VDV Die Verkehrsunternehmen

Positionspapier / April 2023

# Alternative Kraftstoffe und elektrische Energie als Antrieb des ÖPV der Zukunft

Entscheidungshilfe für den Transformationsprozess der ÖV-Branche hin zur Wahl alternativer Energieträger und zur Entscheidungsfindung für Infrastrukturinvestitionen in den 2020er-Jahren

# Impressum

Verband Deutscher Verkehrsunternehmen e. V. (VDV)
Kamekestraße 37–39 · 50672 Köln
T 0221 57979-0 · F 0221 57979-8000
info@vdv.de · www.vdv.de

@DieVerkehrsunternehmen
@VDV_Verband
die-verkehrsunternehmen
app.vdv.de

**Ansprechpartner**

Martin Schmitz
T 0221 57979-123
F 0221 57979-8123
schmitz@vdv.de

Dr. Marcel Manheller
T 0221 57979-132
F 0221 57979-8132
manheller@vdv.de

Bildquelle Titelseite: Montage VDV

# 1. Einleitung

Die sich ändernden Klima- und Umweltbedingungen sind kein Phänomen entfernter Regionen – sie lassen sich auch in Deutschland beobachten. Der Grundwasserspiegel senkt sich, die Wasser- und Trinkwasserreservoirs füllen sich nicht mehr wie gewohnt, Temperaturen steigen, und Großwetterlagen bleiben längere Zeit bestehen, da der Westwind nachlässt. Dass die bisweilen exponentielle Zunahme von $CO_2$ – und anderen, insbesondere durch den Menschen induzierten Treibhausgasen – in der Atmosphäre einen entscheidenden Anteil an den sich ändernden Klima- und Umweltbedingungen hat, ist wissenschaftlich unbestritten. Mit dem UN-Klimaschutz-abkommen von Paris wurde erstmals weltweit die Begrenzung von $CO_2$-Emissionen vereinbart. Die USA sind dem Vertrag wieder beigetreten, und die EU hat 2019 die Klimaziele für 2030 mit dem „Green Deal" deutlich verschärft.

Das Klimaschutzgesetz des Bundes, das im Nachgang zum Urteil des Bundesverfassungs-gerichtes auch für die Zeit nach 2030 nachgeschärft wurde, gibt konkrete Emissionsgrenzwerte für die unterschiedlichen Sektoren vor. Darüber hinaus werden feste $CO_2$-Preise u. a. für den Verkehrssektor vorgegeben. Die aktuellen $CO_2$-Zertifikatspreise liegen bereits weit über den von der Regierung vorgegebenen Werten, ein weiterer Anstieg der $CO_2$-Kosten für den Verkehrs-sektor ist zu erwarten. Der fossile Kraftstoff wird durch Zumischungsvorgaben in der „Renewable Energy Directive" (REDII) emissionsärmer/$CO_2$-neutraler, aber auch weiter verteuert. Mit der Taxonomieverordnung und der Ergänzung zur Taxonomieverordnung der EU sollen die Ziele des Green Deals in einen Rechtsrahmen gebracht werden, der europaweit kontrovers diskutiert wird.

Die Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (einberufener Expertenrat des BMVI und BMU) hat in ihrem Endbericht die Notwendigkeit der konsequenten Umsetzung aller möglichen Maßnah-men zur Reduktion der $CO_2$-Emissionen auf Basis eines breiten gesellschaftlichen Diskurses gefordert. Dieser Bericht wurde am 13.10.2021 im Rahmen des ITS-Weltkongresses in Hamburg veröffentlicht. Um nun die neuen und höheren Emissionseinsparungen aus dem europäischen Programm „Fit for 55" zu erreichen, sind die Maßnahmen aus dem Gutachten noch einmal zu konkretisieren. Es gilt, konsequent Energie- und ressourceneffiziente Potenziale durch ord-nungspolitische Maßnahmen und angepasste Regulative schneller zu heben. Der Expertenrat der Bundesregierung bescheinigte, dass der Personenverkehr auf der Schiene und der Straße sowie der Güterverkehr auf der Schiene schon heute eine deutlich bessere Energieeffizienz als alle anderen motorisierten Verkehrsträger aufweisen. Deswegen sollte eine nachhaltige Entwicklung durch den Ausbau des ÖV und des Schienengüterverkehrs noch stärker priorisiert werden.

