

Global Energy Perspectives

gefördert aus Kapitel 2302, Titel 687 01

BMZ-Abschlussreport / Basisdokument

Global Energy Solutions e.V.

Teil 1: Grundelemente zur Vermeidung von Treibhausgasen und Herstellung klimaneutraler Energieträger (technischer Werkzeugkasten)

Stand 08. August 2023

Kapitel 2-6

Autorenteam:	
Siddhant Bane	Joern Becker
Ulrich Begemann	Leon Berks
Christof von Branconi	Simon Göss
Prof. Dr. Estelle Herlyn	Dr. Wilfried Lyhs
Dr. Tobias Orthen	Dr. Ludolf Plass
Dr. Hans-Peter Sollinger	Dr. Jens Wagner
Dr. Hans Jürgen Wernicke	

Erklärung zum Urheberrecht

Das nachfolgende Dokument ist grundsätzlich ausschließlich für den Empfänger bestimmt. Eine Weitergabe an Dritte oder die Nutzung für Dritte ist – auch auszugsweise – nicht gestattet.

Dem Empfänger des Dokuments wird eine einfache, nicht übertragbare, nicht unterlizenzierbare, eingeschränkte Lizenz gewährt, das Dokument für persönliche, nicht kommerzielle, private Zwecke zu nutzen.

Ulm, im Juni 2023

Global Energy Solutions e.V.

Lise-Meitnerstr. 9

89081 Ulm

Vorsitzender: Christof v. Branconi (Christof.Branconi@Global-Energy-Solutions.org)

2.6. Herstellung und Nutzung von Wasserstoffderivaten

2.6.1 Herstellung von E-Ammoniak

Traditionell basiert die Ammoniakproduktion auf Erdgas oder Kohle. Dank optimierter Technologien machen Skaleneffekte Anlagen mit einer Kapazität von 3.000 Tonnen Ammoniak/Tag und mehr relativ kostengünstig. Diese Anlagen haben jedoch hohe Treibhausgasemissionen von ca. 1,68 t CO₂/t Ammoniak – bei einer Anlage mit einer Kapazität von 3.000 t Ammoniak/Tag also ungefähr 1,75 Mt CO₂/Jahr! Entsprechend wurden Technologien zur Produktion von Ammoniak mit einem „low-carbon-footprint“ entwickelt (e-Ammoniak oder „grünes“ Ammoniak), die durch Verzicht auf fossile Brennstoffe erheblich klimafreundlicher sind. Weitere Gründe bei der Entwicklung dieser Technologien zur Produktion von e-Ammoniak waren der Übergang zur dezentralen Produktion und so der Vermeidung hoher Transportkosten sowie von Einfuhr- oder CO₂-Steuern.

Heute lässt sich demgemäß eine der weltweit meistproduzierten Chemikalien umweltfreundlich erzeugen und kann so als low-carbon-footprint Grundstoff für verschiedenste Industrien und Produkte dienen. Ammoniak könnte so von einem CO₂-lastigen Schadstoff zu einer klimaneutralen Lösung mit dem Potenzial für eine umweltfreundliche Zukunft werden.

Klimafreundliche Ammoniaktechnologien basieren auf der Erzeugung von Low Carbon H₂ aus mit erneuerbarer Energie betriebenen Wasserelektrolysen (s. Abbildung 108). Im Gegensatz zu konventionellen Ammoniakanlagen, wo Wasserstoff in der Regel durch Dampfreformierung von Erdgas erzeugt wird.

Der für die Ammoniaksynthese benötigte Stickstoff wird hier von einer Luftzerlegungsanlage (ASU = Air Separation Unit) bzw. einer Anlage zur Stickstoff-Erzeugung (NGU = Nitrogen Generation Unit) erzeugt.

Anlagen zur Produktion von e-Ammoniak sind in der Regel Kleinanlagen mit Kapazitäten von z. B. 50 – 500 t Ammoniak/Tag. Es wurden aber bereits Studien für Anlagen mit Kapazitäten von z. B. 5.000 t Ammoniak/Tag erstellt. Damit diese Kleinanlagen wirtschaftlich sinnvoll sind, sollten sie im besten Fall mit konventionellen Anlagen konkurrieren können. Wesentliche Kostentreiber sind der Investitionsaufwand, die Verfügbarkeit und die Kosten für erneuerbare Energie, mögliche Beschränkungen und Kosten des Ammoniaktransports, CO₂-Emissionsbeschränkungen und CO₂-Steuern. Hier überrascht nicht, dass die vorgenannten Skaleneffekte konventioneller Großanlagen in günstigere Produktionskosten münden. Als geeignetes Energiespeicher- und Trägermedium für Erzeuger erneuerbarer Energie wird e-Ammoniak jedoch trotzdem immer interessanter.

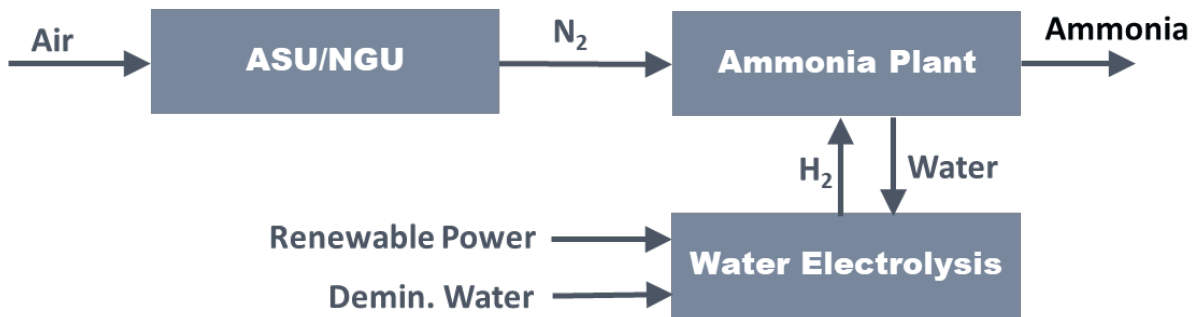


Abbildung 108: Vereinfachtes Konzept einer e-Ammoniak-Anlage.

Quelle: Autor

2.6.1.1 Fallstudie Nordeuropa

Die Investitionskosten für eine Anlage mit einer Kapazität von 500 t e-Ammoniak/Tag betragen in Nordeuropa 450 Mio. € auf Basis einer „class 5“ Investitionskostenschätzung ($\pm 50\%$) gemäß den Regeln der AACE (American Association of Cost Engineers). Bei geschätzten Owner's Cost von 30 % betragen die TIC³¹⁵ 585 Mio. €.

Für die Herstellung von e-Ammoniak aus erneuerbarem Wasserstoff sind pro Tonne e-Ammoniak 2.000 Nm³ Wasserstoff sowie 660 Nm³ N₂ erforderlich. Wenn im besten Fall 4,5 MWh pro 1.000 Nm³ Wasserstoff benötigt werden, sind 9,0 MWh notwendig, um 1 t e-Ammoniak herzustellen. Basierend darauf sind zur Produktion von 500 t e-Ammoniak/Tag theoretisch 4.500 MWh erforderlich (entspricht einer installierten Wasserelektrolysekapazität von ca. 190 MW für die Wasserstoffproduktion). Insgesamt beträgt die zum Betrieb der Ammoniakanlage inkl. NGU und Nebenanlagen notwendige Energie in erster Näherung 9,8 MWh.

Für die folgende Ermittlung der **Produktionskosten von e-Ammoniak** in Tabelle 24 wird bei der Fallstudie Nordeuropa angenommen, da für den Betrieb der Wasserelektrolyse günstiger erneuerbarer Strom aus Wasserkraftwerken zur Verfügung steht, d. h. die Anlage insgesamt kontinuierlich (und nicht fluktuierend wie bei der Nutzung von Wind- oder Sonnenenergie) betrieben werden kann.

