

Heuristischer Ansatz für eine nachhaltige und CO₂-neutrale Energieversorgung

Ebene 4: Teil 2:

Die Aufgabe der CO₂-freien Gasaufbereitung und Bereitstellung an die Endnutzer

leichte editorische Änderungen Version 3.4 Stand: Dezember 2025

erste Veröffentlichung Version 3.3 Stand: Juli. 2025

Autor: Wolfgang Beier

wolfgang.beier@eets-consulting.eu

Hinweis. Dieses Konzept eines Architekturvorschlags in der 4. Ebene – also schon ziemlich konkret – enthält eine sehr hohe Informationsmenge pro Satz. Um es effektiv zu lesen, könnte folgende Vorgehensweise nützlich sein: Zunächst nur die Zusammenfassung lesen. Dann den Text ohne Fußnoten, ohne Hinweise und ohne Anhang. Und dann noch mal alles zusammen. Und da aufhören, wo es zu detailliert wird.

Inhalt

	Seite
Die Aufgabe der CO ₂ -freien Gasaufbereitung und Bereitstellung an die Endnutzer	1
Vorwort.....	3
1 Der Ausgangspunkt.....	3
2 Ersatz der fossilen Primärenergieträger	7
2.1 Allgemein	7
2.2 CO ₂ und CCU-Management (Carbone Capture and Usage).....	9
3 Wasserstoff als relevanter stofflicher Energieträger	10
3.1 Die relevanten Formen der stofflichen Energieträger für Wasserstoff.....	11
3.2 Der jeweilige Bedarf an Wasserstoff für die Endnutzer.....	12
3.3 Die Zusammenarbeit der Rollen oder Aufgaben der stofflichen Energieträger	15
3.4 Wasserstoff für die Raumheizungen	19
4 Zusammenfassung	21
Anhang A : einige Randinformationen zu Wasserstoff als Energieträger.....	23
A.1 Wozu brauchen wir Wasserstoff und wozu Strom	23
A.1.1 Die Wasserstoff Transportpfade	25
Anhang B : Dekarbonisierung von CO ₂ aus der Luft mit DAC oder Biomasse	27
B.1 Die Dekarbonisierung der unvermeidlichen CO ₂ -Emissionen der Industrie.....	27
B.2 Die Dekarbonisierung des e-fuel Ausstoßes ab 2050	28
B.3 Nutzung von Wasserstoff als breit genutzter Sekundärenergieträger	29
B.3.1 Wasserstoff in der Industrie	29
B.3.2 Wasserstoff im Verkehr	30
B.4 Herstellung von Kohlefasern	30
B.5 Die e-fuel Herstellung	30
B.6 Wie entsteht Energie aus Biomasse	30
Anhang C : Verschiedene Technologien der Methanpyrolyse.....	32
C.1 Die Hochtemperatur in einem Blasenreaktor	32
C.2 Die Methan-Pyrolyse in einem zwei Phasen Reaktor	32
C.3 nicht-thermischer Plasma Prozess	33
Anhang D : Hinweise zur Vervollständigung der Architekturebene 4.....	34
D.1 Abgeleitete Stichworte für den Entwurf der Ebene 4 Teil 3: e-Fuel Aufbereitung	34

Vorwort

Dieser Konzeptvorschlag ist Teil einer abstrakten funktionalen Architektur einer 100%igen CO₂-freien Energieversorgung¹. Er ergänzt diese als 2. Teil der 4. Ebene und definiert die Rolle der CO₂-freien Aufbereitung der Primärenergie Gas zur Versorgung der Nutzer. Einige Erkenntnisse dieses Vorschlags über die Vorgehensweise in der Übergangszeit – also bis die Energiewende vollständig vollzogen ist – sind auch in einem dritten Teil der Ebene 4 relevant und dort zu berücksichtigen.

1 Der Ausgangspunkt

Nach den bisherigen Überlegungen und Versuchen kann geschlossen werden, dass als stofflicher Energieträger am Ende der Übergangszeit nur Wasserstoff infrage kommt.

Aus der Ebene 3 des Vorschlags einer funktionalen Architektur sowohl als auch aus der Ebene 4 Teil 1 Stromaufbereitung können grob die Aufteilung der Nutzung von Strom und Wasserstoff abgeleitet werden. Das ist für den Sektor Verkehr die Erwartung, dass von den Pkws nur etwa $\frac{2}{3}$ und von den Lkws $\frac{1}{3}$ auf batterieelektrische Fahrzeuge umgestellt werden und der Rest – also $\frac{1}{3}$ der Pkws und $\frac{2}{3}$ der Lkws nutzen Wasserstoff als Sekundärenergie.

Es muss somit eine Vorgehensweise gefunden werden, die es erlaubt, aus den vielen Möglichkeiten Wasserstoff zu gewinnen, diejenigen auszuschließen, für die es offensichtlich sinnvollere Lösungen gibt. Die anderen müssen sich am Markt bewähren.

Für die Sektoren Haushalte und GHD konzentriert sich die Gasnutzung (Erdgas später H₂) auf die Heizungen mit modernen Technologien wie KWK-Anlagen und Wärmepumpen. Der Strom für die Wärmepumpen muss nicht extra produziert werden, sondern entsteht mengenmäßig korrekt beim Betrieb der Wärmeproduktion der KWK-Anlagen².

Folgende Erkenntnisse können aus den vorhergehenden Ebenen abgeleitet werden:

- Der Bedarf an Wasserstoff wird erheblich größer sein, als dass wir ihn lokal erzeugen könnten. Es gibt also Wasserstoff Importe
- Der Transport des Wasserstoffs, der lokal in den Herkunftsländern aus Sonne und Wasser produziert wurde, könnte mit einem Trägermedium (Kohlenstoff oder Stickstoff) auch über Langstrecken³ durchgeführt werden
- Die Trägermedien (CO₂ oder Stickstoff) müssen somit am Anfang des Transportweges durch den Lieferanten gewonnen werden. Dann entstehen die leicht zu nutzenden Transportstoffe e-Methan oder Ammoniak
- Am Zielort – also Deutschland – wird der Stickstoff, der über den Ammoniakweg kam, abgetrennt und der Wasserstoff kann z.B. in Ballungsgebieten oder Großverbrauchern direkt genutzt werden.
- Der in Deutschland angekommene und in e-Methan „verpackte“ Wasserstoff kann⁴ in das existierende Fernerdgasnetz eingespeist werden, was einen „weichen“ Übergang aus der jetzigen Versorgung in eine CO₂-neutrale ermöglicht

¹ das vollständige Konzept ist unter www.eets-consulting.eu zu finden

² Deshalb muss die Menge der Wärmepumpen auf die Menge der KWK-Anlagen angepasst sein.

³ z.B. LNG Terminals oder Pipelines

⁴ so wie LNG auch

- Dabei wird der Wasserstoff so nah wie möglich an die Verbraucher in Form von e-Methan über das existierende Fernerdgasnetz und die „letzte Meile“ nach Abspaltung des Wasserstoffs aus dem Methan⁵ dann in einem wasserstofftauglich nachgerüsteten Netzabschnitt bis an die Hausanschlüsse geleitet⁶.
- Damit hat die Kette ...
 - CO₂ aus der Luft (DAC) oder dem Meereswasser (mCDR⁷) durch den Lieferanten und Nutzung als Transportmedium
 - Transport als e-Methan nach Deutschland
 - Einspeisung in das existierende Erdgasfernnetzwerk
 - Umwandlung des e-Methans in Wasserstoff mit Entsorgung des Kohlenstoffs z.B. als Graphit
 - Nutzung des Wasserstoffs durch die Endnutzer

... einen negativen CO₂-Fußabdruck für den ganzen H₂-Transport

- Wasserstoff, der über die Ammoniakschiene nach Deutschland kommt, enthält keinen Kohlenstoff
- Wie kann jetzt überhaupt noch CO₂ ungewollt erzeugt werden? Also nicht durch die Nutzung von H₂ zur Wärmeproduktion oder in FCEV. Aber es gibt Ausnahmen
- Es gibt chemische Prozesse, z.B. die Zementproduktion, bei denen CO₂ als Abfallprodukt entsteht oder die Herstellung von e-fuels einschließlich e-Kerosin die Kohlenwasserstoffketten nutzen
- Akzeptierte CO₂-Ausschüttungen⁸ müssen durch Prozesse mit negativem CO₂-Fußabdruck⁹ kompensiert werden¹⁰
- Als Prozesse mit negativem Fußabdruck stehen beim Lieferanten am Entstehungsort des H₂s DAC und mCDR zur Verfügung und beim Nutzer Methan-Pyrolyse¹¹ und Biogas – aber eine Seite reicht. Z.B. kann die große bei der Zementproduktion erzeugte Menge an CO₂ vollständig über die Prozesskette C, D, E neutralisiert werden (siehe Abbildung 5). Das geht sogar ohne Biogas. Den Aufwand ein flächendeckendes CO₂ Netzwerk und Erdspeicher für die Entfernung von CO₂ durch CCS zu nutzen braucht man nicht
- Daraus folgt: Es muss eine Balance erreicht werden zwischen der Menge CO₂¹², die durch CCU oder die direkt in die Atmosphäre emittiert wurde und der Menge die im Lieferland aus der Atmosphäre oder dem Meerwasser entzogen wurde, oder die beim Verbraucher durch Biomasse oder Methan-Pyrolyse dem Prozess entzogen wurde

⁵ z.B. durch Pyrolyse

⁶ Der verbleibende Rest des Methans wird in Form von festem Kohlenstoff z.B. als Zementzusatz oder Kohlefasern als Trägerbaustoff verwendet und kommt so nie mehr in die Atmosphäre

⁷ siehe auch <https://www.marineboard.eu/marine-carbon-dioxide-removal>

⁸ z.B. mobile Werkzeuge, selten genutzte Einsatzfahrzeuge, Landmaschinen, militärische Fahrzeuge...

⁹ geeignet wären vor allem Biomasse, DAC (direct Air Capture) oder mCDR (marine Carbon Dioxide Removal)

¹⁰ das gilt auch für die Vermeidung von CCS

¹¹ Methan-Pyrolyse entzieht einem Stoff chemisch gespeicherten Kohlenstoff. Das ist zunächst kein negativer Fußabdruck verhindert aber einen positiven Fußabdruck am Ende eine Prozesskette

¹² z.B. Zement oder e-fuel incl. e-Kerosin oder Verbrennung von Kohlenwasserstoffen wie anfangs noch ohne Brennstoffzellen in KWK arbeiten

Der nachfolgende Konzeptvorschlag berücksichtigt all diese Erkenntnisse und zeigt so zusammen mit dem Teil 1 der Ebene 4 dieses Architekturvorschlages eine komplett CO₂-neutrale Architektur einer Energieversorgung, die auch als Vorbild für Schwellenländer – vielleicht die Lieferländer - dienen könnte.

Die notwendigen Investitionen und Betriebskosten werden marktwirtschaftlich optimiert.

Hinweis: Die in der Ebene 2 dieser Funktionalen Architektur definierten Paradigmen gelten natürlich auch hier. Also die Vorgabe grünen Strom – wie dort im Punkt 1 definiert - nur für die Umsetzung in mechanische Arbeit zu verwenden oder der Umkehrschluss daraus, für mechanische Arbeit keinen Wasserstoff zu verwenden. Die Nutzung von Wasserstoff in FCEV widerspricht dieser Vorgabe nicht, weil hier keine ungewollte Entropie entsteht¹³.

Die Verwendung Elektrolyseur-Wasserstoff-Brennstoffzellen Kette als Stromspeicher hat den schlechtesten Wirkungsgrad aller Akku-Technologien. Deshalb sollte man so ein Speichersystem¹⁴ nur verwenden, wenn der anfänglich genutzte Strom sonst verloren gehen würde. Man sollte deshalb keinen grünen Strom extra für die Wasserstoff-Produktion herstellen und den damit verbundenen Wirkungsgradverlust durch den Elektrolyseur nicht nur als Invest, sondern wie auch die zugehörigen PV- und Windgeneratoren auch als „Landschaftsverbrauch“ einsparen.

In der Ebene 4 Teil 1 sind Stromspeicher für die Residualenergie technologieoffen als Kette verschiedener Akkutechnologien mit jeweils unterschiedlichen Eigenschaften beschrieben. Diese würden Wasserstoffstromspeicher einschließen, insbesondere für den dort als Quartalspeicher klassifizierten Teil, also wenige Zyklen pro Jahr, sehr große Kapazität und damit jährlich wenig aufsummierte Gesamtverluste durch schlechte Wirkungsgrade aber auch schlechte Refinanzierungsmöglichkeiten.

Die Diskussion, wie man vernünftigerweise den Übergang von einer Kohle/Erdgas- auf eine Wasserstoffwirtschaft gestaltet ist noch nicht abgeschlossen. Also muss man mit einer weitgehend offenen Technologievorstellung anfangen. Deshalb wird es auf eine Übergangszeit hinauslaufen, in der parallel mehrere Lösungen benutzt werden, die aber alle eine klimapolitisch und marktwirtschaftlich gute Lösung darstellen müssen.

Die Kernfragen dabei sind, ob man übergangsweise (z.B. bis 2050) einen Anteil des Wasserstoffs aus fossilen Brennstoffen CO₂-frei produziert aber ohne den Kohlenstoff energetisch zu verwenden und damit dann keinerlei Abfallstoffe erzeugt. Oder, ob man toleriert, dass man doch vorübergehend Technologien für die H₂ Produktion verwendet, die CO₂ als Abfall erzeugen, den man dann aber sicher für die Umwelt „entsorgen“ muss oder ob man erst gar kein CO₂, sondern besser festen Kohlenstoff erzeugt.

Heute spricht man verblüffend oft von der ausschließlichen Nutzung von grünem Strom zur Produktion von Wasserstoff mit Hilfe der Elektrolyse. Das stellt aber ein unlösbares Mengenproblem für eine lokale Wasserstoff-Produktion dar. Die dafür notwendige Menge an grünem Strom müsste zusätzlich zu dem allgemeinen Strombedarf der für 2050 notwendig ist, durch z.B. mehr PV und Wind produziert werden. Das wären¹⁵ zusätzlich mehr als nochmal die gesamte geplante Stromproduktion¹⁶. Die öffentliche Akzeptanz des „Verbrauchs“ von Landschaft wäre damit überfordert zumal es ja Lösungen ohne diesen zusätzlichen Stromaufwand gibt.

Um die benötigte Gesamtmenge an Wasserstoff zu ermitteln und die Strategie dorthin zu kommen, müssen Rollen und deren Verantwortung – wie das in Architekturen üblich ist – definiert werden, um daraus später

¹³ das ist anders, wenn man H₂ als Kraftstoff einer WKM nutzt und so die Energieübergabe in Form von Wärme machen würde

¹⁴ hier geht es um Stromspeicher – also Stromeingang und Stromausgang und nicht um den Zwischenspeicher Wasserstoff zur Nutzung für Raumheizungen.

¹⁵ entsprechend dem Ertrag von ca. 100 durchgehend laufenden normal großen Atomkraftwerken

¹⁶ ca. 600 TWh/a für die heutige Stromproduktion, die möglicherweise auch in Zukunft nicht geringer wird (ohne Wärmestrom)

die Akteure, die diese Rollen übernehmen, zu bestimmen sowie die notwendigen Aktionen des CO₂-Managements.