**$CO_2$-Bilanz 2019:**

- Personenfernverkehr: Schiene <1 g/Pkm gegenüber Pkw 143 g/Pkm
- Personennahverkehr: Schiene 55 g/Pkm gegenüber Pkw 143 g/Pkm
- Personennahverkehr: Busse 75 g/Pkm gegenüber Pkw 143 g/Pkm
- Güterverkehr: Schiene 17 g/tkm gegenüber Lkw 111 g/tkm

Quelle: NPM AG1 2021

Dies zeigt, dass die Emissionen pro Personenkilometer im ÖV (Bus, Schiene) deutlich niedriger als die des Individualverkehrs, weswegen eine Mobilitätsverlagerung auf den ÖV und den Schienen-güterverkehr zu einer deutlichen Emissionsreduktion im Verkehrssektor beitragen kann. Auch die Experten der Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität (Expertenrat des BMVI und BMU bis 2021) empfahlen Mobilitätsverlagerungen, um die $CO_2$-Ziele erreichen zu können.

**Umweltvergleich: Personennahverkehr**

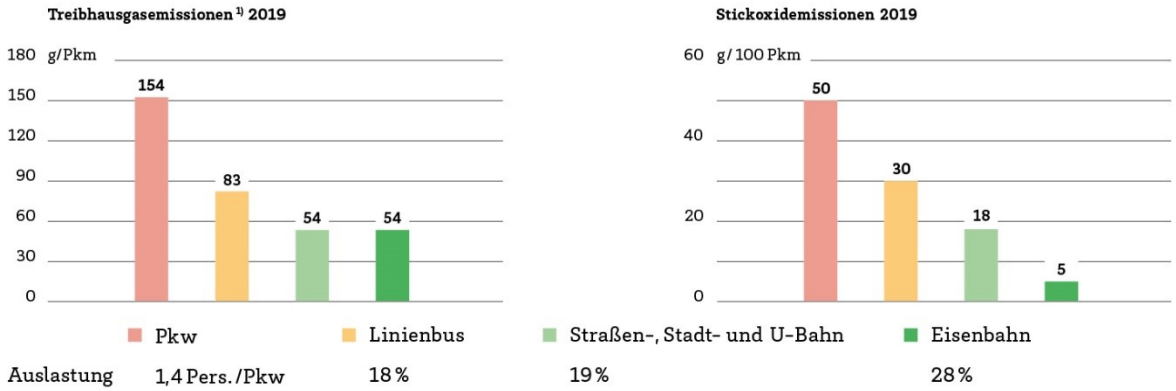



Abbildung: VDV | Statistik 2020 | *Quelle: Umweltbundesamt TREMOD 6.16(05/2021)*| 1) $CO_2CH_4$ und $NO_2$ angegeben in $CO_2$-Äquivalenten

Bereits heute werden ca. 2/3 aller Personenkilometer im ÖV elektrisch zurückgelegt. Damit bietet der ÖV-Sektor heute schon, sofern mit regenerativ erzeugtem Strom gefahren wird, klimaneutrale Mobilität an.

| **Fahrzeuggruppe** | **Fahrleistung** in Mrd. km | **Verbrauch Diesel/Benzin** in l/km | in Mrd. l | **Verbrauch Strom** in kWh/km | in TWh |
|---|---|---|---|---|---|
| Krafträder | 12 | 0,04 | 0,43 | 0,10 | 1,2 |
| Pkw | 578 | 0,07 | 42,78 | 0,18 | 104,1 |
| Kraftomnibusse | 4 | 0,35 | 1,44 | 1,50 | 6,2 |
| Lkw | 64 | 0,31 | 19,64 | 1,00 | 64,0 |
| sonstige Zugmaschinen | 24 | 0,12 | 2,98 | 0,30 | 7,3 |
| **Insgesamt** | **683** | | **67,27** | | **182,71** |

Quelle: BMDV: Verkehr in Zahlen

Die vom BMDV in „Verkehr in Zahlen" veröffentlichten Fahrleistungen zeigen, dass der Individualverkehr mehr als 50 Prozent des Energiebedarfs im Verkehrssektor ausmacht. Eine direkte Umsetzung der aktuellen Verkehrs-Zusammensetzung zur E-Mobilität würde einen Mehrbedarf an elektrischer Energie i. H. v. ca. 183 TWh, also ca. 30 Prozent des aktuellen Gesamtenergiebedarfes elektrischer Energie für Deutschland, ausmachen.