Zusammenfassend belegt die Fallstudie für Nordeuropa, dass e-Ammoniak unter den genannten Randbedingungen bereits heute ein geeignetes Energiespeicher- und Trägermedium für Erzeuger erneuerbarer Energie ist.

Anmerkung: Die Berechnungen basieren auf dem Status im Jahr (2021). Investoren, Betreiber und Anlagenbauer sind aktuell mit einer extremen Unsicherheit bezüglich der Verfügbarkeit von z. B. Materialien und Ausrüstungen aber auch hinsichtlich der Geschäfts- und Vertragsbedingungen konfrontiert, die Investitionen generell unsicher bzw. ggf. sogar unwirt-

³¹⁵ TIC: Total Installed Cost

schaftlich machen. Mittel- bis langfristig wird davon ausgegangen, dass sich ein Szenario vergleichbar zu der Situation im Jahr 2021 einstellt.

Tabelle 24: Übersicht der Kosten für die Ammoniakproduktion.

Energiekosten pro Tonne e-Ammoniak (30 €/MWh x 9.8 MWh):	295 €/t Ammoniak
Finanzierungskosten (TIC = 585 Mio. €, 30 % Equity, 70 % Darlehen mit 5 % Zinsen, 10 Jahre Rückzahlung):	122 €/t Ammoniak
Geschätzte Gesamtbetriebskosten:	50 €/t Ammoniak
Gesamtproduktionskosten:	467 €/t Ammoniak

2.6.2 Herstellung von low-carbon Ammoniak

Es ist naheliegend, den hergestellten low-carbon H₂ mit dem in der ASU (Air Separation Unit) als Nebenprodukt anfallenden ebenfalls sehr reinem N₂ (Stickstoff) zu low-carbon Ammoniak zu synthetisieren (siehe zweite Abbildung in Kapitel 2.4.2.) (z. B. die patentierte Technologie AdWinAmmonia® der Firma GasConTec¹⁷²). Bei der Produktion dieses low-carbon Ammoniaks sind insbesondere folgende KPIs (Key Performance Indicators) hervorzuheben:

- CO₂-Rückgewinnungsraten von bis zu 99 % sind erreichbar
- Die CO₂-Emissionen pro Tonne low-carbon Ammoniak sind entsprechend geringer als bei „grünem“ Ammoniak
- Das CO₂ hat eine hohe Reinheit (übertrifft erforderliche Pipeline-Spezifikationen)
- Die Produktionskosten pro Tonne low-carbon Ammoniak sind sogar niedriger als für graues Ammoniak – und damit um ein Vielfaches günstiger, als „grünes“ Ammoniak jemals sein wird.

Eine entsprechende kommerzielle Großanlage zur Produktion von 3.500 t/d low-carbon Ammoniak wird derzeit (2022) von der Firma Nutrien in den USA realisiert³¹⁶. Der CO₂-Rückgewinnungsgrad bei diesem Projekt ist > 90 %, höhere Rückgewinnungsraten sind durch einfache Modifikationen auch nachträglich erzielbar.

2.6.3 Nutzungsoptionen von low-carbon- und E-Ammoniak

Low-carbon Ammoniak gewinnt als Energiespeicher- und insbesondere als Trägermedium für Energie zunehmend an Bedeutung. Zusätzlich zu den oben genannten KPIs sind wesentliche Treiber für diese Entwicklung der bereits bestehende Markt und die vorhandene Infrastruktur – aufgebaut für seine graue, fossilbasierte Schwester. Darüber hinaus macht die hohe

³¹⁶ Vgl. ThyssenKrupp (2022)

Energiedichte der Chemikalie sie im Vergleich zu verflüssigtem Wasserstoff vorteilhaft, insbesondere für den Langstreckentransport und die Langzeitspeicherung.

Bevorzugte Standorte für Anlagen zur Produktion von e-Ammoniak sind aufgrund der oben genannten Schlüsselfaktoren sind z. B. Regionen in Australien, Südafrika, Chile, Norwegen, USA und China.

Bevorzugte Standorte für Anlagen zur Produktion von low-carbon Ammoniak sind Länder, in denen es preiswertes Erdgas und Möglichkeiten zur kostengünstigen Speicherung von CO₂ gibt, sowie zusätzlich einen gesetzlichen Rahmen, der die im Vergleich zum „grünen“ Ammoniak vergleichbaren oder sogar niedrigeren CO₂-Emissionen pro Tonne Ammoniak honoriert. Bevorzugte Standorte für Anlagen zur Produktion von low-carbon Ammoniak sind entsprechend z. B. die USA und Regionen im Mittleren Osten.

Zielmärkte sind Länder, die relativ viel Energie verbrauchen, jedoch gleichzeitig ungünstigere Bedingungen zur Produktion von low-carbon Ammoniak haben. Beispiele sind Japan, Südkorea, Deutschland und Osteuropa (siehe Abbildung 109).

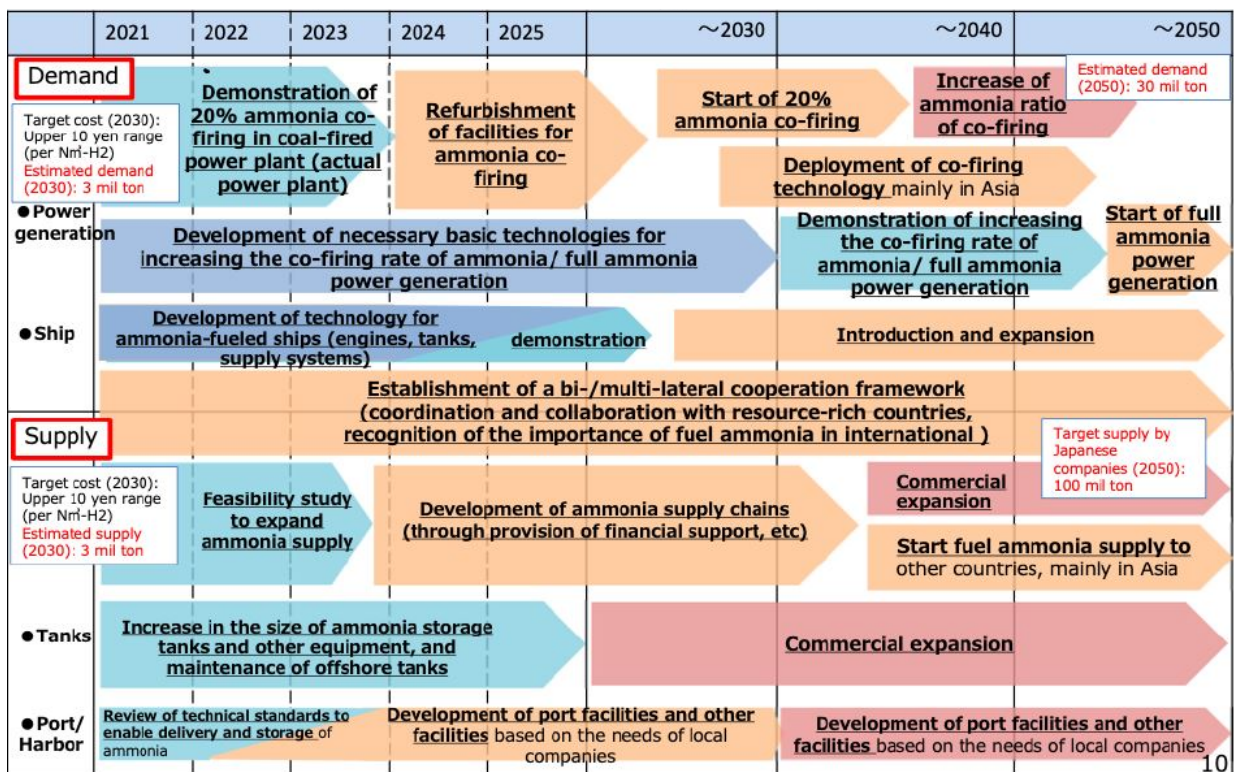


Abbildung 109: Zielmärkte für e-Ammoniak: Beispiel Japans „Road Map for Fuel Ammonia“-Anlagen-Konzept.³¹⁷