Damit reduziert sich die Verantwortung der Rolle „liefern“ (neben der Bereitstellung von Strom) auf die Bereitstellung von Wasserstoff.

2 Ersatz der fossilen Primärenergieträger

2.1 Allgemein

Wie in Abbildung 1 dargestellt ist, werden heute mehrere wesentliche Sekundärenergieträger den Verbrauchern angeboten und geliefert. Das wird sich in der Übergangszeit der Energiewende reduzieren.

Alle Verbraucher sind gefragt, ihren Bedarf auf die Sekundärenergieträger Wasserstoff, Strom¹⁷ und die bisherigen nachhaltigen bzw. erneuerbaren Träger umzustellen und ggf. mengenmäßig zu reduzieren. Das verlangt, dass, wenn eine 1zu1 Umstellung nicht möglich ist, jeder Verbraucher seine besonderen Energieträger oder Materialien selbst besorgen oder importieren muss¹⁸. Dabei ist dann jeder Verbraucher dafür verantwortlich, dass in seinen Prozessen kein CO₂ oder andere Schadstoffe ausgestoßen werden oder indirekt importiert wurden¹⁹. Die Aufgabe vor allem für die Industrie wird klar, wo immer es geht ihre Prozesse – neben Strom – auf Wasserstoff umzustellen.

Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren im Jahr 2023

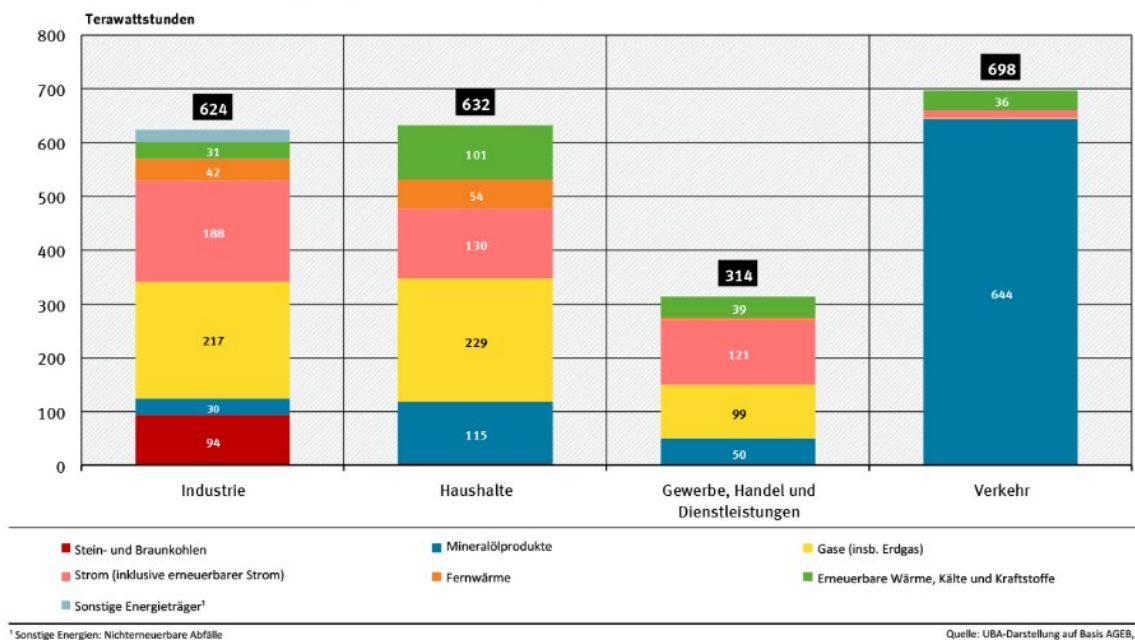


Abbildung 1: Bisheriger Energieverbrauch der einzelnen Sektoren

Für die Industrieprozesse, die CO₂-Emissionen nicht oder nur schwer vermeiden können²⁰, muss eine übergeordnete CO₂-Management-Einheit ein CO₂-Abfallbeseitigungs- oder Kompensationskonzept

¹⁷ siehe dazu auch Ebene 4 dieser Architektur Teil 1 „Stromaufbereitung“

¹⁸ da es ja eigentlich gilt „nur“ von dem brennbaren Erdgas oder Methan auf den ebenfalls brennbaren Wasserstoff umzustellen sollte das in den meisten Fällen relativ einfach, z.B. durch Austausch von Rohren oder Ventilen ggf. noch Änderungen am Schornstein

¹⁹ das betrifft im Wesentlichen die Industrie

²⁰ z.B. in der Zementproduktion

definieren²¹. In diesem Konzept wird festgelegt, welche Prozesse für welche CO₂-Ausstiegsstrategie geeignet sind.

Dazu gehört auch die Sicherstellung, dass unvermeidliche CO₂-Emissionen in möglichst großem Maße wiederverwendet werden können.

Einen geringen Anteil an der Weiternutzung von CO₂ hat die Chemische Industrie (z.B. Farben, Kunststoffe...) und einen weiteren die Petrochemie, die in der Übergangsphase daraus synthetische Kraftstoffe herstellen wird. Und reiner Kohlenstoffstaub – aus dem CO₂ – sollte ein wichtiger Rohstoff für die Bauindustrie bzw. die Herstellung von Kohlenstofffasern werden, siehe dazu auch Abbildung 2. Für die Übergangszeit – also von der Arbeitsweise jetzt bis hin zu dem Zeitpunkt, wenn die Energiewende abgeschlossen ist - wird in Teil 3 der Ebene 4 dieser Funktionalen Architektur ein schrittweises Energiewendekonzept vorgeschlagen.

Trotz aller Bemühungen den CO₂-Ausstoß zu mindern bleiben aber am Ende der Übergangszeit Prozesse, bei denen eine CO₂ Produktion quasi unumgänglich ist – z.B. $\frac{2}{3}$ des CO₂ Ausstoßes bei der Zementproduktion. Das geht dann zwangsläufig über die Übergangszeit der Energieumstellung hinaus. Diesen Prozessen wird ein dauerhaftes Kompensationsverfahren zugeteilt²².

Betrachtet man nun jeden Sektor, wie in Abbildung 1 gezeigt und darin jeden der verwendeten Energieträger einzeln, kann man für jede dieser Teilmengen einen vorläufigen Anteil annehmen, welcher in Schritten in der Übergangsphase ganz oder teilweise durch Wasserstoff ersetzt werden kann.

Für diese Abschätzung des insgesamt benötigten Wasserstoffs sei zunächst angenommen, dass die Energienutzung der zu ersetzenden Sekundärenergieträger in derselben Größenordnung auch in Wasserstoff erbracht werden²³ soll.

Aus den heute beobachteten Mengen, wie in Tabelle A.1 in Anhang A dargestellt, kann man den verbleibenden Energiebedarf der einzelnen Pakete in Form von Wasserstoff, so wie in Tabelle 1 dargestellt, abschätzen.

Tabelle 1: Transportweg und Nutzung von Wasserstoff im Jahr 2050 für alle Sektoren²⁴

TWh/a 2050		Industrie	GHD	Priv.Haush:	Verkehr	882,1	Biomethan	Methan	Ammoniak
		a	b	c	d				
Raumwärme	1	32,1	57,5	184,4	3,4	277,4		245,2	32,1
Warmwasser	2	4,1	8,0	70,4	0,0	82,5		78,4	4,1
Prozesswärme	3	385,8	7,0	1,1	0,0	394,0		8,1	385,8
Prozesskälte	5	0,0	0,0	0,0	0,6	0,6		0,6	
Mech.Energie	6	0,0	0,0	0,0	127,7	127,7	19,7	24,2	83,8
IKT	7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
Beleuchtung	8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
EEV		422,0	72,5	255,9	131,7	882,1	19,7	356,6	505,8

²¹ einfach nur CO₂-Zertifikate zu kaufen reicht bestenfalls noch bis an das Ende der Übergangszeit. Dann sind Zertifikate nur eine Form der Bezahlung von Aktivitäten, das CO₂, das andere Akteure erzeugt haben tatsächlich zu beseitigen

²² eine ähnliche Situation entsteht bei Flugbenzin und Treibstoff für seegängige Schiffe und besondere durch Verbrennungsmotoren angetriebene Fahrzeuge. Das betrifft flüssige Treibstoffe, die in diesem Architekturvorschlag in der Ebene 4 Teil 3 „e-fuels“ behandelt werden

²³ Strom und erneuerbare Energieträger sollten wegen des Paradigmas 1 nicht durch Wasserstoff ersetzt werden.

²⁴ Quelle der Ursprungsdaten: EBD23e_Auswertungstabellen_deutsch des AGEb. Siehe auch Tabelle a im Anhang A die Werte M99 bis P108

Daraus ergibt sich eine insgesamt benötigte Wasserstoffmenge nach Abschluss der Energiewende von rechnerisch knapp 900 TWh/a²⁵ (das erscheint wenig liegt aber an den besseren Wirkungsgraden der FCEV und den strikt vermiedenen Entropiezunahmen). Die 3 größten Endnutzer-Herausforderungen sind also für den Sektor Industrie der Übergang Prozesswärme nicht mehr durch Strom, sondern durch Wasserstoff zu erreichen. Das zweite große Paket sind die Haushalte. Hier werden die Heizungen nur noch ausnahmsweise mit Biomasse oder Wasserstoff betrieben. Die Mehrheit wird eine mengenmäßig ausgeglichene Kombination von KWK-Anlagen und Wärmepumpen benutzen, urban eher temperaturgesteuerte Fernheizkraftwerke bzw. rural eher Blockheizkraftwerke. Und das dritte Paket ist im Verkehr der teilweise Umstieg von vornehmlich Langstrecken Fahrzeugen von Diesel auf FCEV.²⁶

Hinweis: Anders ist es bei Strom. Für den Sektor Industrie wird insbesondere die Prozesswärme, die bisher aus Strom gewonnen wurde, entsprechend dem Paradigma 1 aus der Ebene 2 dieser Architektur im Laufe der Übergangsphase durch Wasserstoff ersetzt. Sonst gilt Strom bleibt Strom und wird nur durch seine CO₂-freie Herstellung klassifiziert. Siehe dazu den Teil 1 „Bereitstellung des Stroms“ der Ebene 4 dieser Architektur.

Es muss eine Strategie entwickelt werden, wie diese benötigte große Wasserstoffmenge ökonomisch sinnvoll und risikoarm beschafft wird. Dazu wird es eine Anzahl von Quellen oder Prozessen geben, die sich auch im Lauf der Jahre nach der Energieumstellung weiterhin ändern werden.

2.2 CO₂ und CCU-Management (Carbone Capture and Usage)

Dieser Teil der Ebene 4 des Architekturvorschlags beschreibt ²⁷ die Arbeitsweise der Energieversorgung nach dem Ende der Übergangsphase z.B. 2050 in Bezug auf stoffliche Energieträger, also das was Volumen und Gewicht hat – somit ohne den Strom. Nach allen Vorüberlegungen und Versuchen wird da der wichtigste Energieträger Wasserstoff sein. Und CO₂-frei erzeugter Wasserstoff würde neben dem CO₂-frei erzeugten Strom das gesamte Versorgungsproblem vollständig lösen. Es würde durch die Nutzung von Energie in der Summe kein CO₂ mehr emittiert werden.

Aber es wird aller Wahrscheinlichkeit nach nicht gelingen, jegliche Energienutzung mit Wasserstoff (neben Strom) zu begleichen. Es wird eine Liste von akzeptierten Ausnahmen geben, die weiterhin vor allem Fahrzeuge, Schiffe und Flugzeuge ggf. auch Militär enthält, die synthetisch erzeugten Treibstoff nutzen werden, der z.B. ohne Änderung der Motoren dort eingesetzt wird. Und diese Fahrzeuge werden unerwünschtes CO₂ emittieren auch wenn das nur vergleichsweise wenige Fahrzeuge betrifft. Trotzdem muss dieser CO₂-Rest mengenmäßig über CCU/Biomasse oder DAC zurückgewonnen werden²⁸ und z.B. bei der Produktion von diesen e-fuels verwendet (oder dauerhaft z.B. als Graphit oder Kohlenstoffpellets im Beton vernichtet²⁹) werden. Also ein wiederholter Kreislauf mit der gleichen CO₂-Menge³⁰ und anschließender „Vernichtung“ z.B. als Baustoff.

Hinweis: In den kommenden Dekaden werden die Kosten für DAC in die Nähe der Kosten für die Vermeidung des CO₂-Ausstoßes in der Industrie kommen. Das wird zu der Forderung der Industrie führen, ihre Prozesse nicht umstellen zu müssen und stattdessen DAC-Anlagen zu nutzen, um das weiterhin

²⁵ Diese Abschätzung des zu erwartenden Gesamtbedarfs an H₂ ist eigentlich nicht Teil einer Architektur – wie dieses Dokument. Es ist jedoch hilfreich als Test, ob die vorgeschlagenen Planungsmethoden tatsächlich zu einer akzeptablen Lösung führen können.

²⁶ Der Rest der Fahrzeuge nutzt wie in Teil 1 der Ebene 4 bereits beschrieben BEV.

²⁷ die Rückgewinnung von Wasserstoff ist energieaufwendig

²⁸ eine in die Atmosphäre abgegebene Menge an CO₂ kann nur durch Energieträger mit negativem Fußabdruck endgültig kompensiert werden. Das sind entweder Biomasse oder DAC

²⁹ siehe auch: https://www.bayika.de/de/aktuelles/meldungen/2024-01-09_Auf-CO2-bauen-Kohlenstoff-im-Beton.php

³⁰ es muss sichergestellt werden, dass die e-fuel Sorten dieselben üblichen Normen erfüllen, wie die klassischen fossilen Treibstoffe.

emittierte CO_2 wieder einzufangen. Damit ist das CO_2 aber nicht weg und das im Boden zu speichern erinnert schnell an den Trick es unter den Teppich zu kehren. Auch e-fuels verzögern nur die Emission in die Atmosphäre. Wenn also DAC und CCU benutzt wird, muss definiert sein wie und wo dieses in den Kreislauf aufgenommene CO_2 wieder endgültig vernichtet wird. Siehe dazu auch Abbildung 2.



31

Abbildung 2: Das ist ein Anfang – aber das Ziel sind große Gebäude, Tunnel oder Brücken aus Kohlefasern

3 Wasserstoff als relevanter stofflicher Energieträger

Es wird klar, dass wir in Deutschland eine beträchtliche Menge an Wasserstoff brauchen. Die in Tabelle 1 dargestellte Abschätzung der machbaren Reduzierung von CO_2 emittierenden Prozessen soll hier verwendet werden, um eine Lösung vorzuschlagen, die zwar etwas pessimistische Mengen³² annimmt aber trotzdem machbar erscheint – weniger geht immer.