Mit dem Leistungskostengutachten des VDV für den Personen- und den Schienengüterverkehr wurden bereits die Potenziale zum Erreichen der Klimaziele durch eine Mobilitätsverlagerung auf den ÖV und die Schiene dargelegt und bewertet.

Neben der Kapazitätserweiterung des ÖV und des SGV für eine sofortige $CO_2$-Emissionsreduktion durch den Ausbau und die Nutzung vorhandener energieeffizienter Systeme muss sich die Branche auch in Bezug auf weitere Energieeffizienzgewinne und den Migrationspfad zur verstärkten Nutzung von alternativen Energien strategisch aufstellen. Der VDV steht für einen technologieoffenen Ansatz, um einen Wettbewerb der besten Lösungen zu fördern. Um die Klimaziele 2030 im Verkehrssektor erreichen zu können, sind jedoch sehr bald strategische Infrastrukturentscheidungen zu treffen. Bei der Eisenbahn liegt der Fokus auf dem Ausbau der Elektrifizierung, während im Straßenverkehr eine Entscheidungsfindung zum zukünftigen Energieträger noch aussteht bzw. sich abzeichnet.

Die Clean Vehicles Directive (CVD) beinhaltet Vorgaben zum Einsatz von „emissionsfreien" und „sauberen" Kraftstoffen in der ÖV-Branche, die entsprechend den gesetzlichen Vorgaben betrachtet und umgesetzt werden.

In dem VDV-Positionspapier: „Emissionsfreie Energie- und Antriebskonzepte für Stadtbusse zur Umsetzung der europäischen Clean Vehicles Directive“ von Sphera aus dem Jahr 2020 werden die betrieblichen Anforderungen, die Beschreibung von alternativen Antriebs-Technologien, Einsatzplanungen, wirtschaftliche Betrachtungen, Zusatzkosten für u. a. eine Vergrößerung des Fuhrparks, die Investitionen in Betriebshöfe und Ladeinfrastrukturen, Personal etc. ausgeführt.

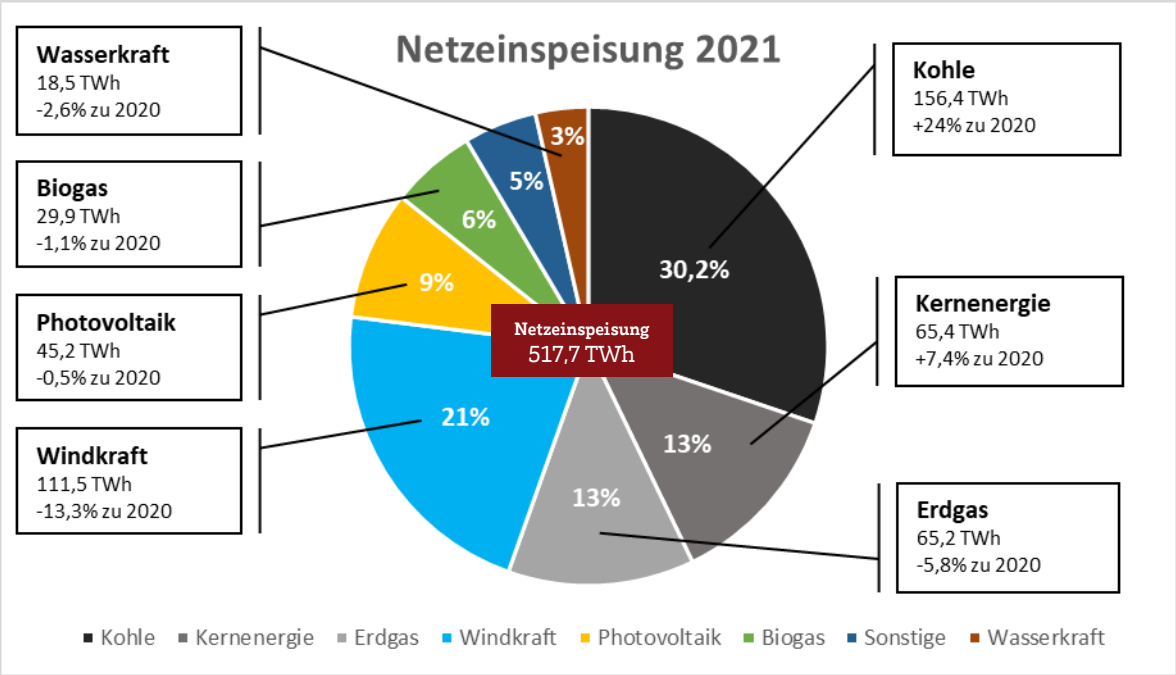
Die Ausführungen in dem vorliegenden Positionspapier ergänzen das oben genannte Positionspapier und verschaffen einen Überblick über alternative Energieträger insbesondere im Stadtverkehr. Insbesondere werden die Energieeffizienz, Energiekosten, Verfügbarkeit sowie Lagerung und Verteilung alternativer Energieträger betrachtet und Entscheidungskriterien aufgezeigt, um aus heutiger Sicht geneignete alternative Energieträger zu wählen.

