

Stellungnahme zum

DISKUSSIONSPAPIER Niedersachsen und die E-Fuels - Ergänzte Fassung

Kommentar von Dr. Ulrich Kramer, Studienleiter FVV Kraftstoffstudien III, IV und IVb¹

Zusammenfassung

Im „DISKUSSIONSPAPIER Niedersachsen und die E-Fuels - Ergänzte Fassung“ vom Borderstep Institut wird behauptet und anhand einer stark vereinfachten Rechnung für das Bundesland Niedersachsen versucht zu belegen, dass die Bereitstellung von Individualmobilität durch E-Fuel betriebene Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor deutlich teurer sei als der großflächige Umstieg auf Elektromobilität. So wird behauptet, dass für den Umstieg Niedersachsens auf 5 Mio. Elektrofahrzeuge inklusive Infrastruktur lediglich Investitionskosten i.H.v. 34,7 Mrd. € anfallen würden, während ein Umstieg auf E-Fuels 106,3 Mrd. €, also etwas das Dreifache kosten würde.

Aufgrund der unwissenschaftlichen Methodik der Studie sind diese Ergebnisse grundlegend falsch und irreführend. Gründe sind im Wesentlichen:

1. Unrealistische Annahme ineffizienter E-Fuel Produktion in Deutschland mit Netzstrom.
2. Vernachlässigung des erforderlichen zusätzlichen Stromnetzausbau für Elektrofahrzeuge.
3. Vernachlässigung erforderlicher Stromspeicher für Dunkelflauten.
4. Vernachlässigung des Aufbaus der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge.
5. Annahme unrealistisch niedriger Mehrkosten für Elektrofahrzeuge.
6. Annahme nicht vergleichbarer Fahrzeugverbräuche.

Eine Nachrechnung mit realistischeren Randbedingungen und Daten (*größtenteils auf Basis der FVV Kraftstoffstudien IV, IVb und teilweise der Kraftstoffstudie III*) ergibt ein gegenteiliges Ergebnis. Demnach erfordert der Umstieg Niedersachsens auf Elektromobilität Investitionen i.H.v. 94,8 Mrd. € (fast das 3-fache von dem, was das Borderstep Institut gerechnet hat). Der Umstieg auf E-Fuels erfordert (inklusive der Bereitstellung des kompletten CO₂ aus Direct Air Capturing: DAC) 32 Mrd. €. Das Borderstep Institut hat fast das 3-fache dessen ausgerechnet, obwohl Borderstep signifikante Investitionen bei der E-Fuel-Produktion, nämlich die Bereitstellung von CO₂ mittels DAC-Technologie (mit 3,3 Mrd. € etwa 1,6-mal so hoch wie die Synthesekosten i.H.v. 2 Mrd. €) einfach „vergessen“ hat. Die 3,3 Mrd. € für DAC sind allerdings als „Worst Case Szenario“ zu sehen, da insbesondere in der Aufbauphase der E-Fuel-Herstellung nachhaltiges CO₂ aus Punktquellen verwendet werden kann, was deutlich preiswerter ist.

Der Umstieg auf Elektromobilität kostet bei vollständiger und realistischer Kostenbetrachtung 3-mal so viel wie der Umstieg auf E-Fuels.

Die verbraucherrelevanten Mobilitätskosten (Fahrzeugabschreibung plus Energiekosten) liegen für den Fahrer eines Elektrofahrzeuges knapp 20 % über den Kosten, die der Fahrer eines Fahrzeugs mit Verbrennungsmotor und E-Fuel zu begleichen hat (vorausgesetzt, das Elektrofahrzeug erzielt nach 12 Jahren Haltedauer noch einen vergleichbar hohen Wiederverkaufswert wie das Fahrzeug mit Verbrennungsmotor, was angesichts der zu erwartenden Batterielebensdauern fragwürdig erscheint).

¹ FVV-Kraftstoffstudien (FVV KS) III, IV und IVb: Download unter <https://www.fvv-net.de/science/wie-wir-die-gruene-transformation-beschleunigen> (Literaturquellen bzw. Berechnungswege für sämtliche Daten können den Studien entnommen werden, wenn nicht andere genannt werden)

Weiterhin wird im DISKUSSIONSPAPIER die Frage gestellt:

„Wären E-Fuels schneller verfügbar als wir den Autobestand gegen Elektroautos austauschen können?“

Mit der Frage wird impliziert, es würde reichen, allein den Fahrzeugbestand mit Elektrofahrzeugen zu ersetzen, um die Klimaziele zu erfüllen. Das ist nicht der Fall. Ein mit fossiler Energie (Kohlestrom etc.) betriebenes Elektrofahrzeug hilft nicht bei der Erfüllung der Klimaziele. Die Frage ist daher nicht zielführend gestellt. Beim Umstieg auf klimafreundliche Mobilität ist es wichtig, die komplette Kette von der Energieversorgung bis zum gefahrenen Kilometer zu betrachten.

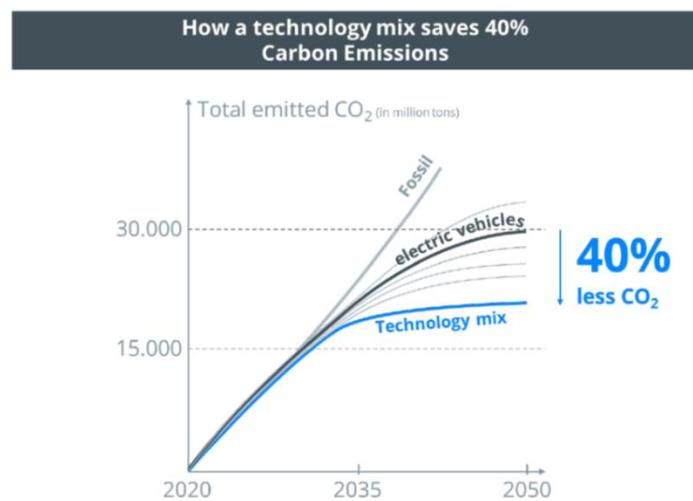
Die richtige Frage muss heißen:

„Mit welchen Technologienpfaden können wir schnellstmöglich klimaneutrale Mobilität erreichen und Erderwärmung auf ein Minimum reduzieren? Mit Grünstrom betriebenen Elektrofahrzeugen, mit E-Fuel betriebenen Verbrennern oder mit Kombinationen verschiedener Technologien?“

Die richtige Antwort lautet:

Nur mit der Umstellung auf Elektromobilität werden wir es unmöglich schaffen, im Jahr 2050 Treibhausgas- (THG-) neutral Auto zu fahren. Selbst unter idealen regulativen Rahmenbedingungen würden wir bei theoretisch schnellstmöglicher, alleiniger Umstellung auf Elektromobilität, selbst im Jahr 2050 maximal 75% der Fahrzeuge mit nachhaltiger, grüner Energie versorgen können. Einer der Hauptgründe ist der erforderliche und nur sehr langsam mögliche zusätzliche Stromnetzausbau, nicht etwa eine begrenzende Aufbaugeschwindigkeit von Windrädern und Solarkollektoren.

Unter optimalen technologieoffenen gesetzlichen Rahmenbedingungen und Nachhaltigkeitsregeln (z. B. die Einführung einer ausreichend hohen CO₂-Steuer auf die Exploration fossiler Energieträger, bei gleichzeitigem Wegfall sämtlicher Sektorenziele) **könnten wir bereits vor 2040 in ganz Europa klimaneutral (d.h. THG-neutral) Auto fahren².** Ein solches Szenario erfordert zwingend den Einsatz großer Mengen von E-Fuels, insbesondere solcher, die kompatibel mit dem heutigen Fahrzeugbestand sind (sog. Drop-In Fuels).