Der in Deutschland gewonnene Anteil am Bedarf von Wasserstoff ist eher gering bis vernachlässigbar. Der Weg wird sein, den nicht selbst produzierbaren Anteil des Wasserstoffbedarfs – der erheblich sein wird – zu importieren. Für die Entscheidung, welche Wasserstoffherzeugungstechnologie in welchem Mengenanteil verwendet werden sollte, ist nicht nur der Preis pro kWh entscheidend. Daneben gibt es noch weitere Eigenschaften des Herstellungsprozesses die deren Akzeptanz bestimmen. Aber auch die Beurteilung der für so eine Kooperation geeigneten Länder. Das sind auch noch der Flächenverbrauch und der optische Eindruck der Produktionsanlagen sowohl in Deutschland als auch an dem Ort der Gewinnung.

Aber die Entscheidung über die tatsächlich verwendete Wasserstoffherstellungstechnologie liegt bei den Exporteuren. Für Deutschland sind neben dem Preis nur der Reinheitsgrad des Wasserstoffs und das bei seiner Gewinnung emittierte oder aufgefangene CO_2 für eine Kaufentscheidung relevant.

³¹ Quelle: ICD/ITKE Research Pavilion / University of Stuttgart

³² die verlangte Menge an Energie bezogen auf seine Wirkung wurde als gleichbleibend angenommen. Aber wirkliche Einsparungen wird es hier und da sicher geben

Dabei muss aber darauf geachtet werden, dass die Art und die ggf. unterschiedlichen Energietransportmedien mit den vorhandenen oder zu bauenden Umformungseinrichtungen in Deutschland kompatibel sind und bleiben.

Das bedeutet, dass wir für Deutschland eine Reihe von handhabbaren Transportmedien, aber auch eine Reihe von in Deutschland nutzbaren „Wasserstoffqualitäten“ (in Bezug auf den bisherigen CO₂-Fußabdruck von der Primärenergie an) für jedes Transportmedium definieren und einhalten müssen.³³

3.1 Die relevanten Formen der stofflichen Energieträger für Wasserstoff

Zur besseren Darstellung der komplex werdenden Formen der importierten Anteile des am Ende in Deutschland ankommenden und ggf. hier umgewandelten Wasserstoffs müssen die Energieträger in Klassen eingeteilt werden, ohne die genauen Prozesse der Aufbereitung definieren zu müssen, die die jeweilige „Qualität“ in Bezug auf Kohlendioxid und Reinheitsgrad kennzeichnen. Dies, um durch eine günstige Wahl zwischen den Mengenanteilen der einzelnen Klassen, eine Balance zwischen den Emissionen mit positiven und negativen Fußabdrücken einstellen zu können, weil es nur so möglich ist ganz Deutschland wirklich CO₂-neutral zu betreiben.

Das muss aber auch betriebswirtschaftlich und politisch betrachtet werden. Dazu gehört auch wie man den heute schon verfügbaren Bestand an Transport- und Konvertierungsmöglichkeiten berücksichtigen kann.³⁴

Die folgende Auflistung zeigt Optionen an Trägermedien für den Import bzw. für die selbst in Deutschland gewonnenen Energieformen, für die es eine Umformungseinrichtung gibt oder eingerichtet wird.

Tabelle 2: Relevante Sekundärenergieträger als Klassen von Transportmedien

(1) aus Sonnenenergie gewonnener Wasserstoff ³⁵	H ₂ -gasförmig
(2) fossiles Methan (der Klassiker)	CH ₄ -gasförmig
(3) Methan LNG (Liquefied Natural Gas) ³⁶	CH ₄ -flüssig (bei -160°C) ³⁷
(4) Ammoniak als Trägermedium für H ₂	NH ₃ -flüssig (bei größer 8 bar)
(5) Bio-Methan	CH ₄ -gasförmig
(6) synthetisches Methan als LSG (mit CO ₂ aus DAC oder mCDR ³⁸)	CH ₄ -flüssig

Diese Transportträgermedien können jeweils auf verschiedene Weise gewonnen werden. Das kann man aber ein Stück weit den Exportländern überlassen soweit die Qualitäten des Wasserstoffs in Bezug auf Reinheitsgrad und den bei der Herstellung entstandenen CO₂ Mengen nachvollziehbar bekannt sind.

³³ natürlich können über lange Zeiträume hier Änderungen vorgenommen werden, aber nur solche, die von der Primärenergie an bis zu nutzbarem Wasserstoff CO₂ neutral sind oder werden oder bleiben. Und dass diese Änderungen technisch, kommerziell, ökologisch und politisch vernünftig sind.

³⁴ das sind insbesondere die LNG-Terminals und die nutzbaren Langstrecken-Gasleitungen

³⁵ aus Elektrolyse der Überproduktion von z.B. off-shore Windstrom. Import und Transport von molekularem Wasserstoff über größere Entfernungen wird nicht unterstützt - da wird jeweils ein Trägermedium benutzt

³⁶ siehe auch <https://www.produktion.de/wirtschaft/so-ist-der-stand-bei-den-deutschen-lng-terminals-399.html>

³⁷ die heutige Terminalkapazität ist 13,5E9 m³ ⇒ 14,2 TWh/a

³⁸ Quelle: <https://cdmare.de/>

3.2 Der jeweilige Bedarf an Wasserstoff für die Endnutzer

Wie wird der Wasserstoff dann benutzt. Im Folgenden werden die abgeschätzten Nutzungen in den einzelnen Klassen gezeigt. Die Referenzen beziehen sich auf die Angaben in Tabelle 1.

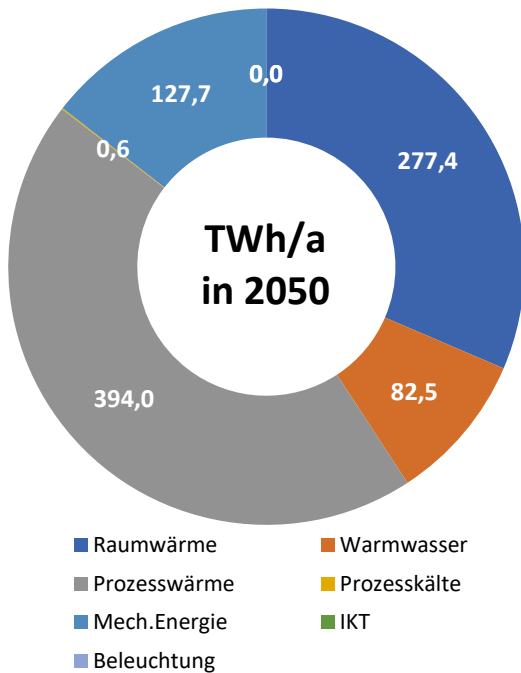


Abbildung 3: Nutzung des Wasserstoffs

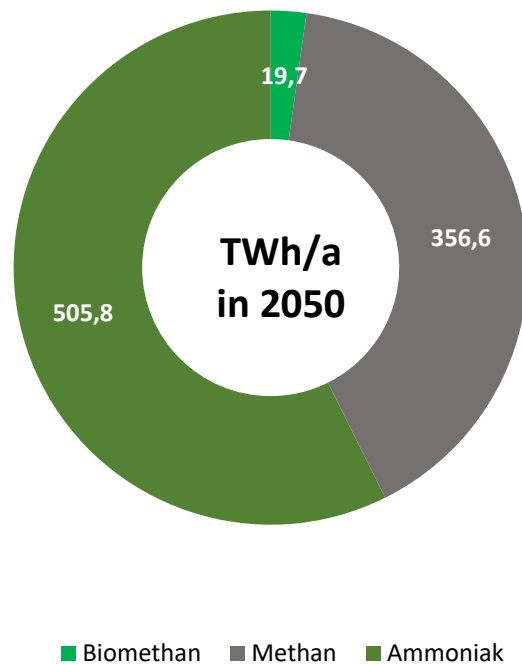


Abbildung 4: Transportschienen des Wasserstoffs

Raumwärme

- 1a 32,1 TWh/a. Siehe auch Tabelle 1. Raumwärme wird für alle Sektoren gebraucht. Da ist zunächst die Industrie. Hier ist das Potential für Nutzung der Abwärme am größten. Das gilt es also zu fördern. Hier ist aber vorläufig angenommen, dass die Nutzung dieser Quelle vernachlässigbar bleibt. Die Industrie wird für Raumwärme Wasserstoff direkt – ohne Umformungen – über die Ammoniakschiene beziehen und diesen in Gasheizungen nutzen.
- 1b 57,5 TWh/a. Raumwärme für GHD (Gewerbe Handel Dienstleistungen). Die Wärmeerzeugung arbeitet mit türkischem Wasserstoff über die mCDR Methan-Schiene³⁹ mit Hilfe von Fernheizkraftwerken und BHKW (KWK) hauptsächlich für Wärmepumpen⁴⁰ und in einem dazu passenden⁴¹ Verhältnis mit H₂-Gasheizungen.
- 1c 184,4 TWh/a. Raumwärme für Private Haushalte. Die Wärmeerzeugung arbeitet wie schon bei GHD mit türkischem Wasserstoff über die mCDR Methan-Schiene hauptsächlich für Wärmepumpen und in passendem Verhältnis mit H₂-Gasheizungen. Außerhalb von Ballungsgebieten kommt noch ein erheblicher Anteil an Heizungen mit biogenen Brennstoffen, hauptsächlich Holz bzw. Holzpellets. (Die Versorgung mit biogenen Brennstoffen wird hier nicht betrachtet.)

³⁹ Dadurch kann der Sommer/Winter Lastunterschied durch den vorhandenen Erdgasspeicher aufgefangen werden.

⁴⁰ Alle Wärmepumpen nutzen stets Strom aus Fernwärmekraftwerken oder BHKW (Blockheizkraftwerken) sowie dessen Wärme und nutzen zusätzlich für die Raumwärme noch Umweltwärme

⁴¹ Das Verhältnis der Wärmepumpe zu den H₂-Gasheizungen muss dem Verhältnis der Produkte der Pyrolyse-Anlagen entsprechen

- 1d 3,4 TWh/a. Verkehr. Hier wird Mineralöl und Strom durch Wasserstoff über die mCDR Methan-Schiene⁴² durch H₂-Gasheizungen in den für Verkehr notwendigen Gebäuden ersetzt.

Warmwasser

- 2a 4,1 TWh/a. In der Industrie wird Warmwasser parallel zur Raumwärme über die Ammoniak-Schiene erzeugt.
- 2b 8,0 TWh/a. In den GDH wird Warmwasser parallel zur Raumwärme über die mCDR Methan-Schiene erzeugt.
- 2c 70,4 TWh/a. In den Priv. Haushalten wird ebenfalls Warmwasser parallel zur Raumwärme über die mCDR Methan-Schiene erzeugt.

Prozesswärme

- 3a 385,8 TWh/a. In der Industrie stellt die Prozesswärme den größten Energiebedarf dar. Hier sollte möglichst viel Abwärme aus anderen Prozessen wiederverwendet werden. Wo das ausgeschöpft ist, wird mit Wasserstoff über die Ammoniak-Schiene die notwendige Wärme erzeugt die dann ggf. eine weitere Nutzung der entstehenden Abwärme ermöglicht.
- 3b 7,0 TWh/a. In den GHD wird Prozesswärme vornehmlich in den professionellen Küchen und einigen Handwerkssparten benutzt. Beides geht als Ersatz des Erdgases im Prinzip leicht auf Wasserstoff über die mCDR Methanschiene⁴³ umzustellen. Wenn manche Küchen eher mit elektrischen Induktionsherden arbeiten, muss eine spezifische Lösung ausgemacht werden z.B., dass dafür der elektrische Anschluss akzeptiert wird.
- 3c 1,1 TWh/a. In den Privaten Haushalten konzentriert sich der Bedarf an Prozesswärme, die nicht elektrisch betrieben werden, auf Küchenherde und Backöfen. Diese müssen auf türkisen Wasserstoff über die mCDR Methanschiene umgestellt sein oder werden. Das erscheint eher problemlos zumal es heute schon Vorgaben gibt, dass neue Küchenherde „H₂-ready“ sein müssen.

Prozesskälte

- 4d 0,6 TWh/a. Für den Verkehr gilt es, die wenigen Kühlaggregate in den Betriebshöfen auf elektrischen Antrieb umzustellen oder auf mit türkisen Wasserstoff betriebene Absorber-Kühlschränke umzustellen.^{3,6}

Mech.Energie

- 6d 127,7 TWh/a. Der Verkehr hat mit seinen Fahrzeugantrieben einen weiteren wesentlichen Bedarf an stofflichen Energieträgern. Hier besteht die weitere Vorgabe, dass diese große Menge an Energie nicht einfach ausgetauscht werden kann. Es wird eine ca. 20-jährige Übergangszeit geben in der immer eine gute funktionale und wirtschaftliche Lösung existieren muss, die auch während der Übergangszeit umwelttechnisch kontinuierlich besser wird. Am Ende der Übergangszeit wird dann eine ökologisch, funktional und wirtschaftlich nachhaltige Lösung entstanden sein.⁴⁴

Neben den BEV werden fast alle anderen Fahrzeuge am Ende der Übergangszeit mit CO₂-neutralen stofflichen Energieträgern angetrieben werden. Mit unterschiedlichen Energieträgern aber alle auf

⁴² Dadurch – wegen der Nutzung von türkischem H₂ – kann das H₂-Tankstellennetz dicht verbreitet über die ganze Fläche in Deutschland installiert werden

⁴³ Es würde auch über die Ammoniakschiene funktionieren aber für die dezentrale und sehr zerstreute Verteilung müsste extra ein Wasserstoffnetz in jede Straße parallel zum jetzt schon bestehenden Ferngasnetzwerk installiert werden. Das lohnt sicher nicht.

⁴⁴ siehe auch dazu den Teil 3 der Ebene 4 dieses Architekturvorschlages. „Die Übergangszeit“

Basis von Wasserstoff. Da sind einige Anteile in ihrer Menge in Ebene 3 dieser Architektur abgeschätzt worden, so wie sie nach Abschluss der Übergangsphase und dann fortlaufend erwartet werden⁴⁵:

e-Benzin (nach dem Abschluss der Energiewende z.B. 2050)⁴⁶

0,1 TWh/a. Benzin für die verbleibenden Pkw-Einsatzfahrzeuge und kleinen Werkzeugmaschinen wird auf Basis von H₂ über die Methanschleife⁴⁷ und CO₂ der über die DAC oder mCDR aufgenommen wurde, über den e-fuel-Prozess in e-Treibstoff umgeformt. Bei der Nutzung wird das CO₂ in die Atmosphäre am Punkt des Verbrauchs abgegeben. Diese Menge CO₂ wurde vorher schon am Ort der Methanisierung beim Lieferanten aus der Atmosphäre (DAC) oder dem Meerwasser (mCDR) entnommen und als Energieträger für den Wasserstoff benutzt

e-Diesel

4,5 TWh/a. Diesel wird für die verbleibenden Lkw-Einsatzfahrzeuge auf Basis von H₂ aus der Methanschleife und Kohlenstoff aus DAC oder mCDR gewonnen. Also so wie bei e-Benzin auch

klassische Verbrenner

7,6 TWh/a. Für die verbleibenden Lkw-Einsatzfahrzeuge auf Basis von klassischem Erdgas oder Erdöl wird die klassische Produktionskette verwendet aber als Primärenergie die Methanschleife. Also e-Methan aus der Methanschleife, mit Kohlenstoff aus DAC oder mCDR als Energieträgermedium, so wie es auch für e-Diesel gemacht wird. Auch das ist dann CO₂-neutral. Das wäre auch für Binnenschiffe anwendbar.

e-Kerosin

3,6 TWh/a. Ein Rest an alten Flugzeugen ggf. auch Militärmaschinen könnten auf klassischem Kerosin bestehen. Dieses wird dann über die klassische Kette der bisherigen Kerosinproduktion erzeugt und behält einen verbleibenden positiven CO₂-Fußabdruck. Den könnte man durch zwei Edukte, die jeweils einen negativen CO₂-Fußabdruck haben woanders kompensieren. Z.B. DAC und Pyrolyse in derselben Prozesskette.