Da die Versorgungssicherheit, die Infrastrukturinvestitionen und die Entwicklung der Betriebskosten langfristig betrachtet werden müssen, sind verschiedene Aspekte bei der Entscheidungsfindung abzuwägen, die in diesem Positionspapier ausgeführt werden. Regional kann es zu abweichenden Entscheidungen kommen, da unterschiedliche Rahmenbedingungen in den Entscheidungsprozess einfließen, insbesondere bei besonderen infrastrukturellen Randbedingungen, bei Forschungs- und Entwicklungsprojekten bzw. bei Projekten zur Sektorenkopplung.

## 1.1 Energieerzeugung und -verteilung

### Energieversorgung | Stand 2021

Die Ziele des Klimaschutzes fordern eine deutliche Absenkung der Nutzung von fossilen Energien und einen Aufbau von alternativen Energiequellen. Der deutsche Energiemix stellt sich wie folgt dar:




Quelle: Deutsches Statistisches Bundesamt

Das EU-Parlament hat die Nutzung von Erdgas und von Atomkraft als nachhaltig festgelegt. Hierbei wurde beschlossen, dass Erdgaskraftwerke nur als nachhaltig eingruppiert werden, wenn Wasserstoff dem Erdgas beigemischt werden kann bzw. diese final vollständig auf Wasserstoff umgestellt werden können. Damit wird das Ziel der Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff bei der Energieversorgung vorgegeben.

Mit dem Aufbau von Flüssiggas-Terminals an der deutschen Küste soll der Lieferausfall russischen Erdgases für die Migrationszeit auf Wasserstoff abgefangen werden.

Mit dem aktuellen Überblickspapier Osterpaket (2022) hat die Bundesregierung auf die „Zeitenwende" der drohenden Gasknappheit bzw. die Notwendigkeit der Unabhängigkeit von russischem Gas reagiert. Die Ziele zum Ausbau regenerativ erzeugter Energie aus dem EEG in Deutschland bis 2030 wurden um 50 Prozent erhöht.

1. Ein Teil der regenerativen Energie soll in Form von Wasserstoff zwischengespeichert und in Gaskraftwerken wieder in Energie umgewandelt werden.

2. Biogaskraftwerke sollen hauptsächlich netzdienlich zur Stabilisierung dienen.

Z. B. soll die installierte Leistung der Windenergie an Land bis 2030 von ehemals 71 GW jetzt auf 115 GW ausgebaut werden. Ausgehend von etwa 55 GW aktuell installierter Leistung und einem erwarteten Rückbau alter Anlagen bis 2030 von etwa 20 GW ist ein jährlicher Zubau von 10 GW brutto geplant. Im Jahr 2021 betrug der jährliche Zubau von Windkraftanlagen lediglich ca. 1,7 GW installierte Leistung.

In der folgenden Tabelle wird der Status der geplanten und bereits umgesetzten Ausbaumaßnahmen zum Ausbau der erneuerbaren Energien dargestellt. Die erneuerbaren Energien haben unterschiedliche Energieflächen-Effizienzen, die die Ausbaupotenziale beschränken (Online-Artikel: Wirkungsgrade, Flächenverbrauch und Emissionen).