Quelle: Meti (2020)

E-Ammoniak gewinnt als Energiespeicher- und insbesondere als Trägermedium für erneuerbare Energie zunehmend an Bedeutung. Ein wesentlicher Treiber für diese Entwicklung und

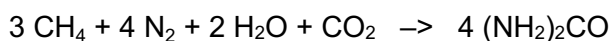
³¹⁷ Vgl. Brown (2021)

Vorteil ist der bereits bestehende Markt und die vorhandene Infrastruktur – aufgebaut für seine graue, fossilbasierte Schwester. Darüber hinaus macht die hohe Energiedichte der Chemikalie sie im Vergleich zu verflüssigtem Wasserstoff vorteilhaft, insbesondere für den Langstreckentransport und die Langzeitspeicherung von erneuerbarer Energie.

Ähnlich hat low-carbon Ammoniak ein sehr großes Potenzial, viele verschiedene Industriebereiche zu revolutionieren und bisher graue Prozesse in klimaneutrale umzuwandeln.

Über 75 % des weltweit erzeugten Ammoniaks wird für die Produktion von Dünger (vor allem Harnstoff) genutzt, weitere Anwendungen sind u.a. Fasern (Nylon) sowie Salpetersäure und Folgeprodukte.

Harnstoff ist eine der wenigen bei seiner Herstellung „CO₂-verbrauchenden“ Produkte. Die summarische Reaktionsgleichung – ausgehend von Erdgas – ist:



Pro Tonne Harnstoff werden 180 kg CO₂ benötigt, bei 200 Mt weltweiter Produktion entspricht dies 36 Mt CO₂, welches natürlich bei Einsatz als Dünger über Verrottungsvorgänge irgendwann wieder frei wird. Harnstoffdünger ist also keine echte CO₂-Senke.



Abbildung 110: Viking Energy der norwegischen Reederei Eidesvik mit Ammoniak-Brennstoffzellenantrieb.³¹⁸

Insbesondere für Schiffskraftstoffe (mit dem Ziel der IMO, die jährlichen GHG-Emissionen der internationalen Schifffahrt um 50 % bis 2050 zu reduzieren) ist die Verwendung von Ammoniak ein vielversprechender Ersatz für Öl.³¹⁹ Eine Studie prognostiziert ein Wachstum dieses

³¹⁸ CleanThinking (2021)

³¹⁹ Vgl. International Maritime Organization, o. J.

zusätzlichen Marktes für e-Ammoniak von 10 Mt pro Jahr im Jahr 2025 auf 150 Mt pro Jahr im Jahr 2050.³²⁰ So wird der u. a. bereits der Offshore Versorger Viking Energy der norwegischen Reederei Eidesvik auf Ammoniak-Brennstoffzellenantrieb umgerüstet.

An der Entwicklung eines (2-Takt)-Schiffsmotors mit nachgeschalteter Abgasbehandlung (NO_x-Entfernung) arbeitet u.a. MAN (AEngine Projekt in Kooperation mit Eltronic FuelTech DK und Den Norske Veritas³²¹). Ein Prototyp soll im Jahr 2024 zur Verfügung stehen.

Ein Beispiel für die Nutzung von Ammoniak als Energieträgermedium ist die von Mitsubishi entwickelte Gasturbine für Ammoniak. Mit einer Leistung von 41 MW erzeugt sie bis zu 70 t Dampf pro Stunde (siehe Abbildung 111).

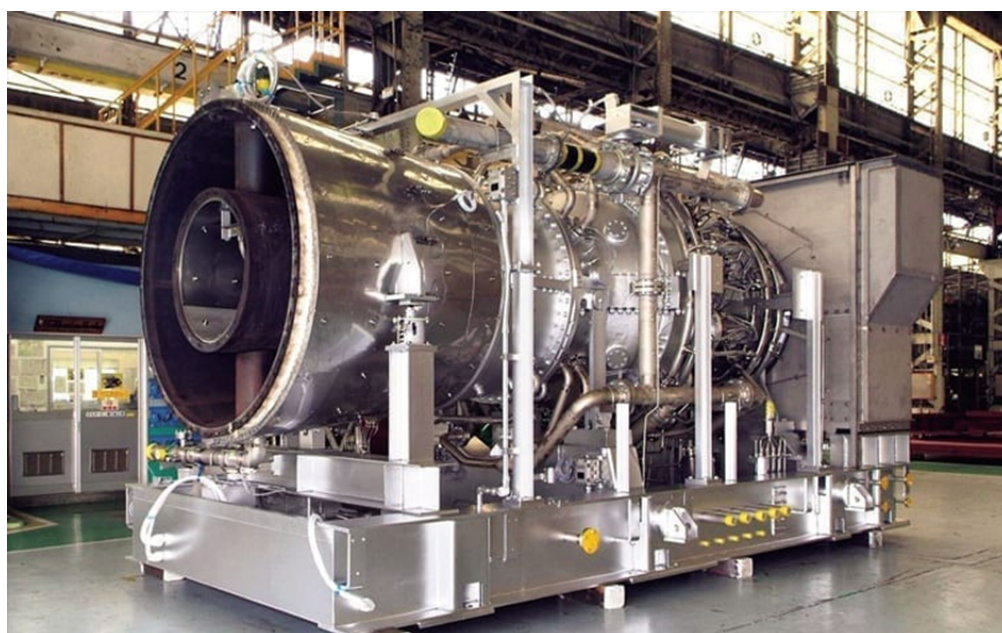


Abbildung 111: Mitsubishi: Ammoniakfähige Gasturbine.

Quelle: Patel, (2021).

Ein weiterer potenzieller Zielmarkt ist die Verwendung von low carbon- und e-Ammoniak als Transportmedium für das entsprechende Folgeprodukt Wasserstoff. Dies erfordert die Rückspaltung des Ammoniaks und Abtrennung des Stickstoffs, wie in Abbildung 112 schematisch dargestellt.

³²⁰ Vgl. Alfa Laval et al., (2020).