² FVV-Kraftstoffstudie IVb: <https://www.fvv-net.de/science/wie-wir-die-gruene-transformation-beschleunigen>

Kostenanalyse

In den diese nachfolgenden Tabellen (1 und 2) sind die unvollständigen Rechnungen des Borderstep Instituts mit ihren grundlegend falschen Ergebnissen den vollständigen Kostenanalysen auf Basis der FVV Kraftstoffstudien III, IV und IVb gegenübergestellt, Tabelle 1 mit Kostenrechnungen auf der Basis von Kostenannahmen gültig für das Jahr 2020, Tabelle 2 mit Kostenrechnungen auf der Basis von Kostenannahmen gültig für das Jahr 2030.

Kostenart	Einheit	Borderstep		FVV KS III, IV, IVb		Bemerkungen
		BEV	E-Fuels	BEV	E-Fuels	
Anzahl Autos in Niedersachsen	Mio. -	5	5	5	5	
Jährliche durchschnittliche Fahrstrecke p. Fzg.	km/a	13.700	13.700	13.700	13.700	
Energiebedarf pro 100 km	kWh /100km	20	74	21	53	FVV KS IV: Fahrzeuge & Zyklen vergleichbar
Strombedarf	TWh/a	14,4	115	21,8	81,6	
Kosten Energiespeicher Dunkelflauten p. Fzg.	€			1.341		Datenbasis: FVV KS IV (2020)
Kosten Energiespeicher Dunkelflauten ges.	Mrd €			6,7		Datenbasis: FVV KS IV (2020)
Kosten Netzausbau pro Fahrzeug	€			621		Datenbasis: FVV KS IV (2020)
Kosten Netzausbau gesamt	Mrd €			3,1		Datenbasis: FVV KS IV (2020)
Kosten Lade-Infrastruktur pro Fahrzeug	€			2.067		Datenbasis: FVV KS IV (2020)
Kosten Lade-Infrastruktur gesamt	Mrd €			10,3		Datenbasis: FVV KS IV (2020)
Notwenige zusätzliche Zahl an Windrädern	-	740	5.940	1.126	2.719	BEV Norddeutschland, E-Fuel Patagonien
Erforderliche Freiflächen PV	km ²	60	480	90,8	0	Keine PV für E-Fuel, Wind reicht
Energiekosten pro Auto und Jahr	€ / a	1.100	3.000	482	1.107	FVV KS IV (2030) ohne Steuern
Fahrzeuganschaffungskosten	€			36.042	16.962	Datenbasis: FVV KS IV (2020)
Linearer Fahrzeug-Wertverlust pro Jahr	€ / a			3.003	1.414	12 Jahre Haltedauer
Pkw--Wertverlust + Energiekosten	€ / a			3.485	2.521	Pkw-Wertverlust dominiert Unterhaltskosten!
Investitionen Energieerzeugung (Wind + PV)	Mrd. €	9,7	71,6	13,7	20,7	
Investitionen in Elektrolyseanlagen	Mrd. €	0	28	0	14,0	
Investitionen in E-Fuel Syntheseanlagen	Mrd. €	0	3,0		2,5	
Investitionen in DAC	Mrd. €	0	3		7,1	
Mehrkosten bei 5 Mio. Elektroautos	Mrd. €	25	0	95,4	0	
Summe Kosten	Mrd. €	34,7	102,6	129,2	44,4	

Tabelle 1: Gegenüberstellung von Kostenrechnung Borderstep Institut zu vollständiger Berechnung auf Basis FVV Kraftstoffstudien III, IV, IVb (Kostenannahmen für 2020)

		Borderstep		FVV KS III, IV, IVb		
Kostenart	Einheit	BEV	E-Fuels	BEV	E-Fuels	Bemerkungen
Anzahl Autos in Niedersachsen	Mio. -	5	5	5	5	
Jährliche durchschnittliche Fahrstrecke p. Fzg.	km/a	13.700	13.700	13.700	13.700	
Energiebedarf pro 100 km	kWh /100km	20	74	21	53	FVV KS IV: Fahrzeuge & Zyklen vergleichbar
Strombedarf	TWh/a	14,4	115	21,8	75,7	
Kosten Energiespeicher Dunkelflauten p. Fzg.	€	vernachlässigt	0	877	0	Datenbasis: FVV KS IV (2030)
Kosten Energiespeicher Dunkelflauten ges.	Mrd €	vernachlässigt	0	4,4	0	Datenbasis: FVV KS IV (2030)
Kosten Netzausbau pro Fahrzeug	€	vernachlässigt	0	606	0	Datenbasis: FVV KS IV (2030)
Kosten Netzausbau gesamt	Mrd €	vernachlässigt	0	3,0	0	Datenbasis: FVV KS IV (2030)
Kosten Lade-Infrastruktur pro Fahrzeug	€	vernachlässigt	0	2.067	0	Datenbasis: FVV KS IV (2030)
Kosten Lade-Infrastruktur gesamt	Mrd €	vernachlässigt	0	10,3	0	Datenbasis: FVV KS IV (2030)
Notwenige zusätzliche Zahl an Windrädern	-	740	5.940	1.126	2.522	BEV Norddeutschland, E-Fuel Patagonien
Erforderliche Freiflächen PV	km ²	60	480	90,8	0	Keine PV für E-Fuel, Wind reicht
Energiekosten pro Auto und Jahr	€ / a	1.100	3.000	482	1.107	FVV KS IV (2030) ohne Steuern
Fahrzeuganschaffungskosten	€	keine Angabe	keine Angabe	30.546	17.870	FVV KS IV (2030)
Linearer Fahrzeug-Wertverlust pro Jahr	€ / a	vernachlässigt	vernachlässigt	2.546	1.489	12 Jahre Haltedauer
Pkw--Wertverlust + Energiekosten	€ / a	vernachlässigt	vernachlässigt	3.027	2.597	Pkw-Wertverlust dominiert Unterhaltskosten!
Investitionen Energieerzeugung (Wind + PV)	Mrd. €	9,7	71,6	13,7	19,2	
Investitionen in Elektrolyseanlagen	Mrd. €	0	28	0	7,4	
Investitionen in E-Fuel Syntheseanlagen	Mrd. €	0	3,0	0	2,0	
Investitionen in DAC	Mrd. €	0	vernachlässigt	0	3,3	
Mehrkosten bei 5 Mio. Elektroautos	Mrd. €	25	0	63,4	0	
Summe Kosten	Mrd. €	34,7	102,6	94,8	32,0	

Tabelle 2: Gegenüberstellung von Kostenrechnung Borderstep Institut zu vollständiger Berechnung auf Basis FVV Kraftstoffstudien III, IV, IVb (Kostenannahmen für 2030)

Gründe für das unrealistische Ergebnis der Kostenanalyse vom Borderstep Institut sind die Vernachlässigung wesentlicher Kostenarten und die Verwendung unrealistischer Annahmen für Einzelwerte und Szenarien. Dabei ist im Wesentlichen zu nennen:

1. Annahme ineffizienter E-Fuel Produktion in Deutschland mit Netzstrom
2. Vernachlässigung des erforderlichen zusätzlichen Stromnetzausbaus für Elektrofahrzeuge in einem nachhaltigen (CO₂-neutralen) Energiesystem.
3. Vernachlässigung der erforderlichen Stromspeicher für Dunkelflauten in einem nachhaltigen (CO₂-neutralen) Energiesystem.
4. Vernachlässigung des Aufbaus der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge
5. Annahme unrealistisch niedriger Mehrkosten für Elektrofahrzeuge
6. Annahme nicht vergleichbarer Fahrzeugverbräuche

Zusätzlich hat Borderstep auch wesentliche Bausteine der E-Fuel-Herstellung gar nicht berücksichtigt oder nur unvollständig erfasst, wie z.B. die Bereitstellung von nachhaltigem CO₂ zur E-Fuel-Herstellung mittels Direct Air Capturing (DAC). Die Investitionen in DAC sind (auf Basis von Kostenannahmen für 2030) mit 3,3 Mrd. € etwa 1,6-mal so hoch wie die Synthesekosten i.H.v.

