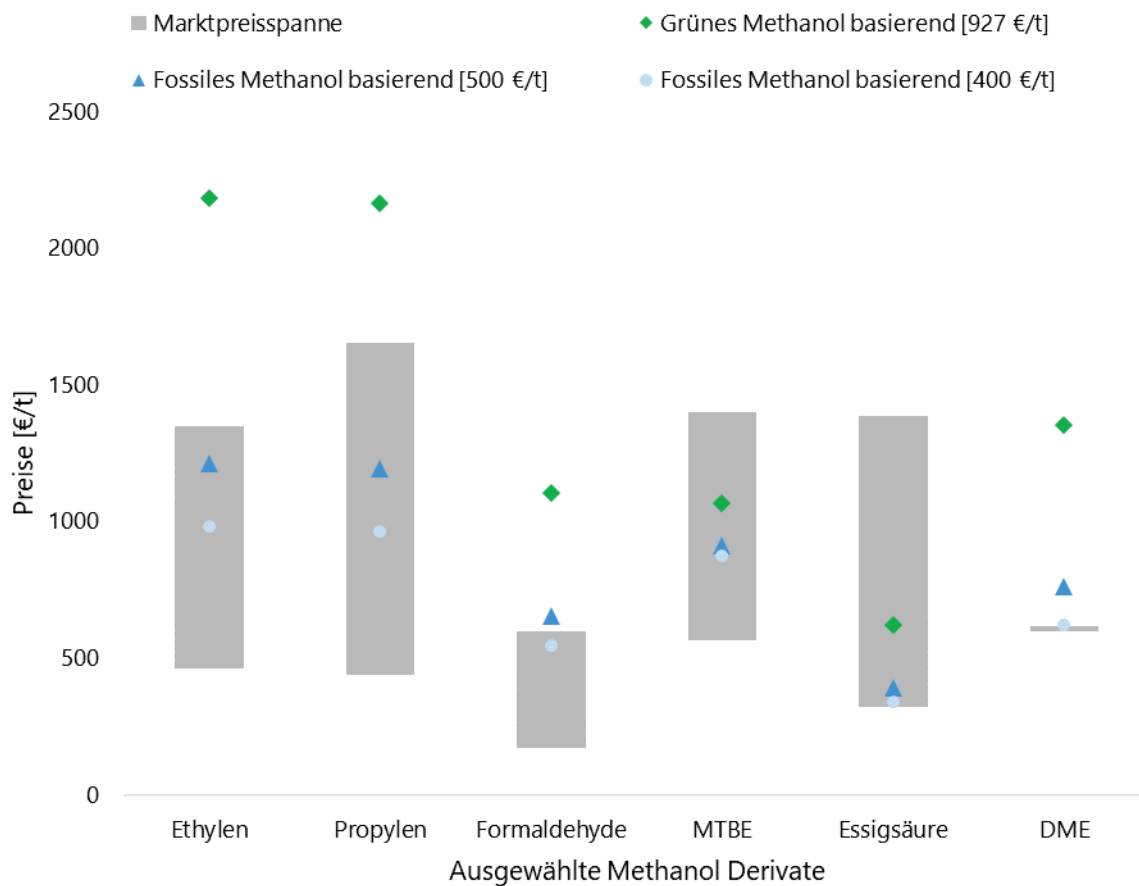


Abbildung 28: Vergleich zwischen den abgeschätzten Herstellungskosten der ausgewählten Methanolderivate und der Marktpreisspanne der ausgewählten Methanolderivate

Aus der Grafik ist deutlich erkennbar, dass die Herstellungskosten der auf fossilem Methanol basierenden Methanolderivate in guter Übereinstimmung mit der Marktpreisspanne liegen. Dies lässt im ersten Schritt den Schluss zu, dass das mathematische Modell zur Abschätzung der Herstellungskosten der ausgewählten Methanolderivate plausibel ist. Darüber hinaus zeigt die Grafik, dass die auf grünem Methanol basierenden Methanolderivate zum Teil trotz der höheren Rohstoffkosten (Methanol) schon wettbewerbsfähig sein könnten. Hierbei sind MTBE und Essigsäure besonders zu erwähnen. Trotzdem kann an dieser Stelle keine eindeutige Aussage getroffen werden, weil sich die Märkte sehr dynamisch entwickeln.

4 Genehmigungungsverfahren

Am Standort der Raffinerie Heide soll mit grünem Wasserstoff und CO₂, welches mittels einer neu zu errichtenden Pipeline aus dem Zementwerk in Lägerdorf bezogen wird, grünes Methanol erzeugt werden. Die Anlagen zur Methanolsynthese sind neu zu errichten und zu genehmigen, ebenso die Pipeline zum Transport des im 50 km entfernten Zementwerk Lägerdorf abgeschiedenen CO₂. Die Anlagen zur Elektrolyse von Wasserstoff werden am Standort Heide errichtet, werden aber hier nicht betrachtet.

Die nachfolgenden Ausführungen gehen davon aus, dass das CO₂ gasförmig in eine Pipeline transportiert wird, die eine Länge von mehr als 40 km bei einem Durchmesser von 150 bis 800 mm aufweist.

4.1 Genehmigungserfordernis der CO₂-Pipeline

Die Pipeline ist nicht raumbedeutsam im Sinne der Raumordnungsverordnung und ein Raumordnungsverfahren ist daher nicht anzunehmen. Die Genehmigung der Pipeline erfolgt in einem Plangenehmigungsverfahren gemäß VwVfG, sofern keine verpflichtende Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) durchgeführt werden muss. Abhängig vom Durchmesser der Pipeline ist für diese nach dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) zunächst eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls durchzuführen. Die Pipeline ist unter Nr. 19.5.2 der Anlage 1 zum UVPG einzuordnen und mit dem Buchstaben A in Spalte 2 gekennzeichnet.

4.2 Genehmigungserfordernis der Methanolsynthese und -lagerung

Es wird davon ausgegangen, dass die Anlagen zur Methanolsynthese am Standort der Raffinerie Heide errichtet werden würde und am Standort eine entsprechende Gebietsausweisung vorliegt. Die Anlagen zur Methanolerzeugung sind genehmigungspflichtig nach BImSchG und fallen unter die Nr. 4.1.2 des Anhangs 1 der 4. BImSchV: *„Anlagen zur Herstellung von Stoffen oder Stoffgruppen durch chemische, biochemische oder biologische Umwandlung in industriellem Umfang, ausgenommen Anlagen zur Erzeugung oder Spaltung von Kernbrennstoffen oder zur Aufarbeitung bestrahlter Kernbrennstoffe, zur Herstellung von sauerstoffhaltigen Kohlenwasserstoffen wie Alkohole, Aldehyde, Ketone, Carbonsäuren, Ester, Acetate, Ether, Peroxide, Epoxide“, (G, E).* Damit bedarf es einem förmlichen Genehmigungsverfahren gemäß §10 BImSchG mit Öffentlichkeitsbeteiligung. Weiterhin handelt es sich um eine Anlage nach der Industrieemissionsrichtlinie. Auch die Lagerung von Methanol fällt, abhängig von der Lagerkapazität, unter das BImSchG und ist entsprechend genehmigungspflichtig.

Weiterhin fällt die Methanolsynthese unter das UVPG, einzuordnen unter Nr. 4.1 der Anlage 1 zum UVPG und UVP-pflichtig. Die Lagerung von Methanol fällt ebenfalls unter das UVPG, die Verpflichtungen zur UVP sind von der Lagermenge abhängig.

5 Zusammenfassung

In dieser Studie wurde das Marktpotential von grünem Methanol und ausgewählten Methanolderivaten, inklusive Methanol-to-Olefins (MTO), Formaldehyde, Methyl Tert-Butyl Ether (MTBE), Essigsäure und Dimethyl-Ether (DME) ermittelt. Die wichtigsten Ergebnisse sind in diesem Abschnitt zusammengefasst.

Marktpotential von Methanol

Aktuell liegt der globale Methanolmarktbedarf bei ungefähr 107 Mio. t. Den größten Anteil davon hat Asien mit ca. 86 %, auf China entfallen etwa 40 %. Im Vergleich dazu liegt der Wert für Europa und Deutschland bei 5 % und 1,5 %. Es wird erwartet, dass der Methanolbedarf weltweit im Laufe des Jahrzehnts bis zum Jahr 2030 noch weiter auf 147 Mio. t ansteigt. Der Markt für grünes Methanol befindet sich zurzeit noch im Aufbau. Basierend auf den angekündigten Projekten für grünes Methanol kann erwartet werden, dass der globale Marktanteil von grünem Methanol von 1 % heutzutage auf knapp 7 % im Jahr 2030 anwächst. Die Verwendung von grünem Methanol liegt in Bereichen, wo eine Dekarbonisierung schwierig über Elektrifizierung erfolgen kann. Dazu gehören Chemieindustrie, Schiffsverkehr und ggf. Straßenverkehr. Die größte Markteintrittshürde dürfte der Preisunterschied zwischen fossilem Methanol und grünem Methanol sein. Ein Preisvergleich von anderen Studien zeigte, dass die Produktionskosten von grünem Methanol im Bereich der Betriebskosten (vor allem der Wasserstoffproduktion) noch gesenkt werden müsse, um wirtschaftlich konkurrenzfähig gegenüber fossilem Methanol zu werden. Trotz der Markteintrittshürden könnten sich Märkte von grünem Methanol beispielsweise aufgrund Anforderungen an die Emissionsreduktion bereits heute ergeben. Diese Märkte wurden im Rahmen der Studie identifiziert: Chemische Industrie, Schiffs- und Straßenverkehr. Zum Schluss wird eine high-level-Analyse über die mögliche Konkurrenz von grünem Methanol zu (Bio-)Ethanol durchgeführt. Diese zeigt, dass der Markteintritt von grünem Methanol voraussichtlich wenig durch die Konkurrenz von Ethanol beeinflusst wird.

Infrastruktur zur Erschließung relevanter Märkte

Außerdem wurde die Infrastruktur zur Erschließung der möglichen Märkte von grünem Methanol untersucht. Der interkontinentale Transport von Methanol würde hauptsächlich über Schiffstransport erfolgen, wobei die inländische Verteilung von Methanol maßgeblich über Lastkraftwagen und Eisenbahnverkehr abgewickelt würde. Dennoch muss beachtet werden, dass die Produktion von Methanol bevorzugterweise am Verwendungsort stattfinden würde, sodass keine zusätzlichen Kosten durch den Transport entstehen.

Wirtschaftlichkeitsanalyse von Methanol

Abschließend werden die Herstellungskosten von grünem Methanol durch eine Wirtschaftlichkeitsanalyse abgeschätzt. Dabei werden die wichtigen technischen und ökonomischen Parameter durch eine erste Näherung eingesetzt, um die Kostenblöcke Kapitalkosten, fixe und variable Betriebskosten zu erstellen. Das Ergebnis zeigt, dass die Herstellungskosten von grünem Methanol je nach den Kaufpreisen von H_2 und CO_2 zwischen 899 und 927 €/t liegen könnten. Dieser Wertebereich ist auch in guter Übereinstimmung mit den Literaturwerten. Außerdem wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um die Empfindlichkeit des Ergebnisses gegenüber den technischen sowie ökonomischen Parametern zu untersuchen. Daraus folgt, dass der Kaufpreis von H_2 die Herstellungskosten von grünem Methanol am stärksten beeinflusst. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass die H_2 -Kosten den größten Anteil der

Herstellungskosten von grünem Methanol ausmachen und damit gleichzeitig den größten Hebel zur Herstellung der Konkurrenzfähigkeit gegenüber konventionellem Methanol darstellt. Weitere Parameter wie CO₂-Kaufpreis und Kapitalkosten der Methanolanlage haben auch bemerkenswerte Einflüsse auf die Herstellungskosten.

Methanolderivate

Zum Schluss wird eine Markt- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von den fünf ausgewählten Methanolderivaten durchgeführt. Diese sind Olefine aus Methanol (MTO), Formaldehyde, MTBE, Essigsäure und DME. Für jede ausgewählte Methanolderivate wird die Marktanalyse hinsichtlich der Einsatzgebiete, der Absatzvolumina sowie der Produktionstechnologien und deren TRL durchgeführt. Anschließend erfolgt eine Abschätzung der Herstellungskosten der ausgewählten Methanolderivate basiert auf grünem Methanol. Die abgeschätzten Herstellungskosten der ausgewählten Methanolderivate werden auch mit der aktuellen Marktpreispanne verglichen. Das Ergebnis zeigt, dass die auf grünem Methanol basierenden Methanolderivate aufgrund der dynamischen Marktpreisentwicklung zum Teil schon wettbewerbsfähig sein könnten. Dies betrifft zwei der fünf untersuchten Derivate (MTBE und Essigsäure), die in etwa 18 % des heutigen Weltbedarfs an Methanol widerspiegeln.

Im Sinne einer nachhaltigen Wertschöpfungskette könnte ein Fokus auf Formaldehyde gesetzt werden, da diese hauptsächlich in Plastik weiterverarbeitet werden. Wird eine sehr hohe Recyclingrate (z. B. 95 %) erreicht, könnte sogar von einer dauerhaften CO₂-Bindung gesprochen werden.

Standortspezifisches

Tabelle 27 zeigt eine Kurzfassung der im Kapitel 2.3.3 gezeigten Tabelle 14, die projektspezifische Infrastrukturaspekte hervorhebt und damit positiv auf eine Projektrealisierung hindeuten.

Projektspezifische Infrastrukturaspekte

Unvermeidbare CO ₂ Emissionen als Punktquelle.
Anbindung an 380-400 kV Stromverbindung. ⁴⁷
Verbindung der Projektstandorte durch eine Pipeline und damit verbundene Wegerechte ^{1,76} .
Belieferung via Zug und LKW denkbar, da Infrastruktur (Bahn- und Autobahnanschluss) und potentielle Abnehmer vorhanden.
Verfügbarkeit von geschultem Personal für chemieorientierte Prozesse.
Der Standort hat bereits eine Genehmigung für komplexe chemische Prozesse erhalten.
Signifikante Mengen an Speicherkapazitäten für konventionelle Energieträger.
Die Nähe zum Meer stellt eine Versorgung mit Wasser langfristig sicher, da auf Meerwasserentsalzung umgestellt werden kann.
Die Raffinerie Heide ist den Umgang mit Sicherheitsauflagen gewohnt (z. B. Seveso-III-Richtlinie).

Tabelle 27: Projektspezifische Aspekte

⁷⁶ <https://www.ardmediathek.de/video/nordschau/pipelinebau-in-schleswig-holstein-stumm/ndr/Y3JpZDovL25kci5kZS84ZWE1Y2UyMi1kODkwLTQyZGUtOWQzNi00YmNjMTY1NGEzYTg>

Die drei deutschen Häfen, die Methanol umschlagen, sind Hamburg (Nordsee), Leinfelden-Echterdingen (Rhein) und Oberhausen. Lediglich Hamburg kann mit direktem Meerzugang dienen und kann somit den internationalen Markt einfacher erreichen.

6 Anhang

In diesem Kapitel sind unter anderem der Fragenkatalog bzw. die dazugehörigen Antworten aus dem ersten Projektworkshop festgehalten (siehe Kapitel 6.1 und 6.2). Die meisten Grafiken im Hauptteil sind im Kapitel 6.3 gesammelt.

6.1 Fragebogen (Q)

Tabelle 28 zeigt die Liste der Fragen, welche an die Entwicklungsagentur Region Heide AöR übersandt wurden, um ein besseres Verständnis über bereits geleistete Arbeiten zu erzielen.

Frage-Nr.	Frage
1	Wie lauten die Finanzierungsparameter für Finanzierung (WACC), geplante Projektlaufzeit, und geplante Verfügbarkeit der Anlage?
2	Handelt es sich bei der Methanol-Produktion um das Projekt „WESTKÜSTE100“?
3	Was sind die konkreten Pläne bzgl. Methanol-Produktion (z.B. Verfahren, Mengengerüst, OEM, Jahr der Inbetriebnahme, Projektphasen)?
4	Was sind die durchschnittlichen Stromgestehungskosten im Projekt? Mit wie vielen Volllaststunden wird hierbei gerechnet (z. B. von-bis, oder P10, P50 und P90)?
5	Was sind die durchschnittlichen CO ₂ -Bereitstellungskosten im Projekt?
6	Was sind die durchschnittlichen H ₂ -Bereitstellungskosten im Projekt?
7	Wurden bereits Kostenschätzungen (Capex, Opex) von OEM's bzgl. Erneuerbarer Energien (Wind? PV?) eingeholt? Was war im Angebot enthalten, was nicht? Waren Wartungskosten enthalten?
8	Wurden bereits Kostenschätzungen (Capex, Opex) von OEM's bzgl. CO ₂ -Capture eingeholt? Was war im Angebot enthalten, was nicht? Waren Wartungskosten enthalten?
9	Wurden bereits Kostenschätzungen (Capex, Opex) von OEM's bzgl. Wasserstoff-Produktion eingeholt? Was war im Angebot enthalten, was nicht? Waren Wartungskosten enthalten? Mit welchem Druck kommt Wasserstoff aus der Elektrolyse?
10	Wurden bereits Kostenschätzungen (Capex, Opex) von OEM's bzgl. (grünem) Methanol-Synthese eingeholt? Was war im Angebot enthalten, was nicht? Waren Wartungskosten enthalten?
11	Wurden Alternativen CO ₂ /H ₂ -Beschaffungswege analysiert (z.B. Biomasse-Route)?
12	Wie ist der Plan den notwendigen CO ₂ in Zukunft aus nachhaltigen Quellen zu beschaffen?
13	Wie ist die Methanol-Produktion in der Raffinerie integriert? Ist ein durchgängiger Betrieb notwendig bzw. angestrebt? Wie unabhängig kann bzw. soll die Methanol-Produktion betrieben werden?
14	Soll die Methanolderivat-Produktion auch Teil der Raffinerie werden?
15	Welche Methanolderivate sind derzeit geplant zu produzieren? Gibt es einen vorläufigen Absatzmarkt dafür? Wieviel des Methanols soll weiterverarbeitet werden?

Frage-Nr.	Frage
16	Welche Marktanalysen bzgl. (grünem) Methanol(+Derivate) sind bereits vorhanden? Gibt es einen vorläufigen Absatzmarkt dafür?
17	Welche Kostenrechnungen bzgl. (grünem) Methanol(+Derivate) sind bereits vorhanden?
18	Sind Speichertechnologien von CO ₂ , H ₂ und Methanol(+Derivate) zu berücksichtigen?
19	Sind Kompressoren für die Zwischenverdichtung (CO ₂ , H ₂) zu berücksichtigen?

Tabelle 28: Fragenliste

6.2 Antworten (A)

Tabelle 29 zeigt die gegebenen Antworten sowie deren Einstufung auf die Qualität der gegebenen Antwort. Die Qualität der Antwort wird notiert, um den Reifegrad der Diskussion zu der jeweiligen Frage bzw. Antwort zu dokumentieren.