86,6 TWh/a⁴⁸. Die meisten Flugzeuge und Hubschrauber nutzen in Zukunft neben klassischem Benzin (siehe oben) Jet A-1 Kerosin das dafür aus der Methanschleife gewonnen wird. Daraus folgt, dass für „e-Jet A-1“ zwingend eine ICAO-Zulassung erworben werden muss.

Solange die CCU-Menge, die mindestens CO₂-neutral weiterverarbeitet werden muss, rechnerisch nicht „aufgebraucht“ ist, wird e-Kerosin, das auch nach der Übergangsphase in großen Mengen produziert werden muss, über die Methanschleife erzeugt. Also über die Prozesskettenschritte C, D und E so wie sie in Abbildung 5 gekennzeichnet sind.

Somit wird das durch CCU zurückgewonnene CO₂ zunächst mit H₂ in e-Kerosin umgewandelt, in dieser Form verwendet und dann über DAC und die Methanschleife als Trägermaterial für neuen Wasserstoff genutzt. Später wird über die Pyrolyse-Anlagen der Kohlenstoff „entsorgt“⁴⁹. Der mitgelieferte Wasserstoff wird anderweitig verbraucht.

⁴⁵ eigentlich sind mechanische Arbeiten nach Paradigma 1 (siehe Ebene 2) für elektrische Antriebe reserviert (um den Carnot-Wirkungsgradverlust zu vermeiden) aber den gibt es ja nicht bei elektrischen Motoren die über Brennstoffzellen versorgt werden

⁴⁶ siehe auch Doc. EBD23e_Auswertetabellen Tabelle 6.8 des Bundesumweltamtes für 2023

⁴⁷ das DAC in dieser Schiene absorbiert die gleiche Menge CO₂ wie das e-Benzin emittiert

⁴⁸ bleibt wegen der Herstellungskapazität vom e-fuels auch so weiter

⁴⁹ Das sind die Anlagen, die am Ende der Ferngasnetzwerkes das Methan in Kohlenstoff und Wasserstoff wandeln, der dann über die letzte Meile die Haushalte und GHD erreicht

Wenn der „Ertrag“ der CCU-Anlage, der z.B. die Emissionen eines Zementwerkes aufgenommen hat, mit der e-Kerosinproduktion rechnerisch erschöpft ist, wird e-Kerosin so wie auch die anderen e-fuels produziert, also über die Methanschleife. Alles bleibt CO₂-neutral.

Wasserstoff

Der überwiegende Bedarf an Energieträgern für den Sektor Verkehr ist Wasserstoff. Da geht es also um die stoffliche Versorgung von Fahrzeugen mit elektrischen Motoren. Dazu gehört dann jeweils eine Brennstoffzelle, die den Strom als Zwischenprodukt bereitstellt, um als Sekundärenergie Wasserstoff verwenden zu können. Wasserstoff wird gasförmig entweder aus der Ammoniak-Spaltung oder aus den Pyrolyse-Anlagen zurückgewonnen.

In Ballungsgebieten wird somit Wasserstoff über die Ammoniakschiene transportiert und direkt über ein oder mehrere regional begrenzte H₂-Netzwerke verteilt. Außerhalb der Ballungsgebiete sollte auch das Fernerdgasnetz und die Erdgasspeicher mit einbezogen sein. Damit werden in der Prozesskette dieses Teils der Wasserstoffversorgung nur die Schritte D und E verwendet.

Damit können dann alle Wasserstoffübergabepunkte mindestens CO₂-neutral beliefert werden.

Hinweis: Es wird mehr als deutlich, dass vor allem bei Langstrecken-Lkws die Frage der Übergabe von H₂ von Wasserstofftankstellen zu den Fahrzeugen international normativ geregelt sein muss bevor man anfängt, die erste Ladestation zu bauen.

24,2 TWh/a Für die FCEV Pkws aus H₂ über die Schritte D Und E

83,8 TWh/a. Für die FCEV Lkws aus H₂ über die Ammoniakschiene

IKT

7d IKT 40,8 TWh/a. Da hier die lokale Anordnung (Notstromaggregate) sehr kleinteilig sein wird, geht die Versorgung nur dezentral über türkisen Wasserstoff. Also über die Methanschiene und die Strecke E.

Beleuchtung

8d 50,8 TWh/a. Obwohl Beleuchtung eher eine thermische Energieform ist bleibt aber keine Option, das über Wasserstoff zu machen. Das muss mit den Stromversorgungskonzepten gelöst werden.

EEV⁵⁰

Quelle Daten 2023: <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/auswertungstabellen/>

3.3 Die Zusammenarbeit der Rollen oder Aufgaben der stofflichen Energieträger

Die Verteilung dieser Energieträger, also wie sie zusammenarbeiten und wieviel mit welchem Trägermedium transportiert wird, wie sie in andere Energieträgerformen umgewandelt und später „verbraucht“ werden,

⁵⁰ EEV Endenergieverbrauch

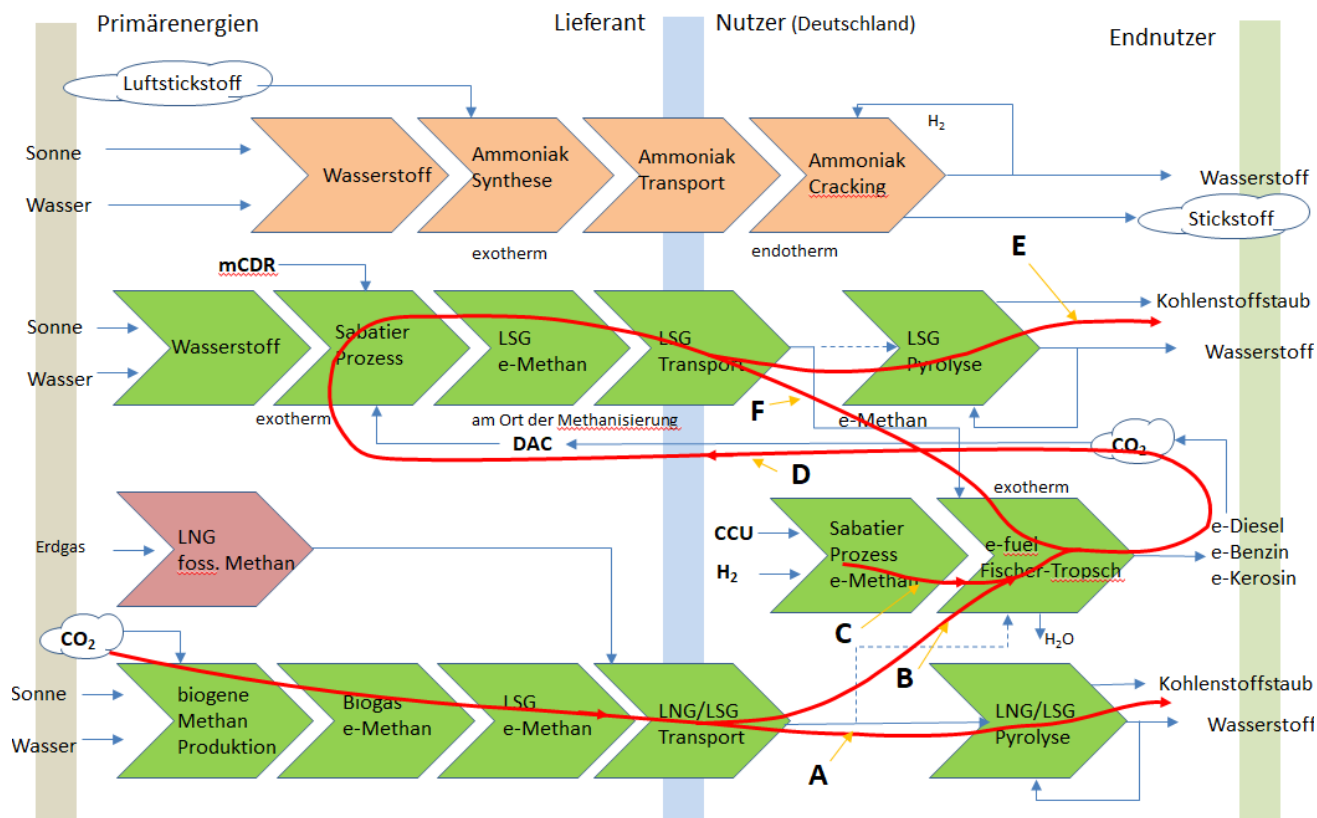


Abbildung 5: Rollen und deren Zusammenarbeit bei der stofflichen Energieaufbereitung⁵¹

muss so gewählt werden, dass nach dem Ende der Energieumstellung z.B. nach dem Jahr 2050, die Summe aller „Fußabdrücke“ genau null ergibt und weiterhin so bleibt. Hierbei zählen die am Ende nach der H₂-Nutzung chemisch als CO₂ verbleibende CO₂-Menge. Das beinhaltet auch die akzeptierten Emissionen der nicht-energetischen CO₂-Emittenten⁵² und rechnerisch die unkontrollierten Abgaben von Nutzern, die bei fossilen Energieträgern bleiben wollen oder müssen. Dann hat ganz Deutschland eine vollständig CO₂-neutrale Energieversorgung – was das Ziel war und ist. Um das zu erreichen, muss eine Skalierungsmethode definiert und über die Zeit gepflegt werden, mit deren Hilfe die Mengen der einzelnen Energiequellen, deren Transport und Nutzung sowie andere CO₂-Freisetzungen auf ihre jeweilige Bilanz zu der verbleibenden emittierten CO₂-Menge bewertet werden können.

Dazu kann man einige der Skalierungsregeln benennen, die von Anfang an eingehalten werden müssen, die sich aber mit der Zeit verändern bzw. an die gemachten Erfahrungen angepasst werden.

Regeln, die beachtet werden müssen können in der Abbildung 5 nachempfunden werden. Da sind zunächst die Prozessschritte, die den Empfehlungen der Tabelle 2 entsprechen, also die Prozesse, Wasserstoff zu produzieren und ggf. über große Entfernungen zu transportieren. Dabei wird Ammoniak als vorteilhaftes Transportmedium – in der Ammoniakschiene - verwendet. Diese Prozesskette ist nur an die Regel gebunden, dass die Summe der erzeugten Nutzungsenergie zusammen mit den anderen Energieträgern dem Nutzerbedarf (siehe Tabelle 1) entspricht. Der am Ende der Prozessketten verbleibende Wasserstoff ist gut geeignet Industriezentren und Ballungsgebiete ohne stoffliche Umformungen zu versorgen, indem der

⁵¹ Siehe auch: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/dekarbonisierung-der-industriellen-produktion-1>

⁵² z.B. die Zementindustrie

Wasserstoff direkt für die Verwendung thermischer Prozesse angeboten wird. Der verbleibende Stickstoff aus der Ammoniakschiene kann direkt vor Ort in die Luft entlassen werden. Am Ort der Quelle gibt es eigenen Stickstoff, so dass ein Rücktransport des Trägermediums entfällt.

Die zweite Zeile – die Methanschiene – benutzt ebenfalls eine Sonne/Wasser Primärenergie Quelle, die aber über das Trägermedium Methan transportiert und weitergeleitet wird. Der gewonnene Wasserstoff wird noch am Ort der Quelle mit CO₂ aus DAC oder mCDR (marine Carbone Dioxide Removal) in Methan umgewandelt und flüssig transportiert. Das in Deutschland an den z.T. schon bestehenden LNG-Terminals angekommene e-Methan⁵³ wird in gasförmigen Zustand in das bestehende Erdgasnetz eingespeist. Der Teil des Methans, der das Trägermedium Kohlenstoff aus dem mCDR-Prozess gewonnen hat kann (mengenmäßig) weiter über die Kette E und das innerdeutsche Ferngasnetz zu den Endnutzern geleitet werden.

Wenn das Gas auf dem Weg zum Endverbraucher angekommen ist und die „letzte Meile⁵⁴“ erreicht hat wird es in Wasserstoff umgewandelt und vorrangig den privaten Haushalten und GHD für thermische Zwecke angeboten. Das beinhaltet auch die Versorgung von Gasheizungen (mit H₂) und die Fernwärme- und Blockheizkraftwerke, die daraus Heizungswärme und Strom für die Wärmepumpen liefern. Dazu gehören auch die FCEV-Tankstellen, die ja dezentral verteilt sind und ggf. nur in Ballungsgebieten direkt an ein Wasserstoff-Netzwerk angeschlossen werden können. Die Fernheizkraftwerke in Ballungsgebieten können natürlich auch direkt an die Wasserstoffversorgung über die Ammoniakschiene angeschlossen werden. Das reduziert etwas den Wirkungsgradverlust und unterstützt die Annahme, dass in Ballungsgebieten das bisherige Erdgasnetz durch ein Wasserstoffnetz ersetzt bzw. ergänzt werden könnte.

Die e-Methanschiene hat nach der Ankunft in Deutschland noch eine weitere Option, in der das e-Methan in der Kraftstoffproduktion weiterverwendet wird. Hier kann über die z.B. Fischer-Tropsch Synthese e-fuel hergestellt werden (siehe auch Kapitel B.5). Dazu wird das anfängliche e-Methan (CH₄) in seiner Kohlenstoffkette so definiert verlängert, dass daraus vom Campinggas bis zum e-Kerosin alle Treibstoffe hergestellt werden können.

Die Entscheidung, welche der CO₂-Quellen – DAC oder mCDR – der Wasserstofflieferant über die Ammoniakschiene transportiert kann Sache des Lieferanten bleiben⁵⁵. Deutschland als Käufer geht aber immer davon aus, dass das ankommende Methan immer einen mindestens CO₂-neutralen Hintergrund hat und wird die Lieferanten so wählen, dass Treibstoffe über DAC ihren Wasserstoffträger nutzen und für Nutzer, die über Pyrolyse ihren Wasserstoff erhalten sind auch bei Nutzung von mCDR Trägermaterial bezogen auf die Atmosphäre CO₂-neutral aber bezogen auf die gesamte CO₂-Rückgewinnung sogar negativ.

In der dritten Zeile gibt es noch die Aufgabe bzw. Rolle des Umgangs mit fossilem LNG. Diese ist eigentlich ein „Überbleibsel“ der Übergangsperiode hin zu einer CO₂-freien Energieversorgung. Die Terminals zur Anlandung des LNG werden zwar hier in der e-Methanschiene verwendet das macht technisch aber keinen Unterschied. Die weitere Nutzung des fossilen LNG sollte sich auf die Treibstoffherstellung und die Pyrolyse beschränken, die dadurch eine neutrale CO₂-Bilanz aufweisen. Man kann diese Zweige am besten als Reservebetrieb verstehen da es ja nichts stillzulegen gibt. Auch die bisherigen Erdgasspeicher bleiben als e-Methanspeicher in Betrieb und stützen die Schwankungen z.B. der Sommer/Winter-Nachfrage.