³²¹ Vg. MAN Energy Solutions (2020)

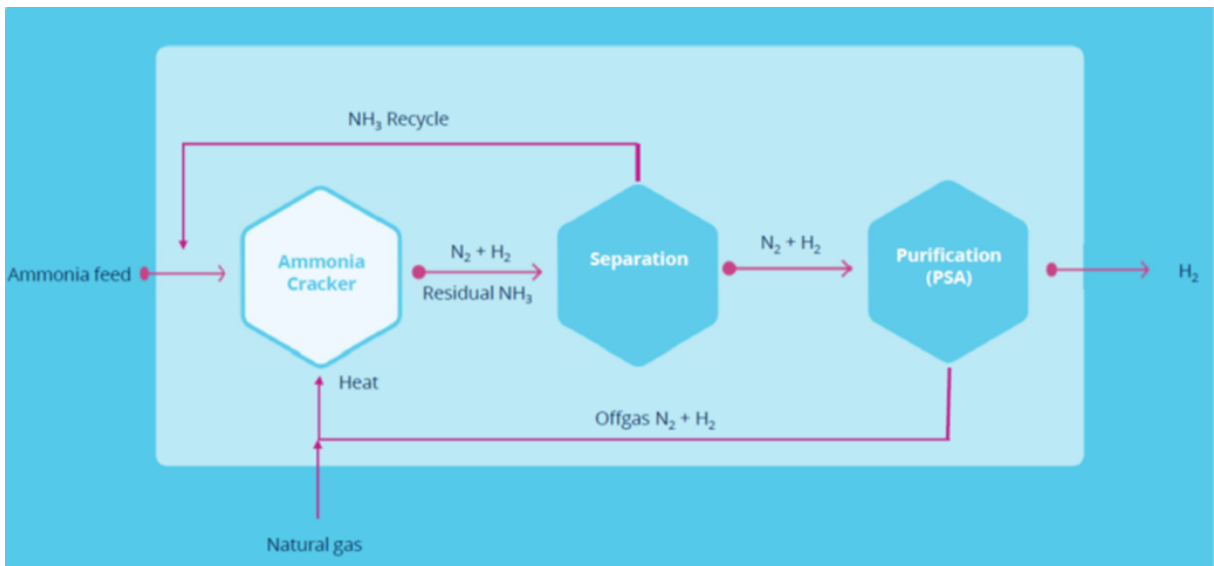


Abbildung 112: Rückgewinnung von Wasserstoff aus Ammoniak durch katalytische Spaltung;

Quelle: Nielsen (2021)

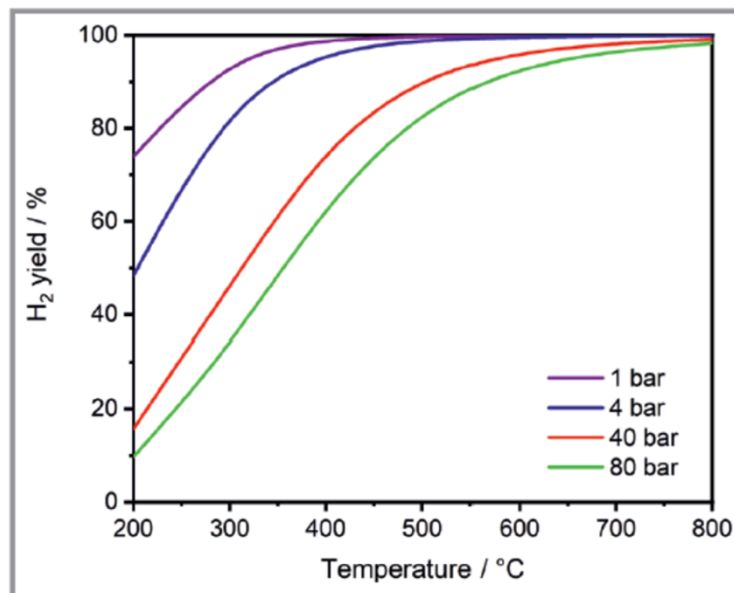


Figure 4. Equilibrium yield of hydrogen in ammonia decomposition at 200–800 °C for 1, 4, 40, and 80 bar (calculated with Aspen Plus software).

Abbildung 113: Gleichgewichtskonzentrationen von Wasserstoff in Abhängigkeit von Druck und Temperatur durch Rückspaltung von Ammoniak;

Quelle: Ristig (2022)

Da es sich bei der Rückspaltung von Ammoniak ähnlich wie die Ammoniaksynthese um einen Hochtemperaturprozess handelt, zielen weitere Entwicklungsarbeiten auf bessere Spaltkatalysatoren, die niedrigere Prozesstemperaturen ermöglichen und damit die Wirtschaftlichkeit verbessern. Abbildung 113 zeigt das Ausbringen von Wasserstoff bei der Spaltung von Ammoniak. Zwar scheinen hier niedrige Drücke und niedrige Temperaturen vorteilhaft für das Einstellen des Gleichgewichts auf H₂-Seite zu sein, die Katalysatoren sind bei niedrigen Temperaturen aber nicht aktiv genug. Andererseits verkoken sie bei hohen Temperaturen, sodass

derzeit ein suboptimaler Kompromiss bei Druck und Temperatur für die Spaltung notwendig ist.

2.6.4 Herstellung von low-carbon Methanol

Große Methanolanlagen mit einer Kapazität von 5.000 Tonnen Methanol pro Tag und mehr sind dank optimierter Technologien (z. B. oben genannte Synthesegaserzeugung durch partielle Oxidation) und Skaleneffekte relativ kostengünstig, haben jedoch weiterhin hohe Treibhausgasemissionen: Bei einer Kapazität von 5.000 Tonnen Methanol/Tag betragen die Emissionen bis zu 3 Mt CO₂/Jahr! Selbst im besten Fall („ATR only“) emittiert eine erdgasbasierte Anlage mit einer Kapazität von 5.000 Tonnen Methanol/Tag ca. 600 kt CO₂/Jahr!

Zur Produktion von Methanol mit einem low-carbon-footprint (low-carbon Methanol) wurde diese „ATR only“ Methanol-Technologie analog den zuvor dargestellten Entwicklungen für low-carbon Ammoniak weiter optimiert. Die patentierte Technologie AdWinMethanol Zero[®] der Firma GasConTec³²² basiert auf einer innovativen Prozesskonfiguration. Dabei wird das an verschiedenen Stellen anfallende CO₂ (vergleiche Abbildung 108) nahezu vollständig in Methanol konvertiert. Zusätzlich zum Erdgas wird low-carbon H₂ als Einsatzstoff benötigt, der wie in Abbildung 114 dargestellt z. B. mittels mit erneuerbarer Energie betriebenen Wasserelektrolysen hergestellt wird (siehe Kapitel 2.4).

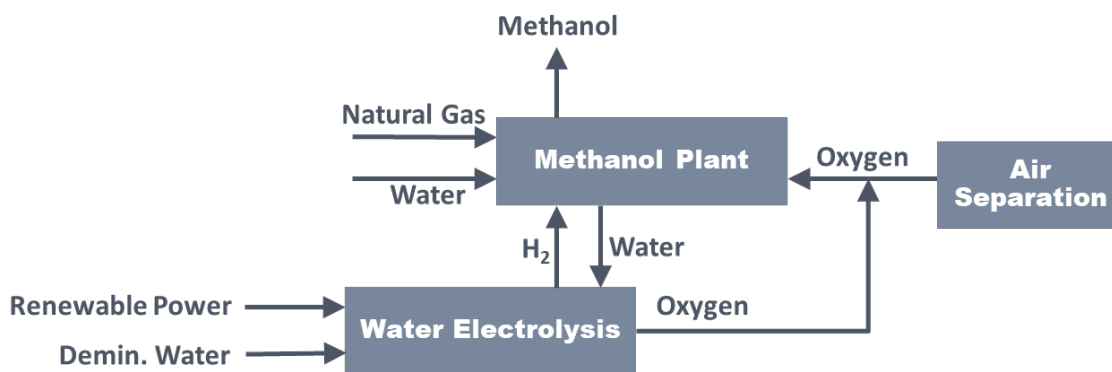


Abbildung 114: Vereinfachtes Konzept einer low-carbon Methanol Anlage;

Quelle: Autor

Alternativ kann dieser low-carbon H₂ auch durch partielle Oxidation mit nachfolgender CO₂-Abtrennung und Speicherung hergestellt werden.

Bei der Produktion dieses low-carbon Methanols sind insbesondere folgende KPIs hervorzuheben:

- CO₂-Rückgewinnungsraten von bis zu 99 % sind erreichbar

³²² Vgl. GasConTec (o.J.)