Frage-Nr.	Antwort bzw. Verweis auf Dokument	Qualität der Antwort ->	Schätzung	Vorabinfor	Finale Antwort
1	10% (real), 20 Jahre, 8000 VBH				x
2	In WESTKÜSTE100 geht es im Kern um die Dekarbonisierung der Industrie durch die Produktion von Wasserstoff aus Elektrolyse. Daran knüpfen dann weitere Prozesse, wie die Methanol-Synthese (konzeptionell) an				x
3	Mengen: Stufe 1: [REDACTED] Stufe 1+2: [REDACTED] Verfahren: noch keine Entscheidung OEM: nicht bekannt Jahr der IB: 2027 Projektphasen: entspricht den Stufen oben Standort: Heide Sonstiges: Grade AA avisiert; Abnehmer: Industrie				x x x x x x
4	Annahme einer Neu-Anlagen für Offshore-WEAs; Best Practice-Ansatz; Annahmen und Kosten entsprechend durchschnittlicher Daten				x
5	CO ₂ -Kosten angelehnt an die CO ₂ -Zertifikate 2025 bzw. Emissionsrechte. ETS +DAC als Vergleichswerte; Regulatorik wird vorgeben, ob das Produkt CO ₂ -Zertifikate benötigen wird; Für Kostenansatz für Abscheidungen kann die IRENA-Studie herangezogen werden; dann ggf. +CO ₂ -Zertifikate				x x x
6	Annahme: 3,5 €/kg H ₂ (exemplarischer Wert)				x

Frage-Nr.	Antwort bzw. Verweis auf Dokument	Qualität der Antwort ->	Schätzung	Vorabinfo	Finale Antwort
7	Aktuell nicht bekannt. Es müssten ggf. aktuelle und durchschnittliche Marktpreise aus bspw. aus 2021 herangezogen werden; siehe 4.)				x
8	Aktuell nicht bekannt. Es müssten ggf. Kosten vergleichbarer Projekte herangezogen werden. Weitere Information in Prüfung.; siehe auch 6.)				x
9	Wartungskosten: nicht betrachtet Ausgangsdruck: ca. 30-35 bar (Standard) Nicht näheres bekannt; auch kein Preis für H ₂				x x x
10	Im Falle einer Vergleichsrechnung oder zur Ermittlung spezifischer Kosten müssten Vergleichsanalgen herangezogen werden. Heranziehen von Industrie-Standards; Wahl des Verfahrens/ der Lizenz noch in Prüfung				x
11	Primärer Fokus auf CO ₂ aus dem Zementwerk, Vergleichsmenge in Biogas-Anlagen durchaus beachtenswert, ebenso DAC Verfahren; Weitere Quellen werden nicht ausgeschlossen. Eine weitere Studie analysiert aktuell weitere CO ₂ -Quellen. Ergebnisse noch nicht vorliegend H ₂ : Lokale Erzeugung/ Produktion vor Ort; denkbare wäre aber auch ein Import von H ₂ über Brunsbüttel (Kosten etc. nicht bekannt; [REDACTED])				x x
12	Dies ist eine Frage der rechtlichen Definition von „nachhaltig“ - > = auch „unvermeidbar“? alternativ DAC (keine Preise vorhanden)				x
13	Methanol Produktion soll kontinuierlich laufen. Integrationsgrad gering bis gar nicht Aufbau einer neuen Anlage auf dem Gelände der RH; aktuell keine Produktion Wärmenutzung ist hier nicht zu betrachten (teilweise bereits über andere Studie betrachtet) Betriebs möglichst unabhängig von Strom, Dampf, Kühlung				x x x x x
14	Möglich wäre der Aufbau einer MtO-Anlage; Weitere Veredelungsstufen in Prüfung; siehe auch 15.) [REDACTED] stark integrieren auf dem Gelände;				x x x
15	[REDACTED] Übriger Teil könnte als MeOH am Markt angeboten werden. In der zweiten Phase /Erweiterung könnte gesamte Menge als MeOH angeboten werden. Weitere Derivate noch nicht abgewogen				 x x x

Frage-Nr.	Antwort bzw. Verweis auf Dokument	Qualität der Antwort ->	Schätzung	Vorabinfo	Finale Antwort
16	noch kein grünes MeOH, Absatzmärkte daher nicht bekannt; es wird erwartet, dass ein solcher Markt für grünes MeOH und dessen Derivate noch entsteht				x
17	Eine Kostenrechnung kann nicht zur Verfügung gestellt werden				x
18	Speicherung von CO ₂ : Speicher an der RH als Mehrtageesspeicher (~2-3 Tage) Speicherformen offen (Kaverne/ Stahlspeicher: Gängige Methodik präferieren) H ₂ -Speicher: Kaverne an der RH für X m ³ od. kg, nutzbares MeOH: Speicher an der RH für X kg oder 2 Tage, Annahme: ein Tank 2,4 kt Speicherform offen (gängige Methodik)				x x x x
19	Zum Zweck der Einspeicherung, ja. Kosten/ Dimensionen in Prüfung, ggf. als Kostenlücke H ₂ : von 30/35 bar auf ca. 100bar CO ₂ : Annahme Ankunft bei 80 auf 90 bar, prozessabhängig				x x x

Tabelle 29: Liste der Antworten der Entwicklungsagentur Region Heide

6.3 Tabellen für Grafiken im Bericht

Tabelle 30 zeigt die globale Verteilung des Methanolbedarfs nach Regionen für Abbildung 6.

Regionen	Asien (Außer China)	China	Nord- amerika	Europa	Süd- amerika	Rest der Welt
Anteil [%]	40	46	5	1	5	3
Bedarf [Mio. ton/Jahr]	43	49	5	1	5	3

Tabelle 30: Globale Verteilung des Methanolbedarfs nach Regionen (Werte)

Tabelle 31 zeigt die globale Verteilung des Methanolbedarfs nach Verwendung für Abbildung 7

Verwendung	Methanolbedarf [kton/Jahr]	Anteil [%]
Methanol-to-Olefins (MTO)	33.641	31
Formaldehyde	25.055	23
Otto-Mischung	11.677	11
Methyl tert-Butyl Ether (MTBE)	11.201	10
Essigsäure	7.894	7
Dimethylether (DME)	3.163	3

Verwendung	Methanolbedarf [kton/Jahr]	Anteil [%]
Biodiesel	3.036	3
Methylchlorid	2.456	2
Methylmethacrylat	1.864	2
Methylamine	1.722	2
Andere	5.220	5

Tabelle 31: Globale Verteilung des Methanolbedarfs nach Verwendung (Werte)

Tabelle 32 zeigt den globalen Methanolbedarf bis 2022 und Prognose bis 2030 für Abbildung 8.

	Anteil [%]	Einheit	2020	2021	2022	2025	2030	2050
Deutschland	1.5	Mio. t	1.5	1.6	1.7	1.9	2.2	3.5
Europa	5.0	Mio. t	5.0	5.0	6.0	6.0	7.0	12.0
Weltweit	100	Mio. t	102	107	111	125	147	236

Tabelle 32: Globaler Methanolbedarf bis 2022 und lineare Prognose bis 2030

Tabelle 33 zeigt die prognostizierte Produktionskapazität von grünem Methanol bis 2030 für Abbildung 9. Die Abkürzungen DE und EU stehen jeweils für Deutschland und Europa.

Region	Einheit	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
DE	Mio. t	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,08	0,08	0,29	0,32	0,40	0,48
EU	Mio. t	0,06	0,07	0,07	0,24	0,97	1,64	1,90	2,69	3,28	3,82	4,36
Weltweit	Mio. t	0,19	0,31	0,50	0,77	2,19	3,74	5,91	7,29	9,28	11,03	12,78

Tabelle 33: Prognostizierte Produktionskapazität von grünem Methanol bis 2030 (Werte)

Tabelle 34 zeigt die Preise von fossilem Methanol in Nordamerika, Europa und Asien von Januar 2018 bis September 2022 zur Erstellung der Abbildung 10. Die angegebenen Werten wurden schon von USD in Euro umgerechnet, mit der jeweiligen monatlichen Währungswechsellkurs.

Datum	Währungswechselkurs [€/USD]	Nordamerika [€/t]	Europa [€/t]	Asien [€/t]
Jan., 18	0.82	393	380	385
Feb., 18	0.81	411	380	390
Mar., 18	0.81	403	380	374
Apr., 18	0.81	403	380	374
Mai, 18	0.85	420	380	390
Jun., 18	0.85	424	380	419
Jul., 18	0.85	424	419	419

Datum	Währungswechsel- kurs [€/USD]	Nordamerika [€/t]	Europa [€/t]	Asien [€/t]
Aug., 18	0.87	422	419	417
Sep., 18	0.85	415	419	410
Okt., 18	0.87	431	428	430
Nov., 18	0.88	455	428	447
Dez., 18	0.88	411	428	377
Jan., 19	0.88	388	360	325
Feb., 19	0.88	379	360	303
Mar., 19	0.88	382	360	319
Apr., 19	0.89	386	360	330
Mai, 19	0.89	386	360	330
Jun., 19	0.88	371	360	310
Jul., 19	0.89	345	315	299
Aug., 19	0.90	308	315	266
Sep., 19	0.91	311	315	259
Okt., 19	0.90	308	280	266
Nov., 19	0.90	308	280	266
Dez., 19	0.90	308	280	248
Jan., 20	0.90	308	275	248
Feb., 20	0.92	363	275	307
Mar., 20	0.90	357	275	279
Apr., 20	0.92	329	260	239
Mai, 20	0.92	287	260	206
Jun., 20	0.88	256	260	190
Jul., 20	0.87	240	235	187
Aug., 20	0.85	234	235	208
Sep., 20	0.85	242	235	220
Okt., 20	0.85	285	275	254
Nov., 20	0.85	321	275	263
Dez., 20	0.82	327	275	287
Jan., 21	0.83	398	390	335

Datum	Währungswechselkurs [€/USD]	Nordamerika [€/t]	Europa [€/t]	Asien [€/t]
Feb., 21	0.83	407	390	355
Mar., 21	0.85	421	390	368
Apr., 21	0.83	433	410	358
Mai, 21	0.82	444	410	352
Jun., 21	0.84	455	410	361
Jul., 21	0.84	455	410	353
Aug., 21	0.85	459	410	356
Sep., 21	0.86	510	410	397
Okt., 21	0.86	525	490	440
Nov., 21	0.88	612	490	531
Dez., 21	0.88	563	490	456
Jan., 22	0.88	548	505	442
Feb., 22	0.88	548	505	425
Mar., 22	0.91	563	505	436
Apr., 22	0.93	610	570	500
Mai, 22	0.94	603	570	491
Jun., 22	0.94	580	570	453
Jul., 22	0.98	593	555	441
Aug., 22	0.99	589	555	416
Sep., 22	1.01	591	555	414

Tabelle 34: Historische Preisentwicklung von fossilem Methanol in Nordamerika, Europa und Asien sowie die monatliche Währungswechselkurs

Tabelle 35 zeigt die Preisentwicklung von fossilem Methanol (Europa), Benzin⁷⁷ und Diesel⁷⁸ in Deutschland zur Erstellung der Abbildung 11. Dabei wurden die Werte in [€/MWh] umgerechnet, um eine Vergleichbarkeit zu erreichen. Dabei wurden folgende Annahmen getroffen:

- Untere Heizwert von Methanol ist 21 MJ/kg
- Untere Heizwert von Benzin ist 44,2 MJ/kg
- Untere Heizwert von Diesel ist 43,9 MJ/kg
- Dichte von Benzin ist 741 kg/m³
- Dichte von Diesel ist 837 kg/m³

⁷⁷ <https://www.statista.com/statistics/1329972/premium-gasoline-average-price-germany/>

⁷⁸ <https://www.statista.com/statistics/1330032/diesel-average-price-germany/>

Datum	Fossiles Methanol (Europa) [€/MWh]	Benzin [€/MWh]	Diesel [€/MWh]
Jan., 20	47	157	132
Feb., 20	47	155	125
Mar., 20	47	148	129
Apr., 20	45	134	122
Mai, 20	45	132	116
Jun., 20	45	139	108
Jul., 20	40	142	104
Aug., 20	40	141	107
Sep., 20	40	141	107
Okt., 20	47	142	107
Nov., 20	47	136	104
Dez., 20	47	139	104
Jan., 21	67	153	104
Feb., 21	67	158	108
Mar., 21	67	167	122
Apr., 21	70	167	126
Mai, 21	70	169	131
Jun., 21	70	171	130
Jul., 21	70	176	132
Aug., 21	70	178	135
Sep., 21	70	179	137
Okt., 21	84	187	138
Nov., 21	84	193	139
Dez., 21	84	184	151
Jan., 22	87	189	155
Feb., 22	87	197	151
Mar., 22	87	237	157
Apr., 22	98	223	163
Mai, 22	98	231	214
Jun., 22	98	219	198

Datum	Fossiles Methanol (Europa) [€/MWh]	Benzin [€/MWh]	Diesel [€/MWh]
Jul., 22	95	205	201

Tabelle 35: Historische Preisentwicklung von fossilem Methanol (Europa), Benzin und Diesel

Tabelle 36 zeigt die Werte zur Erstellung der Abbildung 12. Hierbei ist angenommen, dass 25 % des gesamten Methanolbedarfs als Kraftstoff genutzt wird.

Region	Einheit	Methanolverbrauch (gesamt)	Methanolverbrauch (Kraftstoff)	(Bio-)Ethanol- verbrauch
Nordamerika	Mio. t	5	1	49
Südamerika	Mio. t	1	0.3	23
China	Mio. t	43	11	9
Asien (außer China)	Mio. t	49	12	5
Europa	Mio. t	5	1	6

Tabelle 36: Vergleich der Verbräuche von Methanol und (Bio-)Ethanol als Kraftstoff (Werte)

Tabelle 37 zeigt die Werte zur Erstellung der Abbildung 13.

Kraftstoffe	Dichte [kg/m ³]	Gravimetrischer Energiegehalt (Untere Heizwert) [kWh _{th} /kg]	Volumetrischer Energiegehalt (Untere Heizwert) [kWh _{th} /kg]	Quelle
Li-Ionen Batterie	k.A.	0,27	0,0007	⁷⁹
Methan	0,72	13,9	0,01	Refprop ⁸⁰
Wasserstoff	0,09	33,3	0,003	Refprop ⁸⁰
Methanol	810	5,9	4,7	Refprop ⁸⁰
Ammoniak	0,77	5,2	0,004	Refprop ⁸⁰
LNG**	435	13,9	6	Refprop ⁸⁰
Benzin	741	12,3	9,1	⁸¹
Diesel	837	12,2	10,2	⁸¹
FT-Diesel*	760	12,0	9,1	⁸²
Kerosin	807	12,1	9,8	⁸¹

Tabelle 37: Liste der Dichte und Energiegehalt (untere Heizwert bezogen) der Energieträger

⁷⁹ <https://www.cei.washington.edu/education/science-of-solar/battery-technology/>

⁸⁰ <https://www.nist.gov/srd/refprop>

⁸¹ https://www.claverton-energy.com/wordpress/wp-content/uploads/2012/08/the_energy_and_fuel_data_sheet1.pdf

⁸² <https://www.springerprofessional.de/combustion-characteristics-of-a-direct-injection-diesel-engine-f/6008652?searchResult=8.Fischer-Tropsch-Diesel&searchBackButton=true>

Tabelle 38 zeigt die Werte für die Erstellung von Abbildung 14.

Region	Anzahl von Häfen
Deutschland	3
Europa	32
Weltweit	122

Tabelle 38: Anzahl von Häfen, die in der Lage sind, Methanol zu transportieren und speichern (Werte)

Tabelle 39 und Tabelle 40 stellen die Zwischenergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung dar.

	Einheit	Symbol	Werte
Methanolproduktion	kg/a	$m_{\text{MeOH,out}}$	
H ₂ -Verbrauch	kg/a	$m_{\text{H}_2,\text{in}}$	
CO ₂ -Verbrauch	kg/a	$m_{\text{CO}_2,\text{in}}$	
Abwasser	kg/a	m_{H_2}	
Stromverbrauch	kWh/a	$P_{\text{el,in}}$	

Tabelle 39: Massen- und Energiebilanz (Zwischenergebnisse)

	Symbol	Einheit	Werte	Anteil [%]
Zinsrate	-	%	10,0	-
Projektlaufzeit	-	a	20,0	-
Annuitätsfaktor	A	1/a	0,1175	-
Kapitalkosten	CAPEX	€	122.607.095,12	-
Annuität der Kapitalkosten	CAPEX*A	€/a	14.401.383,39	7
Fixe Betriebskosten	OPEX _{fix}	€/a	12.260.709,51	6
Variable Betriebskosten	OPEX _{var}	€/a	173.653.566,67	87
H ₂	OPEX _{fix,H2}	€/a	147.875.000,00	85
CO ₂	OPEX _{fix,CO2}	€/a	23.998.000,00	14
Abwasserbehandlung	OPEX _{fix,H2O}	€/a	487.066,67	1
Strom	OPEX _{fix,el}	€/a	1.293.500,00	<1
Gesamte Kosten	K _{ges}	€/a	200.315.669,57	-

Tabelle 40: CAPEX-, OPEX- und gesamte Produktionskostenberechnung (Zwischenergebnisse)

Tabelle 41 zeigt die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse, die zur Erstellung der Abbildung 21 verwendet sind.

Eingangs- parameter	Änderung in Eingangs- parameter [%]	Werte der Eingangs- parameter	Einheit der Eingangs- parameter	Herstellungs- kosten von grünem Methanol [€/t]	Änderung in Herstellungskosten von grünem Methanol [%]
H ₂ -Kaufpreis	-30	2,45	€/kg	720	-22
H ₂ -Kaufpreis	-20	2,80	€/kg	788	-15
H ₂ -Kaufpreis	-10	3,15	€/kg	856	-7
H ₂ -Kaufpreis	0	3,50	€/kg	925	0
H ₂ -Kaufpreis	10	3,85	€/kg	993	7
H ₂ -Kaufpreis	20	4,20	€/kg	1.061	15
H ₂ -Kaufpreis	30	4,55	€/kg	1.129	22
CO ₂ -Kaufpreis	-30	0,055	€/kg	891	-4
CO ₂ -Kaufpreis	-20	0,062	€/kg	902	-2
CO ₂ -Kaufpreis	-10	0,070	€/kg	913	-1
CO ₂ -Kaufpreis	0	0,078	€/kg	925	0
CO ₂ -Kaufpreis	10	0,086	€/kg	936	1
CO ₂ -Kaufpreis	20	0,094	€/kg	947	2
CO ₂ -Kaufpreis	30	0,101	€/kg	958	4
Vollaststunden	-30	5.600	h/a	977	6
Vollaststunden	-20	6.400	h/a	955	3
Vollaststunden	-10	7.200	h/a	938	1
Vollaststunden	0	8.000	h/a	925	0
Kapitalkosten	-30	85824966.58	€	888	-4
Kapitalkosten	-20	98085676.09	€	900	-3
Kapitalkosten	-10	110346385.6	€	912	-1
Kapitalkosten	0	122607095.1	€	925	0
Kapitalkosten	10	134867804.6	€	937	1
Kapitalkosten	20	147128514.1	€	949	3
Kapitalkosten	30	159389223.7	€	961	4
Annahmen der fixen Betriebs- kosten	-30	7	%	908	-2

Eingangsparameter	Änderung in Eingangsparameter [%]	Werte der Eingangsparameter	Einheit der Eingangsparameter	Herstellungskosten von grünem Methanol [€/t]	Änderung in Herstellungskosten von grünem Methanol [%]
Annahmen der fixen Betriebskosten	-20	8	%	913	-1
Annahmen der fixen Betriebskosten	-10	9	%	919	-1
Annahmen der fixen Betriebskosten	0	10	%	925	0
Annahmen der fixen Betriebskosten	10	11	%	930	1
Annahmen der fixen Betriebskosten	20	12	%	936	1
Annahmen der fixen Betriebskosten	30	13	%	942	2
Zinsrate	-30	7	%	911	-1
Zinsrate	-20	8	%	916	-1
Zinsrate	-10	9	%	920	0
Zinsrate	0	10	%	925	0
Zinsrate	10	11	%	929	1
Zinsrate	20	12	%	934	1
Zinsrate	30	13	%	939	2

Tabelle 41: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse

Tabelle 42 gibt die Werte der Sensitivitätsanalyse an, die zur Erstellung von Abbildung 22 erforderlich sind.

Methanol Kosten [€/kg]		Volllaststunden [h/a]								
H ₂ -Kosten [€/kg]		1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	8760
	1,00	1298	806	642	560	511	478	455	437	426
	1,50	1396	904	740	658	608	576	552	535	524
	2,00	1493	1001	837	755	706	673	650	632	621
	2,50	1591	1099	935	853	803	771	747	730	719
	3,00	1688	1196	1032	950	901	868	845	827	816
	3,50	1786	1294	1130	1048	998	966	942	925	914
	4,00	1883	1391	1227	1145	1096	1063	1040	1022	1011
	4,50	1981	1489	1325	1243	1193	1161	1137	1120	1109
	5,00	2078	1586	1422	1340	1291	1258	1235	1217	1206

Tabelle 42: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse (H₂-Kosten und Volllaststunden)

Tabelle 43 gibt die Werte der Sensitivitätsanalyse an, die zur Erstellung von Abbildung 23 erforderlich sind.