Die Aufgabe der Rolle der e-fuel-Herstellung beinhaltet auch, wie in der dritten Zeile – der Treibstoffschiene – aufgezeigt ist, die Weiterverarbeitung des CCU-Ertrages zu Treibstoffen. Dazu kann z.B. durch jeweils einen Sabatier-Prozess direkt an den großen CCU-Anlagen⁵⁶ das so gewonnene CO₂ zusammen mit Wasserstoff aus

⁵³ in der Übergangszeit wird zunehmend synthetisches Methan verwendet und danach nur noch 100% e-Methan

⁵⁴ da, wo es nur noch genau einen Weg zu jedem Endverbraucher gibt

⁵⁵ Es wird erwartet, dass die Lieferanten, die knapp mit Wasser umgehen müssen eher die DAC-Variante wählen, die Lieferanten, die Zugang zu Wasser haben wählen sicher lieber die mCDR-Variante – dann sind sie

⁵⁶ um ein CO₂-Netzwerk zu vermeiden

z.B. einem der Pyrolyse-Prozesse in e-Methan umgewandelt und weiter im Ferngasnetz bis zur ggf. entfernt liegenden e-fuel Produktion transportiert werden. Den notwendigen Wasserstoffversorgungsanschluss aus einem der Wasserstoffaufbereitungsschienen ist in den meisten Fällen bereits am Ort der CCU-Anlage vorhanden.

Bleibt noch die vierte Zeile in Abbildung 5 – die Biogasschiene – in der die erzeugte Biomasse zunächst in Bio-Methan umgewandelt wird. Das kann am Ort der Biomasseentstehung z.B. in Deutschland oder auch weit entfernt sein und ergänzt so die Treibstoffherstellung wobei hier der negative Fußabdruck der Biomasse wesentlich ist, um die Treibstoffherstellung insgesamt CO₂-neutral⁵⁷ halten zu können.

Andere Biomasse basierende Energieträger z.B. Holz sollten energetisch nur durch verbrennen genutzt und so der im Prinzip negative CO₂-Fußabdruck kompensiert werden.

Damit sind die Aufgaben (Rollen) und die Verantwortungen der Teilnehmer (Akteure) der stofflichen Energieversorgung ab dem Ende der Energieumstellung definiert.

Auf diese Weise sind eine Reihe von Prozessketten (siehe Abbildung 5) entstanden, die im Betrieb eine Vielzahl von Kombinationen erlauben, die die CO₂-Bilanz des Gesamtsystems – in Grenzen – auf null einstellbar machen.

- Da ist zunächst die Kette **A** zur Herstellung von Wasserstoff mit negativem CO₂-Fußabdruck
- weiter die Kette **B** zur Herstellung von e-fuels mit neutralem CO₂-Fußabdruck
- dann die Kette **C** zur Herstellung von e-fuels aus dem CO₂ der CCU-Prozesse – also mit positivem CO₂-Fußabdruck
- die Kette **D** ermöglicht den positiven Fußabdruck der e-fuel-Nutzung am Beginn der Transportstrecke über DAC zu neutralisieren und zum Transport über die Methan-Schiene zu verwenden. Diese Schiene kann hintereinander beliebig oft durchlaufen werden und erzeugt immer CO₂-neutralen Treibstoff
- bleibt noch die Strecke **E**. Hierüber kann man über die Methanschiene über große Entfernungen CO₂-frei Wasserstoff transportieren – und das wiederum, ohne das Transportmedium zurückbringen zu müssen (was e-Methan zu einem vorteilhaften Transportmedium für Pipelines macht). Die Strecke E kann auch mit Kohlenstoff, der am Einspeiseort durch mCDR gewonnen wurde betrieben werden. dadurch bleibt weltweit gesehen der negative Fußabdruck erhalten.
- die Ammoniakschiene ist sowieso CO₂-frei und kann gut zur Einstellung der Gesamtmenge des Energieimports benutzt werden.

E-fuel wird hauptsächlich aus Wasserstoff, der über die Methan-Schiene importiert wird und Kohlenstoff, der als Trägermedium ebenfalls in der Methanschiene transportiert wird, gewonnen. Der Wasserstoff wird großtechnisch in sonnenreichen H₂-Exportländern aus Sonnenenergie und Wasser gewonnen. Der Kohlenstoff, um daraus e-Methan zu machen wird aus DAC in den Exportländern großtechnisch gewonnen.

Damit hat das Methan, das über die Methanschiene nach Deutschland transportiert wird, einen negativen CO₂-Fußabdruck. In Deutschland werden daraus alle Klassen von e-fuel gewonnen und den Fahrzeugen zur Verbrennung überlassen. Durch die Nutzung im Fahrzeug wird der CO₂-Anteil wieder emittiert und damit ist der anfangs negative Fußabdruck bezogen auf die Atmosphäre wieder neutral. Die Nutzung von Treibstoffen in Verbrennerfahrzeugen ist somit CO₂-neutral.

⁵⁷ es ist eine politische Aufgabe, dafür zu sorgen, dass die CO₂-Entnahme aus der Luft durch den DAC- und Biogasbetrieb als Teil der deutschen Energieaufbereitung zählt und in der deutschen Bilanz der CO₂-Emission gerechnet wird und nicht für den Ort des Betriebes

Hinweis: Die Dekarbonisierung der verbleibenden Industrieabgase, insbesondere der Zementindustrie, wird weitgehend über den negativen CO₂-Fußabdruck der Biomaterialien gemacht. Siehe dazu Kapitel B.1. Es muss sichergestellt werden, dass die Mengen an CCU-CO₂ mit ausreichend großen negativen Emissionen z.B. Biogas in Balance zu bringen sind.

3.4 Wasserstoff für die Raumheizungen

Die Versorgung mit Nutzenergie für die Heizung von Gebäuden wäre mit dem Aufkommen der allgemeinen Nutzung von erneuerbaren Primärenergien insbesondere Sonnenstrahlung und Wind ein Mengen- und ein Speicherproblem geworden. Deshalb wird das Paradigma aus Punkt 1 der Ebene 2 dieser Architektur relevant, Strom nur für mechanische Arbeit (keine unnötige Entropie erzeugen) und bestenfalls für Beleuchtungen zu verwenden. Der Wärmebedarf wird nach Abschluss der Energiewende nur durch Verbrennung von Wasserstoff erzeugt. Bis dahin müssen noch bestehende Lösungen auslaufen bzw. durch Mischungen mit fossilen Gasen langsam CO₂-frei werden.

Hinweis: Die gute Möglichkeit im Sommer tagsüber und der knapp werdende Stromertrag im Winter passt nicht für die Gebäudeheizungen. Auch wäre der deutlich höhere Bedarf an PV- und Windstromanlagen in der gesellschaftlichen Akzeptanz kritisch. Wenn das dennoch versucht wird, bedeutet das eine Speicherung des Sommerstromertrages bis in den Winter. Die Refinanzierung so eines Speichers mit nur einem Zyklus pro Jahr ist mit großen Verlusten behaftet und verteuert die Heizungsenergie. Größere PV- oder Windgeneratoren und den damit dann im Sommer zu viel erzeugten Strom zu exportieren wird nicht funktionieren, weil die Nachbarländer dasselbe Problem haben.

Entsprechend der Vorgaben aus Ebene 3 dieser Architektur wird der Strom für Wärmepumpen nicht aus der allgemeinen Stromversorgung verwendet, sondern dafür im Winter mit KWK-Anlagen aus Primärenergien heute Methan (Erdgas oder Biogas) und später aus Wasserstoff gewonnen. Als KWK-Anlagen wurden wärmegeführte Block- und Fernwärmeheizkraftwerke angenommen (letzte können in Ausnahmefällen dann - ohne die Wärme zu verwenden - stromgesteuert auch in knappen Zeiten die Stromproduktion unterstützen).

Dieses Konzept erfordert in Ballungsgebieten oder Neubaugebieten Wärmenetzwerke und in Rand- oder ländlichen Gebieten Gasnetzwerke. Letztere sollten möglichst die ggf. modifizierten jetzigen Gasnetzwerke sein.⁵⁸ Das zeigt, dass die vorteilhafteste Heizungsart auch aus der Sicht der Versorger von der Bebauungsart abhängt. Siehe dazu auch Abbildung 6.

⁵⁸ Die Idee die bestehenden Gasnetzwerke stillzulegen und stattdessen alles mit grünem Strom zu machen scheitert an der Verfügbarkeit von grünem Strom.

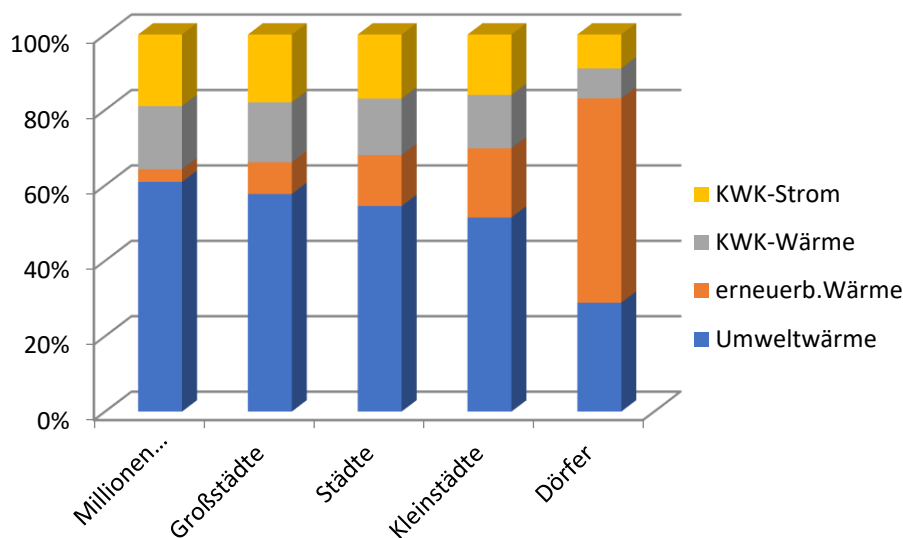


Abbildung 6: Zusammenspiel der Heizungsenergien in verschiedenen Bebauungsarten

Grob kann man da herauslesen, dass aus der Sicht aller Beteiligten in Ballungsgebieten die KWK-Fernwärmeheizungen gute Lösungen sind. In dörflichen Gebieten dagegen eher Biomaterialien wie gespaltenes Holz⁵⁹. Dazwischen bilden lokal gruppierte Wärmepumpen die effektivste und verbreitetste Lösung. Fern- und später Blockheizkraftwerke sollten im Lauf der Übergangszeit (bis 2050) Schritt für Schritt von der Erdgas-/e-Methanversorgung an die Wasserstoffversorgung der Endnutzer angeschlossen werden.

Hinweis: Es sollte geprüft werden, ob sich monetär wenigstens teilweise ein Anschluss der Fernwärmekraftwerke an die Ammoniakschiene rechnet. Dann kann zwar der Methanspeicher nicht die Sommer/Winter Lastschwankung ausgleichen aber für einen Teil des Heizungsbedarfs könnten in Ländern wie z.B. Norwegen nicht nur die Wasserstoffmenge, sondern auch die Speicherung des Wassers in der Sommerzeit möglich und der zugehörige höhere Verkaufspreis akzeptabel sein. Das spart dann auch eine variabel ausgelastete Methan-Wasserstoff-Umwandlung an den direkt H₂-versorgten KWK-Anlagen.

Die Zusammenarbeit von Blockheizkraftwerken bzw. Fernwärmekraftwerken und Wärmepumpen führt in Mischbaugebieten von Reihenhäusern, Mehrfamilienhäusern sowie Geschäften, Hotels usw. zu einem optimalen Mengenverhältnis von KWK und Wärmepumpen⁶⁰. Dabei heizen die Blockheizkraftwerke die benachbarten Mehrfamilienhäuser, Gewerbe- bzw. Geschäftshäuser und erzeugen bedarfsgerecht den Strom für Wärmepumpen der kleineren Häuser⁶¹. Es bleibt weder Wärme noch Strom ungenutzt.

In Ballungsgebieten passiert dasselbe aber in größerem Maßstab. Dort lohnt sich ggf. ein umfangreiches Wärmenetz, weil die Leitungslängen hier kürzer und damit kosteneffektiver sind.

⁵⁹ Holz-Pellets Heizungen sind in mittleren und schwach bebauten Gebieten eine akzeptierbare aber nicht bevorzugte Heizungsart. Die Verfügbarkeit von Holz dafür ist begrenzt und der Platzbedarf für die Lagerung und Anlieferung passt eher zu Randgebieten oder kleinen Gemeinden

⁶⁰ siehe dazu auch in Ebene 3 Kapitel B.1.1 Optimales Zusammenspiel von KWK und Wärmepumpen

⁶¹ Es sollte hier nur das Niederspannungsnetzwerk benutzt werden

4 Zusammenfassung

Um eine vollständig CO₂-neutrale Energieversorgung aufzubauen, müssen alle Teilbereiche für sich auch CO₂-neutral sein. Also neben der Bereitstellung von Strom (siehe Teil 1 dieser Ebene) und den schon immer benutzten erneuerbaren Quellen also auch die Bereitstellung von stofflichen Energieträgern. Hierfür hat sich die Erkenntnis durchgesetzt, dass Wasserstoff der geeignetste ist. Aber Wasserstoff gibt es in der freien Natur nicht und muss deshalb hergestellt werden, aber unsere Möglichkeiten in Deutschland reichen dafür nicht aus. Wir müssen den größten Teil unseres Wasserstoffs importieren – und das ist energetisch mehr als wir an Strom brauchen.

Und Wasserstoff kann nicht einfach über größere Entfernungen transportiert werden. Dafür braucht man ein Transportmedium in dem Wasserstoff eingebettet ist und das dann gut transportierbar ist. Da gibt es schon lange Erfahrungen mit Kohlenstoff und Stickstoff – oder zusammen mit Wasserstoff dann als Methan und Ammoniak als Transportmedien. Und das ggf. über die bestehenden Pipelines und LNG-Terminals.

Die Nutzung von Ammoniak ist für die CO₂-Bilanz unkritisch – es gibt keinen Kohlenstoff aus dem CO₂ entstehen könnte. Der aus dem Ammoniak abgespaltene Wasserstoff kann hier über ggf. neu zu bauende lokale Wasserstoffnetze z.B. in Ballungsgebieten verteilt und vor allem von der (Chemischen-) Industrie und Großabnehmern aber auch H₂-Großtankstellen genutzt werden. Der Stickstoff wird in die Atmosphäre abgegeben – es braucht keinen Rücktransport dieses Trägermediums in das Exportland. Ein Wasserstoffspeicher wird nicht gebraucht.