| | **installierte Leistung 2020** | **geplante Leistung 2030** | **nötige Steigerung pro Jahr** | **aktuelle Steigerung in 2021** | **Energie-Flächeneffizienz in (kWh/m²/Jahr)** |
|---|---|---|---|---|---|
| Windkraft<br>– onshore<br>– offshore | <br>54,8 GW<br>7,7 GW | <br>115 GW<br>30 GW | <br>10 GW<br>ca. 4 GW | <br>1,7 GW<br><1 GW | 40-80** |
| Photovoltaik | 53,5 GW | 215 GW | 20 GW | 0,2 GW | 100-200** |
| Biomasse | 8,5 GW | 8,4 GW | | | 2-6 |
| Wasserkraft | 3,9 GW | 3,9 GW<br>+<br>Effizienz-steigerung und Reaktivierung | | | |

Quellen: Überblickspapier Osterpaket der Bundesregierung & Energieflächen-Effizienzen & (Online-Artikel: Wirkungsgrade, Flächenverbrauch und Emissionen)

* Nach aktuellem EEG beträgt die maximale Flächennutzung von Windenergie-Anlagen für Deutschland 2 Prozent, aktuell ist 1 Prozent der Fläche bereits bebaut.

**Minimalgrenze aus Artikel Flächen-Energieeffizienz von 2012, maximale Grenze geschätzt auf Basis des technologischen Fortschritts in 10 Jahren.

Insgesamt wurden 2021 ca. 518 TWh in das deutsche Energienetz eingespeist, davon rund 42 Prozent aus erneuerbaren Energien. Gleichzeitig wird der Energiebedarf an regenerativen Energien beispielsweise durch die Zunahme der E-Mobilität (E-Busse, E-Lkw, E-Pkw, Schienenfahrzeuge) im Mobilitätssektor und in Wärmepumpen im häuslichen Betrieb weiter steigen.

Aktuell werden ca. 5,8 TWh[1] verfügbarer regenerativer Energie durch Abschaltung von Windenergieanlagen nicht genutzt. Diese Energie könnte durch Umformung (Wirkungsgrad 70 Prozent) in Wasserstoff zwischengespeichert werden. Inklusive der Druckaufbereitung zur Speicherung (Wirkungsgrad 95 Prozent) und der Verteilung (95 Prozent) beträgt der Wirkungsgrad der Umwandlung von elektrischer Energie zu Wasserstoff ca. 63 Prozent. (Der Wirkungsgrad für die Rückwandlung von Wasserstoff zu elektrischer Energie (50 Prozent) sowie die Zwischenspeicherung in Batterien (90 Prozent) beträgt insgesamt ca. 45 Prozent. D. h. der gesamte Wirkungsgrad von Hin- und Rückwandlung von elektrischer Energie zu Wasserstoff und zurück zu elektrischer Energie beträgt ca. 28 Prozent, also verbleiben an gewonnener Energie 1,6 TWh (ca. 0,3 Prozent von 518TWh).

Die Verwertung des Wasserstoffs kann z. B. in stationären Gaskraftwerken, industriellen Prozessen und Brennstoffzellenbussen/-Lkw/Zügen die Sektoren Energie, Verkehr und Industrie koppeln. Aufgrund der Zeitenwende und der Umstellung von Gas auf Wasserstoff im Energiesektor wird der Energieträger mittelfristig als Speichermedium für die Energieerzeugung und vorrangig zur Netzstabilisierung und für industrielle Prozesse benötigt. Eine Kostenreduktion zur wirtschaftlichen Nutzung im ÖPV ist nicht zu erwarten, regional kann es unter bestimmten Randbedingungen gegebenenfalls anders aussehen.

[1] Quelle: Bundesnetzagentur: Jahresbericht 2021

Es zeigt sich klar, dass die praktischen Umbaupläne zum Auf- und Ausbau regenerativer Energien (Windkraft +1.7 GW; Solar: +200 MW im Jahr 2021) den politischen Zielen - 2030: 80 Prozent des Energiebedarfs aus regenerativ erzeugten Energien zu decken – deutlich hinterherhinken. In der Zeitenwende besteht im Energiesektor ein Anbietermarkt mit steigenden Energiepreisen und einem Mangel an regenerativer Energie. Die notwendigen Infrastrukturen zur Erzeugung und Verteilung von alternativen Energieträgern werden frühestens 2030 in ersten Ausbaustufen zur Verfügung stehen. Daher muss der Ausbau der elektrischen Verbraucher im Wärme- (Wärmepumpen) und Verkehrssektor möglichst energieeffizient erfolgen.