Methanol Kosten [€/kg]		Anlagengröße [t/d]								
H ₂ -Kosten [€/kg]	1,00	200	350	500	650	1000	1500	2000	3000	4000
	1,50	556	489	457	437	410	390	379	365	357
	2,00	653	587	554	535	508	488	476	463	455
	2,50	751	684	652	632	605	585	574	560	552
	3,00	848	782	749	730	703	683	671	658	650
	3,50	946	879	847	827	800	780	769	755	747
	4,00	1043	977	944	925	898	878	866	853	845
	4,50	1141	1074	1042	1022	995	975	964	950	942
	5,00	1238	1172	1139	1120	1093	1073	1061	1048	1040

Tabelle 43: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse (H₂-Kosten und Anlagengröße)

Tabelle 44 bis Tabelle 47 zeigen die Werte der Sensitivitätsanalyse an, die zur Erstellung von Abbildung 24 erforderlich sind.

Methanol Kosten [€/t]		CO ₂ Kosten [€/kg]								
H ₂ -Kosten [€/kg]	1,00	326	355	383	411	440	468	497	525	553
	1,50	424	452	481	509	537	566	594	623	651
	2,00	521	550	578	606	635	663	692	720	748
	2,50	619	647	676	704	732	761	789	818	846
	3,00	716	745	773	801	830	858	887	915	943
	3,50	814	842	871	899	927	956	984	1013	1041
	4,00	911	940	968	996	1025	1053	1082	1110	1138
	4,50	1009	1037	1066	1094	1122	1151	1179	1208	1236
	5,00	1106	1135	1163	1191	1220	1248	1277	1305	1333

Tabelle 44: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse (H₂-Kosten und CO₂-Kosten)

Methanol Kosten [€/kg]		Zinsrate [%]									
H ₂ -Kosten [€/kg]	1,00	420	424	428	433	437	442	446	451	456	
	1,50	517	521	526	530	535	539	544	549	554	
	2,00	615	619	623	628	632	637	641	646	651	
	2,50	712	716	721	725	730	734	739	744	749	
	3,00	810	814	818	823	827	832	836	841	846	
	3,50	907	911	916	920	925	929	934	939	944	
	4,00	1005	1009	1013	1018	1022	1027	1031	1036	1041	
	4,50	1102	1106	1111	1115	1120	1124	1129	1134	1139	
	5,00	1200	1204	1208	1213	1217	1222	1226	1231	1236	

Tabelle 45: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse (H₂-Kosten und Zinsrate)

Methanol Kosten [€/kg]		Kapitalkosten der Methanolanlage [€]								
		60.000.000,00	70.000.000,00	80.000.000,00	90.000.000,00	100.000.000,00	110.000.000,00	120.000.000,00	130.000.000,00	140.000.000,00
H ₂ -Kosten [€/kg]	1,00	374	384	394	404	414	424	434	444	454
	1,50	472	482	492	502	512	522	532	542	552
	2,00	569	579	589	599	609	619	629	639	649
	2,50	667	677	687	697	707	717	727	737	747
	3,00	764	774	784	794	804	814	824	834	844
	3,50	862	872	882	892	902	912	922	932	942
	4,00	959	969	979	989	999	1.009	1.019	1.029	1.039
	4,50	1.057	1.067	1.077	1.087	1.097	1.107	1.117	1.127	1.137
	5,00	1.154	1.164	1.174	1.184	1.194	1.204	1.214	1.224	1.234

Tabelle 46: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse (H₂-Kosten und Kapitalkosten der Methanolanlage)

Methanol Kosten [€/kg]		Annahmen der fixen Betriebskosten [%-CAPEX]								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
H ₂ -Kosten [€/kg]	1,00	386	392	397	403	409	414	420	426	431
	1,50	484	489	495	501	506	512	518	523	529
	2,00	581	587	592	598	604	609	615	621	626
	2,50	679	684	690	696	701	707	713	718	724
	3,00	776	782	787	793	799	804	810	816	821
	3,50	874	879	885	891	896	902	908	913	919
	4,00	971	977	982	988	994	999	1005	1011	1016
	4,50	1069	1074	1080	1086	1091	1097	1103	1108	1114
	5,00	1166	1172	1177	1183	1189	1194	1200	1206	1211

Tabelle 47: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse (H₂-Kosten und Annahmen der fixen Betriebskosten)

Die vollständigen Berechnungen, inklusive Zwischenergebnisse von den ausgewählten Methanolderivaten aus grünem Methanol, sind in Tabelle 48 angegeben. Der Annuitätsfaktor für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen ist 0,1175.

	Einheit	Ethylen (MTO)	Propylen (MTO)	Form- aldehyde	MTBE	Essigsäure	DME
Methanol- bedarf	t/d	■	■	■	■	■	■
Produktion	t/d	260	260	556	1.631	1.114	427
Kapitalkosten	€	39,786,762	28,239,050	145,558,807	40,565,565	145,326,091	62,825,003
Annuität der Kapitalkosten	€/a	4,673,338	3,316,948	17,097,283	4,764,816	17,069,948	7,379,401
Fixe Betriebs- kosten	€/a	1,989,338	1,411,953	7,277,940	2,028,278	7,266,305	3,141,250
Variable Betriebs- kosten	€/a	200,315,670	200,315,670	200,315,670	627,952,033	227,632,743	200,315,670
Methanol	€/a	200,315,670	200,315,670	200,315,670	200,315,670	200,315,670	200,315,670
Andere Rohstoffe	€/a	0	0	0	427,636,364	27,317,073	0
Gesamte Kosten	€/a	206,978,346	205,044,570	224,690,893	634,745,128	251,968,995	210,836,321
Herstellungs- kosten	€/t	2.184	2.163	1.107	1.066	620	1.354

Tabelle 48: Vollständige Berechnung der Herstellungskosten von den ausgewählten Methanolderivaten von grünem Methanol

GUTACHTEN

**Marktpotentiale und Wirtschaftlichkeit für synthetisches Methanol und
Derivate unter Einbeziehung potenzieller Entwicklungsszenarien bis 2030
Analyse der Regulatorik**

im Auftrag der

Entwicklungsagentur Region Heide AöR, Hamburger Hof 3, 25746 Heide,
vertreten durch den Vorstand

erstellt durch

Rechtsanwalt Dr. Martin Altrock
Rechtsanwalt Dr. Christian Gemmer
Rechtsanwältin Maja Berenike Mosor
Rechtsanwältin Nina Wipfler

Becker Büttner Held · Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater · PartGmbB
Industriestraße 3, 70565 Stuttgart

T +49 (0)711 722 47-0 · F +49 (0)711 722 47-499 · bbh@bbh-online.de





BECKER BÜTTNER HELD

Dieses Gutachten wurde für unsere Mandantin und auf der Grundlage des mit unserer Mandantin bestehenden Mandatsvertrages erstellt. Es ist für den eigenen Gebrauch unserer Mandantin bestimmt. Vor einer Weitergabe des Gutachtens, ganz oder in Teilen, einer Veröffentlichung oder einer Bezugnahme im Außenverhältnis der Mandantin bedarf es einer schriftlichen Zustimmung durch uns.

Gegenüber Dritten, die den Inhalt dieses Gutachtens ganz oder in Teilen zur Grundlage eigener Entscheidungen machen, übernehmen wir keine Verantwortung oder Haftung, es sei denn, dieser Dritte wurde ausdrücklich und durch schriftliche Vereinbarung in den Schutzbereich des Mandatsvertrages mit unserer Mandantin einbezogen oder wir haben mit diesem Dritten schriftlich etwas Abweichendes vereinbart.

Inhaltsverzeichnis

Teil 1 Hintergrund, Prüffragen und Ergebniszusammenfassung	5
Sachverhalt und Hintergrund	5
Prüffragen und Aufbau	5
Management Summary	5
Teil 2: AP₄ Analyse der Regulatorik	8
A. Überblick: Internationaler, europäischer und nationaler Rechtsrahmen	8
I. Europäischer Rechtsrahmen	8
1. Verordnungen	10
a. TEN-V	10
b. Verordnungen zu Flottenemissionen	10
c. MRV für den Seeverkehr	11
2. Richtlinien	11
a. Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II)	11
b. Richtlinie zum Aufbau einer Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFID)	13
c. Kraftstoffqualitätsrichtlinie (FQD)	14
d. Europäischer Emissionshandel	14
II. Nationaler Rechtsrahmen	17
1. Input-Seite	17
a. Strom	17
aa. Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)	18
bb. Energiefinanzierungsgesetz (EnFG)	19
cc. Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)	21
dd. Stromsteuergesetz (StromStG)	22
ee. Verordnung über Konzessionsabgaben (KAV)	24
ff. Fazit	24
b. Wasser	24
c. CO ₂	25
d. Genehmigungsfragen im Zusammenhang mit Leitungsinfrastruktur und Syntheseanlage	27
aa. Leitungsinfrastruktur	27
bb. Elektrolyseur und Syntheseanlage	28
2. Output-Seite	28

a. BImSchG und BImSchV	29
aa. Vorgaben zur Kraftstoffqualität: 10. BImSchV	29
bb. THG-Quote	29
b. Energiesteuergesetz	30
c. Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)	30
d. Herkunftsnachweise	31
B. Verwendung im Straßenverkehr	32
I. Qualität und Zusammensetzung von Kraftstoffen	32
II. Berücksichtigung bei Berechnungen zur THG-Quote	33
1. Europarechtliche Vorgaben	33
a. Berücksichtigung von Upstream-Emissionen	33
b. Vorgaben zur Berücksichtigung von RFNBO nach RED II	34
2. Umsetzungsstand auf nationaler Ebene: Vorgaben aus BImSchG und BImSchV	37
a. Biokraftstoffe	38
b. Upstream-Bereich	39
c. Flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs	39
3. Anforderungen bezüglich CO ₂ -Quellen bei „grünem“ Methanol	40
C. Verwendung in der Schifffahrt	41
I. Nationale Vorgaben an Kraftstoffe für die Schifffahrt	41
II. Europäische Vorgaben an Kraftstoffe für die Schifffahrt	42
1. Verordnung zur Überwachung von Emissionen in der Seefahrt (MRV)	42
2. Anwendbarkeit der FQD auf den Schiffsverkehr	42
III. Völkerrechtliche und internationale Vorgaben an Kraftstoffe für die Schifffahrt	43
1. Internationales Übereinkommen zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe	43
2. ISO-Normen	44
D. Ausblick/zukünftige Entwicklungen	44

Teil 1 Hintergrund, Prüffragen und Ergebniszusammenfassung

Sachverhalt und Hintergrund

Im Rahmen der Studie „Marktpotentiale und Wirtschaftlichkeit für synthetisches Methanol und Derivate unter Einbeziehung potenzieller Entwicklungsszenarien bis 2030“ werden durch den Angebotspartner Fichter GmbH & Co. KG Markt, Marktbedingungen sowie Teilnehmer auf nationaler Ebene zur Vermarktung von Methanol und relevanter Derivate anhand unterschiedlicher Entwicklungsstufen untersucht.

In diesem Zusammenhang wurden durch BBH die rechtlichen Rahmenbedingungen insbesondere für (synthetisches) Methanol als alternativer Kraftstoff herausgearbeitet. Dabei waren insbesondere die rechtlichen Vorgaben auf nationaler, europäischer und internationaler Ebene für die Vermarktung im Rahmen des zu begutachtenden Projekts durch die Entwicklungsagentur Region Heide zu berücksichtigen.

Prüffragen und Aufbau

In einem ersten Schritt werden der nationale und europäische Rechtsrahmen für (synthetisches) Methanol zusammengetragen und hierfür auch die unterschiedlichen Begriffe und Definitionen bezüglich synthetischen Methanols herausgearbeitet.

Sodann werden zwei Anwendungsbereiche von (synthetischem) Methanol aus rechtlicher Sicht untersucht: Der Einsatz von (synthetischem) Methanol als Kraftstoff im Straßenverkehr einerseits und in der Schifffahrt andererseits. Zuletzt erfolgt ein Ausblick über zu erwartende Entwicklungen.

Vorab möchten wir die Ergebnisse kurz zusammenfassen:

Management Summary

- **Einen abschließenden Rechtsrahmen für synthetisches Methanol gibt es derzeit nicht; vereinzelt finden sich Vorschriften und technische Spezifikationen, die an die Erzeugung (Input-Seite) bzw. das Inverkehrbringen und die einzelnen Verwendungsarten (Output-Seite) anknüpfen.**
- **Synthetisches Methanol ist als ein alternativer Kraftstoff zu qualifizieren; für diese gibt es (vor allem auf europäischer Ebene) Vorgaben, die insbesondere in der RED II (Erneuerbare-Energien-Richtlinie, Renewable Energy Directive) festgelegt werden.**

- Eine eigenständige, rechtliche Definition von „grünem“ Methanol gibt es derzeit nicht. Die weitergehenden Anforderungen, etwa an die Nachhaltigkeit von Methanol werden vielmehr indirekt durch die Nachhaltigkeitskriterien der genutzten Ausgangsstoffe (insb. des Wasserstoffs) bestimmt. Es ist daher auch nicht zu erwarten, dass eine eigenständige Definition in absehbarer Zukunft eingeführt wird.
- Sofern in anderen europäischen Rechtsakten (Richtlinien, Verordnungen) auf alternative Kraftstoffe verwiesen wird, wird in der Regel auf die Begriffsbestimmungen und Anforderungen der RED II und der delegierten Rechtsakte zur RED II verwiesen. Eine überarbeitete RED III ist derzeit im Entwurfsstadium. Hierdurch sollen neue Vorgaben für alternative Kraftstoffe erfolgen.
- Die meisten regulatorischen Vorgaben bestehen derzeit auf der Input-Seite, und zwar vor allem hinsichtlich der Ausgangsstoffe bzw. Zwischenprodukte:
 - Vorgaben bestehen bezüglich der Verwendung von erneuerbarem Strom für die **Herstellung von (grünem) Wasserstoff als Ausgangsstoff**. In diesem Zusammenhang bestehen auch Potenziale bei der Entgeltbefreiung von Netzentgelten für Wasserstoffelektrolyseure bzw. Umlagenbefreiungen beim Strompreis.
 - Vorgaben bestehen auch für die Verwendung von Kohlendioxid (CO_2) für die Herstellung von Wasserstoff. In dem vorliegenden Projekt soll das CO_2 durch Carbon Capture and Utilization (CCU) erfolgen. Hierfür besteht aber derzeit noch kein schlüssiger und abschließender Rechtsrahmen.
 - Vorgaben für die **Herstellung von synthetischem Methanol als solchen ergeben sich auch aus diesen Vorgaben nicht direkt**, da die Vorgaben grundsätzlich nur für Wasserstoff als Produkt gelten und **keine Voraussetzungen dahingehend enthalten, wofür der Wasserstoff anschließend verwendet wird**.
 - Für die Herstellung sind auch sonstige Vorgaben etwa aus dem Wasserrecht sowie Immissionsschutz- bzw. Genehmigungsrecht grundsätzlich zu beachten; auch diese knüpfen aber nicht direkt an die Herstellung von synthetischem Methanol als Produkt an, sondern an die Zwischenprodukte bzw. die industrielle Produktion als solche.

- Auf der **Output-Seite (Verwendung des synthetischen Methanols)** wurden insbesondere zwei Anwendungsbereiche untersucht:
 - Verwendung im Straßenverkehr: Die Inverkehrbringer von synthetischem Methanol sind nach dem derzeitigen Stand nicht zur Erfüllung von bestimmten Treibhausgas (**THG**)-Quoten verpflichtet. Hier könnte synthetisches Methanol anderen Kraftstoffherstellern bzw. Inverkehrbringern für die **Anrechnung auf deren Quote angeboten werden (Beimischung)**. Leider ist die Umsetzung der europarechtlichen Vorgaben ins nationale Recht in diesem Bereich (noch) etwas defizitär.
 - Verwendung in der Schifffahrt: Die Schifffahrt ist bezüglich Kraftstoffe weniger reguliert als der Straßenverkehr. Hintergrund ist das Zusammenspiel aus verschiedenen Jurisdiktionen (z.B. Flaggenstaatsprinzip) und die Tatsache, dass es nur wenige konkrete, verbindliche völkerrechtliche Vorgaben für Kraftstoffe und Emissionen gibt. Jedoch regelt das Internationale Übereinkommen zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe (**MARPOL**) **Grenzwerte für Schwefel**. Soweit bei der Verwendung von Methanol kein Schwefel emittiert wird, kann die Verwendung von Methanol zur Einhaltung der Grenzwerte für Schwefel beitragen. Dieser Aspekt kann als zusätzliches Verkaufsargument dienen.
- Es ist zu erwarten, dass **in Zukunft konkretere rechtliche Vorgaben zur Verwendung von synthetischem Methanol als alternativen Kraftstoff eingeführt werden**, sodass der **Anwendungsbereich** sowohl im Straßenverkehr als auch in der Schifffahrt **ausgeweitet werden wird**.
 - Hier liegen insbesondere auch Entwürfe für EU-Rechtsakte vor. Zu nennen sind etwa die EU-Fuel Maritime, welche **Ziele zur Senkung der Emissionen für die Schifffahrt** vorgeben soll, und ein Richtlinienentwurf zu **Besteuerung von Energieerzeugnissen**, welcher (befristete) **Befreiungen für alternative Kraftstoffe vorsieht**.

Teil 2: AP₄ Analyse der Regulatorik

Im folgenden Abschnitt werden die normativen und öffentlich-rechtlichen europäischen und nationalen Anforderungen an synthetisches Methanol entlang der Wertstofffolge (Herstellung und Verwendung) zunächst überblicksartig zusammengetragen (siehe **A.**) und anschließend in Bezug auf die konkreten Vorgaben für die Verwendung im Straßenverkehr (siehe **B.**) und in der Schifffahrt (siehe **C.**) untersucht. Abgeschlossen wird der Abschnitt mit einem Ausblick zu aktuell absehbaren politischen Entwicklungen und Regelungstendenzen (siehe **D.**).

A. Überblick: Internationaler, europäischer und nationaler Rechtsrahmen

Der Überblick zum internationalen, europäischen und nationalen Rechtsrahmen erfolgt in Form eines Rechtskataster, das als **Anlage** dieser Studie beigefügt ist.

In der Gesamtschau ist festzustellen, dass über das gesamte Mehrebenensystem kein abschließender Rechtsrahmen für synthetisches Methanol vorliegt. Vielmehr finden sich punktuell direkte oder indirekte Vorgaben. Diese wurden – soweit für die Studie relevant – in das Rechtskataster aufgenommen. Ein Anspruch auf Vollständigkeit wird für das Rechtskataster nicht erhoben, da dies auf Grund des aktuellen Stands von Literatur und Entscheidungspraxis nicht leistbar ist.

Die im Folgenden vorgestellten einschlägigen Rechtsakte betreffen das synthetische Methanol in unterschiedlichen Aspekten. Betroffen ist zum einen der Herstellungsprozess und Regelungen, die mit dem Einsatz der Grundstoffe Wasser, CO₂ und Strom aus Windkraft und dem Zwischenprodukt Wasserstoff zusammenhängen. Zuletzt stellt sich im Rahmen der Vermarktung des Methanols die Frage, inwiefern synthetisches Methanol eingesetzt und verwendet werden darf und welche Vorteile sich für potenzielle Erwerber aus dem Einsatz des synthetischen Methanols ergeben könnten. Letzter Aspekt kann als „Verkaufsargument“ entscheidend werden im Rahmen der Vermarktung.

In den folgenden Abschnitten werden das Rechtskataster und die dort vermerkten Vorgaben näher erläutert:

I. Europäischer Rechtsrahmen

Maßgeblich ist zunächst der europäische Rechtsrahmen, der insbesondere einheitliche Anforderungen an Produkte (wie beispielsweise Kraftstoffe) innerhalb des europäischen Binnenmarktes stellt und vielfältige Vorgaben im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien trifft.

Auf der EU-Gesetzgebungsebene zu unterscheiden sind insbesondere die EU-Verordnungen von den EU-Richtlinien (Art. 288 des Vertrages über die Arbeitsweise der Europäischen Union, **AEUV**). EU-Verordnungen gelten gemäß Art. 288 UAbs. 2 AEUV unmittelbar und bindend in den Mitgliedstaaten, ohne dass es noch einer Umsetzung in das nationale Recht bedürfte. Richtlinien sind hingegen nur bezüglich ihres Ziels verbindlich (Art. 288 UAbs. 3 AEUV). Für Ihre Anwendbarkeit bedarf es grundsätzlich eines nationalen Umsetzungsaktes (z.B. deutsches Gesetz, Verordnung, etc.); dabei haben die Mitgliedstaaten auch einen gewissen Spielraum bei der Umsetzung der Richtlinien.