2 Mrd. € und wurden bei Borderstep einfach „vergessen“. Mit Kostenannahmen für das Jahr 2020 sind die Investitionen in DAC mit 7,1 Mrd. € sogar etwa 2,8-mal so hoch wie die Synthesekosten i.H.v. 2,5 Mrd. €. Diese 7,1 Mrd. € Investitionsbedarf in DAC stellen allerdings ein „Worst Case Szenario“ dar, da insbesondere während der Aufbauphase der E-Fuel-Herstellung alternative, nachhaltige CO₂-Punktquellen verwendet werden können (z. B. CO₂ aus Biomethan-Abscheidung), was deutlich preiswerter ist. Allerdings ist bei zukünftiger Skalierung der E-Fuel-Herstellung DAC unverzichtbar, da ab einer gewissen Produktionsmenge die Potenziale der nachhaltigen CO₂-Punktquellen nicht ausreichen. Langfristig ist aber mit einer deutlichen Senkung der DAC-Kosten zu rechnen.

Weiterhin hat Borderstep weder die Peripheriekosten der Elektrolyse E-Fuel-Synthese (z.B. Wasserstoffspeicher, Leitungen, Kompressoren) berücksichtigt.

Sämtliche der o.g. Kostenblöcke wurden in einer Nachberechnung des „Borderstep Szenarios“ für Niedersachsen mit korrigierten und vervollständigten Daten auf Basis der FVV Kraftstoffstudien III, IV und IVb³ überprüft. Die Ergebnisse dieser Überprüfung sind in obiger Tabelle zusammengefasst und den Original- Ergebnissen der Rechnung vom Borderstep Institut gegenübergestellt.

Irrtum 1:

E-Fuel Produktion in Deutschland mit Netzstrom

Erste irrite Annahme vom Borderstep Institut ist die Produktion von E-Fuels mit heimischem Strom aus dem Netz, obwohl sämtliche seriösen Wissenschaftler dieser Welt immer wieder darauf hinweisen, dass die heimische Produktion von E-Fuels keinen Sinn macht, da grüne Energie hierzulande knapp ist. Die Produktion von E-Fuels in großem Mengen machen nur Sinn, wenn sie in wind- und sonnenreichen Vorzugsregionen dieser Welt, mit eigens dafür erbauten Wind-/Solarsparks erzeugt und importiert werden, und zwar als zusätzliche grüne Energie. Einzig zur Entwicklung und Erprobung von E-Fuel-Produktionsprozessen und Komponenten (Versuchs- und Demonstrationsanlagen) macht die E-Fuel-Herstellung in Deutschland in kleinen Rahmen Sinn, um hier ansässigen Firmen die Erfahrungen sammeln zu lassen, die zu Entwicklung konkurrenzfähiger E-Fuel-Produktionsanlagen erforderlich ist.

Neben der Tatsache, dass E-Fuels in den Vorzugsregionen dieser Welt wesentlich günstiger hergestellt werden können, ist ein Energieimport nach Deutschland (und damit auch nach Niedersachsen) unumgänglich, da Deutschland niemals energieautark werden kann, wie nachfolgend kurz dargelegt wird.

Das **Erzeugungspotenzial nachhaltiger Solar- und Windenergie** (Onshore + Offshore) in Deutschland liegt bei etwa **1.000 ... 1.200 TWh/Jahr**^{4 5}.

Das **Potenzial nachhaltiger Biomasse** liegt bei etwa **250 TWh/Jahr**⁶. Die Art der Verwendung und die Sicherstellung der Nachhaltigkeit von Biomasse ist allerdings höchst umstritten.

³ Download unter <https://www.fvv-net.de/science/wie-wir-die-gruene-transformation-beschleunigen>

⁴ Fraunhofer IWES 2017

⁵ Home-made or imported: On the possibility for renewable electricity autarky on all scales in Europe; Institute for Advanced Sustainability Studies, Potsdam & Institute for Environmental Decisions, Swiss Federal Institute of Technology (ETH) Zürich

⁶ BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor), 2019

Dagegen benötigt Deutschland **zurzeit ca. 3.500 TWh Primärenergie pro Jahr**⁷. Der derzeitige **Endenergiebedarf** beträgt **ca. 2.500 TWh pro Jahr**⁸.

Der zukünftiger Energiebedarf Deutschlands wird in verschiedenen Studien diskutiert und prädiziert. Sehr ambitionierte veröffentlichte Werte für den **Endenergiebedarf Deutschlands in 2050** liegen in der Größenordnung von etwa **1.500 bis 1.800 TWh/Jahr** (z.B. DENA⁹ ca. 1500 TWh/Jahr, W&E¹⁰ ca. 1800 TWh/Jahr). Entsprechend veröffentlichte Werte für den **Primärenergiebedarf Deutschlands 2050** liegen in der Größenordnung von **etwa 1.800 bis 2.000 TWh/Jahr** (z.B. DENA¹¹ und Agora¹² ca. 1.800 TWh/Jahr, BDI¹³ und W&E¹⁴ ca. 2.000 TWh/Jahr)

In diesen Studien werden allerdings sehr wohlwollende und ambitionierte Annahmen getroffen (Schienenverkehrsentwicklung, Isolierung Gebäude, Erfordernis Energiepufferspeicher, etc.). Zur Abschätzung von Anforderungen an ein zukünftiges, robustes Energiesystem ist eine solche „Best-Case-Abschätzung“ höchst bedenklich, da die Auslegung des Energiesystems auf Basis sehr positiver Annahmen voraussichtlich die Energiesicherheit gefährden wird. Zur robusten Auslegung eines Energiesystems gehört das Vorsehen von ausreichenden Sicherheitsmargen.

Ohne Berücksichtigung von Biomasse **wird Deutschland selbst unter den sehr wohlwollenden Annahmen o.g. Studien auch zukünftig mindestens ca. 50 % seiner Energie importieren müssen (ca. 1.000 TWh/Jahr)**. Selbst bei vollständiger Ausnutzung des nachhaltigen Biomassepotenzials sind dies immer noch knappe 40 %. Zum Vergleich: Heute importieren wir über 70 %.

Da die Produktion nachhaltiger Solar-/Wind-Energie in Deutschland im Vergleich zu den windigen und sonnigen Vorzugsregionen dieser Welt deutlich teurer ist (Faktor bis ca. 10), wird **realistisch mit deutlich höheren Importquoten als 50 % zu rechnen** sein.

Heimische grüne elektrische Energie ist also viel zu kostbar, um daraus E-Fuels herzustellen. Weltweit hingegen ist Sonnen- und Windenergie im Überfluss vorhanden. Man muss sie nur ernten und transportieren, so dass man zusätzliche grüne Energie in Deutschland (bzw. Niedersachsen) bereitstellen kann.