- Die CO₂-Emissionen pro Tonne low-carbon Methanol sind entsprechend geringer als bei „grünem“ Methanol
- Die Produktionskapazität vergrößert sich durch die Nutzung des anfallenden CO₂ um fast 25 %
- Die Produktionskosten pro Tonne low-carbon Methanol sind daher vergleichbar zu denen für graues Methanol – und damit um ein Vielfaches günstiger, als „grünes“ Methanol jemals sein wird.

Eine entsprechende kommerzielle Großanlage zur Produktion von über 6.000 t/Tag low-carbon Methanol ist in Planung (fast alle Projektentwicklungsaktivitäten inkl. Basic Engineering und Finanzierung sind abgeschlossen), FC (Financial Close) wird im Jahr 2023 erwartet. Hervorzuheben ist, dass sowohl die Investitionskosten (CAPEX) als auch die Betriebskosten (OPEX) und damit der IRR (Internal Rate of Return) vergleichbar zum grauen Methanol sind – und das bei einem CO₂-Rückgewinnungsgrad von ca. 99 %!

2.6.4.1 Nutzungsoptionen für low-carbon Methanol

Low-carbon Methanol gewinnt als Energiespeicher- und insbesondere als Trägermedium für Energie zunehmend an Bedeutung. Zusätzlich zu den oben genannten KPIs sind wesentliche Treiber für diese Entwicklung der bereits bestehende Markt und die vorhandene Infrastruktur – aufgebaut für seine graue, fossilbasierte Schwester. Darüber hinaus macht die hohe Energiedichte der Chemikalie sie im Vergleich zu verflüssigtem Wasserstoff vorteilhaft, insbesondere für den Langstreckentransport und die Langzeitspeicherung.

Bevorzugte Standorte für Anlagen zur Produktion von low-carbon Methanol sind Länder, in denen es preiswertes Erdgas gibt sowie zusätzlich einen gesetzlichen Rahmen, der die im Vergleich zum „grünen“ Methanol vergleichbare bzw. sogar niedrigeren CO₂-Emissionen pro Tonne Methanol honoriert. Bevorzugte Standorte für Anlagen zur Produktion von low-carbon Methanol sind entsprechend z. B. die USA und Regionen im Mittleren Osten.

Zielmärkte sind Länder, die relativ viel Energie verbrauchen, jedoch gleichzeitig ungünstigere Bedingungen zur Produktion von low-carbon Methanol haben. Beispiele sind Japan, Süd-Korea, Deutschland und Osteuropa.

Low-carbon Methanol hat ein sehr großes Potenzial, viele verschiedene Industriebereiche zu revolutionieren und bisher graue Prozesse in klimaneutrale umzuwandeln. Als Energieträger, Energiespeicher und insbesondere als Treibstoff erwarten Experten ein drastisches Marktwachstum für low-carbon Methanol! Neben LNG (Liquified Natural Gas – Flüssigerdgas) und low-carbon Ammoniak (s. o.) ist low-carbon Methanol auch wichtiger Ersatzkraftstoff für Schiffskraftstoffanwendungen.

Besonders hervorzuheben ist, dass low-carbon Methanol konventionellen flüssigen Kraftstoffen zugesetzt oder verwendet werden kann, um zu 100 % auf Methanol basierende Antriebssysteme zu befeuern. Weiterhin lässt sich low-carbon Methanol in MTG-Anlagen (Methanol-to-Gasoline) in Benzin konvertieren. Dieses so gewonnene low-carbon Benzin hat dieselben Eigenschaften wie e-Benzin (siehe Kap 2.6.6), nur dass wesentlich geringere Produktionskosten anfallen – deutlich kostengünstiger, als e-Benzin jemals sein wird!

2.6.4.2. Fallstudie Nordeuropa

Die Investitionskosten für eine Anlage mit einer Kapazität von 250 t e-Methanol/Tag (oder 85,000 t e-Methanol/Jahr) betragen in Nordeuropa 250 Mio. € auf Basis einer „class 5“ Investitionskostenschätzung (+/- 50%) gemäß den Regeln der AACE (American Association of Cost Engineers). Bei geschätzten Owner's Cost von ca. 30 % betragen die TIC (Total Installed Cost) 325 Mio. €.

Zum Betrieb einer e-Methanol Anlage sind diverse Nebenanlagen erforderlich (s. Abbildung 115). Neben den Hilfsstoffen Kühlwasser, demineralisiertes Wasser, Stickstoff, Luft etc. dient ein komplexes Dampfsystem u. a. der Wärmeintegration und der Generation von elektrischer Energie (z. B. für die Kompression des für die Methanolsynthese erforderlichen H_2 und CO_2). In den folgenden Berechnungen wird in grober Näherung davon ausgegangen, dass sich die zugehörigen Energiekosten in etwa ausgleichen.

Für die Herstellung von e-Methanol aus erneuerbarem Wasserstoff und CO_2 sind bei 100% Umsetzung pro Tonne e-Methanol 2.100 Nm^3 Wasserstoff und 700 Nm^3 CO_2 erforderlich. Wenn im besten Fall 4,5 MWh pro 1.000 Nm^3 Wasserstoff benötigt werden, sind 9,4 MWh notwendig, um 1 t e-Methanol herzustellen. Basierend darauf können mit einer 100 MW Wasserelektrolyse 10,6 t e-Methanol/h oder 85.000 t e-Methanol pro Jahr produziert werden. 10,6 t e-Methanol/h erfordern 14,6 t CO_2 .

Für die folgende Ermittlung der Produktionskosten von e-Methanol wird bei der Fallstudie Nordeuropa angenommen, dass für den Betrieb der Wasserelektrolyse günstiger erneuerbarer Strom aus Wasserkraftwerken zur Verfügung steht, d. h. die Anlage insgesamt kontinuierlich (und nicht fluktuierende wie bei der Nutzung von Wind- oder Sonnenenergie) betrieben werden kann.