Sowohl EU-Verordnungen als auch EU-Richtlinien sind gleichrangig und entweder als EU-Sekundär- oder als EU-Tertiärrecht zu qualifizieren. Ein potenzieller und angesichts der Vielzahl an Regelungen nicht unwahrscheinlicher Kollisionsfall, also wenn Regelungen sich in Bezug auf eine Frage widersprechen, wird nach der *lex specialis*-Regel (das speziellere Gesetz hat Vorrang) oder nach der *lex posterior*-Regel (das später verabschiedete Gesetz hebt das frühere auf) gelöst.

Daneben existieren auf EU-Ebene auch andere Rechtsetzungsverfahren, die zum Erlass von verbindlichen Rechtsakten führen können, jedoch anders als die Verordnungen und Richtlinien i. S. d. Art. 288 AEUV, nicht in einem Gesetzgebungsverfahren zustande gekommen sind. Diesen anderen Rechtsetzungsverfahren unterfallen sog. „delegierte Rechtsakte“ (Art. 290 AEUV) und Durchführungsrechtsakte (Art. 291 AEUV). Gemäß Art. 290 AEUV kann der Kommission durch Gesetzgebungsakte die Befugnis übertragen werden, sog. delegierte Rechtsakte zu erlassen. Die delegierten Rechtsakte sind weitgehend mit Landes- oder Bundesverordnungen im nationalen Recht vergleichbar: Schließlich werden durch delegierte Rechtsakte bestimmte Teile eines Gesetzgebungsaktes im Rahmen einer vom Gesetzgeber festgelegten Ermächtigung näher ausgeführt oder geändert. Delegierte Rechtsakte können als direkt in den Mitgliedsstaaten verbindliche Verordnungen oder umsetzungsbedürftige Richtlinien erlassen werden.¹

Im Folgenden soll ein Überblick über die relevanten EU-Rechtsakte in Bezug auf Methanol erfolgen. Delegierte Rechtsakte werden dabei im Zusammenhang mit den Verordnungen und Richtlinien erörtert, deren Ausgestaltung sie dienen.

¹ Ruffert, in: Calliess/Ruffert, Komm. z. AEUV, Art. 290, Rn. 4.

1. Verordnungen

a. TEN-V

Die Verordnung (EU) Nr. 1315/2013 (TEN-V) regelt Leitlinien der Union für den Aufbau eines transeuropäischen Verkehrsnetzes. Die Verordnung legt auch Ziele für die Implementierung von alternativen umweltfreundlichen Kraftstoffen fest.

Als **alternative umweltfreundliche Kraftstoffe** definiert die Verordnung „Kraftstoffe, die Erdöl als Energieträger für den Verkehrssektor zumindest teilweise ersetzen, zu dessen Dekarbonisierung beitragen und die Umweltverträglichkeit des Verkehrssektors erhöhen; dazu gehören Strom, Wasserstoff, (flüssige) Biokraftstoffe, synthetische Kraftstoffe, Methan ((komprimiertes oder verflüssigtes) Erdgas und Biomethan) und verflüssigtes Petroleumgas (LPG)“ (Art. 3 lit. w TEN-V). Synthetisches Methanol ist daher als synthetischer Kraftstoff auch vom Anwendungsbereich der Verordnung erfasst.

Solche Kraftstoffe sollen zukünftig in Binnen- und Seehäfen, Flughäfen und Straßen des Kernnetzes zur Verfügung stehen (Art. 39 Abs. 2 Ten-V). In einem Änderungsentwurf der Verordnung² wird vorgesehen, dass Standards für eine Infrastruktur für alternative Kraftstoffe im Einklang mit der sich ebenfalls im Entwurf befindlichen Verordnung für den Aufbau einer Infrastruktur alternativer Kraftstoffe erfolgen soll (siehe unten: Ausblick).

b. Verordnungen zu Flottenemissionen

In der Verordnung (EU) 2019/631³ werden Anforderungen an die CO₂-Emissionsleistung neuer Personenkraftwagen und neuer leichter Nutzfahrzeuge, in der Verordnung (EU) 2019/1242⁴ hingegen solche an die Anforderungen an die CO₂-Emissionsleistung neuer schwerer Nutzfahrzeuge aufgestellt, um dazu beizutragen, dass die von der Union angestrebte Verringerung der Treibhausgasemissionen erreicht wird.

² Entwurf: 2021/0420 (COD) bzw. COM (2021) 812 final.

³ Verordnung (EU) 2019/631 des europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2019 zur Festsetzung von CO₂-Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen und für neue leichte Nutzfahrzeuge und zur Aufhebung der Verordnungen (EG) 443/2009 und 510/2011, ABl. L 111 vom 25.04.2019, S. 13.

⁴ Verordnung (EU) 2019/1242 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Juni 2019 zur Festlegung von CO₂-Emissionsnormen für neue schwere Nutzfahrzeuge und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 595/2009 und (EU) 2018/956 des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Richtlinie 96/53/EG des Rates, ABl. L 198 S. 202.

Bislang werden alternative Kraftstoffe in der Berechnung der Flottenemissionen noch nicht berücksichtigt. In Art. 15 Abs. 1 beider Verordnungen ist für das Jahr 2023 eine eingehende Überprüfung der Wirksamkeit der Verordnungen durch die Kommission geplant. Diese Überprüfung soll unter anderem den möglichen Beitrag der Nutzung synthetischer und fortschrittlicher alternativer Kraftstoffe aus erneuerbaren Energiequellen zur CO₂-Emissionsminderung berücksichtigen. Dabei soll insbesondere die Möglichkeit bewertet werden, eine spezielle Methode zu entwickeln, um dem möglichen Beitrag Rechnung zu tragen, den die Nutzung synthetischer und alternativer flüssiger und gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe, die aus erneuerbaren Energiequellen stammen und die Kriterien für Nachhaltigkeit und für die Einsparung von Treibhausgasemissionen erfüllen, zur CO₂-Emissionssenkung leisten kann.

c. MRV für den Seeverkehr

Die Verordnung (EU) 2015/757⁵ über die genaue Überwachung von, Berichterstattung über und Prüfung von CO₂-Emissionen („regulation on monitoring, reporting and verification“, sog. MRV) von Schiffen, die in einem Hafen im Hoheitsgebiet eines Mitgliedstaats ankommen, sich dort aufhalten oder diesen verlassen, beinhaltet Pflichten zur Berichterstattung über CO₂-Emissionen von Schiffen mit dem Ziel, die CO₂-Emissionen im Schiffverkehr anschließend kostenwirksam senken zu können.

2. Richtlinien

a. Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II)

Die RED II⁶ regelt die Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Sie ersetzt die zuvor geltende RED I⁷ und legt ein neues verbindliches Gesamtziel der Union von mind. 40 % erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2030 fest.

⁵ Verordnung (EU) 2015/757 = Verordnung (EU) 2015/757 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 29. April 2015 über die Überwachung von Kohlendioxidemissionen aus dem Seeverkehr, die Berichterstattung darüber und die Prüfung dieser Emissionen und zur Änderung der Richtlinie 2009/16/EG, ABl. L 123, S. 55.

⁶ RED II = Richtlinie (EU) 2018/2001 des europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 82.

⁷ Richtlinie 2009/28/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. L 140 vom 05.06.2009, S. 16.

Die Richtlinie setzt Maßstäbe für die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Dazu hält sie insbesondere einige **Definitionen im Bereich der Kraftstoffe** bereit:

- **Biokraftstoffe** sind flüssige Kraftstoffe für den Verkehr, die aus Biomasse hergestellt werden (Art. 1 Nr. 33 RED II), wobei Biomasse der biologisch abbaubare Teil von Produkten, Abfällen und Reststoffen biologischen Ursprungs der Landwirtschaft, einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe, der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige, einschließlich der Fischerei und der Aquakultur sowie den biologisch abbaubaren Teil von Abfällen, darunter auf Industrie- und Haushaltsabfälle biologischen Ursprungs (Art. 1 Nr. 24 RED II) meint. Synthetisches Methanol ist mangels Herstellung aus Biomasse kein Biokraftstoff.
- Synthetisches Methanol kann nach diesen Definitionen als **flüssiger erneuerbarer Kraftstoff für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs** (Art. 2 Nr. 36 RED II, sog. „RFNBO“, „renewable fuels of non-biological origin“) eingestuft werden, da der Energiegehalt des synthetischen Methanols aus Wasserstoff und damit aus Windenergie, einer **Energie aus erneuerbaren Quellen** (Art. 2 Nr. 1 RED II), stammt. Sie werden gefördert, weil sie in Sektoren, die längerfristig auf flüssige Kraftstoffe angewiesen sein werden, eine wichtige Rolle für die Steigerung des Anteils an erneuerbaren Energien (EE-Anteil) spielen.⁸
- Daneben kommt eine Einstufung als **wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoff** (Art. 1 Nr. 35 RED II) in Betracht, da er ein flüssiger Kraftstoff ist, der aus Abgas nicht erneuerbaren Ursprungs, das zwangsläufig und unbeabsichtigt infolge der Produktionsprozesse in Industrieanlagen entsteht, hergestellt wird. Wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe erhalten ihren Energiegehalt nicht über erneuerbare Energien und sind damit weniger hilfreich zur Erreichung der EE-Anteile als RFNBO⁹. Sie könnten allerdings zur Diversifizierung der Energieversorgung und Dekarbonisierung des Verkehrssektors beitragen und werden daher teilweise gefördert.

Im Verkehrssektor sieht die Richtlinie eine Verpflichtung der Kraftstoffanbieter vor, den Anteil an erneuerbarer Energie in ihrem Kraftstoffmix nach gewissen Quoten zu

⁸ Erwägungsgrund 90 zur RED II.

⁹ Dies ergibt sich aus den Erwägungsgründen 89, 90 zur RED II.

erhöhen (Art. 25 RED II). Innerhalb des Anteils an Kraftstoff aus erneuerbaren Energien muss ein gewisser Anteil aus Biokraftstoffen und Biogas bestehen.

Zwei delegierte Rechtsakte werden zukünftig¹⁰ Vorgaben für den Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien bei der Herstellung eines Kraftstoffs enthalten, damit dieser als vollständig erneuerbar angerechnet werden kann,¹¹ und Vorgaben zur Bewertung der THG-Emissionseinsparung durch die Nutzung von RFNBO¹² enthalten.

b. Richtlinie zum Aufbau einer Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFID)

Die Richtlinie 2014/94/EU („Alternative Fuels Infrastructure Directive“, AFID) regelt den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe. Sie wird wohl zeitnah von einer Verordnung abgelöst (Verordnung zum Aufbau einer Infrastruktur für alternative Kraftstoffe („AFIR“), siehe unter D.).

Die Richtlinie definiert „alternative Kraftstoffe“ wie die TEN-V, sodass synthetisches Methanol als synthetischer Kraftstoff auch unter den Anwendungsbereich der Richtlinie fällt. Im Erwägungsgrund 6 wird synthetisches Methanol auch explizit als synthetischer Kraftstoff zur Verwendung als Ottokraftstoff oder als Beimischung zu Ottokraftstoff erwähnt.

Der nationale Strategierahmen, zu dessen Aufstellung die AFID die Mitgliedstaaten verpflichtet, geht nicht explizit auf synthetische Kraftstoffe ein, sondern nimmt vielmehr Strom, Wasserstoff und Erdgas in den Blick. Das ist insofern folgerichtig, als für diese alternativen Kraftstoffe neue Infrastruktur geschaffen werden muss, während für synthetische, flüssige Kraftstoffe die bestehende Infrastruktur genutzt werden kann.

¹⁰ Die Rechtsakte wurden am 13.02.2023 von der EU-Kommission veröffentlicht. Sofern Parlament oder Rat nicht innerhalb von zwei Monaten widersprechen, tritt der Rechtsakt in Kraft und wirkt unmittelbar in allen Mitgliedstaaten.

¹¹ Entwurf einer Delegierten Verordnung der Kommission zur Produktion erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs als End- oder Zwischenprodukt auf Grundlage des Art. 27 Abs. 3 RED II, veröffentlicht am 13.02.2023, abrufbar unter: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_23_594 (zuletzt abgerufen am 14.02.2023).

¹² Entwurf einer Delegierten Verordnung der Kommission zur Festlegung einer Methode zur Bewertung der THG-Emissionseinsparung durch die Nutzung von RFNBO und wiederverwerteten Kohlenstoffen, veröffentlicht am 13.02.2023, abrufbar unter: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_23_594 (zuletzt abgerufen am 14.02.2023).

Die Vorgaben zur Kennzeichnung von Kraftstoffen aus der AFID werden in der 10. BImSchV umgesetzt.

c. Kraftstoffqualitätsrichtlinie (FQD)

Die sog. Kraftstoffqualitätsrichtlinie („Fuel Quality Directive“, **FQD**)¹³ enthält Spezifikationen für Otto-, Diesel- und Gasölkraftstoffe und zur Einführung eines Systems zur Überwachung und Verringerung der THG-Emissionen und Spezifikationen für von Binnenschiffen gebrauchte Kraftstoffe.

Aus der FQD ergeben sich Vorgaben an die Kraftstoffanbieter, die wie die diesbezüglichen Vorgaben der RED II im nationalen Recht durch die THG-Quote in §§ 37a ff. BImSchG umgesetzt werden.¹⁴

In diesem Kontext ist auch die EU-Richtlinie (EU) 2019/1161 über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge („**Clean Vehicles Directive**“)¹⁵ zu erwähnen. In Deutschland wurde die Clean Vehicles Directive durch das Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz (SaubFahrzeugBeschG)¹⁶ umgesetzt, welches verbindliche Mindestziele für die Beschaffung von emissionsarmen und -freien Pkw sowie leichten und schweren Nutzfahrzeugen bei der öffentlichen Auftragsvergabe vorgibt.

d. Europäischer Emissionshandel

Die Emissionshandelsrichtlinie¹⁷ (EH-RL) hat das geltende System des Handels mit THG-Emissionszertifikaten (Emission Trading System, ETS) eingeführt. Betreiber

¹³ Richtlinie 2009/30/EG zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG, ABl. L 140 vom 05.06.2009, S. 88, zuletzt geändert durch Richtlinie (EU) 2016/802 vom 11. Mai 2016, ABl. L 132, S. 58.

¹⁴ So auch BBH, Gutachten im Auftrag der Verbände VDB, BDB, MVaK, UFOP: Gutachterliche Bewertung der europarechtlichen Vereinbarkeit der Gesetzesnovellen der Bundesregierung zur Überführung der Vorgaben aus der RED II, abrufbar unter: https://www.bdbe.de/application/files/1716/2281/1003/Gutachten_bbh.pdf, S. 9 (zuletzt abgerufen am 18.01.2023).

¹⁵ Richtlinie (EU) 2019/1161 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Juni 2019 zur Änderung der Richtlinie 2009/33/EG über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge, ABl. L 188 vom 12. Juli 2019, S. 116-130.

¹⁶ Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/1161 vom 20. Juni 2019 zur Änderung der Richtlinie 2009/33/EG über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge sowie zur Änderung vergaberechtlicher Vorschriften, BGBl. I S. 1691.

¹⁷ Richtlinie 2003/87/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG, ABl. L 275 vom 25.10.2003, S. 32, zuletzt geändert durch delegierte Verordnung (EU) 2021/1416 der Kommission vom 17. Juni 2021, ABl. L 305, S. 1.

bestimmter Anlagen werden verpflichtet, für jede Tonne CO₂-Äquivalent, die ihre Anlage emittiert, Zertifikate zu erwerben (Art. 4 EH-RL). Dafür werden für bestimmte Tätigkeiten Emissionsfaktoren in der zur Durchführung erlassenen Monitoring-Verordnung¹⁸ angesetzt.

Industrieanlagen, aus denen CO₂-Mengen für die Methanol-Synthese abgeschieden werden, könnten in den Anwendungsbereich des EU-ETS fallen und zum Ausgleich des emittierten CO₂ durch entsprechende Zertifikate verpflichtet sein. Es stellt sich die Frage, ob die Abscheidung des CO₂ dadurch angereizt wird, dass aus der Anlage abgeschiedene und in die Methanolsynthese verbrachte CO₂-Mengen von den ausgleichspflichtigen CO₂-Mengen abgezogen werden.

Bis 2017 wurden nur solche CO₂-Mengen in Abzug gebracht, die abgeschieden und dauerhaft geologisch gespeichert wurden (Art. 49 Monitoring-V). Im Jahr 2017 hat der Europäische Gerichtshof (EuGH) die grundsätzlich positive Berücksichtigung von CCU-Verfahren im Rahmen des Emissionshandels festgestellt: Für die Notwendigkeit von Zertifikaten kommt es auf die tatsächliche Möglichkeit einer anfallenden Emission an.¹⁹ Aus technischen oder systemischen Gründen sind nicht freigesetzte Emissionen nicht emissionshandelspflichtig.²⁰ Die dauerhafte Speicherung muss daher nicht geologisch erfolgen, sondern kann durch eine stabile Bindung in ein Produkt erfolgen. Von einer dauerhaft stabilen Speicherung kann im Fall der Herstellung von synthetischem Methanol, in dem das CO₂ bis zur späteren Verbrennung gespeichert ist, eher nicht ausgegangen werden. Denn entscheidend ist nach dem EuGH-Urteil, dass das CO₂ nicht in die Atmosphäre freigesetzt wird. Davon muss hier allerdings ausgegangen werden. Darüber hinaus wurde die Monitoring-V auch nur sehr zurückhaltend insofern angepasst, dass allein der vom Urteil erfasste Fall aufgenommen wurde, nicht hingegen eine allgemeinere, auslegungsfähige Ausnahme für abgeschiedenes CO₂.

¹⁸ Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 der Kommission vom 19. Dezember 2018 über die Überwachung von und die Berichterstattung über THG-Emissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 601/2012 der Kommission, ABl. L 334, S. 1, zuletzt geändert durch Durchführungsverordnung (EU) 2022/1371, ABl. L 206, S. 15.

¹⁹ EuGH, Urt. v. 19.01.2017, C-460/15.

²⁰ IKEM, KEROSyn100, Regulatorische Hemmnisse und Anreizmechanismen für den Einsatz synthetischer Kraftstoffe in der Luftfahrt, Mai 2020, S. 55, abrufbar unter: https://usercontent.one/wp/www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/03/20200528_IKEM_KeroSyn100_Regulatorische-Hemmnisse-und-Anreize.pdf?media=1667839188 (zuletzt abgerufen am 18.01.2023).

Dabei ist zu berücksichtigen, dass das Urteil die Bindung von CO₂ in Form von Calciumcarbonat zum Gegenstand hat. Bei diesem handelt es sich um eine der am weitesten verbreiteten Verbindungen auf der Erde, die vor allem in Form von Sedimentgesteinen oder auch als Calciumhydrogencarbonat in den meisten natürlichen Gewässern zu finden ist. Aufgrund der spezifischen Besonderheiten des Calciumcarbonats und seinem natürlichen Vorkommen ungeachtet seiner Vergleichbarkeit mit anderen Verbindungen kann die o. g. Rechtsprechung nicht ohne weiteres auf andere chemische Verbindungen übertragen werden. Insbesondere ist eine mangelnde Vergleichbarkeit für Kunststoffe anzunehmen. Insofern ist mit erheblichen Zweifeln belastet, ob die Bindung von CO₂ in Kunststoffen zu einer Reduktion der zertifikatspflichtigen Mengen führen kann. Dies kann in diesem Rahmen nicht abschließend geklärt werden. Eine Verarbeitung des emittierten CO₂ zu Methanol bzw. dessen Derivaten, lässt eine etwaige EU-ETS-Pflicht insoweit unberührt. Grundsätzlich steht die Weiterleitung damit der Freisetzung von CO₂ weiterhin gleich.

In dem Kontext der Frage der Anrechenbarkeit von Emissionseinsparungen an anderer Stelle sei auch exkursartig die Mitte Februar 2022 veröffentlichte Delegierte Verordnung²¹ zur Ergänzung der Artikel 25 Abs. 2 und Artikel 28 Abs. 5 der RED II (**Delegierte VO**) erwähnt. Diese sieht Mindestschwellenwerte sowie Berechnungsgrundlagen (in ihrem Anhang) für RFNBOs anhand ihres Lebenszyklus vor.