Die fehlende Energie kann praktisch nur in molekularer Form (als grüner Wasserstoff oder als ein Derivat des grünen Wasserstoffs, d.h. als E-Fuel) importiert werden. Der Langstreckentransport elektrischen Stroms per Kabel über große Entfernungen ist extrem teuer, nur sehr langsam aufbaubar und hinsichtlich der Darstellung von Energie-Versorgungssicherheit sehr bedenklich (sensible Infrastruktur).

Fazit: Ohne signifikanten Import „grüner Moleküle“ (e-Wasserstoff, e-Fuels) ist die Energiewende unmöglich.

Es muss sich also genau überlegt werden, an welcher Stelle im Energiesystem importierte Energie so eingesetzt wird, dass möglichst keine Umwandlungsverluste entstehen. Zur Optimierung des

⁷ Umweltbundesamt auf Basis AG Energiebilanzen, Primärenergieverbrauch, Stand 12/2018

⁸ Umweltbundesamt auf Basis AG Energiebilanzen, Auswertungstabellen zur Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2017, Stand 07/2018

⁹ DENA Leitstudie 2021

¹⁰ Wagner, Elbing & Co. für AUDI, EWE NETZ, E.ON, Netz Leipzig, Bosch, Schleswig-Holstein Netz, 2022

¹¹ DENA Leitstudie 2021

¹² Agora Energiewende, 2021

¹³ KLIMAPFADE 2.0, Boston Consulting Group (BCG) für BDI, 2021

¹⁴ Wagner, Elbing & Co. für AUDI, EWE NETZ, E.ON, Netz Leipzig, Bosch, Schleswig-Holstein Netz, 2022

Energiesystems ist es daher äußerst wichtig, den **Systemwirkungsgrad** zu betrachten und nicht den Wirkungsgrad einzelner Technologien da dies zu falschen Schlüssen führen kann.

Wasserstoff in Reinform ist schwierig und teuer zu speichern und zu transportieren, was sowohl den Import (per Schiff) betrifft, als auch den Transport im Fahrzeugtank. Dies führt oft zu schlechten Systemwirkungsgraden. Dazu ein vergleichendes Beispiel, wie Wasserstoffimporte (in Reinform oder als E-Fuel) genutzt werden könnten, um die Energielücke zu füllen:

- (1) Wasserstoffimport per Schiff in Form von Ammoniak (derzeit kostengünstigster Wasserstoff-Transport per Schiff) mit anschließender Verstromung und Einspeisung ins Stromnetz zum Betrieb eines Elektrofahrzeugs: Gesamtwirkungsgrad (Well-to-Wheel) etwa 12 %.
- (2) Alternativ: Herstellung des E-Fuels „E-Methan“ in Vorzugsregion (Patagonien, MENA etc.): Verflüssigung und Transport per Schiff (LNG-Tanker). Anschließend Einspeisung ins deutsche Erdgasnetz am LNG-Terminal und Betankung eines „Erdgasfahrzeugs“ mit diesem nachhaltigen E-Fuel: Gesamtwirkungsgrad etwa 23%.

Daher wurden in der hier herangezogenen Vergleichsrechnung (auf Basis der FVV KS IV/IVb Daten) ausschließlich importierte E-Fuels, aus eigens aufgebauten Windkraft-Anlagen in Patagonien berücksichtigt. Im Gegensatz zu einem On-Shore Windrad in Norddeutschland, das in 2580 VLh (Vollaststunden) 12,9 GWh elektrische Energie ernten kann, kann das Windrad in Patagonien (welches – nebenbei bemerkt – aufgrund der lokalen Windbedingungen deutlich kleiner sein kann als das Windrad in Deutschland) über 6000 VLh¹⁵ satte 30 GWh ernten (die 2,3-fache Menge). Es werden also nicht 5908 Windräder gebraucht, sondern nur 2522 (2030er Annahmen: *in die Neuberechnung der Anzahl Windräder geht auch ein korrigierter Fahrzeugverbrauch sowie leichte Anpassungen der Elektrolyse- und Synthesewirkungsgrade mit ein*). Mit Kosten von 7,63 Mio. € pro Windrad nach FVV KS IV (etwas höher als die 7,5 Mio. € pro Windrad in dem strittigen Diskussionspapier), ergeben sich Investitionskosten für Windräder zur E-Fuel-Herstellung i.H.v. 19,2 Mrd. € (und nicht 45 Mrd. €). Diese Windräder reichen dann aber aus, um 100 % der erforderlichen E-Fuel Menge herzustellen (und nicht nur 67 %, wie bei deutscher Produktion). Eine Ergänzung mit Photovoltaik-Anlagen (PV) ist nicht erforderlich, so dass die vom Borderstep Institut veranschlagten 26,6 Mrd. € für PV gar nicht anfallen und auch keine Freiflächen in Niedersachsen gebaucht werden.

Die Gesamtkosten für die energieerzeugende Infrastruktur entsprechen bei E-Fuel-Herstellung in Patagonien damit den Windradkosten i. H. v. 19,2 Mrd. €. Im Gegensatz dazu setzt das Borderstep Institut unrealistische 71,6 Mrd. € an.

Irrtum 2:

Vernachlässigung des erforderlichen zusätzlichen Stromnetzausbaus für Elektrofahrzeuge in einem nachhaltigen (CO2-neutralem) Energiesystem.

Laut Borderstep Institut kann man den Ausbau der Stromnetze für den Betrieb einer batterieelektrischen Fahrzeugflotte vernachlässigen, da die Stromnetze ohnehin ausgebaut würden und der Ausbaubedarf für den Stromnetzausbau zur E-Fuel Herstellung deutlich aufwendiger sein dürfte als der für die Stromverteilung an die Ladeinfrastrukturen der Elektroautoflotte.

¹⁵ Baseload electricity and hydrogen supply based on hybrid PV-wind power plants - Mahdi Fasihi*, Christian Breyer - LUT University, Yliopistonkatu 34, 53850, Lappeenranta, Finland – Science Direct: Journal of Cleaner Production, 10. Sept. 2019

Wie bei „Irrtum 1“ ausführlich dargestellt, braucht die E-Fuel-Produktion kein Stromnetz, da E-Fuels sinnvollerweise in Vorzugsregionen mit direkter Anbindung an die Energieerzeugung hergestellt werde (wie z.B. in Haru Oni bei HIF¹⁶).

Hingegen ist der Ausbau der Stromnetze für den Betrieb einer batterieelektrischen Fahrzeugflotte keinesfalls vernachlässigbar. Ein signifikanter zusätzlicher Ausbau des Transport- und Übertragungsnetzes (d.h. der Fernleitungen) ist aus mehreren Gründen erforderlich:

- Da die vornehmlich im windigen Nordeuropa (z.B. Nord-/ Ostseeküsten) erzeugte Windenergie bzw. im sonnigen Südeuropa erzeugte Solarenergie europaweit in großem Maße dort verbraucht wird, wo es eine hohe Nachfrage von Industrie, Haushalten und Elektromobilität gibt (Ballungsräume) und nicht nur an den Orten, an denen sie erzeugt wird, ist ein signifikanter Übertragungsnetzausbau erforderlich.
- Heutzutage werden beispielsweise in Deutschland in Spitzenzeiten (werktags, mittags) **80 GW¹⁷** **elektrische Leistung erzeugt** und verbraucht. Diese werden aber vornehmlich ortsnah erzeugt (eine Aluminiumhütte steht i.a. direkt neben einem Kohlekraftwerk) und nicht durch das Übertragungsnetz geleitet. Die **Jahreshöchstlast eines der 4 deutschen Netze beträgt etwa 30 GW¹⁸**. Allein die erwartbaren lokalen Unterschiede zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch erfordern einen erheblichen Netzausbau.
- Dazu kommt eine zeitliche Volatilität auf der Angebotsseite. Zurzeit werden die Schwankungen auf der Nachfrageseite (Beispiel Deutschland: ca. 40 GW – 80 GW¹⁹) ausschließlich durch eine einfache Anpassung der fossilen Kraftwerksleistung ausgeglichen. In einem völlig nachhaltigen Energiesystem, welches ausschließlich auf Wind-/Solarenergie beruht, ist auch die Angebotsseite sehr volatil. Zur Pufferung der beidseitigen Volatilitäten ist die Einbindung großer Stromspeicherkapazitäten erforderlich. Während tägliche Schwankungen mit Batterieparks (wozu eingeschränkt auch netzdienliche, batterieelektrische Fahrzeuge dienen können), braucht man für die saisonale Pufferung von Dunkelflauten (bis zu 6 Wochen) unabdingbar chemische Energiespeicher. Kostengünstige Speicher (z.B. e-Wasserstoff oder e-Methanspeicherung in heutigen Erdgaskavernenspeichern) liegen zudem meist nicht in der Nähe der Wind-/ Sonnen-Energieerzeugung. Die Einbindung dieser Speicher erfordert einen weiteren Ausbau des Übertragungsnetzes.
- Des Weiteren erhöht sich zukünftig der Stromverbrauch und damit die zu transportierende Strommenge signifikant, und zwar aus folgenden Gründen:
 - In einem völlig defossilisierten Energiesystem muss ein Teil des heutigen Stromverbrauchs (Deutschland: knapp 600 TWh/Jahr) für Dunkelfalten gepuffert werden. Bei Annahme von 20 % Rückverstromungsmenge und 35 % Rückverstromungs-gesamtwirkungsgrad (Elektrolyse, Speicher, Turbine) wären das zusätzliche 220 TWh/a.
 - Neben dem heutigen Stromverbrauch (Beispiel Deutschland: ca. 600 TWh/Jahr) kommen während der Transformation zur THG-Neutralität weitere Stromverbraucher hinzu, zum einen Elektrofahrzeuge (realistische Abschätzung deutscher Strombedarf einer 100% Elektrofahrzeugflotte: 300 TWh/Jahr, s. FVV KS III), zum anderen Wärmepumpen, die den gesamten deutschen Haushaltswärmebedarf abdecken sollen. Der Wärmemarkt ist mit

¹⁶ <https://hifglobal.com/haru-oni>

¹⁷ Agorameter <https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/>

¹⁸ TENNET <https://netztransparenz.tennet.eu/de/strommarkt/transparenz/transparenz-deutschland/netzkennzahlen/jahreshoechstlast-und-lastverlauf/>

¹⁹ Agorameter <https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/>

- rund 57 % der größte Endenergieverbrauchssektor Deutschlands (ca. 1300 TWh/Jahr). Auf die Heizung und Warmwasserversorgung privater Haushalte entfallen davon 47 %²⁰. Bei wohlwollender Abschätzung des zukünftigen Strombedarfs Deutschlands für den Betrieb von Wärmepumpen ergeben sich zusätzliche ca. 430 TWh/Jahr (Annahme: Wärmeerzeugung mit Wärmepumpe mit durchschnittlicher JAZ (Jahresarbeitszahl) von 3²¹, erforderliche Pufferung für Dunkelflauten noch gar nicht berücksichtigt).
- Zu den heutigen 600 TWh/Jahr elektrischen Stromverbrauchs können also mindestens weitere 900 TWh/Jahr für Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Dunkelflautenpufferung hinzukommen. Dafür muss das Netz 2,5-mal so viel elektrische Energie wie heute transportieren.

Aus o.g. Gründen ist ein (erweitertes) Übertragungsnetz für den Energietransport erforderlich, ein signifikanter Teil davon entsteht durch die zusätzliche Last der Elektrofahrzeugflotte. Zwar gibt es ein bestehendes Übertragungsnetz, doch ist der Anstieg der Stromnachfrage allein durch die Elektrifizierung des Verkehrssektors so groß, dass dessen Kapazität überschritten wird. Basierend auf ENTSOE-Daten²² geht FVV KS IV daher davon aus, dass 20 % des erforderlichen Übertragungsnetzbedarfs durch freie Kapazitäten des bestehenden Übertragungsnetzes gedeckt werden können, während 80 % der erforderlichen Transportkapazitäten neu gebaut werden müssen.

Der Ausbau des Stromnetzes funktioniert dabei wesentlich langsamer als allgemein angenommen. Zur realistischen Einschätzung der machbaren Ausbaurate hilft ein Blick in den ENTSO-E Netzausbauplan²³. Dort wird der Ausbau von Netzkapazitäten für 10 Jahre geplant und nach 10 Jahren wird nachgesehen was wirklich erreicht wurde. Auf Seite 30 heißt es für den Planungshorizont 2020-2030: „In total, the TYNDP 2020 portfolio represents over 46,000 km of potential, additional cables and lines“. Auf Seite 34 heißt es zum historischen Zubau 2010 bis 2020: „Investments assessed in the pilot TYNDP 2010 represented over 42,000 km of lines, of which close to 10,000 km have now commissioned.“ Zwischen 2010 und 2020 wurde also nur jeder vierte Kilometer tatsächlich auch fertiggestellt, grob gerechnet also ca. 1,000 km/Jahr und diese beziehen sich nur auf den Stromnetzausbau in der Ebene. Für eine europäische Energiewende muss man Stromnetze durch oder über die Alpen legen, was den Aufwand und den Zeitbedarf für den Ausbau signifikant erhöht. In der FVV Kraftstoffstudie IVb werden für den Vergleichszeitraum bis 2030 kumuliert 35,000 km neuer Netzausbau angenommen (auf Basis der Konversation mit europäischen TSO-Experten und dem historischen Zubau). Dazu wird ein 50% „Fair Share“ für den Verkehr angenommen (sprich: 17,500km bis 2030 für Verkehr, die anderen 50% für Wärmepumpen)

Daher darf der erforderliche Stromnetzausbau keinesfalls vernachlässigt werden und der durch die Elektrifizierung der Pkw-Flotte erforderliche zusätzliche Stromnetzausbau muss den Kosten für die Elektrifizierung zugerechnet werden.

²⁰ DBEW <https://www.bdew.de/energie/waermemarkt/>

²¹ Hausstec.de <https://www.haustec.de/heizung/waermepumpen/waermepumpen-praxistest-die-effizienz-ist-niedriger-als-erwartet>

²² ENTSO-E <https://www.entsoe.eu/publications/statistics-and-data/>

²³ ENTSO-E Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/FINAL/entso-e_TYNDP2020_Main_Report_2108.pdf

Bei voll ausgebautem europäischem Grünstromnetz ergibt sich gemäß FVV KS IV folgender **Ausbaubedarf für das Stromnetz pro batterieelektrischem Fahrzeug (2030)**.