Methan, oder besser e-Methan das als Träger der 2. Importschiene, das in den Exportländern aus grünem Wasserstoff und CO₂ aus der Luft (DAC) oder der Meeresoberfläche (mCDR) produziert wurde, hat zwar noch einen negativen CO₂-Fußabdruck aber der Kohlenstoff ist immer noch da. E-Methan ist chemisch vergleichbar mit Erdgas. Es kann also in das Fernerdgasnetz in Deutschland eingespeist und so bis in jede Gemeinde verteilt werden. Auch die Nutzung der Erdgasspeicher bleibt erhalten.

So gelangt e-Methan bis in die Gemeinden oder Versorgungsgebiete der Stadtwerke also bis an die Niederdruck-Gasnetze. Hier wird dann das e-Methan in seine Bestandteile Wasserstoff und Kohlenstoff (als festen Graphit) gespalten und der Wasserstoff weiter über wenige km in die jeweiligen Häuser, Werkstätten, (KWK/WP-) Heizungsanlagen oder H₂-Tankstellen geleitet.⁶²

Es gibt aber noch eine andere Forderung, dass nämlich für besondere Fahrzeuge und Flugzeuge weiterhin normaler Diesel oder Kerosin gebraucht wird. Dafür kann man also zunächst das aus dem Exportland angekommene e-Methan in e-fuel umformen und in den Fahrzeugen bzw. Flugzeugen nutzen, diese emittieren dann CO₂ das in gleicher Menge im Exportland des e-Methans über DAC (oder mDCR) schon aus der Luft entnommen wurde. Dieser Prozess ist dann CO₂-neutral und kann so lange wiederholt werden bis die benötigte e-fuel Menge erreicht ist. Das geht sogar mit fossilem Methan CO₂-neutral, wenn dieses in Deutschland angekommen ist, gleich in das Ferngasnetzwerk eingespeist wird und dann über Pyrolyse der darin enthaltene Kohlenstoff abgespalten und als Baustoff verwendet wird.

Bleibt noch Biogas. Biogas ist ein Energieträger mit negativem CO₂-Fußabdruck. Es kann also als Grundstoff für e-Treibstoff verwendet werden, das dann CO₂-neutral bleibt oder es kann als Energieträger für durch CCU gewonnenes CO₂ dienen, das weiter über Pyrolyse an den Gasnetzwerkenden neutralisiert wird. CCS wird nicht gebraucht.

All diese Optionen können im laufenden Betrieb je nach Bedarf durch Steuerung der Transportwege in einer Managementzentrale ausgewählt werden.

Eine nach dieser Architektur gebaute Energieversorgung ist vollständig CO₂-neutral und erfüllt auch die anderen nicht technischen Randbedingungen.

⁶² Es wird angenommen, dass mindestens der Niederdruckteil des bestehenden Gasnetzwerkes auch für den Wasserstofftransport geeignet ist oder umgerüstet werden kann

Anhang A: einige Randinformationen zu Wasserstoff als Energieträger

informativ

A.1 Wozu brauchen wir Wasserstoff und wozu Strom

Aus den vorangegangenen Kapiteln und dem Teil 1 der 4. Ebene dieses Architekturvorschlags kann man entnehmen, dass der zusätzliche Bedarf an Wasserstoff etwa 1,5-mal so groß ist wie die Produktion der volatilen Quellen für die Verwendung als Strom zusammen. Dabei ist die benötigte Residualenergie durch die optimale Skalierung der Anteile der volatilen Quellen⁶³ untereinander und die gesteuerte Nutzung der klassischen Quellen für die Kompensation der vorhersagbaren Anomalien der Last nur noch knapp 20% des produzierten Stromertrages. Und das versorgt alle Sektoren ausreichend mit bedarfsgerechtem erneuerbarem grünem Strom. Es ist aber kein Anteil mehr zur Verfügung, der aus diesem erneuerbaren Strom durch z.B. Elektrolyse Wasserstoff herstellt. Auch die mögliche Erweiterung der PV- und Windgeneratoren muss als „zu vermeiden“ angesehen werden, da das die Öffentlichkeit wegen des „Landschaftsverbrauch“ nicht mehr als eine akzeptable Lösung für die Energiewende ansehen wird.

Eine Erweiterung der volatilen Quellen (und der zugehörigen Speicher) wären nämlich:

- das 4,5 fache der heutigen (2023) off-shore Windstromproduktion, um am Ende der Übergangsphase die benötigte Menge für den normalen Strombedarf zu erzeugen und dann dazu das 1,5 fache davon additiv, um die Wasserstoffproduktion mit grünem Strom zu erreichen. Also zusammen das 11,75 fache der jetzigen off-shore Produktion.
- weiter zunächst das 2,5 fache der heutigen on-shore Windproduktion für die normale Stromversorgung und dann wiederum das 1,5 fache additiv, also das 6,25 fache der heutigen on-shore Produktion.
- und dann noch weiter das 2,9 fache der PV-Produktion für die normale Stromversorgung und wieder das 1,5 fache davon additiv für die angedachte Wasserstoffproduktion, also zusammen das 7,25 fache der heutigen PV-Produktion.
- dann kämen noch die Stromspeicher hinzu sonst müssten die Elektrolyseure variable Ertragsmengen liefern.

Daraus kann man die Konsequenz ableiten, dass die massenhafte Herstellung von grünem Wasserstoff über Elektrolyse in Deutschland nicht machbar ist.

Das führt zu der Erkenntnis, dass nur ein kleiner Teil des Wasserstoffs von der Primärenergie an, in Deutschland produziert werden kann. Das betrifft den Teil der nur eine Alternative hätte, nämlich als nicht verwendbar vernichtet zu werden. Dazu gehört der Überschussstrom der off-shore Windgeneratoren, der aus Kapazitätsgründen über das Leitungsnetz nicht mehr übertragen werden kann und eine Erhöhung der Leitungskapazität teurer wäre als der Strom, der „gerettet werden könnte.“

Der Weg wird sein, den nicht selbst produzierbaren Anteil des Wasserstoffbedarfs – der erheblich sein wird – zu importieren.

Aus der Auflistung der tatsächlich im Jahr 2023 verbrauchten Erdgasmengen - siehe dazu Tabelle A.1 - kann eine heuristische Annahme abgeleitet werden, wieviel davon in Form von Wasserstoff am Ende der Energieumstellung nutzbar wäre.

⁶³ Laufwasser, Pumpspeicherwerke manchmal mit geringen Staumöglichkeiten

	1 PJ = 0,2778 TWh								H2-Bedarf in TWh/a in 2050				
2023 in PJ <small>AGEB_23a.pdf ab Kapitel 1.1</small>	Industrie	GHD	Priv.Haush	Verkehr	Anteil, der durch Wasserstoff mit gleicher energetischen Wirkung ersetzt werden kann	notwendiger H2-Ersatzbedarf in TWh/a in 2050				882,1			
	Minerale												
Raumwärme	14,7	62,4	356,6	9,3	100%	48%	48%	100%	4,1	8,3	47,6	2,6	
Warmwasser	1,6	0,7	66,7		100%	48%	48%		0,4	0,1	8,9		
Prozesswärme	76,9	0,3			100%	50%			21,4	0,0			
Wärmegesamt	93,3	63,4	423,3	9,3					25,9	8,5	56,4	2,6	
Klimakälte				2,3				100%				0,6	
Prozesskälte												0,6	
Kältagesamt				2,3								0,6	
Mech.Energie	1,3	115,9	3,5	2.038,0	0%	0%	0%	22,2%	0,0	0,0	0,0	125,7	
davon Benzin				686,0				12,7%				24,2	
davon Diesel				1.189,0				25,4%				83,8	
IKT				6,9				0%				0,0	
Beleuchtung				9,2				0%				0,0	
EEV	94,5	179,3	426,8	2.301,7					25,9	8,5	56,4	129,0	
												219,8	
	Gase												
Raumwärme	76,9	296,2	631,5		100%	48%	48%		21,4	39,5	84,2		
Warmwasser	8,5	24,6	177,7		100%	100%	100%		2,4	6,8	49,4		
Prozesswärme	672,3	13,5	3,9		100%	100%	100%		186,8	3,8	1,1		
Wärmegesamt	757,7	334,3	813,1						210,5	50,1	134,7	0,0	
Klimakälte													
Prozesskälte													
Kältagesamt													
Mech.Energie	20,5	0,4		6,9	0%	0%		100%	0,0	0,0		1,9	
IKT													
Beleuchtung													
EEV	778,2	334,7	813,3	6,9					210,5	50,1	134,7	1,9	
												397,1	
	Strom												
Raumwärme	3,8	28,5	27,9	2,9	100%	48%	48%	100%	0,5	3,8	3,7	0,8	
Warmwasser	2,0	5,1	53,8		100%	48%	48%		0,6	0,7	7,2		
Prozesswärme	108,2	23,2	144,6		100%	50%	0%		30,1	3,2	0,0		
Wärmegesamt	112,0	56,8	226,3	2,9					31,1	7,7	10,9	0,8	
Klimakälte	17,5	27,9	4,7	0,1	0%	0%	0%		0,0	0,0	0,0	0,0	
Prozesskälte	31,8	14,4	107,2		0%	0%	0%		0,0	0,0	0,0	0,0	
Kältagesamt	49,3	42,3	111,9	0,1					0,0	0,0	0,0	0,0	
Mech.Energie	448,0	39,9	17,0	48,7	0%	0%	0%	0%	0,0	0,0	0,0	0,0	
IKT	26,7	152,4	80,2	2,9	0%	0%	0%	0%	0,0	0,0	0,0	0,0	
Beleuchtung	32,7	144,8	37,6	2,9	0%	0%	0%	0%	0,0	0,0	0,0	0,0	
EEV	668,7	436,2	473,1	57,5					31,1	7,7	10,9	0,8	
												50,5	
	Fernwärme												
Raumwärme	15,7	20,6	170,4		100%	100%	100%		4,4	5,7	47,3		
Warmwasser	1,8	1,3	18,0		100%	100%	100%		0,5	0,4	5,0		
Prozesswärme	132,5	0,1			100%	100%			36,8	0,0			
Wärmegesamt	150,0	22,0	188,4						41,7	6,1	52,3		
Klimakälte													
Prozesskälte													
Kältagesamt									0,0	0,0	0,0	0,0	
Mech.Energie													
IKT													
Beleuchtung													
EEV	150,0	22,0	188,4						41,7	6,1	52,3	0,0	
												100,1	
	Kohlen												
Raumwärme	5,2	0,9	11,7		100%	48%	48%		1,4	0,1	1,6		
Warmwasser	0,5				100%				0,1				
Prozesswärme	326,8				100%				90,8				
Wärmegesamt	332,5	0,9	11,7		100%	100%	100%		92,4	0,1	1,6		
Klimakälte													
Prozesskälte													
Kältagesamt									0,0	0,0	0,0		
Mech.Energie													
IKT													
Beleuchtung													
EEV									92,4	0,1	1,6	0,0	
												94,0	
	Erneuerbare												
Raumwärme	20,7	129,3	319,8	0,5	0%	0%	0%	0%	0,0	0,0	0,0	0,0	
Warmwasser	2,3	5,8	43,3		0%	0%	0%		0,0	0,0	0,0		
Prozesswärme	92,7	0,2			0%	0%			0,0	0,0			
Wärmegesamt	115,7	135,3	363,1	0,5	0%	0%	0%	0%	0,0	0,0	0,0	0,0	
Klimakälte				0,1				0%				0,0	
Prozesskälte												0,0	
Kältagesamt				0,1				0%				0,0	
Mech.Energie		8,4	130,3			0%		0%		0,0	0,0	0,0	
IKT			0,4					0%				0,0	
Beleuchtung			0,5					0%				0,0	
EEV	115,7	143,7	363,1	131,8	0%	0%	0%	0%	0,0	0,0	0,0	0,0	
												0,0	
	Sonstige												
Raumwärme	1,4				100%				0,4				
Warmwasser	0,2				100%				0,1				
Prozesswärme	72,2				100%				20,1				
Wärmegesamt	73,8				100%				20,5				
Klimakälte													
Prozesskälte													
Kältagesamt													
Mech.Energie													
IKT													
Beleuchtung													
EEV	73,8				100%				20,5	0,0	0,0	0,0	
												20,5	
	Insgesamt												
Raumwärme	136,4	537,9	1.517,9	12,6					32,1	57,5	184,4	3,4	
Warmwasser	17,0	37,5	359,5						4,1	8,0	70,4	0,0	
Prozesswärme	1.481,6	37,3	148,6						385,8	7,0	1,1	0,0	
Wärmegesamt	1.635,0	612,7	2.026,0	12,6					422,0	72,5	255,9	3,4	
Klimakälte	17,5	27,9	4,7	2,5					0,0	0,0	0,0	0,6	
Prozesskälte	31,8	14,4	107,2						0,0	0,0	0,0	0,0	
Kältagesamt	49,3	42,3	111,9	2,5					0,0	0,0	0,0	0,6	
Mech.Energie	469,8	164,6	20,5	2.460,0					0,0	0,0	0,0	127,7	
IKT	26,7	152,4	80,2	30,2					0,0	0,0	0,0	0,0	
Beleuchtung	32,7	144,8	37,6	12,6					0,0	0,0	0,0	0,0	
EEV	2.213,5	1.116,8	2.276,2	2.498,0					422,0	72,5	255,9	131,7	
	in PJ/a								in TWh/a				882,1

Quelle Daten 2023: <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/auswertungstabellen/>

Tabelle A1: Nutzung von Wasserstoff in allen Sektoren in 2050

Tabelle 3: Nutzung von Wasserstoff im Jahr 2050 für alle Sektoren

TWh/a 2050		Industrie	GHD	Priv.Haushalte	Verkehr	882,1
		a	b	c	d	
Raumwärme	1	32,1	57,5	184,4	3,4	277,4
Warmwasser	2	4,1	8,0	70,4	0,0	82,5
Prozesswärme	3	385,8	7,0	1,1	0,0	394,0
Kältegesamt	4	0,0	0,0	0,0	0,6	0,6
Prozesskälte	5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mech.Energie	6	0,0	0,0	0,0	127,7	127,7
IKT	7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Beleuchtung	8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EEV		422,0	72,5	255,9	131,7	882,1

Quelle: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/38897/umfrage/co2-emissionsfaktor-fuer-den-strommix-in-deutschland-seit-1990/#:~:text=Im%20Jahr%202023%20wurde%20der,380%20Gramm%20pro%20Kilowattstunde%20gesch%C3%A4tzt>

A.1.1 Die Wasserstoff Transportpfade

Aus dem bisherigen kann abgeleitet werden, welche Transportwege und Energieträgerklassen gebraucht werden. Das ist in Abbildung 5 graphisch dargestellt. Diese müssen in der Übergangsphase schrittweise implementiert und genutzt werden und bleiben nach dem Ende der Übergangsphase so erhalten bzw. werden nur dann geändert oder erweitert, wenn neue Technologien implementiert werden sollen.