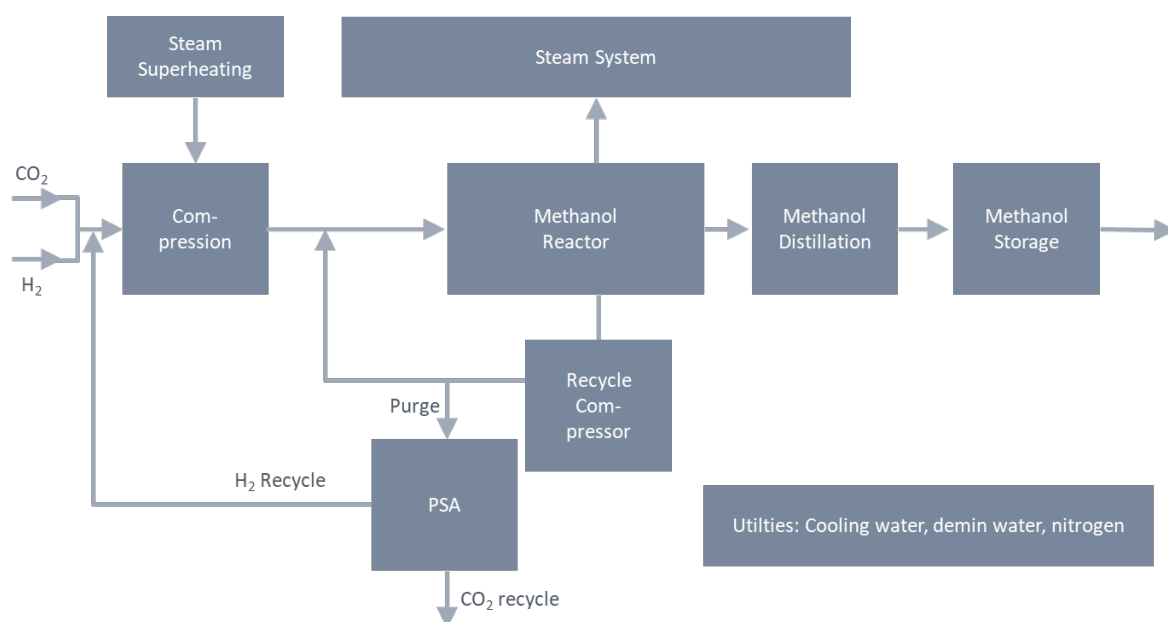


Abbildung 115: Blockfließbild der Synthese einer e-Methanol-Anlage

Quelle: Autor

Tabelle 25: Übersicht der Kosten für die Methanolproduktion

Energiekosten pro Tonne e-Methanol (30 €/MWh x 9.4 MWh):	282 €/t Methanol
Kosten pro Tonne CO ₂	55 €/t Methanol
Finanzierungskosten (TIC = 320 Mio. €, 30 % Equity, 70 % Darlehen mit 5 % Zinsen, 10 Jahre Rückzahlung):	132 €/t Methanol
Geschätzte Gesamtbetriebskosten:	50 €/t Methanol
Gesamtproduktionskosten:	519 €/t Methanol

Zusammenfassend belegt die Fallstudie für Nordeuropa, dass e-Methanol unter den genannten Randbedingungen bereits heute ein geeignetes Energiespeicher- und Trägermedium für Erzeuger erneuerbarer Energie ist. Zum Vergleich: IRENA schätzt die Produktionskosten von e-Methanol auf 400 – 700 USD/t³²³.

Anmerkung: Die Berechnungen basieren auf dem Status im Jahr 2021. Investoren, Betreiber und Anlagenbauer sind aktuell mit einer extremen Unsicherheit bezüglich der Verfügbarkeit von z. B. Materialien und Ausrüstungen aber auch hinsichtlich der Geschäfts- und Vertragsbedingungen konfrontiert, die Investitionen generell unsicher bzw. ggf. sogar unwirtschaftlich machen. Mittel- bis langfristig wird davon ausgegangen, dass sich ein Szenario vergleichbar zu der Situation im Jahr 2021 einstellt.

³²³ Irena and Methanol Institute (2021)

2.6.4.3 Zielmärkte

E-Methanol gewinnt wie erläutert als Energiespeicher- und insbesondere als Trägermedium für erneuerbare Energie zunehmend an Bedeutung. Ein wesentlicher Treiber für diese Entwicklung und Vorteil des nachhaltigen Kraftstoffs ist der bereits bestehende Markt und die vorhandene Infrastruktur – aufgebaut für seine graue, fossilbasierte Schwester. Darüber hinaus macht die hohe Energiedichte der Chemikalie sie im Vergleich zu verflüssigtem Wasserstoff vorteilhaft, insbesondere für den Langstreckentransport und die Langzeitspeicherung von erneuerbarer Energie.

Bevorzugte Standorte für Anlagen zur Produktion von e-Methanol sind Länder, in denen es viel erneuerbare Energie gibt und ein gesetzlicher Rahmen, der erneuerbare Energien und ihre Umwandlung in Chemikalien fördert, z. B. Regionen in Australien, Südafrika, Chile, Norwegen, USA, China.

Zielmärkte sind Länder, die relativ viel Energie verbrauchen, jedoch gleichzeitig ungünstigere Bedingungen zur Produktion von e-Methanol haben und wenig eigene fossile Ressourcen besitzen (zumindest für eine Übergangsphase relevant). Beispiele sind Länder wie Japan, Südkorea, Deutschland und Osteuropa.

Neben LNG (Liquified Natural Gas – Flüssigerdgas) und e-Ammoniak gilt e-Methanol auch als Ersatzkraftstoff für Schiffskraftstoffanwendungen.³²⁴ Außerdem kann es konventionellen flüssigen Kraftstoffen zugesetzt oder verwendet werden, um zu 100 % auf Methanol basierende Antriebssysteme zu befeuern. E-Methanol hat ein großes Potenzial, viele verschiedene Industriebereiche zu revolutionieren und bisher graue Prozesse in klimaneutrale umzuwandeln. Als Energieträger, Energiespeicher oder Schiffstreibstoff erwarten Experten ein drastisches Marktwachstum für e-Methanol: Prognosen lassen eine Verdreifachung des Marktvolumens erwarten!

2.6.5 E-Methan

Methan ist Hauptbestandteil von Erdgas. Unter Normalbedingungen ist es ein brennbares, farb- und geruchloses Gas. In Ländern wie Russland, USA oder dem Mittleren Osten gibt es sehr große Vorkommen, wodurch es zu einer sehr attraktiven Energiequelle geworden ist. Der Transport erfolgt durch Pipelines. Alternativ kann es durch Abkühlung verflüssigt werden (so gewünscht ist das auch die Methode zur Gewinnung von reinem Methan) und als Flüssigerdgas LNG (Liquified Natural Gas) mit Tankschiffen transportiert werden. Methan wird vielfach als Heizgas eingesetzt und ist in der chemischen Industrie Ausgangsstoff für die großindustrielle Herstellung von Wasserstoff, Ammoniak und Methanol.

³²⁴ Vgl. NOW (2023)

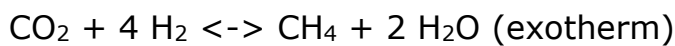
Neben dem Vorkommen in Erdgas findet man sehr große Mengen Methan gebunden als Methanhydrat am Meeresboden und in Permafrostgebieten.

Methan entsteht, wo organisches Material unter Luftausschluss abgebaut wird, z. B. in der Land- und Forstwirtschaft, in Klärwerken und Mülldeponien.

Als Treibhausgas besitzt Methan ein hohes Treibhauspotenzial. Es trug zur klimageschichtlichen Erderwärmung bei und beeinflusst die aktuelle globale Erwärmung.

2.6.5.1 Herstellung von e-Methan

Die Methanisierung oder der Sabatier-Prozess ist ein Verfahren zur Erzeugung von synthetischem Methan. Dabei wird Kohlenstoffmonoxid und/oder (heute insbesondere) Kohlenstoffdioxid mit Wasserstoff katalytisch zu Methan umgesetzt. Diese Reaktion wurde im 19. Jahrhundert durch Paul Sabatier entdeckt:



Die Reaktion wurde bisher primär beim Entfernen von Kohlenstoffmonoxid- und Kohlenstoffdioxid-Spuren, die in manchen Prozessen als Katalysatorgift wirken, umgesetzt. Heute stellt die Methanisierung eine klimafreundliche Technologie zur Herstellung von synthetischem Methan („Erdgas“) und somit zur langfristigen Speicherung für den von Windkraft- und Solaranlagen produzierten Überschuss-Strom dar: Low-carbon H₂ aus mit erneuerbarer Energie betriebenen Wasserelektrolysen reagiert mit CO₂ zu e-Methan (s. Abbildung 116). Diese Verfahren wird als „Power to Gas“ bezeichnet.