Gemäß Erwägungsgrund (4) zur Delegierten VO sollen für CO₂-Abscheidung, die bereits nach anderen Unionsvorschriften berücksichtigt wird, keine Gutschriften gewährt werden. Das abgeschiedene CO₂ soll bei der Ermittlung der Emissionen aufgrund der derzeitigen Nutzung oder Bestimmung der Einsatzstoffe (etwa als Kraftstoff) nicht als vermieden betrachtet werden. Gemäß Erwägungsgrund (6) sollen Emissionen aus Anlagen, die dem EU-ETS unterfallen, verhindert werden, auch wenn sie abgeschieden und für die Erzeugung von RFNBOs verwendet werden (können). Soweit diese Emissionen nicht bereits vorgelagert durch eine wirksame CO₂-Bepreisung erfasst werden, sind sie in der Lebenszyklus-Betrachtung zu beachten

²¹ Delegierte Verordnung (EU) vom 10.02.2023 der Kommission zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung eines Mindestschwellenwertes für die Treibhausgaseinsparungen durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe und einer Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe.

und sollen nicht als vermieden gelten (vgl. auch Ziffer 10 lit.a des Anhangs zur Delegierten Verordnung).

Auf nationaler Ebene wird die EH-RL durch das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG)²² umgesetzt.

II. Nationaler Rechtsrahmen

Das Rechtskataster zum nationalen Rechtsrahmen unterteilt sich in die Bereiche

- Inputseite und
- Outputseite.

1. Input-Seite

Die Inputseite enthält gesetzliche Vorgaben zu den Grundstoffen Strom, Wasser und CO₂. Der Schwerpunkt wurde im Bereich Strom verortet, da zum einen mitgeteilt wurde, dass der Rechtsrahmen in Bezug auf Wasser Gegenstand eines separaten Projekts ist und zum anderen der CO₂-Kontext in regulatorischer Hinsicht noch nicht sehr ergiebig ist.

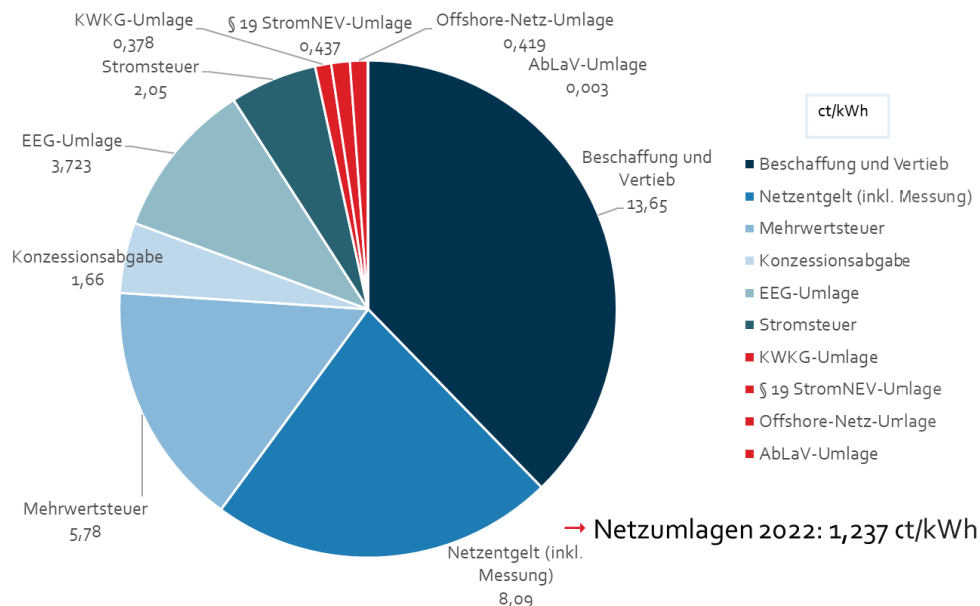
a. Strom

Strom wird im Kontext von synthetischem Methanol für die Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse benötigt. Vorliegend soll unter anderem Strom aus Offshore-Windparks genutzt werden. Der Strom wird voraussichtlich nicht über Direktleitungen zum Elektrolyseur geleitet, sondern einem Netz entnommen werden. Das Rechtskataster befasst sich mit der Abgaben- und Umlagenstruktur bei der Nutzung von Strom, die sich aus betriebswirtschaftlicher Sicht in den **Gestehungskosten** für synthetisches Methanol zu verorten ist. Nicht weiter untersucht wurden die gesetzlichen Anforderungen an die Errichtung und den Betrieb von Stromerzeugungsanlagen.

Bei der Entnahme von Strom aus dem Netz fielen 2022²³ folgende Umlagen und Abgaben an:

²² TEHG = Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz vom 21.07.2011 (BGBl. I S. 1475), das zuletzt durch Artikel 18 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist.

²³ Die EEG-Umlage betrug ab dem 01.07.2022 null und ist ab den 01.01.2023 komplett weggefallen.



Das Schaubild stellt beispielhaft die Strompreiszusammensetzung dar und zeigt, dass selbst bei den aktuell hohen Strompreisen regulatorische Abgaben einen großen Teil des Strompreises ausmachen.

aa. Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) enthält grundlegende Regelungen für die leitungsgebundene Energie „Strom“.

Kundenanlage und Energieversorgungsnetze

Im Abgaben- und Umlagenkontext ist die Differenzierung zwischen Kundenanlage und Energieversorgungsnetz relevant, da mit Ausnahme der Stromsteuer und der Konzessionsabgabe die übrigen Abgaben und Umlagen an die Entnahme von Strom aus einem Energieversorgungsnetz geknüpft sind. Mit anderen Worten: Können elektrische Leitungen und Anlagen, über die Strom aus der Erzeugungsanlagen zum Elektrolyseur geleitet wird, als Kundenanlage eingestuft werden, entfallen Kostenbestandteile bei der Nutzung von Strom. Die gesetzlichen Definitionen finden sich in § 3 Nr. 16 und 24a/b EnWG.

Netzentgeltbefreiung für Elektrolyseure

Die § 118 Abs. 6 S. 7 – 11 EnWG enthalten Sonderregelungen für die von Elektrolyseuren zu zahlenden Netzentgelte. **Hiernach können Elektrolyseure über 20 Jahre netzentgeltbefreit Strom aus dem Netz beziehen.** Andere Technologien zur Erzeugung von Wasserstoff (Dampfreformation, Pyrolyse, etc.) sind nicht netzentgeltbefreit. Die Netzentgeltbefreiung ist nach überwiegender Auffassung **unabhängig von der Verwendung des erzeugten Wasserstoffs**. Dieser kann frei genutzt werden z. B. zur Rückverstromung, Wärmeerzeugung oder im stofflichen Einsatz in industriellen Prozessen.²⁴ Eine ausdrückliche gesetzliche Regelung war bereits in der letzten Legislaturperiode angekündigt worden, ist allerdings bislang nicht erfolgt.

In zeitlicher Hinsicht ist zu beachten, dass Elektrolyseure nach dem 31.12.2008 neu errichtet und zwischen dem 04.08.2011 und dem 03.08.2026 **in Betrieb** genommen werden.

Die Netzentgeltbefreiung für Elektrolyseure muss nicht von einer Regulierungsbehörde genehmigt werden.²⁵

Die Netzentgeltbefreiung wird durch die Verteilernetzbetreiber gewährt. Die Finanzierung erfolgt ab 01.01.2023 durch die „Wasserstoffumlage“. Diese wird umgesetzt, indem die Kosten gemäß § 118 Abs. 6 S. 9, 11 EnWG und § 19 Abs. 2 StromNEV als Teil der § 19 StromNEV-Umlage gewälzt werden.²⁶

bb. Energiefinanzierungsgesetz (EnFG)

Im Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) findet sich die Rechtsgrundlage für die KWKG- und die Offshore-Netzumlage (nachfolgend zusammengefasst als: **EnFG-Umlagen**). Beide Umlagen (Höhe für 2023: KWKG-Umlage 0,357 ct/kWh / Offshore-Netzumlage 0,591 ct/kWh) werden erhoben, wenn Strom aus einem Energieversorgungsnetz entnommen wird (§ 2 Nr. 6 und Nr. 11 EnFG).

²⁴ Peiffer, in: Assmann/Peiffer, BeckOK EnWG, 4. Auflage, 01.09.2022, § 118, Rn. 56

²⁵ Peiffer, in: Assmann/Peiffer, BeckOK EnWG, 4. Auflage, 01.09.2022, § 118, Rn. 59.

²⁶ Vgl. hierzu die Veröffentlichungsplattform der Übertragungsnetzbetreiber: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/-19-StromNEV-Umlage/-19-StromNEV-Umlagen-Uebersicht> (zuletzt abgerufen am 18.01.2023).

Herstellung von Grünem Wasserstoff

In § 25 EnFG ist vorgesehen, dass die EnFG-Umlagen nicht anfallen, wenn der Strom zur Herstellung von Grünem Wasserstoff verwendet wird.²⁷ Die Umlagenbefreiung ist **unabhängig von der Verwendung des Grünen Wasserstoffs nach dessen Herstellung**.

Die Anforderungen, die für die Herstellung von Grünem Wasserstoff erfüllt werden müssen, ergeben sich zukünftig aus einer eigenen Verordnung (§ 26 EnFG i. V. m. § 93 EEG). Diese ist – soweit ersichtlich – noch nicht erlassen worden. § 93 Abs. 1 EEG legt aber insoweit schon fest, dass nur solcher Wasserstoff als Grüner Wasserstoff gilt, der ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde und der mit dem Ziel einer nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung vereinbar ist. Ferner darf für den genutzten Strom keine finanzielle Förderung nach dem EEG in Anspruch genommen worden sein. Darüber hinaus können folgende Aspekte in der Verordnung geregelt werden:

1. Bestimmungen zu den Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, deren Strom zur Herstellung von Grünem Wasserstoff verwendet werden kann, insbesondere zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme dieser Anlagen im Verhältnis zur Inbetriebnahme der Anlage zur Herstellung von Grünem Wasserstoff,
2. zum **zeitlichen Verhältnis** von Stromerzeugung und Wasserstoffherstellung,
3. zum **räumlichen Verhältnis** der Anlage zur Erzeugung von Grünem Wasserstoff zur Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien,
4. zu einer Einführungsphase, in der von den Anforderungen der Nummern 1 bis 3 in vorgegebenem Maß abgewichen werden kann und
5. zu besonderen Anforderungen an Demonstrations- und Pilotvorhaben.

Damit eröffnet die Verordnungsermächtigung die Ausgestaltung des nationalen Rechtsrahmens nach Vorlage der europaweiten Kriterien für erneuerbaren Wasser-

²⁷ Die hier maßgeblichen Regelungen des EnFG stehen gemäß § 68 EnFG noch unter dem beihilferechtlichen Genehmigungsvorbehalt der EU-Kommission (Stand 19.01.2023). Wir gehen davon aus, dass die EU KOM die Genehmigung zeitnah erteilen wird.

stoff, die sich aus dem Delegierten Rechtsakt nach Art. 27 RED II ergeben (dort zunächst für den Verkehrssektor geltend, daher ausführlich dargestellt unter B. II. 1. b.).

Insbesondere die Punkte „zeitliches und räumliches Verhältnis“ könnten sich auf die Nutzung von Strom aus Offshore-Windparks auswirken und ggfs. die Einordnung als Grünen Wasserstoff verhindern.

Abschließend bleibt noch anzumerken, dass Einrichtungen zur Herstellung in zeitlicher Hinsicht vor 01.01.2030 in Betrieb zu nehmen sind (§ 25 Abs. 2 EnFG) und über einen eigenen Zählpunkt mit dem Netz verbunden (§ 25 Abs. 1 S. 1 a. E. EnFG) sein müssen, um die EnFG-Umlagenprivilegierung nutzen zu können.

cc. Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)

Die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) sieht in § 19 zum einen die Möglichkeiten von reduzierten Netzentgelten für gewisses Verhalten als auch für Anschlusssituationen vor und enthält zum anderen Regelungen für die StromNEV-Umlage.

Reduzierte Netzentgelte

Reduzierte Netzentgelte können in folgenden Fällen in Anspruch genommen werden:

- Atypische Netznutzung, d. h. die Jahreshöchstlast eines Letztverbrauchers tritt vorhersehbar in lastschwachen Zeiten auf (§ 19 Abs. 2 StromNEV)
- Intensive Netznutzung, d. h. ein Letztverbraucher nutzt das Netz jährlich mindestens zu 7.000 Benutzungsstunden und für 10 GWh (§ 19 Abs. 2 StromNEV)
- Singuläre Nutzung eines Netzbetriebsmittel durch einen Letztverbraucher oberhalb der Umspannung von Mittel- zu Niederspannung (§ 19 Abs. 3 StromNEV)

Vor dem Hintergrund der Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG für Elektrolyseure dürften für die zuvor benannten Reduktionsmöglichkeiten wohl keine Anwendungsfälle im Bereich von synthetischem Methanol verbleiben. Der Vollständigkeit halber wurden Sie dennoch erwähnt.

StromNEV-Umlage

Die StromNEV-Umlage (Höhe für 2023: 0,417 ct/kWh) fällt bei der Entnahme von Strom aus einem Netz an. In § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV finden sich folgende Privilegierungstatbestände für einen Strombezug von über 1 GWh an einer Abnahmestelle:

- Allgemeine Reduktion der StromNEV-Umlage für den Strombezug jeder kWh über 1 GWh auf 0,05 ct/kWh bzw.
- Spezielle Reduktion der StromNEV-Umlage bei Unternehmen des Produzierenden Gewerbes für den Strombezug jeder kWh über 1 GWh auf 0,025 ct/kWh.

dd. Stromsteuergesetz (StromStG)

Die Stromsteuer (Höhe für 2023: 2,05 ct/kWh) entsteht, wenn Strom aus einem Netz oder einer Kundenanlage zum Letztverbrauch entnommen wird (§ 5 Abs. 1, § 3 StromStG). Hierzu finden sich verschiedene Ausnahmetatbestände, die im Kontext der Herstellung von synthetischem Methanol für den Grundstoff Wasserstoff genutzt werden könnten.

Stromsteuerbefreiung für Elektrolyse

Nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG wird auf Antrag eines Unternehmens des produzierenden Gewerbes die Stromsteuer für die Nutzung von Strom für die Elektrolyse erstattet, soweit diese angefallen ist.

Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG

Nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG ist nach erteilter Erlaubnis Strom von der Stromsteuer befreit, wenn er in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von mehr als 2 MW aus erneuerbaren Energien erzeugt und vom Anlagenbetreiber am Ort der Erzeugung zum Selbstverbrauch genutzt wird.

Diese Stromsteuerbefreiung dürfte mit Blick auf Strom aus Offshore-Windparks wohl nicht einschlägig sein, da zum einen weder die Personenidentität von dem Windparkbetreiber und dem Betreiber des Elektrolyseurs noch die Entnahme am Ort der Erzeugung als Voraussetzungen vorliegen dürften. Der Ort der Erzeugung ist zumindest das Gebäude, das Grundstück oder das Flurstück, auf dem sich die Stromerzeugungsanlage befindet. Bei einem räumlich zusammengehörenden Gebiet können aber auch mehrere Gebäude oder Grundstücke sowie Betriebsgelände

hiervon umfasst sein, selbst wenn diese von natürlichen oder infrastrukturell trennenden Elementen, wie etwa Wasserläufen oder Verkehrswegen, unterbrochen sind.²⁸ Letzteres dürfte wohl im Kontext von Offshore-Windparks nicht mehr vorliegen.

Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG

Nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG ist nach erteilter Erlaubnis bzw. in den Fällen von § 10 der Stromsteuer-Durchführungsverordnung (StromStV) Strom von der Stromsteuer befreit, wenn er in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW aus erneuerbaren Energien oder in hocheffizienten KWK-Anlagen erzeugt wird und im räumlichen Zusammenhang zum Selbstverbrauch oder von dritten Letztverbrauchern genutzt wird.

Diese Stromsteuerbefreiung dürfte mit Blick auf Strom aus Offshore-Windparks nicht einschlägig sein, da zum einen die Nennleistungsgrenze überschritten ist und zum anderen sowohl die Personenidentität zwischen Windparkbetreiber und Betreiber des Elektrolyseurs als auch der räumliche Zusammenhang nicht vorliegt.

Stromsteuerbefreiung nach § 9b und § 10 StromStG

Die Stromsteuerbefreiung nach § 9b StromStG ist im Kontext des synthetischen Methanols nicht einschlägig, da die Elektrolyse nicht unter die Erzeugung von Licht, Wärme, Kälte, Druckluft oder mechanischer Energie fällt.

Nach § 10 StromStG kann Strom von der Stromsteuer befreit werden, wenn dieser von einem Unternehmen des Produzierenden Gewerbes für betriebliche Zwecke genutzt wird und das Unternehmen den Nachweis erbringt, dass es ein Energiemanagementsystem, ein Umweltmanagementsystem oder ein alternatives System zur Verbesserung der Energieeffizienz betreibt oder zumindest mit der Einführung eines solchen Systems im Unternehmen begonnen hat.²⁹ Für die Entnahme des Stroms zur Herstellung von Wasserstoff im Rahmen einer gewerblichen Tätigkeit kommt die Befreiung grundsätzlich in Betracht, wenn ein solches System umgesetzt bzw. geplant wird.

²⁸ Generalzolldirektion, Informationen zum Gesetz zur Neuregelung von Stromsteuerbefreiungen sowie zur Änderung energiesteuerrechtlicher Vorschriften v. 22.6.2019, Stand: 17.7.2019, S. 9.

²⁹ Keine Stromsteuerbefreiung ist insoweit allerdings für die Elektromobilität bzw. die Erzeugung von Licht, Wärme, Kälte, Druckluft und mechanischer Energie möglich.

ee. Verordnung über Konzessionsabgaben (KAV)

Gemäß § 48 Abs. 1 EnWG sind Konzessionsabgaben Entgelte, die Energieversorgungsunternehmen für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen (Netze und/oder Direktleitungen), die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Energie dienen, entrichten. Rechtsgrundlage ist der zwischen der Gemeinde und dem Energieversorgungsunternehmen vereinbarte Konzessionsvertrag. Die Höhe der Konzessionsabgabe ist in § 2 KAV geregelt.

Bei der Nutzung von Strom aus Offshore-Windparks ist davon auszugehen, dass Konzessionsabgaben anfallen, da die Zuleitung des Stroms wohl nicht ausschließlich über privaten Grund möglich sein wird. Es ist allerdings davon auszugehen, dass nur der Sondervertragskundenhöchstbetrag von 0,11 ct/kWh gemäß § 2 Abs. 3 Nr. 1 KAV anfällt.

ff. Fazit

Bei der Herstellung des Grundstoffs Wasserstoff per Elektrolyse fallen folgende Abgaben und Umlagen, die an die Stromnutzung anknüpfen, nicht an:

- Netzentgelte (§ 118 Abs. 6 EnWG),
- Stromsteuer (§ 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG),
- EnFG-Umlagen bei Erfüllung der Kriterien für Grünen Wasserstoff.

Die Konzessionsabgabe fällt wohl nur zu einem geringeren Betrag von 0,11 ct/kWh an. Eine Reduktion der StromNEV-Umlage kommt bei Stromentnahmemengen von über 1 GWh aus dem Netz in Betracht.

b. Wasser

Im Zusammenhang mit dem im Elektrolyseur eingesetzten Wasser werden die zu beachtenden Aspekte nur benannt. Laut Angaben des Auftraggebers ist ein ausführliches Gutachten diesbezüglich bereits anderweitig in Bearbeitung.

Sollte Wasser aus Gewässern im Umkreis des Elektrolyseurs entnommen werden, sind die Vorgaben des **Wasserhaushaltsgesetzes (WHG)** und des jeweils einschlägigen Landeswassergesetzes (**LWG**) zu beachten. Diese Gesetze regeln die Entnahme von Wasser aus oberirdischen Gewässern, Küstengewässern und Grundwasser und Meeresgewässern. Das Entnehmen von Wasser ist danach grundsätzlich als

Benutzung des Gewässers erlaubnisbedürftig (§§ 8, 9 WHG). Die Erlaubnis der Wasserentnahme wird auch nicht von der Konzentrationswirkung einer möglichen Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (**BlmSchG**) erfasst. Anders als beispielsweise die Baugenehmigung muss die Erlaubnis zur Wasserentnahme neben der BlmSchG-Genehmigung (zusätzlich) beantragt werden (§ 13 BlmSchG).³⁰

c. CO₂

Das für die Herstellung von Methanol erforderliche CO₂ soll nicht über das Verfahren der Direct-Air-Capture (DAC), sondern durch die Abscheidung des CO₂ aus Industrieprozessen (Carbon Capture and Utilization, **CCU**), beispielsweise der Zementherstellung, erfolgen.