So entsteht das Transportmedium der **Klasse a.** aus Tabelle 2 etwa durch Elektrolyse in moderaten Mengen aus eher lokalen Quellen z.B. aus nicht mehr elektrisch transportierbaren offshore-Windstromspitzen. Er wird nur kurze Strecken als Wasserstoffgas transportiert z.B. bis hin zu den z.T. schon bestehenden LNG-Terminals, um den Wasserstoff als zugemischter Energieträger in das Ferngasnetz einzuspeisen. Die Mengen werden die Obergrenze an H₂-Zumischungen der bestehenden Ferngasleitungen nicht erreichen.⁶⁴

Die **Klasse b.** der Transportmedien ist fossiles Gas, das eigentlich gar nicht mehr gebraucht wird aber mit seinen Pipe-Lines noch aus der Übergangsperiode der Energiewende stammt und für Reserven hilfreich sein kann. Es trägt aber als e-fuel umgeformt nicht mehr zur CO₂ Emission bei.

Fossiles verflüssigtes Gas, also die **Klasse c.** wird wie heute schon als LNG über weite Strecken transportiert und wird zunehmend durch LSG (Liquefied Synthetic Gas) ⁶⁵ersetzt.

Neu in der Energietechnik, aber in der Chemischen Industrie ein Massenprodukt, ist Ammoniak, das hier als **Klasse d.** geführt wird.⁶⁶ Um Ammoniak aufzunehmen können die bestehenden Terminals der Chemischen Industrie leicht erweitert und benutzt werden. Der nach dem Transport angelandete Ammoniak wird über ein Ammoniak-Cracking in Stickstoff und Wasserstoff gespalten. Der Stickstoff wird in die Luft entlassen und Wasserstoff dann als Nutzlast weitergeleitet. Dieser Prozess findet bei hohen Temperaturen statt und sollte deshalb in der Industrie bleiben, dort ist der Umgang damit Routine. Die Ammoniaksynthese, die ja im Erzeugerland des eigentlich zu transportierendem Wasserstoff gemacht wird, ist dagegen ein harmloser

⁶⁴ es mag nach einer Wirtschaftlichkeitsrechnung herauskommen, dass sich die Rettung dieser Überschusswindstromspitzen nicht lohnt

⁶⁵ das ist chemisch und stofflich das gleiche

⁶⁶ Ammoniak sollte sich als Langstrecken-Transportmedium für Wasserstoff durchsetzen. Ammoniak kann unter leichtem Druck (> 8 bar) oder leicht gekühlt – was bei Rohrbeschädigungen sicherer ist – über sehr lange Strecken mit sehr guter Energiedichte transportiert werden.

Prozessschritt. Der notwendige Stickstoff wird dort vor Ort aus der Luft genommen was den Rücktransport des Transportträgermediums - den Stickstoff - unnötig macht.

Wenn das Ammoniak in Industriegebieten ankommt, kann dort auch das Cracking zu Wasserstoff gemacht werden und neben der Industrie können die Nutzer in einem naheliegenden Ballungsgebiet ohne Umwege mit Wasserstoff versorgt werden. Ein kleiner Speicher für die unstete Nutzernachfrage sollte noch auf der Ammoniakseite eingerichtet werden, da die Energiedichte von flüssigem Ammoniak sehr hoch ist.

Das nächste wichtige Trägermedium ist Bio-Methan, hier als **Klasse e.** gekennzeichnet. Bio-Methan hat zunächst einen negativen CO₂-Fußabdruck – es hat als Pflanze CO₂ aus der Luft aufgenommen und noch nicht abgegeben. Diese Trägerform sollte für die (rechnerische) Kompensation von Medien mit positivem Fußabdruck verwendet werden.

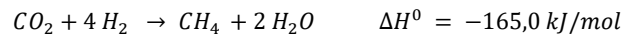
Bleibt noch die **Klasse f.** als Träger für synthetisch erzeugtes Methan. Diese Klasse ist weder eine Primärenergie noch eine Nutzenergie, sondern lediglich ein vorteilhaftes Medium für den Wasserstofftransport über große Entfernungen z.B. per Schiff von Wüstenstarten nach Deutschland. Auch hier ist kein Rücktransport des Trägers Kohlenstoff an den Ursprung der Methanisierung notwendig, weil hier das örtliche Kohlenstoffdioxid über DAC aus der Luft verwendet wird. Damit ist die Verwendung von Pipelines weiterhin möglich.

Anhang B: Dekarbonisierung von CO₂ aus der Luft mit DAC oder Biomasse

informativ

B.1 Die Dekarbonisierung der unvermeidlichen CO₂-Emissionen der Industrie

Sabatier Prozess



Edukte Synthetic Methan

Produkte SNG

2,7 t CO ₂ (1400 Nm ³)	1 t Synthetic Methan	⇒	7,407 Mio. t Methan	⇒	97,86 TWh
0,5 t H ₂ (5600 Nm ³)	2,2 t Wasser				

Quelle: Nutzung von CO₂ in fossilen Energiewandlungskreisläufen ThyssenKrupp, Sep.2011 Seite 27

Energiedichte von Wasserstoff: 33,33 kWh/kg
 Methan: 13,9 kWh/kg oder 13,9 MWh/t oder 13,9 TWh/Mio. t

Wie wird die Dekarbonisierung von Zementherstellung skaliert?

Laut der Analyse „Branchenbarometer Biomethan 2023“ der dena hat der Gesamtabsatz von Biomethan im Jahr 2022 erstmals die 11-TWh-Marke⁶⁷ überschritten.

Damit ergibt sich das Gewicht des 2023 produzierten 11 TWh Biomethans von $\frac{11,2 \cdot \text{TWh} \cdot \text{Mio. t}}{13,9 \text{ TWh}} = 0,806 \text{ Mio. t}$

weiter über Atomgewicht:

C	12,01
O	15,9994
H	1,0079

⇒ CO₂ = 12,01 + 2 * 15,9994 = 44,01 oder der C-Anteil ist pro Molekül 12,01/44,01 = 27,3%_{Masse}

oder der Kohlenstoffausstoß der Zementindustrie enthält bei 20,0 Mio. t CO₂ ⇒ C_{CO2} = 5,46 Mio. t /a

⇒ CH₄ = 12,01 + 4 * 1,0079 = 16,04 oder der C-Anteil ist pro Molekül 12,01/16,04 = 74,9%_{Masse}

Aus <https://www.energy-charts.info/index.html?l=de&c=DE> ist zu entnehmen, dass die Produktion von Strom aus Biomasse im Jahr 2023 41,5 TWh betrug. Diese wurden in Wärme-Kraft-Maschinen erzeugt, die einen Wirkungsgrad von geschätzten 45% hatten. Daraus folgt, dass die Primärenergie in Form von Biomethan 41,4 TWh / 0,45 = 92 TWh bzw. eine Masse von 92 TWh / 13,9 TWh/Mio. t = 6,62 Mio. t_{Biomethan} hatten.

Daraus folgt, dass der Kohlenstoffausstoß der Pyrolyse von 6,62 Mio. t BioMethan

⇒ C_{BioMethan} = 6,62_{CH4} Mio. t · 74% = **4,9 Mio. t Kohlenstoff** und ca. 1,72 Mio. t Wasserstoff⁶⁸, das wiederum entspricht einem Energieanteil des Wasserstoffs von 1,72 Mio. t · 33,33 TWh/Mio. t = 57,33 TWh_{Wasserstoff}

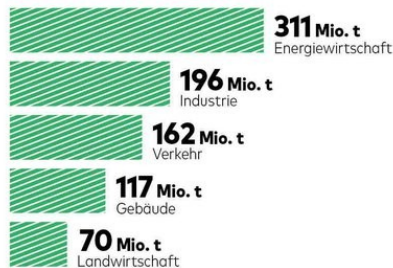
⁶⁷ <https://agriportance.com/de/blog/warum-der-deutsche-biomethanmarkt-so-interessant-ist-eine-tiefgehende-betrachtung/>

⁶⁸ hier sind 10 % des Wasserstoffs als Verlust des Endothermen Pyrolyse-Prozesses angenommen.

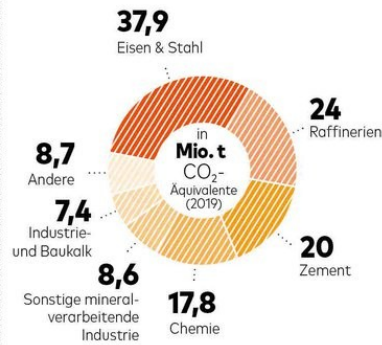
WASSERSTOFF FÜR DEN KLIMASCHUTZ

Experten sind sich weitgehend einig, dass ohne die Nutzung von grünen Wasserstoff die Ziele der Energiewende – ganz besonders in der Industrie – kaum zu erreichen sind.

WELCHEN ANTEIL AM CO₂-AUSSTOSS
HAT DIE INDUSTRIE?



WELCHEN ANTEIL DARAN HABEN DIE
EINZELNEN INDUSTRIEBRANCHEN?



[Quelle: Umweltbundesamt]

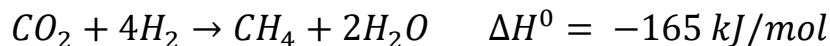
Quelle: <https://www.bdew.de/verband/magazin-2050/wasserstoff-statt-kohle-der-stahl-der-zukunft-ist-klimafreundlich/>

B.2 Die Dekarbonisierung des e-fuel Ausstoßes ab 2050

Dazu eine Überschlagsrechnung:

Um z.B. den 30 Mio. t/a ⁶⁹ CO₂-Ausstoß der Zementindustrie und einige Reserven zu kompensieren müssen demnach in der Summe Prozesse der Dekarbonisierung mit insgesamt -30 Mio. t/a + ggf. Zuschüsse für Endotherme Prozesse laufen.

Da ist zunächst die Methanisierung des aus der Luft oder aus Biomassen gewonnene CO₂ mit Hilfe von Wasserstoff der durch Wasserspaltung mit Sonnenenergie gewonnen wurde. Aus den Edukten CO₂ und H₂ kann man z.B. mit dem Sabatier-Prozess Methan (CH₄) und Wasser erzeugen.



Wenn man für die einzelnen Moleküle dieses Prozesses deren Mol-Masse einsetzt

$$44,01 + 8,06 \Rightarrow 16,04 + 36,03$$

und auf eine vorläufige CO₂-Menge von z.B. 30 Mio. t/a skaliert dann erhält man deren Massenwerte vor dem Transport von

$$30,00 + 2,75 \Rightarrow 10,94 + 24,56 \quad \text{in Mio. t/a}$$

also 10,94 Mio. t/a e-Methan, das 30,0 Mio. t/a an CO₂ gebunden hat. Das ist verblüffend wenig für einen negative CO₂ Ausstoß, der die gesamte „unvermeidbare“ CO₂-Produktion der Industrie kompensiert.

Die vorläufig angenommenen etwa 11 Mio. t/a an e-Methan werden in die Nähe der späteren Wasserstoffverbraucher transportiert und in Wasserstoff umgewandelt (weil der Transport von Methan einfacher ist als der von Wasserstoff).

⁶⁹ siehe auch **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** der Anteil der Zementindustrie. Strenggenommen sollte man hier nur 2/3 davon annehmen aber es gibt ja noch einige kleinere Emittenten

Da dieses e-Methan nicht verbrannt werden darf (sonst geht der negative CO₂-Fußabdruck verloren) bleibt als Umwandlungstechnologie vor allem die Methan-Pyrolyse.

Auch hierfür eine Überschlagsrechnung:

Die am Zielort angekommenen 10,94 Mio. t/a an e-Methan enthalten noch den Kohlenstoff aus dem am Beginn des Transportes eingefangenen CO₂. Die Pyrolyse trennt das CH₄ Molekül des Methans in seine Edukte C Kohlenstoff und H₂ Wasserstoff. Also



und in der Darstellung der Molekulargewichte und der Skalierung auf 10,94 Mio. t/a e-Methan

$$16,04 \Rightarrow 12,0107 + 4,0318$$

ergeben sich die Mengen von Wasserstoff und dem Kohlenstoffstaub:

$$10,94 \text{ Mio. t CH}_4 \Rightarrow 8,1906 \text{ Mio. t Kohlenstoff} + 2,7494 \text{ Mio. t Wasserstoff}$$

Die umgeformte Menge an CH₄ beträgt 682*10⁹ mol. Daraus folgt, dass für jedes mol 20,7 Wh Energie aufzubringen sind. Das ergibt dann 14,12 TWh/a an Energie für die Spaltung.

Wenn diese Menge an Energie aus dem produzierten Wasserstoff (108,3 TWh/a) genommen wird dann reduziert sich dessen Ertrag um 13%.

Eine funktionale Alternative wäre diese Cracking-Energie aus grünem Strom zu beziehen, aber für diese Mengen müssten die PV- und Windstromanlagen massiv über das eigentlich ausreichende Ziel für 2050 hinaus ausgebaut werden.

Hinweis: Diese vollständige Trennung der Strom- und Wasserstoffproduktion verringert die Komplexität des Gesamtsystems. Gerade bei Dunkelflauten sollte nicht auch die Wasserstoffproduktion behindert werden.

B.3 Nutzung von Wasserstoff als breit genutzter Sekundärenergieträger

B.3.1 Wasserstoff in der Industrie

Eisen und Stahl

Im Hinblick auf den bei der Wasserstoffproduktion z.T. anfallenden „Abfall“ an staubförmigem Kohlenstoff, der vorteilhafterweise in CFK (kohlefaserverstärktem Kunststoff) weiterverarbeitet werden sollte, muss angenommen werden, dass bei der dann vorhandenen Menge an CFK-Baustoffen die Nachfrage nach Stahl möglicherweise deutlich reduziert wird. Das würde dann das hier angenommene Mengengerüst beeinflussen und das CO₂-Problem teilweise lösen.⁷⁰

Raffinerien

Fakt ist aber, dass die Raffinerien in Deutschland etwa 50TWh Strom benötigen und damit etwa 50 Millionen Tonnen Kraftstoffe herstellen.

Zement

Die Zementindustrie ist ein wesentlicher Verbraucher von thermischer Energie. Das waren 2019 pro Tonne Zement 778 kWh/t und bei einer jährlichen Produktion ergeben das für 2023 für knapp 23 Mio.t Tonnen 17,9 TWh an thermischer Energie. Siehe auch dazu Anhang A Tabelle a die Spalte Industrie.

⁷⁰ siehe dazu auch Ebene 4 Teil 3 „e-fuel Bereitstellung“

Der elektrische Bedarf wird vorläufig als gleichbleibend angenommen und deshalb hier nicht betrachtet.

Der thermische Bedarf sollte 1zu1 auf Wasserstoff umzustellen sein, obwohl noch Bedenken bestehen, ob der thermische Übergang der Wasserstoffflamme zum Gestein ausreichend ist.

Hinweis: Die sehr hohe CO₂-Emission bei der Zementherstellung wird genauer in der Ebene 4 Teil 3 „e-fuel Bereitstellung“ behandelt.

Im Hinblick auf den bei der Wasserstoffproduktion z.T. anfallenden „Abfall“ an staubförmigem Kohlenstoff, der vorteilhafterweise in CFK (kohlefaserverstärktem Kunststoff) weiterverarbeitet werden sollte, muss angenommen werden, dass bei der dann vorhandenen Menge an CFK-Baustoffen die Nachfrage nach Zement möglicherweise deutlich reduzieren wird. Das würde dann das hier angenommene Mengengerüst beeinflussen und das CO₂-Problem bei der Zementherstellung lösen.