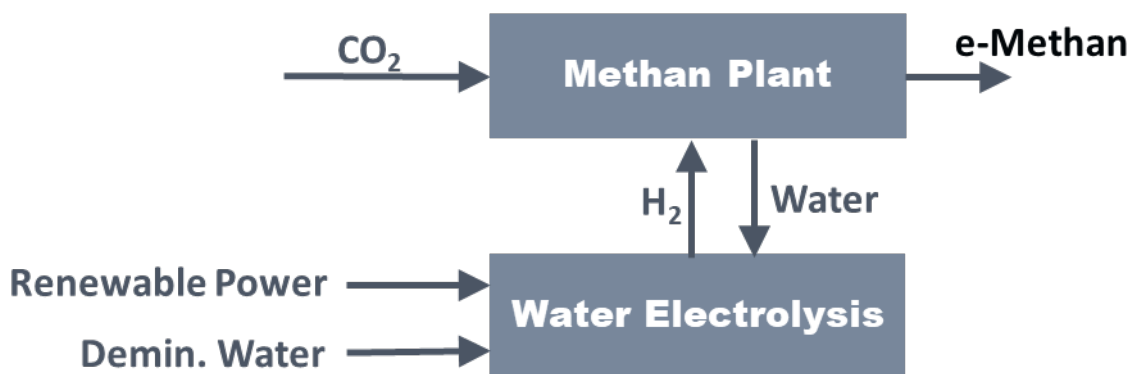


Abbildung 116: Vereinfachtes Konzept einer e-Methan bzw. Power to Gas Anlage
Quelle: Autor

Das für die Methansynthese erforderliche Kohlendioxid wird aus Biogas- oder anderen Vergärungsanlagen, aus allen Arten von Anwendungen wie Rauch- und Abgasen aus chemischen und petrochemischen Komplexen, Zementwerken oder Stahlwerken zurückgewonnen. Durch das Zurückhalten und „Recyclen“ dieses Treibhausgases aus der Atmosphäre kann der Produktionsprozess einen weiteren positiven Beitrag zum Klimaschutz leisten.

Anlagen zur Produktion von e-Methan sind in der Regel Demonstrationsanlagen wie z. B. das STORE&GO Projekt: „Methanisierungstechnologie als Gasspeichertechnologie“ mit einer Kapazität von ca. 1.500 Nm³ e-Methan pro Tag.³²⁵ Es wurden aber bereits Studien für Anlagen mit Kapazitäten von 25.000 Nm³ e-Methan pro Tag und mehr erstellt. Pro Tonne e-Methan werden ca. 2,7 t CO₂ und 0,5 t H₂ benötigt, parallel entstehen 2,2 t H₂O. Wesentliche Kostentreiber sind insbesondere die Verfügbarkeit und die Kosten für erneuerbare Energie, der Investitionsaufwand sowie ggf. die Kosten für das CO₂ (inkl. Transport). Insgesamt resultieren daraus hohe Kosten für das e-Methan. Die Schätzungen erwarten im Jahr 2030 in Europa über 170 €/MWh e-Methan und über 120 €/MWh in 2050. Die avisierten Kostensenkungen bedingen erhebliche frühzeitige und kontinuierliche Investitionen (z. B. Ausbau der global installierte Power-to-Gas-/Power-to-Liquid-Kapazität auf etwa 100 Gigawatt). Damit sind die Herstellungskosten für e-Methan dauerhaft um ein Vielfaches höher als die ihrer fossilen Alternative.

2.6.5.2 Zielmärkte

E-Methan gewinnt wie erläutert als Energiespeicher- und insbesondere als Trägermedium für erneuerbare Energie zunehmend an Bedeutung. Ein wesentlicher Treiber für diese Entwicklung und Vorteil ist der bereits bestehende Markt und die vorhandene Infrastruktur – aufgebaut für seine graue, fossilbasierte Schwester. Darüber hinaus macht die hohe Energiedichte sie im Vergleich zu verflüssigtem Wasserstoff vorteilhaft, insbesondere für den Langstreckentransport und die Langzeitspeicherung von erneuerbarer Energie.

U. a. aufgrund des z. B. in Deutschland sehr gut ausgebauten Erdgasnetzes und der zugehörigen Erdgasspeicher bietet Power-to-Gas daher dennoch Einsatzoptionen als Langzeitenergiespeicher für die Speicherung großer (regenerativer) Energiemengen im Erdgasnetz, als Flexibilisierungsoption für das Netzmanagement (Sektorenkopplung), als regenerative Wärmequelle, als Rohstoff in der industriellen Produktion und als Kraftstoff für die Mobilität. Bei einer Zunahme von erschwinglicher erneuerbarer Energie könnte e-Methan so auf Basis von Wind- oder Sonnenkraft, Geothermie oder Wasserkraft auch in großen Mengen hergestellt werden.

Bevorzugte Standorte für Anlagen zur Produktion von e-Methan sind Länder, in denen es viel erneuerbare Energie gibt und ein gesetzlicher Rahmen, der erneuerbare Energien und ihre Umwandlung in Chemikalien fördert, z. B. Regionen in Australien, Südafrika, Chile, Norwegen, USA, China.

Zielmärkte sind Länder, die relativ viel Energie verbrauchen, jedoch gleichzeitig ungünstigere Bedingungen zur Produktion von e-Methan haben und wenig eigene fossile Ressourcen

³²⁵ Vgl. <https://www.storeandgo.info/about-the-project/index.html>

besitzen (zumindest für eine Übergangsphase relevant). Beispiele sind Länder wie Japan, Süd-Korea, Deutschland und Osteuropa.

2.6.6 Betrachtung der Folgeprodukte e-Benzin

Traditionell basiert die Produktion von Benzin, Diesel und Kerosin auf der Verarbeitung von Erdöl in Erdölraffinerien, in deutlich geringerem Umfang auch auf der Nutzung von Erdgas oder Kohle als Einsatzstoff. Dank jahrzehntelanger Forschung und Entwicklung sind viele dieser Erdölraffinerien weitgehend energie- und rückstandsoptimiert. Skaleneffekte machen Anlagen mit einer Kapazität von 10 Mio. Jahrestonnen und mehr relativ kostengünstig, nicht vermeiden lassen sich jedoch hohe Treibhausgasemissionen.

2.6.6.1 Herstellung von e-Benzin

Klimafreundliche Technologien zur Produktion von Benzin (bzw. Diesel und Kerosin) basieren z. B. auf der Erzeugung von low-carbon H_2 aus mit erneuerbarer Energie betriebenen Wasserelektrolysen und nachfolgender Umsetzung des so produzierten low-carbon H_2 mit CO_2 zu Treibstoffen (Alternativ lassen sich Kraftstoffe auch über die Verwendung von nachwachsenden Rohstoffen herstellen, s. Kap. 2.7). Kommerziell im großtechnischen Maßstab realisiert ist die Route über das Zwischenprodukt Methanol: Der low-carbon H_2 wird mit CO_2 zu Methanol synthetisiert (s. oben) und anschließend in einer MTG-Anlage (Methanol-to-Gasoline) in Benzin konvertiert (s. Abbildung 117).