Konvertierungsstationen ACDC (pro Fahrzeug)	Stück	1,44E-08
Offshore Seekabel (pro Fahrzeug)	m	0,002212
Ausbaubedarf Transportnetz AC HS (pro Fahrzeug)	m	0,142
Ausbaubedarf Transportnetz DC Kabel (pro Fahrzeug)	m	0,0354
Ausbaubedarf Verteilnetz (HV) (pro Fahrzeug)	m	0,01044
Ausbaubedarf Verteilnetz (MV) (pro Fahrzeug)	m	0,02753
Ausbaubedarf Verteilnetz (LV) (pro Fahrzeug)	m	0,717
Transformatoren (MV) (pro Fahrzeug)	Stück	1,60E-06
Transformatoren (LV) (pro Fahrzeug)	Stück	1,33E-05

Dabei ist zu beachten, dass die Werte je Fahrzeug „illustrativ“ sind und sich auf den reinen Fahrzeugladebedarf in einem voll ausgebauten europäischem Grünstromnetz beziehen. Im Durchschnitt benötigt jedes Fahrzeug in der Modellierung diesen individuellen Infrastruktur-Aufbau. In der Realität wird zu Anfang einer Entwicklung ein einzelnes zusätzliches Fahrzeug in die Bestands-Infrastruktur reingequetscht, die dann ein wenig an Reservekapazität (Black Out Robustheit) verlieren würde. Viele zusätzliche Fahrzeuge erfordern aber zwingend einen Infrastruktur-Aufbau, wie in FS IV und IVb unterstellt.

Mit den spezifischen Kosten gemäß FVV KS IV ergeben sich Netzausbaukosten von (2030):

Pro Fahrzeug: Konvertierungsstationen ACDC	€	2,30
Pro Fahrzeug: Offshore Seekabel	€	13,27
Pro Fahrzeug: Ausbaubedarf Transportnetz AC HS	€	311,56
Pro Fahrzeug: Kosten Transportnetz Kabel	€	212,43
Pro Fahrzeug: Kosten Verteilnetz (HV)	€	0,63
Pro Fahrzeug: Kosten Verteilnetz (MV)	€	3,03
Pro Fahrzeug: Kosten Verteilnetz (LV)	€	57,36
Pro Fahrzeug: Kosten Transformatoren (MV)	€	4,79
Pro Fahrzeug: Kosten Transformatoren (LV)	€	0,47
Kosten Netzausbau pro Fahrzeug	€	606
Kosten Netzausbau gesamt	Mrd. €	3,0

Irrtum 3:

Vernachlässigung der erforderlichen Stromspeicher für Dunkelflauten in einem nachhaltigen (CO2-neutralem) Energiesystem.

Ditte irrite Annahme vom Borderstep Institut ist die Vernachlässigung von Stromspeichern zur Bereitstellung elektrischen Ladestroms während der Dunkelflauten, die in Deutschland bis zu 6 Wochen dauern können. Wie in FVV KS IV simuliert, bräuchte man selbst bei einem voll ausgebauten europäischen Stromnetz, welches es auch 2050 bei weitem noch nicht geben wird, allein für den Straßenverkehr einen Puffer für mindestens 8 % der elektrischen Energie. Für ein rein deutsches Stromnetz sind (gemäß FVV KS III) sind mindestens 20 % Pufferbedarf anzusetzen. In der hier herangezogenen Vergleichsrechnung wurden sehr positive 8 % für ein voll ausgebautes europäisches Stromnetz zu Grunde gelegt (Daten für ein niedersächsisches Stromnetz liegen nicht vor, aufgrund der kleineren Fläche würde der niedersächsische Pufferbedarf aber noch höher ausfallen als der deutsche). Grundsätzlich gilt, je größer das Stromnetz, desto geringer der Speicherbedarf. Die Annahme 8 % ist zwar unrealistisch positiv; bessere Daten lagen aber zum Zeitpunkt dieses Kommentars nicht vor.

Diese erforderlichen Energiespeichermengen für Dunkelflauten sind mit Batteriespeichern praktisch nicht darstellbar. Einzig verfügbare Speichertechnologie für diese großen Mengen, ist die chemische Speicherung als Molekül.

In der hier herangezogenen Vergleichsrechnung wurde, gemäß FVV KS IV, die Produktion grünen Wasserstoffs mittels Elektrolyse in Wind-/Sonne-Überschussphasen mit anschließender Speicherung in Kavernen (günstigste Speicherform) und Rückverstromung mittels Turbine während der Dunkelflauten angenommen. Kleinere Tag-Nacht-Schwankungen werden zudem mit energetisch effizienteren Batteriespeichern vorgenommen. Das kombinierte Speichersystem (Batteriespeicher + Wasserstoffkaverne) ist dabei kostenoptimal ausgelegt.

Bei voll ausgebautem europäischem Grünstromnetz ergibt sich gemäß FVV KS IV folgender **Ausbaubedarf für Dunkelflauten-Pufferspeicher pro batterieelektrischem Fahrzeug (2030)**.

Ausbaubedarf Kavernenspeicher für H2 (pro Fahrzeug)	m ³	1,00
Ausbaubedarf Druckspeicher für H2 (pro Fahrzeug)	m ³	0
Ausbaubedarf Elektrolyse-Leistung (pro Fahrzeug)	kW	1,251
Ausbaubedarf H2 Leitung (pro Fahrzeug)	m	0,00227
Ausbaubedarf H2 Kompressoren (pro Fahrzeug)	kW	0,00059
Ausbaubedarf H2 Turbinen (pro Fahrzeug)	kW	0,399
Stationärer Batteriespeicher (pro Fahrzeug)	kWh	0,156

Dabei ist zu beachten, dass die Werte je Fahrzeug „illustrativ“ sind und sich auf den reinen Fahrzeugladbedarf in einem voll ausgebauten europäischem Grünstromnetz beziehen. Im Durchschnitt benötigt jedes Fahrzeug in der Modellierung diesen individuellen Infrastruktur-Aufbau. In der Realität wird zu Anfang einer Entwicklung ein einzelnes zusätzliches Fahrzeug in die Bestandsinfrastruktur reingequetscht, die dann ein wenig an Reservekapazität (Black Out Robustheit) verlieren würde. Viele zusätzliche Fahrzeuge erfordern aber zwingend einen Infrastruktur-Aufbau, wie in FS IV und IVb unterstellt.

Mit den spezifischen Kosten gemäß FVV KS IV ergeben sich Speicherkosten von (2030):

Pro Fahrzeug: Kosten Kavernenspeicher für H2	€	90
Pro Fahrzeug: Kosten Druckspeicher für H2	€	0
Pro Fahrzeug: Kosten Elektrolyse	€	500
Pro Fahrzeug: Kosten H2 Leitung	€	3
Pro Fahrzeug: Kosten H2 Kompressoren	€	2
Pro Fahrzeug: Kosten H2 Turbinen	€	243
Pro Fahrzeug: Kosten Stationärer Batteriespeicher	€	39
Kosten Energiespeicher Dunkelflauten pro Fahrzeug	€	877
Kosten Energiespeicher Dunkelflauten gesamt	Mrd. €	4,4

Ein E-Fuel an sich stellt einen perfekten Energiespeicher für Dunkelflauten dar. Die Behauptung seitens Borderstep Institut ...

„*Die Notwendigkeit der Stromspeicherung ist dabei sowohl im Fall der Elektromobilität wie auch im Fall der Elektrolyse von grünem Wasserstoff gegeben, wobei die in Frage stehenden Strommengen im Fall der E-Fuels deutlich höher sind*“

... ist nicht richtig. Heutige Elektrolysen sind in der Lage alternierenden Energieangeboten zu folgen und können innerhalb weniger Minuten hochgefahren werden. Energie wird daher als fertiges E-Fuel-Molekül gespeichert und nicht in Batterien.

Irrtum 4:

Vernachlässigung des Aufbaus der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge

Nicht nachvollziehbar ist, dass Borderstep Institut den Aufbau der Ladeinfrastruktur vernachlässigt, da doch gerade dieses Thema nahezu täglich in den Medien diskutiert wird.