Entscheidend ist demnach der Rechtsrahmen für **CCU**, mithin die Abscheidung von CO₂ mit nachfolgender Nutzung, in Abgrenzung zum Carbon Capture and Storage (**CCS**), die Abscheidung mit anschließender dauerhafter Speicherung.³¹ Das **Kohlen-dioxidspeicherungsgesetz** (KSpG) daher ist insofern nicht einschlägig. Ein schlüssiger und abschließender Rechtsrahmen für die Entnahme und Verwendung von CO₂ (CCU) ist derzeit nicht erkennbar. Vielmehr sind vereinzelt bestehende Vorschriften anwendbar.³² Aktuell wird eine Erweiterung des Anwendungsbereichs des KSpG auf CCU-Anwendungen diskutiert. Die aktuelle Rechtslage gerade auch für den leistungsgebundenen Transport von CO₂ zum Zweck der dauerhaften geologischen Speicherung könnte sich damit zukünftig auch auf die Abscheidung und den Transport von CO₂ zum Zweck der Verwendung ohne dauerhafte Speicherung erstrecken. Die Autor*innen halten eine entsprechende Gesetzesänderung für wahrscheinlich und auch sinnvoll, ein Nebeneinander von verschiedenen CO₂-Leitungen für unterschiedliche Verwendung wäre dagegen volkswirtschaftlich ineffizient.

Insbesondere ist die **Genehmigungsbedürftigkeit** von Anlagen zur Abscheidung von CO₂ nach dem **BlmSchG** zu beachten. Die Abscheidung von CO₂ aus Industrieprozessen ist nachgeschaltet oder direkt im Industrieprozess technisch denkbar.

³⁰ Die Anlage zur Elektrolyse selbst ist genehmigungsbedürftig, § 4 BlmSchG i. V. m. § 1 und Anlage 1 Nr. 4. 1. 12 der 4. BlmSchV.

³¹ So auch das Verständnis der Bundesregierung, siehe Evaluierungsbericht zum KSpG vom 22.12.2022, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/evaluierungsbericht-bundesregierung-kspg.pdf?__blob=publicationFile&v=10 (zuletzt abgerufen am 18.01.2023).

³² So auch IKEM, KEROSyn100, Regulatorische Hemmnisse und Anreizmechanismen für den Einsatz synthetischer Kraftstoffe in der Luftfahrt, Mai 2020, S. 50, abrufbar unter: https://usercontent.one/wp/www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/03/20200528_IKEM_KeroSyn100_Regulatorische-Hemmnisse-und-Anreize.pdf?media=1667839188 (zuletzt abgerufen am 18.01.2023).

Die Genehmigungsbedürftigkeit für Anlagen zur Abscheidung von Kohlendioxid-Strömen aus den nach der Vierten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (**4. BImSchV**) genehmigungsbedürftigen Anlagen zum Zwecke der dauerhaften geologischen Speicherung (§ 4 BImSchG i. V. m. § 1 und Anlage 1 Nr. 10.4 der 4. BImSchV) ist mangels Speicherabsicht nach aktueller Rechtslage noch nicht einschlägig.³³ Allerdings könnte sich auch insoweit eine Angleichung der rechtlichen Anforderungen von CCS und CCU ergeben.

Die Genehmigungsbedürftigkeit der Abscheidungsanlage könnte sich demnach zukünftig entsprechend der von solchen Anlagen im CCS-Kontext ergeben. Eine Anlage zur Abscheidung könnte ggf. auch als Nebenanlage nach § 1 Abs. 2 der 4. BImSchV genehmigungsbedürftig sein. Für Anlagen zur Forschung und Erprobung besteht kein Genehmigungserfordernis (§ 1 Abs. 6 der 4. BImSchV). Davon kann aber bei großtechnischen Anlagen und Herstellung von Produkten im kommerziellen Umfang nicht ausgegangen werden.

Werden bestehende Industrieanlagen nachgerüstet, können Anlagen des Post-Combustion-Verfahrens unter das Änderungsgenehmigungsverfahren (§ 16 BImSchG) fallen, wenn keine umfangreichen Veränderungen am Kernbestand der Bestandsanlage notwendig sind. Wird allerdings das Oxyfuel- oder das Pre-Combustion-Verfahren angewendet, ist aufgrund der Veränderung am Anlagenkernbestand eine neue Genehmigung (§ 4 BImSchG) zu beantragen und die Gesamtanlage wird insgesamt neu geprüft.

Eine Umweltverträglichkeitsprüfung kann – auch nach Anlage 1 Nr. 1.10 zum UVPG (Abscheidung von Kohlendioxid zur dauerhaften Speicherung) oder als Nebeneinrichtung zu einer selbst UVP-pflichtigen Anlage erforderlich sein. In diesem Zusammenhang stellt Anlage 1 zum UVPG auch Grenzwerte für genehmigungsbedürftige Abscheidungsanlagen auf. Bei nachträglich eingebauten Abscheidungsanlagen an grundsätzlich UVP-pflichtigen Industrieanlagen bestimmt sich die UVP-Pflicht nach § 9 UVPG.

Hinsichtlich der **Anrechenbarkeit** der abgeschiedenen und verarbeiteten CO₂-Mengen im Hinblick auf zu erwerbende CO₂-Zertifikate im europäischen (EU-ETS) und

³³ Eine analoge Anwendung wird überwiegend abgelehnt, vgl. BBH für Bellona, Gutachten „Rechtliche Rahmenbedingungen für Carbon Capture and Storage (CCS) in Deutschland, <https://network.bellona.org/content/uploads/sites/5/2022/04/Gutachten.pdf>, S. 7.

nationalen Emissionshandel (nETS, geregelt im BEHG) wird auf die Ausführungen unter A. I. 2. d. (für EU-ETS) und A. II. 2. c. (für nETS) verwiesen.

Im Zusammenhang mit der Abscheidung von CO₂ ist eine zukünftige normative Regulierung möglich. Siehe hierzu etwa auch den Kommissionsvorschlag der EU-Kommission zum Carbon Removal unter D.

d. Genehmigungsfragen im Zusammenhang mit Leitungsinfrastruktur und Syntheseanlage

Ob und welche Genehmigungen notwendig sind, bedarf einer Prüfung im Einzelfall.

Die Grundsätze zur Genehmigungsbedürftigkeit der Wasserentnahme aus Gewässern und von Anlagen zur Abschöpfung des CO₂ aus Industrieanlagen wurden bereits erläutert (vgl. b. und c).

Hinsichtlich der Leitungsinfrastruktur für Wasserstoff, CO₂ und Methanol sowie hinsichtlich des Elektrolyseurs und der Syntheseanlage selbst können ebenfalls Genehmigungserfordernisse bestehen. Eine (neue) Genehmigung kann auch erforderlich sein, wenn bereits Infrastruktur oder beispielsweise eine Raffinerie bestehen, die nun wesentlich anders genutzt oder ergänzt werden sollen.

aa. Leitungsinfrastruktur

Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass Leitungsinfrastruktur als Nebeneinrichtung i. S. d. § 1 Abs. 2 der 4. BImSchV zu einer genehmigungspflichtigen Anlage eingestuft werden und als solche von einer Genehmigung umfasst sein kann.

Für verschiedene andere Rohrleitungsanlagen, z. B. für verflüssigte und nichtverflüssigte Gase, wird in Anlage 1 zum UVPG die UVP-Pflicht festgelegt. Ob die benötigte Infrastruktur zur Leitung von Wasserstoff, Methanol und CO₂ hierunter zu fassen ist, ist im Einzelfall genauer zu prüfen. In der Regel bestehen für solche Rohrleitungssysteme aber Ausnahmen von der UVP-Pflicht für den Fall, dass das Leitungssystem den Bereich eines Werksgeländes nicht überschreitet.

Für **Kohlendioxidleitungen** und -netze (Pipelines) besteht eine spezielle Regelung im KSpG i. V. m. EnWG und UVPG. Das KSpG dürfte aber auch hier (noch) nicht einschlägig sein, da sich § 4 KSpG nach der Begriffsdefinition in § 3 Nr. 6 KSpG nur auf Kohlendioxidleitungen bezieht, die „dem Transport des Kohlendioxidstroms zu einem Kohlendioxidspeicher dienen“. Demzufolge dürfte auch die UVP-Pflicht aus Nr. 19.10 in Anlage 1 zum UVPG für die Errichtung und den Betrieb einer Kohlendioxidleitung i. S. d. KSpG nicht einschlägig sein.

Für die Leitungsinfrastruktur für **Wasserstoff** könnten sich weitere Anforderungen aus § 49 EnWG ergeben, der Pflichten für den Betrieb von Energieanlagen festlegt. Wasserstoff kann grundsätzlich unter „Energie“ fallen, sofern er zur leitungsgebundenen Energieversorgung verwendet wird (§ 3 Nr. 14 EnWG). Fallen die Rohrleitungen für den Wasserstoff unter diese Norm, sind die anerkannten Regeln der Technik, wie die Normen des VDE und DIN-Normen, zu beachten.

bb. Elektrolyseur und Syntheseanlage

Sowohl Elektrolyseur als auch Syntheseanlage sind unter verschiedene Kategorien der Nr. 4.1 des Anhang 1 zur 4. BImSchV (Anlagen zur Herstellung von Stoffen durch chemische, biochemische oder biologische Umwandlung in industriellem Umfang) zu fassen und benötigen damit eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung nach § 4 BImSchG i. V. m. der 4. BImSchV.

Bei der Ergänzung einer Raffinerie zur Behandlung von Erdöl durch eine Syntheseanlage ist diese Änderung der genehmigungsbedürftigen Raffinerie-Anlage gemäß § 15 BImSchG bei der zuständigen Behörde anzuzeigen, die anhand der übermittelten Unterlagen prüft, ob das Vorhaben getrennt genehmigungsbedürftig ist. Eine solche Genehmigung ist erforderlich, wenn die Änderung wesentlich i. S. d. § 16 BImSchG ist, mithin nachteilige Auswirkungen hervorrufen kann, die i. R. einer Genehmigungserteilung gemäß § 6 BImSchG überprüft würden. Diese Grundsätze dürften auf die Änderung des Betriebs von Nebeneinrichtungen, beispielsweise mitgenehmigter Leitungsinfrastruktur übertragbar sein.

Die Errichtung und der Betrieb einer Methanol-Syntheseanlagen werden nicht explizit im UVPG als UVP-pflichtige Vorgaben genannt. Solche Anlagen könnten aber unter die umfassten integrierten chemischen Anlagen (Nr. 4.1 der Anlage 1) oder die Anlagen zur Herstellung von Stoffen oder Stoffgruppen durch chemische Umwandlung im industriellen Umfang zu fassen sein (Nr. 4.2 der Anlage 1). Im ersten Fall ist eine UVP durchzuführen, im zweiten Fall ist eine Vorprüfung im Einzelfall vorgesehen. Dasselbe dürfte für die Elektrolyse-Anlage gelten.

2. Output-Seite

Im Rahmen der Betrachtung des Rahmenwerks des Outputs, d. h. der Vermarktung des Methanols, sind die rechtlich zulässigen Verwendungsmöglichkeiten des Methanols zu prüfen. Aus den Regelungen ergeben sich aber auch Anreize für verschiedene Abnehmer, synthetisches Methanol (vermehrt) anzukaufen und einzusetzen

(Erneuerbare-Energien-Quote Deutschlands, Treibhausgas-Quote der Kraftstoffhersteller, negative Emissionen i. R. d. EU-ETS). Auf die Verwendung des Methanols in Industrieprozessen wird nicht näher eingegangen.

a. BImSchG und BImSchV

Das Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) legt neben der Genehmigungsbedürftigkeit und Genehmigungsfähigkeit von Anlagen auch Vorgaben zur Kraftstoffqualität und Zusammensetzung sowie Vorgaben zur sogenannten Treibhausgasquote (THG-Quote), die Inverkehrbringer von Kraftstoffen umsetzen müssen, fest.

aa. Vorgaben zur Kraftstoffqualität: 10. BImSchV

Die 10. BImSchV³⁴ trifft Vorgaben zur Beschaffenheit und Auszeichnung der Qualitäten von Kraft- und Brennstoffen, mithin auch für Methanol, soweit es als Kraftstoff verwendet wird.

bb. THG-Quote

Bei der THG-Quote in § 37a BImSchG handelt es sich um eine Umsetzung der europäischen Vorgaben in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie von 2018 (RED II, vgl. oben) zum Anteil der Erneuerbaren Energien im Verkehrssektor. Danach werden Inverkehrbringer von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen verpflichtet, sicherzustellen, dass die THG-Emissionen der von ihnen in Verkehr gebrachten fossilen Kraftstoffe zusätzlich der THG-Emissionen der von ihnen eingesetzten Erfüllungsoptionen um einen festgelegten Prozentsatz gegenüber einem Referenzwert gemindert werden. Genaue Regelungen zur THG-Quote werden überwiegend in den Verordnungen zum BImSchG, wie beispielsweise der 37. und 38. BImSchV und der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung getroffen.

Die Quotenpflicht betrifft dabei Inverkehrbringer von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen, die gemäß § 2 Abs. 1 Nr. 1, 4 EnergieStG steuerpflichtig sind. Die Quotenpflicht besteht unabhängig von der geplanten Verwendung des Kraftstoffs, etwa auch außerhalb des Verkehrssektors.³⁵ Zahlreiche Brennstoffe für Flugzeuge und Schiffe sind

³⁴ Verordnung zur Durchführung des Bundesimmissionsschutzgesetzes über die Beschaffenheit und die Auszeichnung der Qualitäten von Kraft- und Brennstoffen vom 08. Dezember 2010 (BGBl. I S. 1849), zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 13. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2739).

³⁵ Jarass, in: Jarass, Komm. z. BImSchG, 14. Aufl. 2022, § 37a Rn. 6.

jedoch nicht erfasst, da sie nicht unter § 2 Abs. 1 Nr. 1, 4 EnergieStG fallen.³⁶ Angesichts des Regelungsbezugs zum Straßenverkehr erfolgen weitergehende Ausführungen zur THG-Quote im Abschnitt zum Straßenverkehr unter B.

b. Energiesteuergesetz

Energieerzeugnisse unterliegen in Deutschland grundsätzlich der Energiesteuer nach den Vorgaben des Energiesteuergesetzes. Dabei sind Energieerzeugnisse auch Waren der Unterposition 2905 11 00 der Kombinierten Nomenklatur („Methanol“), jedoch nur, sofern sie nicht synthetischer Herkunft sind und dazu bestimmt sind, als Kraft- oder Heizstoff verwendet zu werden (§ 1 Abs. 2 Nr. 4 EnergieStG).

Synthetisches Methanol ist diesen Energieerzeugnissen gleichgestellt („als Energieerzeugnisse im Sinne des Gesetzes gelten“), sofern es zur Verwendung als Kraftstoff oder als Zusatz oder Verlängerungsmittel von Kraftstoffen bestimmt ist oder als solches zum Verkauf angeboten oder verwendet wird (§ 1 Abs. 3 Nr. 1 EnergieStG). Außerdem sind auch Waren der Unterposition 2905 11 00 („Methanol“) umfasst, sofern sie ganz oder teilweise aus Kohlenwasserstoffen bestehen und zur Verwendung als Heizstoff bestimmt sind oder als solches zum Verkauf angeboten oder verwendet wird (§ 1 Abs. 3 Nr. 2 EnergieStG).

Die Steuer entsteht, wenn der Stoff erstmals als Kraft- oder Heizstoff oder als Zusatz oder Verlängerungsmittel von Kraft- oder Heizstoffen abgegeben wird, hilfsweise als solcher verwendet oder vermischt wird (§ 23 EnergieStG).

c. Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)

Das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)³⁷ ergänzt den europäischen Emissionshandel und verpflichtet Inverkehrbringer von Brennstoffen zum Erwerb von THG-Emissionszertifikaten (§§ 6, 3 Nr. 3 BEHG). Dabei wird auch hier für das Inverkehrbringen auf das Entstehen der Energiesteuer und damit den Steuerschuldner abgestellt (§ 2 Abs. 2, 3 Nr. 3 lit. a BEHG).

Grundsätzlich erstreckt sich der Anwendungsbereich des BEHG auf Waren der Unterposition 2905 11 00 der Kombinierten Nomenklatur, mithin „Methanol“ (§ 2 Abs. 1

³⁶ Eine Quote für Inverkehrbringer von Flugbenzin ist in § 37a Abs. 2 und Abs. 4a BImSchG getrennt geregelt.

³⁷ BGBl. I S. 2728.

i. V. m. Anlage 1 Nr. 4 BEHG). Es erfolgt keine Differenzierung danach, ob das Methanol synthetisch hergestellt wurde oder nicht. Es ist daher davon auszugehen, dass beim Veräußern des synthetischen Methanols am Markt neben der Energiesteuer auch die Pflichten aus dem BEHG entstehen und THG-Emissionszertifikate für die in dem Brennstoff enthaltenen Emissionen erworben werden müssen.

Zur Anzahl der zu erwerbenden Zertifikate wird auf festgelegte Emissionsfaktoren zurückgegriffen. Hier sieht das BEHG eine zukünftige Entlastungsmöglichkeit für synthetisches Methanol vor, das den Anforderungen der RED II für RFNBO entspricht: Sobald eine Rechtsverordnung die weiteren Bestimmungen für RFNBO festlegt, darf für diese Brennstoffe durch Rechtsverordnung der Bundesregierung der Emissionsfaktor „null“ festgelegt werden (§ 7 Abs. 4 Nr. 2b) BEHG). Anschließend ist für das synthetische Methanol, sofern es den Anforderungen an RFNBO entspricht, der Emissionsfaktor von „null“ zu verwenden, so dass bei der ausschließlichen Herstellung des Methanols keine Zertifikate zu erwerben wären.

d. Herkunftsnachweise

Die Eigenschaft als erneuerbar erzeugter Strom kann über Herkunftsnachweise nach §§ 79, 79a EEG und das entsprechende Herkunftsnachweisregister nachgewiesen werden. Im Dezember 2022 wurde, daran anknüpfend und erweiternd, ein Gesetz zu Herkunftsnachweisen für Gas, Wasserstoff, Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energien (**HkNRG**) beschlossen. Das Gesetz ist seit dem 14.01.2023 in Kraft.³⁸ Die Voraussetzungen, die bei der Herstellung gewahrt sein müssen, um einen entsprechenden Herkunftsnachweis zu erhalten, sollen in einer Rechtsverordnung geregelt werden. Für außerhalb des Bundesgebiets hergestellte gasförmige Energieträger verweist das Gesetz auf die Vorgaben der RED II (§ 3 Abs. 3), so dass eine Regelung in Anlehnung hieran auch für die nationale Herstellung zu erwarten ist. Für Wasserstoff ist die Herstellung mit Strom aus dem Netz bei gleichzeitiger Entwertung von Herkunftsnachweisen für den Strom wohl umfasst (§ 3 Abs. 5 HkNRG).

Die Herkunftsnachweise für Wasserstoff werden mit Lieferung des Wasserstoffs (an einen Dritten), hier möglicherweise Hersteller des Methanols, entwertet (§ 3 Abs. 6 HkNRG).

Folgeprodukte wie Methanol werden von dem Gesetz nicht erfasst. Für synthetisches Methanol sind demzufolge keine Herkunftsnachweise vorgesehen.

³⁸ BGBl. I Nr. 9.

B. Verwendung im Straßenverkehr

Die Verwendung von synthetischem Methanol im Straßenverkehr ist aus zwei Aspekten zu betrachten: Zum einen ist entscheidend, welche Anforderungen an Kraftstoffe gestellt werden und inwiefern synthetisches Methanol darunter zu fassen ist (**dazu I.**). Zum anderen wird die Wirtschaftlichkeit von synthetischem Methanol maßgeblich davon geprägt, inwiefern das Methanol an Kraftstoffhersteller und -Inverkehrbringer veräußert werden kann. Das wiederum ist davon abhängig, ob das synthetische Methanol zur Erfüllung von der THG-Quote (**dazu II.**) beiträgt.