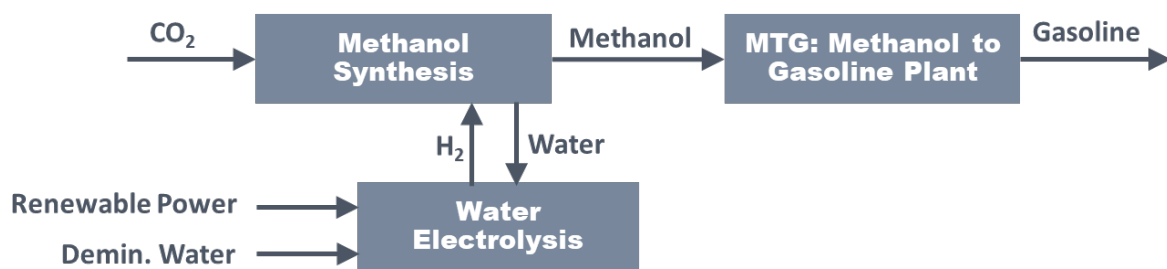


Abbildung 117: Vereinfachtes Konzept/Massenbilanz einer e-Benzin Anlage
Quelle: Autor

Eine alternative Route zur Produktion von Benzin (bzw. Diesel/Kerosin) basiert analog auf der Erzeugung von low-carbon H_2 aus mit erneuerbarer Energie betriebenen Wasserelektrolysen und Nutzung von CO_2 mittels nachfolgender Fischer-Tropsch Synthese. Die Produktion von Treibstoffen auf Basis Fischer-Tropsch Synthese ist kommerziell im großtechnischen Maßstab für Synthesegas bestehend aus H_2 und CO (nicht CO_2) realisiert. Als Produkte entstehen hier flüssige, schwefelarme synthetische Kraftstoffe, synthetische Motoröle und langkettige Kohlenwasserstoffe als Rohstoffbasis für die chemische Industrie (Wachse). Als Nebenprodukte

fallen sauerstoffhaltige Kohlenwasserstoffe wie Ethanol und Aceton sowie Ethen, Propen und höhere Olefine sowie Alkohole an. Entsprechend ist die Aufbereitung dieser verschiedenen Reaktionsprodukte einer Fischer-Tropsch Synthese deutlich aufwändiger als bei dem „Umweg“ über das Zwischenprodukt Methanol und nachfolgender MtG Anlage. Die Wirtschaftlichkeit ist demgemäß nach unseren Analysen etwas schlechter.

Der Betrieb von Fischer-Tropsch Anlagen mit Synthesegasen aus H_2 und CO_2 ist großtechnisch nicht erprobt; Überlegungen und Versuche lassen jedoch eine (noch) schlechtere Wirtschaftlichkeit erwarten.

2.6.6.2 Produktionskosten e-Benzin

Als exemplarische Fallstudie wird eine Zementanlage z. B. in Marokko betrachtet. Zementanlagen emittieren große nicht vermeidbarere Mengen an CO_2 . Beispielhaft beträgt die Produktionskapazität eines typischen Zementwerkes 4.000 Tonnen Zement pro Tag, wobei ca. 3.320 t CO_2 emittiert werden, d. h. etwa 1.060.000 t CO_2 pro Jahr. Für die Nutzung (CCU = Carbon Capture and Use) dieses Kohlendioxids (Annahmen: 830 kg CO_2 pro Tonne Klinker, CO_2 vollständig abtrennbar, Verluste vernachlässigt) zur Herstellung von e-Benzin aus low-carbon H_2 und CO_2 sind in Analogie zu oben bei 100% Umsetzung pro Tonne e-Benzin ca. 0,5 t H_2 und ca. 3,6 t CO_2 erforderlich. Gemäß Abbildung 118 könnte das CO_2 damit theoretisch in 925 tpd e-Benzin umgewandelt werden (ca. 45% des Benzinverbrauchs in Marokko 2018).

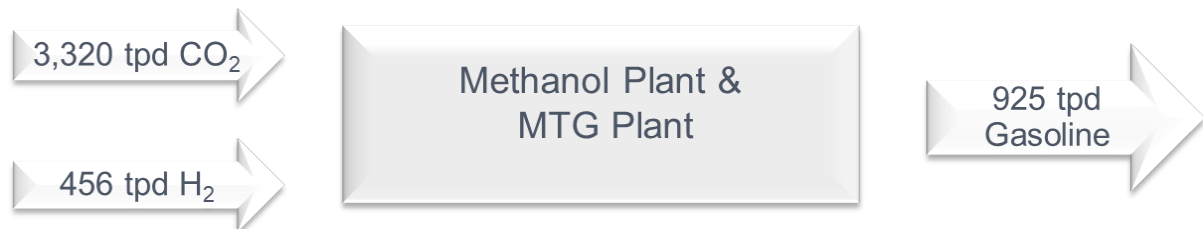


Abbildung 118: Vereinfachte Massenbilanz einer e-Benzin Anlage

Quelle: Autor

Der erforderliche low-carbon H_2 wird dabei mit einer Wasserelektrolyseanlage mit einer Kapazität von 1 GW erzeugt, die mit erneuerbarem Strom gespeist wird. Die Emissionen der entsprechenden Menge an fossilen Brennstoffen werden vermieden. Zur weiteren Erreichung der Klimaneutralität können Aktivitäten im Bereich naturbasierter Lösungen eingesetzt werden (z.B. ca. 200.000 Hektar Aufforstung).

Zum Betrieb einer e-Benzin Anlage sind diverse Nebenanlagen erforderlich (vgl. Abbildung 115). Neben den Hilfsstoffen Kühlwasser, demineralisiertes Wasser, Stickstoff, Luft etc. dient ein komplexes Dampfsystem u. a. der Wärmeintegration und der Generation von elektrischer Energie. In der folgenden Abschätzung wird in erster Näherung davon ausgegangen, dass sich die zugehörigen Energiekosten sich in etwa ausgleichen. Unter diesen Annahmen kostet

e-Benzin etwa doppelt so viel wie eine vergleichbare Energiemenge fossiler Kraftstoff. Doch bei größeren Produktionsmengen und sinkenden Strompreisen könnten e-Treibstoffe deutlich günstiger werden, was allerdings milliardenschwere Investitionen in die Produktionsanlagen erfordert. Optimistische Prognosen gehen davon aus, dass Kosten für e-Benzin von 1,00 bis 1,40 Euro pro Liter erreichbar sind, ohne Transportkosten, ohne Steuern. Dieses setzt voraus, dass low-carbon H₂, der heute rund 5 US-Dollar pro kg kostet, konkurrenzfähig mit fossil erzeugtem Wasserstoff (derzeit 1,5 bis 2 US-Dollar pro kg) sein wird (was frühestens für das Jahr 2030 erwartet wird).

2.6.6.3 Zielmärkte

E-Benzin gewinnt als klimafreundlicher Treibstoff bzw. wie erläutert als Energiespeicher- und Trägermedium für erneuerbare Energie zunehmend an Bedeutung. Ein wesentlicher Treiber für diese Entwicklung und Vorteil des nachhaltigen Kraftstoffs ist der bereits bestehende Markt und die vorhandene Infrastruktur – aufgebaut für seine graue, fossilbasierte Schwester. Darüber hinaus macht die hohe Energiedichte ihn im Vergleich zu verflüssigtem Wasserstoff vorteilhaft, insbesondere für den Langstreckentransport und die Langzeitspeicherung von erneuerbarer Energie.

Bevorzugte Standorte für Anlagen zur Produktion von e-Benzin sind Länder, in denen es viel erneuerbare Energie gibt und einen gesetzlichen Rahmen, der erneuerbare Energien und ihre Umwandlung in Treibstoffe fördert. Zielmärkte sind Länder, die relativ viel Energie verbrauchen, jedoch gleichzeitig ungünstigere Bedingungen zur Produktion von e-Benzin haben und wenig eigene fossile Ressourcen besitzen (zumindest für eine Übergangsphase relevant).

Mobilität ist ein Grundbedürfnis des Menschen und eine wichtige Voraussetzung für Wertschöpfung. Insbesondere in Entwicklungs- und Schwellenländern besteht über die kommenden Jahrzehnte ein großer Nachholbedarf. Die Mobilität von Menschen und Gütern wird also zunehmen, schon allein wegen der wachsenden Anzahl von Menschen. Absehbar wird sich der heutige Bestand von 1,3 Milliarden PKW und Nutzfahrzeugen deshalb weiter erhöhen. Das Gleiche gilt für die Nutzung von Flugzeugen und Schiffen. Entsprechend haben E-Treibstoffe ein großes Potenzial, bisher graue Prozesse in klimaneutrale umzuwandeln.