Gemäß FVV KS IV ergibt sich folgender **Ausbaubedarf für die Lade-Infrastruktur pro batterieelektrischem Fahrzeug**.

Ausbaubedarf Wallboxen (11 kW)	Stück	1,13
Ausbaubedarf semi-öffentliche Ladestationen (44 kW)	Stück	0,06
Ausbaubedarf öffentliche Schnelllader (150 kW)	Stück	0,006

Mit den spezifischen Kosten gemäß FVV KS IV ergeben sich Lade-Infrastruktur-Kosten von:

Pro Fahrzeug: Kosten Wallboxen (11 kW)	€	1.188
Pro Fahrzeug: Kosten semi-öffentliche Ladestation (44 kW)	€	485
Pro Fahrzeug: Kosten öffentliche Schnelllader (150 kW)	€	394
Kosten Lade-Infrastruktur pro Fahrzeug	€	2.067
Kosten Lade-Infrastruktur gesamt	Mrd. €	10,3

Irrtum 5:

Annahme unrealistisch niedriger Mehrkosten für Elektrofahrzeuge

Als Mehrkosten für Elektrofahrzeuge wurden vom Borderstep Institut 5.000 € pro Fahrzeug angesetzt. Laut FVV KS IV fallen diese Kosten für eine auf Basis von 4 Beispieldfahrzeugen (in jeweils allen Antriebstandversionen) simulierte ACEA-Flotte, ohne die Berücksichtigung von Förderungen und Strafsteuern, deutlich höher aus, nämlich 19.100 € pro Fahrzeug in 2020 und 12.676 € pro Fahrzeug mit Annahmen für Kostensenkungen bis 2030. Die prognostizierte deutliche Senkung dieser Mehrkosten ist zumindest in Zweifel zu ziehen, da bei einem batterieelektrischen Fahrzeug 40 % der Kosten Batteriekosten sind. Die Batteriekosten werden von den Zellkosten dominiert, die wiederum zu 80 % von Materialkosten bestimmt werden²⁴. Materialkosten dürften langfristig bei Bedarfssteigerung eher steigen als fallen.

Irrtum 6:

Verbrauchsannahmen Verbrenner nicht vergleichbar mit denen für Elektrofahrzeuge

Als Grundlage für die Fahrzeugverbräuche wurden vom Borderstep Institut Verbrauchsdaten willkürlich gewählter Fahrzeugmodelle aus Spritmonitor²⁵ herangezogen. Bei Verbrennern reduzierte man die Auswahl auf Fahrzeuge mit 130 – 160 PS Leistung, bei Elektrofahrzeugen nicht. Bei den Verbrauchsdaten von Spritmonitor handelt es sich zudem um individuelle Nutzerdaten, die keinerlei Vergleichbarkeit der Fahrprofile erlauben. Dabei ist naheliegend, dass z.B. ein Renault Zoe deutlich mehr im städtischen Raum und weniger mit höherer Geschwindigkeit auf Autobahnen bewegt wird

²⁴ Keynote „Das Powerhouse: Ein Ecosystem von Volkswagen“ - Dipl.-Kfm. Thomas Schmall, CEO Volkswagen Group Components, Volkswagen AG - 44th International Vienna Motor Symposium 26 - 28 April 2023

²⁵ <https://www.spritmonitor.de/>

als ein 160 PS Fahrzeug mit Verbrennungsmotor. Durch diesen Vergleich ergibt sich eine unrealistische und verzerrte Verbrauchsdifferenz.

Wissenschaftlich korrekt ist ein Verbrauchsvergleich nur bei Sicherstellung vergleichbarer Fahrzeuge und vergleichbarer Fahrzyklen. Beides ist im strittigen Diskussionspapier nicht gegeben.

Daher wurden in der Vergleichsrechnung Daten aus FVV KS IV herangezogen. Dabei wurden identische Fahrzeugmodelle verglichen, die lediglich mit einem anderen Antriebsstrang versehen sind. Sämtliche Verbräuche beziehen sich auf den aktuellen europäischen Fahrzyklus (WLTC), zu dem ein zusätzlicher Verbrauchsanteil für den Winterbetrieb addiert wurde. Diese Daten wurden von allen Studienteilnehmern (darunter Vertreter vieler namhafter Automobilhersteller und Zulieferer sowie renommierter Forschungsinstitute) geprüft und für realistisch sowie gut vergleichbar befunden.

Gemäß FVV KS IV ergibt sich für batterieelektrische Fahrzeuge ein Verbrauch von 21 kWh/100km (anstatt 20 kWh/100km), für verbrennungsmotorisch betriebene ein Verbrauch von 53 kWh/100km (anstatt 74 kWh/100km).

Weiterer Anpassungsbedarf:

Kleinerer Anpassungsbedarf ergab sich zudem für den Wirkungsgrad einer Tankstelle für Flüssigkraftstoffe, anstatt 95 % bei Borderstep Institut, gut 99,5 % bei FVV KS IV bz. FVV KS III (0,1 % Transportverluste, 0,34 % Verluste durch Tankstellenbetrieb).

Der Umstieg auf Elektromobilität kostet damit 3-mal so viel wie der Umstieg auf E-Fuels.

Die verbraucherrelevanten Mobilitätskosten (Fahrzeugabschreibung plus Energiekosten) liegen für den Fahrer eines Elektrofahrzeuges knapp 20 % über den Kosten, die der Fahrer eines Fahrzeugs mit Verbrennungsmotor und E-Fuel zu begleichen hat (vorausgesetzt, das Elektrofahrzeug erzielt nach 12 Jahren Haltedauer noch einen vergleichbar hohen Wiederverkaufswert wie das Fahrzeug mit Verbrennungsmotor, was angesichts der zu erwartenden Batterielebensdauern fragwürdig erscheint).

Technologien zur Minimierung der Klimaerwärmung

"FVV-Kraftstoffstudie IV" (FVV KS IV²⁶) liefert eine umfassende Analyse verschiedener Antriebstechnologien und Energiepfade für den europäischen Verkehrssektor, die alle ausschließlich auf erneuerbaren Energien (Wind und Sonne) basieren, im Hinblick auf ihren Gesamtinfrastrukturbedarf, ihre Kosten und die damit verbundenen Well-to-Wheel-Emissionen (WtW) von Treibhausgasen (THG). Die Studie kommt zu dem Schluss, dass die kumulierten THG-Emissionen zwischen den verschiedenen Technologiepfaden (z. B. Elektrofahrzeuge im Vergleich zu Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren, die mit THG-neutralen E-Fuels betrieben werden) weitaus weniger variieren als normalerweise erwartet wird, solange die Einführungsgeschwindigkeit des kompletten Technologiepfades (Energiegewinnung bis Fahrzeug) identisch ist. Tatsächlich ist die Einführungsgeschwindigkeit von treibhausgasneutralen Mobilitätslösungen viel wichtiger als die Wahl der Technologien selbst, da der Hauptteil der Treibhausgasemissionen durch die Verbrennung fossiler Energieträger in der auslaufenden Bestandsflotte verursacht wird.

Je schneller also die gesamte europäische Fahrzeugflotte defossilisiert (THG-neutral) werden kann, desto geringer sind die kumulierten THG-Emissionen des europäischen Verkehrssektors und damit deren Auswirkungen auf den Klimawandel. **Daher ist die erreichbare Ausbaugeschwindigkeit THG-neutraler Mobilitätspfade (und nicht die Wahl der Antriebstechnologie) von fundamentaler Bedeutung, um die Klimaziele zu erreichen.**

In diesem Zusammenhang untersucht die "FVV-Kraftstoffstudie IVb" (FVV KS IVb) die erreichbaren Umbaugeschwindigkeiten des europäischen Straßenverkehrssektors zur Treibhausgasneutralität, um diese so früh wie möglich zu erreichen.