I. Qualität und Zusammensetzung von Kraftstoffen

Von der FQD werden Vorgaben zur Zusammensetzung von Kraftstoffen gemacht, die auf nationaler Ebene durch die 10. BImSchV umgesetzt werden. Für den Methanolgehalt in Ottokraftstoffen ergibt sich aus der Richtlinie ein Grenzwert von max. 3,0 Vol. %.³⁹

Die 10. BImSchV definiert „alternative Kraftstoffe“ und greift dabei auf die Definition der RED II zurück. Damit fällt auch synthetisches Methanol als synthetischer Kraftstoff unter den Begriff der alternativen Kraftstoffe im Sinne der 10. BImSchV. Anschließend wird an diese Definition aber keine Rechtsfolge geknüpft. Die grundsätzlich verfügbare DIN EN 15940 für synthetische Kraftstoffe hat bislang keinen Eingang in die 10. BImSchV gefunden.

Damit ist (synthetisches) Methanol bislang nur als Beimischung zu Ottokraftstoff (Otto Blends) normiert.⁴⁰ Das entstandene Endprodukt muss den jeweiligen Vorgaben entsprechen:

- als Ottokraftstoff DIN EN 228 (§ 3 der 10. BImSchV),
- als Diesellochstoff DIN EN 590 (§ 4 der 10. BImSchV).

Bei einer Verarbeitung des Methanols z. B. zu Methyl-tert-butylether (MTBE) oder Dimethylether (DME) als Verwertung in Otto- und Dieselmotoren ist dies dem

³⁹ Der Grenzwert gilt im nationalen Recht wohl über die Angaben in den entsprechenden DIN-Normen.

⁴⁰ So auch Wissenschaftlicher Dienst des Bundestags, Kurzinformation Fragen zum Rechtsrahmen für synthetische Kraftstoffe vom 14.07.2021, abrufbar unter: <https://www.bundestag.de/resource/blob/856334/0766e8cfee536c5dbfd90f9b4be8796f/WD-8-068-21-pdf-data.pdf>. (zuletzt abgerufen am 18.01.2023).

Grunde nach vergleichbar zu bewerten. Das entstandene Endprodukt muss den jeweiligen Normierungen entsprechen.

Reiner Wasserstoff als Kraftstoff muss DIN EN 17124 entsprechen (§ 9a der 10. BImSchV).

Darüber hinaus gelten bestimmte Anforderungen an die Auszeichnung von Kraftstoffen (§ 13 der 10. BImSchV). Dabei sind die Anforderungen der DIN EN 16942 zu beachten.

II. Berücksichtigung bei Berechnungen zur THG-Quote

1. Europarechtliche Vorgaben

Nach Art. 7a FQD müssen die Mitgliedstaaten Kraftstoffanbieter unmittelbar verpflichten, die Lebenszyklus-THG-Emissionen des Kraftstoffs für Fahrzeuge stetig zu verringern. Die RED II macht Vorgaben zur Berechnung und Erfüllung THG-Quote der Kraftstoffhersteller. Die beiden Richtlinien stehen dabei nebeneinander.

a. Berücksichtigung von Upstream-Emissionen

Die ergänzende Richtlinie 2015/652 des Rates⁴¹ zur FQD trifft Festlegungen zur Berechnung der Lebenszyklusemissionen von Kraftstoffen und Energieträgern durch die Kraftstoffanbieter. Zur Berechnung werden die Treibhausgase Kohlendioxid, Stickoxid und Methan berücksichtigt und in CO₂-Äquivalente umgerechnet (Anhang I, Teil 1).

Bei der Beimischung von Methanol zu anderen Kraftstoffen sind für diesen Anteil die bei der Herstellung des Methanols vermiedenen Upstream Emissionen im Rahmen der Berechnung der THG-Emissionen des Kraftstoffs zu berücksichtigen.⁴² Sie werden nach den Vorgaben verschiedener ISO-Normen (14064, 14065 und 14066) geschätzt und validiert. Da für die Herstellung des synthetischen Methanols CO₂ aus Industrieprozessen verwendet wird und damit CO₂, das auch ohne die Herstellung des Methanols anfallen würde, dürften sich dadurch wesentlich bessere Beträge als

⁴¹ Richtlinie (EU) 2015/652 vom 20. April 2015 zur Festlegung von Berechnungsverfahren und Berichtserstattungspflichten gem. der Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die Qualität von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen, ABl. L 107 vom 25.04.2015, S. 26, zuletzt geändert durch Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018, ABl. L 328, S.1.

⁴² Art. 3 Abs. 1 i. V. m. Anhang I der Richtlinie (EU) 2015/652.

bei der Verwendung fossilen Methanols oder anderer Energieträger ergeben. Insbesondere dürfte sich auch ein Vorteil im Vergleich zu Biokraftstoffen ergeben, bei denen in die Berechnung auch die CO₂-Emissionen im Rahmen des Anbaus, der Landnutzung, Abbau und weiterer Schritte zur Herstellung der Biomasse berücksichtigt werden.⁴³

b. Vorgaben zur Berücksichtigung von RFNBO nach RED II

Nach der RED II sind bei der Berechnung der THG-Emissionen des Kraftstoffs eines Herstellers *auch* RFNBO zu berücksichtigen, sofern sie als Zwischenprodukt zur Produktion konventioneller Kraftstoffe verwendet werden (Art. 25 Abs. 1 UAbs. 3 RED II).

Kraftstoffe müssen bislang folgende Voraussetzungen erfüllen, um als RFNBO auf die THG-Quote angerechnet werden zu können:

- Für RFNBO sieht Art. 25 Abs. 2 UAbs. 1 RED II ein THG-Einsparungsziel von mindestens 70 % ab dem 01.01.2021 vor.
- Zusätzlichkeit (Art. 27 RED II): Die Stromerzeugungsanlage soll zusätzlich zur bestehenden Erzeugung treten, um sicherzustellen, dass der Anteil an erneuerbarer Energie am Gesamtverbrauch tatsächlich steigt. Die genaueren Kriterien werden in einem Rechtsakt⁴⁴ weiter ausdifferenziert.

Der delegierte Rechtsakt beinhaltet Voraussetzungen für die Einstufung der genutzten Energie als erneuerbare Energie (Art. 3 und 4 der delegierten Verordnung). Dabei wird differenziert, ob der Strom über eine Direktverbindung aus der Erzeugungsanlage zur Kraftstoffherstellungsanlage geleitet wird (Art. 3) oder über das allgemeine Netz (Art. 4).

Direktverbindung

⁴³ Art. 7a Abs. 3 i. V. m. Art. 7d i. V. m. Anhang IV Teil C der FQD; so auch IKEM, KEROSyn100, Regulatorische Hemmnisse und Anreizmechanismen für den Einsatz synthetischer Kraftstoffe in der Luftfahrt, Mai 2020, S. 54, abrufbar unter: [20200528_IKEM_KeroSyn100_Regulatorische-Hemmnisse-und-Anreize.pdf \(usercontent.one\)](#) (zuletzt abgerufen am 18.01.2023).

⁴⁴ Der delegierte Rechtsakt wurde am 13.02.2023 durch die EU-Kommission beschlossen und veröffentlicht. Widersprechen Parlament und Rat nicht innerhalb von zwei Monaten, tritt der Rechtsakt in Kraft und gilt unmittelbar in allen Mitgliedstaaten.

Neben der Direktverbindung muss die Zusätzlichkeit gewahrt sein. Dazu darf die Stromerzeugungsanlage max. 36 Monate vor dem Elektrolyseur in Betrieb genommen worden sein.⁴⁵ Ist die Elektrolyseanlage auch mit dem Netz verbunden, muss über einen Smart Meter nachgewiesen werden, dass für die Wasserstoffherzeugung kein Netzstrom verwendet wurde.

Indirekte Verbindung: Netzbezug

Für die Nutzung von Netzstrom sieht die delegierte Verordnung vier Szenarien vor. Eine bivalente Fahrweise ist wohl möglich; Art. 3 sieht zumindest die Kombination von Direktleitung und Netzbezug explizit vor. Nicht eindeutig ergibt sich aus dem Entwurf hingegen, ob es ausreicht, wenn die Vorgaben für die Herstellung des Wasserstoffes gewahrt werden, oder dieselben Vorgaben auch für den Strom gelten, der für die Synthese oder die CO₂-Abscheidung genutzt wurde.⁴⁶ Dafür, dass die Vorgaben nur für die Elektrolyse, nicht für die nachgelagerte Synthese gilt, spricht, dass der Energiegehalt der RFNBO aus dem Wasserstoff stammt.

1) Anteil von mindestens 90 % aus Erneuerbarem Strom im Netz

Neben einem hohen EE-Anteil von mindestens 90 % im Netz darf die Produktionszeit nicht die maximale Anzahl an jährlichen Stunden, die dem EE-Anteil in der Gebotszone entsprechen, übersteigen.⁴⁷

2) Geringe Emissionsintensität des Netzes und Nachweis über PPA

Die zweite Variante sieht die Anbindung an ein Netz vor, in dem die Emissionsintensität des Stroms geringer als 18 gCO₂eq/MJ beträgt.⁴⁸

Zusätzlich muss der Strombezug zu 100 % über einen oder mehreren Stromabnahmeverträge (power purchase agreement, sog. PPA) über Strom aus erneuerbaren

⁴⁵ Bei einem Ausbau der Elektrolysekapazitäten ist von einer neuen Anlage auszugehen, sofern er nicht innerhalb von 36 Monaten nach der Erstinbetriebnahme erfolgt.

⁴⁶ So auch Dena, Stellungnahme, siehe Fn. 42, S. 7.

⁴⁷ Diese Option spielt in Deutschland bislang keine Rolle, sondern kommt in Gebotszonen mit sehr hohem EE-Anteil wie Norwegen oder Schweden in Betracht.

⁴⁸ Diese Variante ermöglicht den Netzbezug insbesondere in Schweden und Frankreich, die (bei Einspeisung der Atomkraftwerke) eine solche geringe Emissionsintensität des Netzstroms erreichen können.

Quellen erfolgen. Dabei müssen die Kriterien der zeitlichen und geografischen Korrelation erfüllt sein (vgl. unter 4) b. und c. ausführlich).

3) Systemdienlichkeit der Anlage

Als dritte Alternative kann auch Netzstrom eingesetzt werden, der zum Zeitpunkt der Netzüberlastung entnommen wurde und so den Redispatch einer erneuerbaren Stromanlage verhindern konnte.

4) Zusätzlichkeit, zeitliche und geografische Korrelation

Die genutzte Energie ist auch als erneuerbar einzustufen, wenn die Zusätzlichkeit gewährleistet ist und die zeitliche und geografische Korrelation nachgewiesen werden.

a. Zusätzlichkeit

Die Zusätzlichkeit kann über eigene Erzeugungsanlagen oder über PPAs erreicht werden.⁴⁹

PPA sind geeignet, sofern die unter Vertrag genommene(n) Anlagen(n) zusätzliche Erzeugungskapazitäten bereitstellen. Das wird angenommen, wenn die Anlage(n) nicht früher als 36 Monate vor der RFNBO-Erzeugungsanlage in Betrieb genommen wurde(n). Die unter Vertrag genommene(n) Anlage(n) darf/dürfen keine Subventionen erhalten.⁵⁰

b. Zeitliche Korrelation (Art. 6)

Die Erzeugung muss innerhalb derselben Stunde⁵¹ wie die Stromentnahme zur Herstellung der RNFBO erfolgen.⁵²

⁴⁹ Das Kriterium der Zusätzlichkeit ist für Anlagen, die vor dem 01.01.2028 in Betrieb genommen werden, erst ab 2038 anzuwenden.

⁵⁰ Ausgenommen sind Förderungen im Zusammenhang mit dem Repowering und Förderungen, die zurückgezahlt wurden.

⁵¹ Bis zum 31.12.2029 muss die Zeitgleichheit nur für das 1-Monats-Intervall nachgewiesen werden.

⁵² Stromspeicher können eingesetzt werden. Alternativ kann der Strombezug in einer Stunde, in der der Clearingpreis für Strom aus dem Single-Day-Ahead-Markt in der Gebotszone maximal 20 €/MWh oder weniger als das 0,36-fache des Preises für ein Zertifikat für 1t/CO₂-Äq beträgt, erfolgen.

c. Geografische Korrelation (Art. 7)

Die beiden Anlagen müssen sich in derselben Gebotszone oder in benachbarten Gebotszonen befinden, sofern der Strompreis auf dem Day-Ahead-Markt in der Gebotszone der Stromerzeugungsanlage gleich hoch oder höher ist. Alternativ kann die Erzeugungsanlage sich in einer Offshore-Gebotszone befinden, die an die Gebotszone angrenzt, in der sich der Elektrolyseur befindet.

Sind diese Vorgaben erfüllt, kann der Kraftstoff mit den Werten aus Anhang III der RED II i. R. d. THG-Quote berücksichtigt werden. Diese Vorgaben betreffen den Strom, der zur Wasserstoffherstellung genutzt wird. Wie der Wasserstoff zur Methanolsyntheseanlage geleitet werden muss (beispielsweise über eine Direktleitung oder möglicherweise durch ein Wasserstoffnetz), ohne dass die Eigenschaft der Herstellung aus erneuerbaren Energien verloren geht, geht aus dem Entwurf nicht hervor. Neben Werten für Methanol aus erneuerbaren Quellen sieht die Anlage auch Werte für die Methanol-Derivate DME und MTBE vor.

Der zweite der erwähnten delegierten Rechtsakte der Kommission legt eine Methode fest zur Ermittlung der THG-Einsparungen durch die Nutzung von RFNBO sowie wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe (Art. 28 Abs. 5 RED II). Danach können insbesondere vermiedene Emissionen nicht gutgeschrieben werden, wenn für die Abscheidung dieses CO₂ im Rahmen anderer Rechtsvorschriften bereits eine Gutschrift erteilt wurde. Außerdem sieht der Entwurf vor, dass auch Anteile einer Herstellungsmenge als RFNBO eingestuft werden können, sofern nicht für die gesamte Menge die Vorgaben an RFNBO gewahrt wurden.

2. Umsetzungsstand auf nationaler Ebene: Vorgaben aus BImSchG und BImSchV

Inverkehrbringer von synthetischem Methanol und seinen Derivaten sind nicht selbst zur Erfüllung gewisser THG-Quoten verpflichtet. Adressaten der Pflicht sind nur Inverkehrbringer von Energieerzeugnissen, die nach § 1 Abs. 2 Nr. 1, 4 EnergieStG steuerpflichtig sind. Wie i. R. d. Ausführungen zum EnergieStG erläutert, handelt es sich bei synthetischem Methanol nicht um solche Energieerzeugnisse.

Sofern der hergestellte synthetische Kraftstoff jedoch anderen Herstellern und Inverkehrbringern zur Erfüllung ihrer Quotenpflicht dienen kann, könnte dies jedoch als „Verkaufsargument“ dienen.

Grundsätzlich richtet sich die Anrechenbarkeit der Kraftstoffe nach den europäischen Vorgaben, da diese in der Normenhierarchie Vorrang vor den nationalen Gesetzen haben. Da die hier geschilderten europäischen Vorgaben jedoch durch eine

Richtlinie erfolgt sind, ist für den konkreten nationalen Sachverhalt die nationale Umsetzung und damit das BImSchG und die entsprechenden BImSchV entscheidend. Dementsprechend ist die Anrechenbarkeit synthetischen Methanols bzw. synthetischer Kraftstoffe im Rahmen der THG-Quote nach nationalem Recht zu prüfen.

Die Verpflichtung der Kraftstoffanbieter im nationalen Recht knüpft nicht an den Anteil der erneuerbaren Energien an, sondern vielmehr an die Treibhausgasemissionen des jeweiligen Kraftstoffs (§ 37a Abs. 4 BImSchG). Dazu werden Emissionswerte für verschiedene Kraftstoffe festgelegt, die mit der in Verkehr gebrachten Menge des Stoffs multipliziert werden. Für fossile Otto- und Dieselmotorkraftstoffe werden in der 38. BImSchV Emissionswerte für die jeweiligen Kraftstoffe festgelegt.

Dem Verpflichteten stehen verschiedene Erfüllungsoptionen offen (§ 37a Abs. 5 BImSchG): Beimischung von **Biokraftstoffen** zu fossilen Kraftstoffen, durch das Inverkehrbringen von reinem Biokraftstoff, durch elektrischen Strom, durch **Upstream-Emissionsminderungen** (Nr. 5) oder **flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs**.⁵³

a. Biokraftstoffe

Die nationale Umsetzung der RED II legt dasselbe Begriffsverständnis von Biokraftstoffen zugrunde: Danach sind Biokraftstoffe aus Biomasse hergestellt (§ 37b Abs. 1 BImSchG). Das hier zugrunde zu legende synthetische Methanol wird ohne Nutzung von Biomasse hergestellt und kann daher nicht als Biokraftstoff eingeordnet werden. Auch die 36. BImSchV sowie die Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung sind dementsprechend nicht einschlägig.

Energieerzeugnisse, die anteilig aus Biomasse hergestellt werden, gelten in Höhe dieses Anteils als Biokraftstoff (§ 37b Abs. 1 S. 2 BImSchG). Bei einer Beimischung von synthetischem Methanol zu Biokraftstoff ist das Endprodukt demzufolge zu einem geringeren Anteil als Biokraftstoff einzuordnen. Der ursprüngliche Biokraftstoff verliert aber seine Eigenschaft als Biokraftstoff durch die Beimischung nicht und kann weiterhin auf die THG-Quote angerechnet werden.

⁵³ So auch von *Bremen/Bundschuh*, in: eWeRK 2022, 132, 133.

b. Upstream-Bereich

Die Anrechnung von Maßnahmen zur Emissionsminderung im Upstream-Bereich, also vor der Behandlung in der Raffinerie, kommt nach den Vorgaben des § 37a Abs. 5 S. 1 Nr. 5 i. V. m. der Upstream-Verordnung (UERV)⁵⁴ in Betracht.

Vor Beginn der Projektstätigkeit sind die Upstream-Emissionen zu dokumentieren und zu zertifizieren, um die Emissionseinsparungen im Rahmen der THG-Quote anrechnen zu können. Die Anrechnung ist ausgeschlossen, wenn die Emissionsminderungen zu einer Verringerung der Emissionen einer Anlage führen, die unter den EU-ETS fallen (§ 1 Abs. 2 Upstream-V).

Upstream-Emissionen sind solche THG-Emissionen, die entstehen, bevor der Rohstoff in die Raffinerie oder Verarbeitungsanlage gelangt, in der ein Kraftstoff hergestellt wird, der in Anhang I der Richtlinie (EU) 2015/652 genannt ist. Upstream-Emissionsminderung ist die Differenz zwischen der hypothetischen Menge der Upstream-Emissionen ohne die Projektstätigkeit und den Emissionen, die tatsächlich entstehen (§ 2 Abs. 3, 4 Upstream-V).

c. Flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs

Die Erfüllung über flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs ist möglich,

1. soweit eine Rechtsverordnung der Bundesregierung nach § 37d Abs. 2 S. 1 Nr. 13 dies zulässt (sog. Power-to-X-Kraftstoffe, Nr. 6),
2. wenn sie als Zwischenprodukt zur Produktion konventioneller Kraftstoffe verwendet werden, soweit eine Rechtsverordnung der Bundesregierung nach § 37d Abs. 2 S. 1 Nr. 13 dies zulässt (Nr. 7), oder
3. die in einem raffinerietechnischen Verfahren gemeinsam mit mineralölstämmigen Ölen verarbeitet werden, wenn eine Rechtsverordnung der Bundesregierung nach § 37d Abs. 2 S. 1 Nr. 13 dies zulässt (Nr. 8).

⁵⁴ Upstream-Emissionsminderungsverordnung vom 22. Januar 2018 (BGBl. I S. 169), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 12. November 2021 (BGBl. I S. 4932) geändert worden ist.

Diese Optionen zur Erfüllung der THG-Quote dienen der Umsetzung von EU-rechtlichen Vorgaben und sollen auf dem Verordnungsweg zugelassen werden.⁵⁵

Bislang sind folgende Verordnungen erlassen worden:

Nach der **37. BImSchV**⁵⁶ können komprimiertes synthetisches Methan und komprimierter Wasserstoff angerechnet werden (Anlage 1). Durch die ausschließliche Einbeziehung der in Anlage 1 genannten Kraftstoffe ist der Anwendungsbereich stark eingeschränkt. Eine Ausweitung auf weitere anrechenbare Kraftstoffe soll wohl erfolgen, sobald auf EU-Ebene durch die Kommission zusätzliche Standardwerte für THG-Emissionen festgelegt werden.⁵⁷ Bislang scheidet eine Ausweitung auf andere Kraftstoffe jedoch aus, insbesondere aufgrund der expliziten Bestimmung nur für synthetisches Methan und komprimierten Wasserstoff durch den Verordnungsgeber.