B.3.2 Wasserstoff im Verkehr

Im Teil 1 Stromversorgung ist nur die Versorgung von etwa $\frac{2}{3}$ der Pkws und $\frac{1}{3}$ der Lkws als BEV berücksichtigt. Das sind die Pkws für Tagesbesorgungen und Pendlerfahrten. Als Langstrecken-Pkws werden wohl mehr FCEV nachgefragt aber im privaten Bereich falls ein Haushalt mehr als ein Fahrzeug betreibt ist mindestens eins davon BEV.

Kurzstrecken Lkws bis etwa 500 km/Tag sind als BEV angenommen, Langstrecken-Lkws als FCEV. Daraus folgt, dass die Bereitstellung von Wasserstoff für Brennstoffzellen diese Mengen beinhalten müssen. Das bedeutet, dass die Kosten für Wasserstoff – und Brennstoffzellen – schnell auf ein niedriges Niveau kommen müssen. Es muss erreicht werden, dass die CO₂-Steuern der verbleibenden Benzin- oder Diesel-Nutzer für die finanzielle Unterstützung der FCEV reicht. Das wird dadurch vereinfacht, dass am Anfang der Umstellung von vielen Fahrzeugen auch viele CO₂-Steuern eingenommen werden und nur wenige FCEV unterstützt werden müssen. Später kehrt sich das um, dann muss Wasserstoff konkurrenzfähig zu fossilen Treibstoffen sein. Da hilft auch noch der niedrigere energetische Verbrauch durch FCEV.

B.4 Herstellung von Kohlefasern

siehe auch <https://uknow.uky.edu/research/uk-researchers-develop-novel-method-turn-coal-waste-carbon-fiber#:~:text=In%20this%20breakthrough%2C%20high%20modulus,stemmed%20from%20the%20waste%20coal.>

B.5 Die e-fuel Herstellung

Fischer-Tropsch-Synthese

allgemein: F/T $n \text{ CO} + (2n + 1) \text{ H}_2 \Rightarrow \text{C}_n\text{H}_{2n+2} + n \text{ H}_2\text{O}$ $\Delta_R H = -n \cdot 160 \text{ kJ/mol}$

zunächst der erste Schritt zu einer Kohlenwasserstoffkette mit einer Länge von 1: oder gleich Methan + Wasser

F/T für $n=1$ $\text{CO} + (2 + 1) \text{ H}_2 \Rightarrow \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$

dann mit jedem Zyklus die Verlängerung der Kette um 1 Kohlenstoffelement

also:

weiter mit jedem Schritt: $\text{C}_n\text{H}_{2n+2} + n \text{ H}_2\text{O} + \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \Rightarrow \text{C}_{n+1}\text{H}_{2n+6} + (n+1) \text{ H}_2\text{O}$ ⁷¹

B.6 Wie entsteht Energie aus Biomasse

Die Fotosynthese

⁷¹ das beteiligte Wasser wird in jedem Schritt wiederverwendet und um eine Mengeneinheit erhöht

6 CO₂ + 12 H₂O + Sonne ergibt C₆H₁₂O₆ + 6 O₂ + 6 H₂O ⁷²

Energieform	CO ₂ -Emissionen in g/kWh
Braunkohle	1.150
Erdgas	819
Steinkohle	798
Biogas (Durchschnitt aller Arten)	230
Photovoltaik	50
Windenergie	23
Wasserkraft	18

Quelle <https://eps-bhkw.de/emissionen-biogas-faktencheck/>

Beurteilung der Nutzung von Ammoniak

Quelle: uba_kurzeinschaetzung_von_ammoniak_als_energetraeger_und_transportmedium_fuer_wasserstoff-1

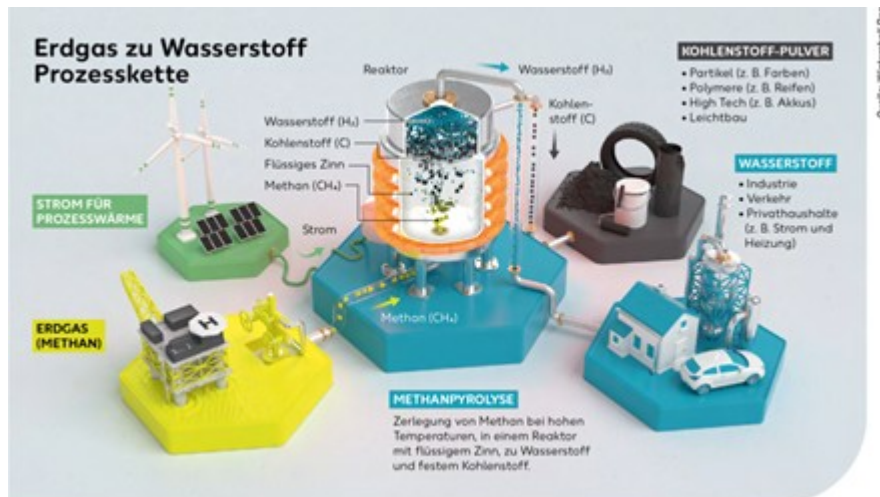
⁷² Quelle: <https://www.u-helmich.de/bio/stoffwechsel/reihe4/reihe42/421-Uebersicht.html>

Anhang C: Verschiedene Technologien der Methanpyrolyse

informativ

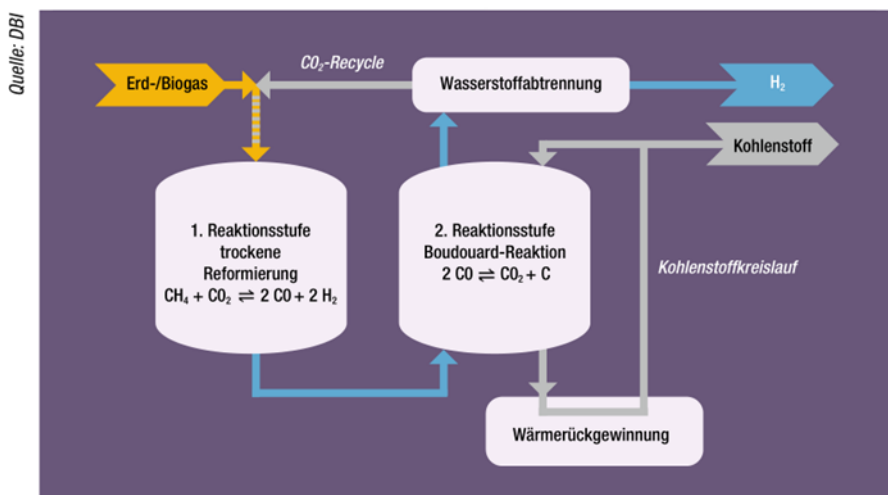
C.1 Die Hochtemperatur in einem Blasenreaktor

CC

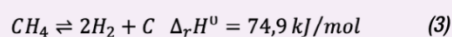
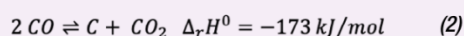
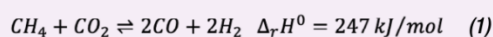


C.2 Die Methan-Pyrolyse in einem zwei Phasen Reaktor

CC



Schematische Darstellung des angestrebten Prozesses in zwei Teilschritten

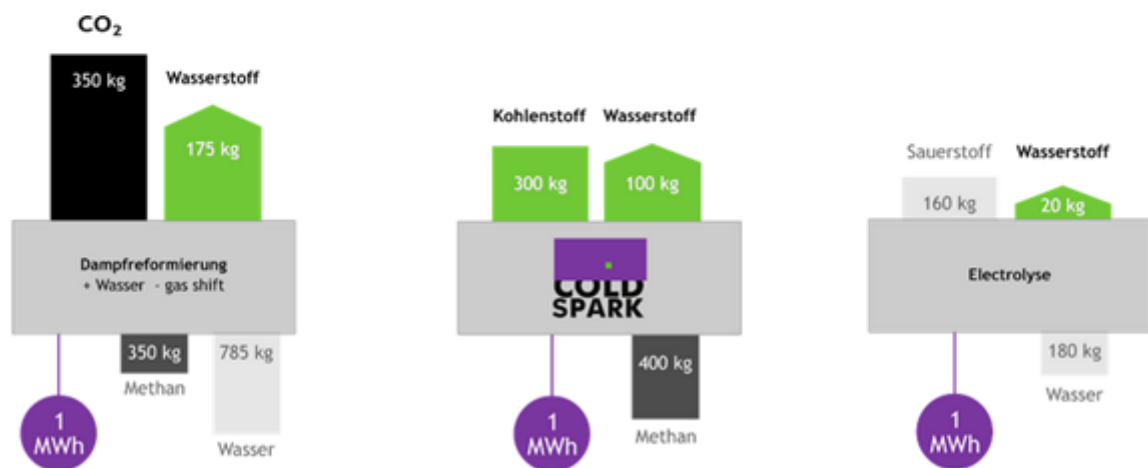


Quelle: https://wvbw.de/dyn_pdf/ewp/2022/kompakt_Pyrolyse/12/

C.3 nicht-thermischer Plasma Prozess

Coldspark® geht einen anderen Weg und erforscht, wie sich Methan mithilfe eines nicht-thermischen Plasmas aufspalten lässt. Das Molekül wird gewissermaßen "zerschossen" und in seine Einzelteile C und H zerlegt. Dabei entstehen (fast) keine CO₂-Emissionen. Die CO₂-Emissionen stammen vor allem aus dem für den Prozess erforderlichen Strom und sind somit z.B. bei Braunkohlestrom höher als bei Windstrom. (Ein weiterer Teil an Emissionen stammt aus der Förderung und dem Transport von Erdgas bzw. aus der Produktion von Biomethan. Hier kommt es vor allem darauf an, wie wichtig die Erzeugerländer und Erzeugerfirmen ihre Verantwortung für den Klimaschutz nehmen und solche Emissionen verhindern.)

Die Bindungsenergie von Wasserstoff im Methan-Molekül ist niedriger als die Bindungsenergie von Wasserstoff im Wassermolekül und daher benötigt die Coldspark®-Technologie weniger Energie in Form von Strom als die Elektrolyse. Oder anders herum: Mit der gleichen Strommenge produziert Coldspark® deutlich mehr Wasserstoff, wie die Abbildung unten verdeutlicht.



<https://ibbk-biogas.com/coldspark-kalte-methanpyrolyse/>

Anhang D: Hinweise zur Vervollständigung der Architekturebene 4

informativ

Dieser Anhang ist nicht mehr Teil der „Funktionalen Architektur - Ebene 4. Er hilft nur, den folgenden Teile 3: e-Fuel Aufbereitung widerspruchsfrei gegenüber diesen Teilen festzulegen. Hier wird nur als Erinnerung für die weiteren Teile aufgelistet, welche Konsequenzen für die folgenden Teile aus dem Teil 1 und 2 – und natürlich auch aus der Ebene 3 – für deren Definitionen abgeleitet werden müssen.

D.1 Abgeleitete Stichworte für den Entwurf der Ebene 4 Teil 3: e-Fuel Aufbereitung

in Arbeit

Ein Problem in der Übergangszeit muss gelöst werden, um einen massiven volkswirtschaftlichen Schaden zu vermeiden, der entstehen würde, wenn der riesige Bestand an Verbrennerfahrzeugen, Flugzeugen und Schiffen vor dem Ende der jeweiligen Lebensdauer aus energiepolitischen Gründen stillgelegt werden müsste. Sonst käme die zwingende Konsequenz zum Tragen, dass die CO₂-freie Energieversorgung z.T. oder ganz gescheitert ist.

Es gilt also in der Übergangszeit die noch klassisch versorgten Fahrzeuge mit synthetischen Kraftstoffen zu versorgen (siehe auch in dem Vorschlag der funktionalen Architektur⁷³ Teil 3 Abbildung 5), so dass sie keine oder nur minimale Änderungen an ihren Fahrzeugen durchführen müssen.

Am Ende der vollständigen Umsetzung auf CO₂-freie Energieversorgung z.B. ab 2050 werden einige Ausnahmen in den Fahrzeugklassen akzeptiert werden müssen. Die Liste dieser Ausnahmeklassen muss zeitnah festgelegt werden. Das könnten z.B. landwirtschaftliche Fahrzeuge (Gewicht von Akkus), Einsatzfahrzeuge (lange Einsatzzeiten), tragbare Maschinen, Notstromaggregate, militärische Fahrzeuge, Binnenschiffe und Flugzeuge sein. Die Produktionskapazität von e-Fuel sollte von Anfang an auf diese verbleibende Menge angepasst sein und stetig so erweitert werden, dass am Ende der Übergangszeit die dann dauerhaft notwendige Menge produziert wird.

E-Fuel wird aus Wasserstoff und Kohlenstoff produziert. Die chemischen Prozesse dafür sind bekannt. Seit der Erkenntnis, dass e-Fuels während der Energiewende eine Bedeutung haben wird sind viele neue Ideen entstanden, diese Prozesse noch zu verbessern⁷⁴.

Der Wasserstoff dazu ist Teil der Wasserstoffversorgung

Der benötigte Kohlenstoff wird anfangs aus den Abgasen der Industrie (vor der Abgabe in die Atmosphäre durch CCU - Carbone Capture and Usage) gewonnen. Das betrifft insbesondere die Zementindustrie, und die Prozesse, die Kohlenwasserstoffe oder Kohle verbrennen. Die Mengen müssen so aufeinander abgestimmt werden, dass die nachlassende Menge des in der Industrie produzierten CO₂, die zunehmende Nutzung von Industrieabgasen in der e-Fuel-Industrie und die Abnahme der Verbrennerfahrzeuge so zueinander passen, dass ab der Mitte der Übergangsphase auf diese Weise gerade noch genügend Kohlenstoff für die e-Fuel Industrie zur Verfügung steht und somit kein CCU mehr notwendig wird.

⁷³ www.eets-consulting.eu Heuristischer Ansatz für eine nachhaltige und CO₂-neutrale Energieversorgung

⁷⁴ https://www.mpg.de/11725569/_jb_2017

Ab der Mitte der Übergangsphase wird mit Hilfe von DAC (Direct Air Capture) die fehlende Menge an CO₂ oder Kohlenstoff aus der Atmosphäre gewonnen und dadurch mit der Produktion von e-Kerosin die Gesamtproduktionsmenge an e-Fuels konstant gehalten.

Am Ende der Umstellung (z.B. 2050) wenn alle Fahrzeuge BEV oder FCEV sind, wird neben dem Rest von e-Fuel für Ausnahmenutzungen nur noch e-Kerosin für Flugzeuge produziert. Das wird zunächst noch fossilem Kerosin zugemischt. Für die spätere Zukunft bedarf es zwingend einer internationalen Vereinbarung, so dass die Produktion von e-Kerosin auch für Flugzeuge einen vollständig CO₂-neutralen Betrieb ermöglicht.

Es muss bei der Schätzung der Abgasmengen vor allem in der Zementindustrie berücksichtigt werden, dass in der Wasserstoffproduktion durch cracken von Kohlenwasserstoffen fester Kohlenstoff entsteht, der in der Bauindustrie schrittweise die Nutzung von Zement durch Nutzung von z.B. Kohlefaserwerkstoffen ersetzen kann und sollte. Einen ähnlichen Effekt gibt es bei der Stahlindustrie.