Die wichtigste Schlussfolgerung ist, dass ein günstiger Mix aus THG-neutralen Mobilitätspfaden den Übergang zur THG-neutralen Mobilität erheblich beschleunigen kann. **Mit einem idealen Technologie-Mix kann THG-neutrale europäische Mobilität bereits vor dem Jahr 2040 erreicht werden, während mit einem Szenario, welches sich ausschließlich auf die eine Technologie „batterieelektrische Fahrzeuge“ konzentriert, THG-Neutralität nicht bis 2050 erreicht werden kann, und zwar aufgrund technischer Engpässe.** Dabei werden bis 2050 bereits 39 % mehr THG-Emissionen emittiert als notwendig (im Vergleich zum THG-optimierten Technologiemix). 39 % entsprechen dabei mehr als 8.700 Mio. t CO₂eq, was etwa dem 13-fachen der jährlichen THG-Emissionen des Straßenverkehrs in der EU 27 + UK im Jahr 2020 entspricht. Nach 2050 werden dann weitere Treibhausgase emittiert, um die Installation der fehlenden Infrastruktur zu vervollständigen und so irgendwann auch mit einem ausschließlich batterieelektrischen Szenario eine Defossilisierungsrate von 100 % zu erreichen.

Ein wesentliches Verzögerungsglied zur Erreichung von THG-Neutralität ist der Ausbau des Stromübertragungsnetzes. Der Aufbau von Windrädern und Solarkollektoren sowie Elektrolysen und E-Fuel-Syntheseanlagen kann deutlich schneller bewerkstelligt werden als der erforderliche Netzausbau, der bei vergleichender Betrachtung keinesfalls vernachlässigt werden darf.

Aus den Ergebnissen der Studie wird deutlich, dass der Aufbau einer bedeutenden E-Kraftstoff-Infrastruktur in den nächsten 10-15 Jahren von entscheidender Bedeutung ist, um die kumulierten THG-Emissionen des europäischen Verkehrs zu minimieren und somit die THG-Reduktionsziele erreichen zu können. In diesem Zusammenhang bieten drop-in-fähige E-Kraftstoffe eine einzigartige technologische Option, um die Bestandsflotte THG-neutral zu betreiben, sobald E-Kraftstoffe in

²⁶ Kraftstoffstudien IV / IVb Download unter <https://www.fvv-net.de/science/wie-wir-die-gruene-transformation-beschleunigen> (Literaturquellen bzw. Berechnungswege für sämtliche Daten können den Studien entnommen werden)

großem Maßstab verfügbar sind. Trotz der langen Vorlaufzeiten für die Errichtung großtechnischer E-Kraftstoff-Syntheseanlagen können E-Kraftstoffe die THG-Reduzierung insgesamt erheblich beschleunigen (entsprechende regulatorische Bedingungen vorausgesetzt).

Zur Korrelation von „Effizienz“, Wirkungsgrad und Kosten

Laut Borderstep Institut führt „...die Strategie, aufgrund der vermuteten Knappheit von Strom lieber gleich alle Automobile, Lastwagen und Heizungsanlagen mit **ineffizient erzeugten teuren Brennstoffen** zu betreiben, auf der Ebene des gesamten Energieversorgungssystems zu niedriger Effizienz und damit hohen Kosten“.

Wie in der vorhergehenden Argumentation ausführlich dargelegt, ist die Annahme, dass niedrige Effizienz zu hohen Kosten führt, falsch. Ganz entscheidend ist nämlich auch, welcher Aufwand betrieben werden muss, um ein bestimmtes Effizienzlevel zu erreichen, sowohl hinsichtlich der Kosten als auch hinsichtlich der kumulierten THG-Emissionen. Das wird leider sehr oft vergessen, wenn Effizienzen diskutiert werden (wobei mit Effizienz in den meisten Fällen der energetische Wirkungsgrad gemeint ist).

Es ist richtig, dass ein Elektromotor etwa 2x so „effizient“ ist (also einen 2x so hohen mechanischen Wirkungsgrad hat) wie ein Verbrennungsmotor (Spitzenwirkungsgrade: 40 ... 45% beim Verbrenner, 80... 90% beim elektrischen Antriebsstrang).

Es ist richtig, dass die E-Fuel Produktion deutlich energieintensiver ist als die reine Erzeugung elektrischen Stroms. Selbst unter Berücksichtigung des Erfordernisses von Speichern für Dunkelflauten, braucht ein E-Fuel betriebenes Fahrzeug mit Verbrennungsmotor etwa 3x so viel elektrische Antriebsenergie wie ein Elektrofahrzeug.

Dadurch, dass man die Energieerzeugung für die E-Fuel-Produktion in die windigen und sonnigen Teile unserer Erde verlagern kann, was für die Solar-/Wind-Stromversorgung von Elektrofahrzeugen praktisch nicht möglich ist, reduziert sich der Aufwand an Windrädern und Solarkollektoren für E-Fuels auf einen Faktor von ca. 2 gegenüber der Elektromobilität.

Obwohl also etwa 2x so viel elektrische energieerzeugende Infrastruktur zur Herstellung von E-Fuels benötigt wird als für die Elektromobilität, ist gemäß FVV KS IV / IVb der Ausstoß kumulierter THG-Emissionen des gesamten Systems tendenziell geringer als bei der Elektromobilität. Die THG-Emissionen, die beim Aufbau der zusätzlichen Windräder und Solaranlagen für E-Fuels ausgestoßen werden, werden von den zusätzlichen THG-Emissionen mehr als kompensiert, die bei der Produktion von Batterien für Elektrofahrzeuge entstehen. Während die Unterschiede hinsichtlich der GHG-Emissionen eher gering ausfallen, sind die Gesamt-Kosten für die vermeintlich deutlich „effizientere“ batterieelektrische Mobilitätslösung sogar signifikant höher als für die E-Fuel-Lösung.

Man muss sich daher die Fragen stellen (und beantworten): „Was ist Effizienz?“ und „Welche Effizienzen sind relevant?“ Ist dies wirklich der „mechanische Wirkungsgrad“, oder eher eine (wie auch immer definierte) „GHG-Systemvermeidungseffizienz“ oder eine „Gesamtkosteneffizienz“ ?

Wäre ausschließlich der „mechanische Wirkungsgrad“ ein relevantes Kriterium zu Auswahl klimafreundlicher Transportmittel, müsste man aus Klimaschutzgründen übrigens direkt das Radfahren unterlassen, da ein Radfahrer maximal einen Spitzenwirkungsgrad von 26 % erreichen

kann²⁷, der deutlich unterhalb dem des Verbrennungsmotors (40 ... 45%) und des elektrischen Antriebsstrangs (80... 90%) liegt.

²⁷ The Efficiency of Muscular Exercise (Fig. 4) – German Journal of Sports Medicine - CHARITÉ - UNIVERSITÄTSMEDIZIN BERLIN, Institut für Physiologie, Berlin, MEDIZINISCHE HOCHSCHULE HANNOVER, Institut für Sportmedizin, Hannover -

https://www.germanjournalsportsmedicine.com/fileadmin/content/archiv2017/Heft_9/Standard_EN_Boening_Wirkungsgrad_Muskelerarbeit_9-2017.pdf