In der **38. BImSchV**⁵⁸ wird der Kreis der anrechenbaren Biokraftstoffe um solche Kraftstoffe ergänzt, die aus in Anlage 1 der 38. BImSchV genannten Rohstoffen hergestellt wurden. Sie findet mangels Biokraftstoffeigenschaft keine Anwendung auf synthetische Kraftstoffe.

3. Anforderungen bezüglich CO₂-Quellen bei „grünem“ Methanol

Eine Rechtsnorm, die universell definiert, wann Stoffe „grün“, „blau“, „türkis“, ... sind, besteht nicht. Die Einstufung hat je nach Sachzusammenhang zu erfolgen. Im Zusammenhang mit Kraftstoffen und der Berechnung der THG-Quoten ist die europarechtlich geprägte Definition der erneuerbaren Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs entscheidend.

Für die Einstufung ist entscheidend, dass der Energiegehalt des Kraftstoffes aus erneuerbaren Quellen mit Ausnahme der Biomasse stammt. Im Zusammenhang mit synthetischem Methanol ist danach entscheidend, wie der eingesetzte Wasserstoff

⁵⁵ BT-Drs.18/8734, S. 10.

⁵⁶ 37. Verordnung zur Durchführung des Bundesimmissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote) vom 15.05.2017, BGBl. I S. 1195, die durch Artikel 20 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist.

⁵⁷ Bundesregierung, Begründung zum Erlass der 38. BImSchV am 22.02.2017, BT-Drs. 18/11283, 20.

⁵⁸ 38. Verordnung zur Durchführung des Bundesimmissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen vom 08. Dezember 2017 (BGBl. I S. 3892, die durch Artikel 1 der Verordnung vom 12. November 2021 (BGBl. I S. 4932) geändert worden ist.

hergestellt wurde. Wurden erneuerbare Energien wie Wind oder Sonne eingesetzt, kann der Kraftstoff als erneuerbar eingestuft werden.

Direkte, regulatorische Vorgaben zu den CO₂-Quellen für die Methanolherstellung gibt es derzeit nicht. Die Herkunft des CO₂ ist damit in diesem Kontext nicht entscheidend.⁵⁹

C. Verwendung in der Schifffahrt

I. Nationale Vorgaben an Kraftstoffe für die Schifffahrt

Im Rahmen der Energiesteuer ist eine Steuerbefreiung bzw. -Entlastung gemäß §§ 27, 52 EnergieStG vorgesehen für bestimmte Energieerzeugnisse, die in Wasserfahrzeugen für die Schifffahrt mit Ausnahme der privaten nichtgewerblichen Schifffahrt (Nr. 1), bei der Instandhaltung von Wasserfahrzeugen nach Nr. 1 (Nr. 2) und bei der Herstellung von Wasserfahrzeugen (Nr. 3).

Zu den erfassten Erzeugnissen gehören solche, die unter die folgenden Nummern der Kombinierten Nomenklatur fallen:

- 2707 99 99;
- 2710 19 43 bis 2710 19 99 (Schweröle – Gas- und Heizöle, Schmieröle) sowie 2710 20 11 bis 2710 20 39 (Gasöle und Heizöle) und 2710 20 90 (Schweröle, die Biodiesel enthalten), wobei „neben Erdöl und Öl aus bituminösen Mineralien auch ähnliche Öle sowie vorwiegend aus Mischungen ungesättigter Kohlenwasserstoffe bestehende Öle ohne Rücksicht auf das Herstellungsverfahren zu verstehen sind, in denen die nicht aromatischen Bestandteile im Gewicht gegenüber den aromatischen Bestandteilen überwiegen“ (vgl. Kapitel 27, Anmerkung Nr. 2 der Kombinierten Nomenklatur).

Synthetisches Methanol dürfte nicht hierunter fallen.

⁵⁹ So auch IKEM, KEROSyn100, Regulatorische Hemmnisse und Anreizmechanismen für den Einsatz synthetischer Kraftstoffe in der Luftfahrt, Mai 2020, S. 51 -53, abrufbar unter: [20200528 IKEM KeroSyn100_Regulatorische-Hemmnisse-und-Anreize.pdf \(usercontent.one\)](#) (zuletzt abgerufen am 18.01.2023).

II. Europäische Vorgaben an Kraftstoffe für die Schifffahrt

1. Verordnung zur Überwachung von Emissionen in der Seefahrt (MRV)

Nach der Verordnung EU 2015/757⁶⁰ („Regulation on monitoring, reporting and verification of carbon dioxide emissions from maritime transport“, abgekürzt als **MRV**) muss über die CO₂-Emissionen von Seeschiffen Bericht erstattet werden. Zur Ermittlung der Emissionen wird auf die Emissionsfaktoren der eingesetzten Brenn- und Kraftstoffe abgestellt.

In einer delegierten Verordnung⁶¹ werden konkrete Standardwerte für die Emissionsfaktoren verschiedener Kraftstoffe vorgesehen, darunter auch für Methanol (ohne Bestimmungen zur Herstellungsweise). Der Standardwert für Methanol muss für eingesetztes synthetisches Methanol nicht zwingend zugrunde gelegt werden, denn „für Biokraftstoffe, alternative nichtfossile Kraftstoffe und andere Kraftstoffe, für die keine Standardwerte angegeben sind, sind geeignete Emissionsfaktoren zu verwenden“ (Anhang I der MRV).

Die Umsetzung der MRV auf nationaler Ebene erfolgt im TEHG und der Emissionshandelsverordnung 2030. In dessen Abschnitt 2 werden Emissionsfaktoren für Biokraftstoffe und -brennstoffe festgelegt, unter die jedoch nur solche Stoffe fallen, die aus Biomasse hergestellt werden.⁶² Für synthetisches Methanol ist daher weiterhin kein Emissionsfaktor festgelegt und die Bestimmung bleibt weiter offen. Angesichts des Umstands, dass synthetisches Methanol hinsichtlich seiner chemischen Eigenschaften und damit wohl auch der CO₂-Emissionen bei seiner Verbrennung vollständig fossilem Methanol entspricht, muss wohl – solange nichts Gegenteiliges normiert wird – der im Anhang festgelegte Standardwert für Methanol zugrunde gelegt werden.

2. Anwendbarkeit der FQD auf den Schiffsverkehr

Die Pflicht der Kraftstoffanbieter zur Minderung der Lebenszyklus-THG-Emissionen betrifft auch Kraftstoffe, die in Binnenschiffen eingesetzt werden (Art. 7a Abs. 2 lit. b

⁶⁰ Verordnung (EU) 2015/757, S. 55.

⁶¹ Delegierte Verordnung (EU) 2016/2071 der Kommission zur Änderung der Verordnung (EU) 2015/757, S. 1-4.

⁶² § 2 Nr. 1, 2 EHV 2030 i. V. m. Art. 3 Nr. 22, 23 Monitoring-V, Durchführungs-V (EU) 2018/2066, ABL. L 334, S. 1.

FQD), daher besteht auch hier Potential für den Einsatz von Methanol als alternativer Kraftstoff.

III. Völkerrechtliche und internationale Vorgaben an Kraftstoffe für die Schifffahrt

1. Internationales Übereinkommen zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe

Die Internationale Seeschifffahrtorganisation (IMO) entwickelt als eine Sonderorganisation der Vereinten Nationen einheitliche und international anerkannte Sicherheits- und Umweltnormen für den Seeverkehr. Innerhalb der IMO ist der Ausschuss für den Schutz der Meeresumwelt (Marine Environment Protection Committee, MEPC) für Normierungen im Zusammenhang mit Nachhaltigkeit zuständig.

Das Internationale Übereinkommen zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe (MARPOL) von 1973 der IMO und Annex I und II haben universelle Geltung erhalten, das heißt seine Vorgaben sind von allen Schiffen, unabhängig von ihrer Flagge, eingehalten werden. Die weiteren Anlagen beanspruchen nur Geltung für Schiffe, die unter der Flagge eines Staates fahren, der die jeweilige Anlage ratifiziert hat.

Annex VI Regel 14 gilt verbindlich für die 105 Unterzeichnerstaaten⁶³ und regelt Grenzwerte für Schwefel in Schiffskraftstoffen. Da Methanol keinen Schwefel emittiert, kann seine Verwendung als Schiffskraftstoff oder eine Beimischung zum Schiffskraftstoff zur Einhaltung der Grenzen beitragen.⁶⁴

Seit 01.01.2023 ist die abgeänderte Fassung des Annex VI in Kraft, nach der für Schiffe der sog. „Energy Efficiency Existing Ship Index“ (EEXI) und der sog. „Carbon Intensity Indicator“ (CII) zu berechnen sind. Die Änderung ist Teil der Umsetzung des unverbindlichen Rahmenwerks, „Initial IMO Strategy on the reduction of GHG emissions from ships“, aus dem Jahr 2018.⁶⁵ Die Schiffe werden nach ihrer Effizienzklasse (A, B, C, D, E) eingestuft. (Hafen-) Verwaltungen und andere Stakeholder werden

⁶³ Diese Staaten repräsentieren 96,81 % des globalen Schiffverkehrs zum Handel, vgl. <https://www.imo.org/en/MediaCentre/HotTopics/Pages/EEXI-CII-FAQ.aspx> (zuletzt abgerufen am 18.01.2023).

⁶⁴ Vgl. <https://veus-shipping.com/2020/12/methanol-institut-fordert-schnelle-einfuehrung-von-methanol-als-arktischen-kraftstoff/> (zuletzt abgerufen am 18.01.2023).

⁶⁵ <https://www.imo.org/en/MediaCentre/PressBriefings/Pages/o6GHGinitialstrategy.aspx>; (zuletzt abgerufen am 18.01.2023).

ermuntert, Vorteile an diese Klassifizierung zu knüpfen, um die Verbesserung der Energieeffizienz marktlich anzureizen. Aus den Angaben der IMO zur Umsetzung der Guidelines ergibt sich, dass bei der Bestimmung der Emissionen auch die eingesetzten Kraftstoffe betrachtet werden. „Alternativen Kraftstoffen“ wird eine große Bedeutung beigemessen. Dabei soll der gesamte Lebenszyklus des Kraftstoffes, inklusive der Upstream Emissionen (Well-to-Tank), betrachtet werden. Wasserstoffbasierten Kraftstoffe werden dabei als Kraftstoffe mit geringen Emissionen genannt.⁶⁶ In ihren Workshopunterlagen geht die IMO von einer möglichen Reduktion in Höhe von 58-94 % bei der Nutzung von e-Methanol aus.⁶⁷ Der Einsatz von synthetischem Methanol bietet die Möglichkeit, die Emissionsintensität zu verringern und könnte Schiffe dabei unterstützen, in eine bessere Effizienzklasse eingestuft zu werden. 2023 ist das erste Jahr, in dem diese Daten gesammelt werden müssen. Die Wirkungsweise der Maßnahme, insbesondere ihre Wirkung auf die Nachfrage von Methanol wird sich erst in den nächsten Jahren zeigen.

2. ISO-Normen

Die ISO (International Organization of Standardization) bereitet eine Standardisierung für die Verwendung von Methanol als Kraftstoff in der Seefahrt („Methanol Marine Fuel Grade Specification“) vor.⁶⁸

D. Ausblick/zukünftige Entwicklungen

Im Folgenden wird ein Überblick über absehbare rechtliche Entwicklungen in ausgewählten Themenbereichen skizziert:

- **EU-Vorgaben zu CO₂-Abscheidung und Nutzung**

Die EU-Kommission hat sich zum Ziel gesetzt, eine **Kohlenstoffwirtschaft** („Sustainable Carbon Cycles“) aufzubauen und formuliert dazu Ziele zum Monitoring über in der Industrie eingefangenes, transportiertes, verwendetes und gespeichertes CO₂, zu Quotenvorgaben (bis 2030 sollen mindestens 20 % des genutzten Kohlenstoffs in der Chemie- und Plastikindustrie aus nachhaltigen nicht-fossilen

⁶⁶ Vgl. <https://www.imo.org/en/MediaCentre/HotTopics/Pages/Cutting-GHG-emissions.aspx> (zuletzt abgerufen am 18.01.2023).

⁶⁷ Workshopunterlagen „Alternative Fuels“, abrufbar unter: <https://greenvoyage2050.imo.org/workshop-packages/>, S. 142, (zuletzt abgerufen am 18.01.2023).

⁶⁸ ISO/AWI 6583, Ed. 1, Arbeitsstand einsehbar unter: <https://www.iso.org/standard/82340.html>, ein Entwurf ist nicht veröffentlicht (zuletzt abgerufen am 18.01.2023).

Quellen stammen) und Abscheidevorgaben (insbesondere für DAC).⁶⁹ Außerdem wurde ein Vorschlag für die **Zertifizierung von Kohlenstoff-Entnahmen** von der europäischen Kommission vorgestellt.⁷⁰ Die Zertifizierung sieht als Voraussetzung neben der Messung (Quantifizierung), Zusätzlichkeit und Nachhaltigkeit auch die langfristige Speicherung vor, so dass von diesem Entwurf zunächst nur das CCS-Verfahren erfasst wird. Grundsätzlich hat die Kommission jedoch angekündigt, die Entfernung und das Recycling von CO₂ zu fördern,⁷¹ so dass weitere Regelungen in diesem Zusammenhang zu erwarten sind.

- **Nationaler Rechtsrahmen zu CCU**

Im Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum KSpG werden auch das CCU-Verfahren und verschiedene Möglichkeiten beschrieben, das Verfahren in den bestehenden Rechtsrahmen zu integrieren. Dabei handelt es sich jedoch noch nicht um Gesetzes- und Verordnungsentwürfe. Wie ein konkreter nationaler Rechtsrahmen ausgestaltet sein könnte, ist noch nicht absehbar.

- **Entwurf der RED III**

Die RED II soll durch die sich noch im Entwurfsstadium befindende RED III⁷² abgeändert werden.

Nach dem aktuellen RED III-Entwurf soll das Kriterium der Zusätzlichkeit im Verkehrssektor gestrichen werden.⁷³ Die Berechnungsmethoden für aus Elektrizität gewonnenen erneuerbaren Kraft- oder Brennstoffen nicht biogenen Ursprungs sollen angewendet werden, unabhängig davon, in welchem Sektor die Kraft- oder Brennstoffe verbraucht werden.⁷⁴

⁶⁹ Factsheet der Europäischen Kommission, abrufbar unter: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/FS_21_6692 (zuletzt abgerufen am 26.01.2023).

⁷⁰ Entwurf: COM (2022) 672 final bzw. 2022/0394 (COD), abrufbar unter: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_22_7156 (zuletzt abgerufen am 18.01.2023).

⁷¹ Pressemitteilung der EU-Kommission vom 15.12.2021, abrufbar unter: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_21_6687 (zuletzt abgerufen am 18.01.2023).

⁷² Entwurf: COM (2021) 557 final.

⁷³ Vgl. Erläuterungen in: COM (2021) 557 final, S. 16 a. E.

⁷⁴ ebenda.

- **Ausweitung Emissionshandel in der Schifffahrt**

Emissionen im Seeverkehr sind momentan nicht vom europäischen ETS erfasst. Die Kommission hat im „Fit for 55“ – Paket eine Aufnahme des Seeverkehrs in den EU-ETS ab 2023 vorgeschlagen.⁷⁵ Außerdem plant die Internationale Seeschifffahrtorganisation der Vereinten Nationen (IMO) die Einführung einer marktbasierten Klimaschutzmaßnahme auf globaler Ebene.⁷⁶ Die beiden Maßnahmen sollen aufeinander abgestimmt werden.⁷⁷

- **Verordnung zum Ausbau von Infrastrukturen für alternative Kraftstoffe (AFIR)**

Die bereits bestehende EU-Richtlinie „AFID“ soll zu einer EU-Verordnung⁷⁸ ausgeweitet werden, die den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe regelt. Die Regelungen zu alternativen Kraftstoffen sollen erweitert und ergänzt werden. Außerdem hätte die Verordnung direkte Wirkung in den Mitgliedstaaten, ohne dass es einer Umsetzung durch den nationalen Gesetzgeber bedürfte.

- **Initiative „FuelEU Maritime“**

Am 15.07.2021 hat die EU-Kommission als Teil des „Fit for 55“-Pakets einen Entwurf für eine Verordnung über die Nutzung erneuerbarer und kohlenstoffarmer Kraftstoffe im Seeverkehr (sog. „FuelEU Maritime“-Verordnung⁷⁹) vorgelegt, die zur Dekarbonisierung des Schiffsektors beitragen soll.

In dem Verordnungsentwurf werden Grenzwerte für die Treibhausgasintensität, der Energie, die auf Schiffen verbraucht wird, festgelegt (Art.4 des Entwurfs). Dabei soll die Treibhausgasintensität bis 2050 um 75 % gesenkt werden.⁸⁰ Die VO soll für Schiffe mit einer Bruttoreaumzahl von 5.000 (unabhängig vom Flaggenstaat), die in

⁷⁵ Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, „Fit for 55“ vom 14.07.2021, COM (2021) 550 final, S. 8.

⁷⁶ https://www.carbon-mechanisms.de/fileadmin/media/dokumente/Publikationen/Broschuere/Carbon_Deutsch.pdf, S.8 (zuletzt abgerufen am 18.01.2023).

⁷⁷ UBA, Factsheet Seeverkehr https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/dokumente/factsheet_seeverkehr_bf_220303.pdf (zuletzt abgerufen am 18.01.2023).

⁷⁸ Entwurf: 2021/0223 (COD) bzw. COM (2021) 559 final.

⁷⁹ Entwurf: COM (2021) 562 (final).

⁸⁰ Als Referenzjahr hierfür dient 2020. Der Referenzwert soll auf der Grundlage der Daten, die im Rahmen der MRV überwacht und gemeldet wurden berechnet werden.

einem Hafen oder von bzw. zu einem Hafen im Hoheitsgebiet eines Mitgliedstaates Energie verbrauchen, gelten.⁸¹

Es werden Monitoring-, Melde- und Nachweispflichten eingeführt, die von den Pflichten der MRV abweichen bzw. diese ergänzen. Zur Ermittlung der Treibhausgasintensität eines Kraftstoffs wird dessen gesamter Lebenszyklus betrachtet. Für „erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs“ verweist der Verordnungsentwurf auf die Definition des Art.2 Nr.36 und die Anforderungen nach Art.27 Abs.3 der RED II, sodass voraussichtlich auch für die Erfüllung der Grenzwerte im Seeverkehr durch den Einsatz synthetischen Methanols die oben genannten Vorgaben gelten werden.

- **EU-Richtlinienentwurf zu Besteuerung von Energieerzeugnissen**

Geplant ist zudem eine Richtlinie zur Restrukturierung der Rahmenvorschriften der Union zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom.⁸² Der von der Kommission vorgelegte Entwurf enthält auch Vorgaben zu Besteuerung von Kraftstoffen für die Seeschifffahrt. So ist die Aufhebung der Steuerbefreiung von Kraftstoffen im Intra-EU-Seeverkehr (und auch in der Binnenschifffahrt) ab 2023 vorgesehen. Für alternative Kraftstoffe hingegen soll eine Steuerbefreiung noch für einen Zeitraum von zehn Jahre gelten. Hiervon würde damit auch synthetisches Methanol als alternativer Kraftstoff profitieren. Als Richtlinie bedarf das Vorhaben auch nach Beschluss noch der Umsetzung in nationales Recht.



Dr. Martin Altrock

Rechtsanwalt



Dr. Christian Gemmer

Rechtsanwalt



Maja Berenike Mosor

Rechtsanwältin



Nina Wipfler

Rechtsanwalt

Anlagen: Rechtskataster Nationaler Rechtsrahmen
 Rechtskataster Internationaler und Europäischer Rechtsrahmen

⁸¹ Ausnahmen gelten etwa für den Fischfang oder Flottenhilfsschiffe.

⁸² Entwurf: COM (2021) 0563