## Zwischenresümee

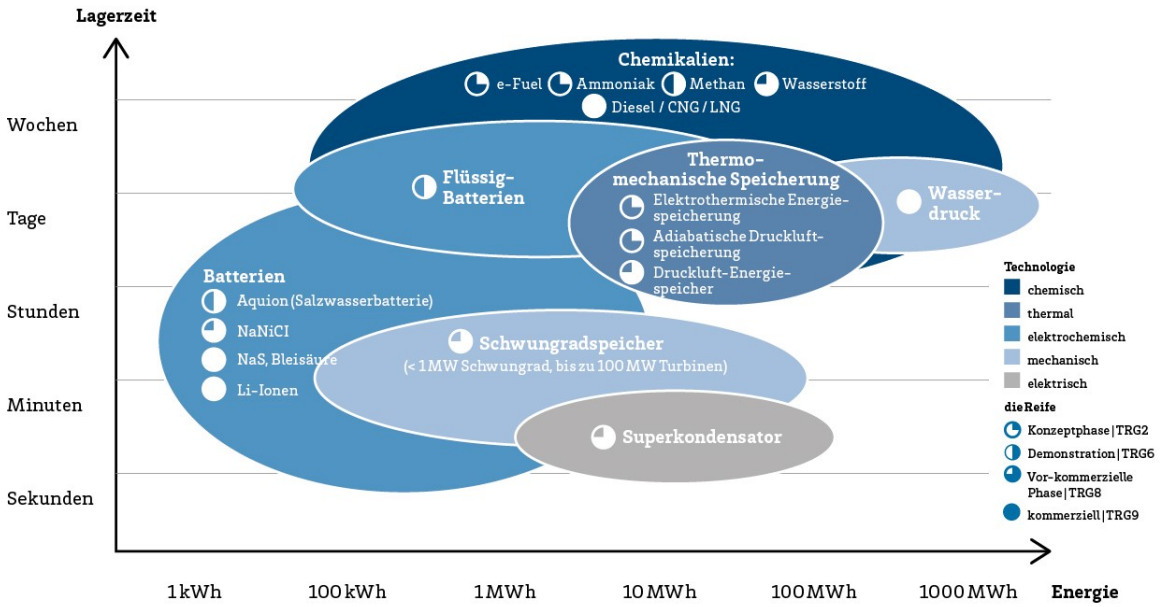
Der von der Bundesregierung vorgesehene Ausbau von regenerativ erzeugter Energie bis 2030 wird nicht ausreichen, um die geplanten Stilllegungen der Kohle- und Kernkraftwerke zu 100 Prozent auszugleichen. Hinzu kommt der notwendige Aufbau von alternativen Lieferketten für Erdgas/LNG als Substitut für russisches Erdgas, das zur flexiblen Steuerung der Netzstabilität eingesetzt wurde.

Kurz- und mittelfristig werden sowohl aus regenerativen Energien erzeugter Wasserstoff als auch Biogas vorrangig als Substitut für russisches Gas verwendet werden, d. h. vorrangig in den Sektoren Energie und Industrie eingesetzt.

**Deshalb wird die Verfügbarkeit der Energieträger Biogas und Wasserstoff kurz- bis mittelfristig für den Verkehrssektor eingeschränkt sein, wobei Elektroenergie aus Fahrleitung bzw. Batterien ein höheres Potenzial besitzen, wenngleich in den nächsten Jahren nicht nur regenerative Elektroenergie zur Verwendung kommt. Hier besteht Nachholbedarf der Energiebranche.**

## Energietransport und Verteilung

Die Speicherfähigkeit von unterschiedlichen Energieträgern wird in der folgenden Grafik dargestellt:




Grafik: VDV

Chemikalien als Energieträger bieten die Möglichkeit, größere Mengen an Energie über einen längeren Zeitraum zu speichern. Wasserstoff und Methan können z. B. direkt in das vorhandene Gasnetz eingespeist werden oder dezentral in Zwischenspeichern in der Nähe von Gaskraftwerken gespeichert werden. Ammoniak und E-Fuels sind für den Transport über den Seeweg besonders gut geeignet, die Herstellung könnte in sonnenreichen Regionen wie z. B. Afrika, Südamerika und Australien erfolgen.

Hierfür ist eine Transformation der Energieerzeuger, der Energieverteilung (Stromnetze, Pipelines, Häfen, Schiffe, Bahn- und Straßenfahrzeuge) und vieler Verbraucher notwendig.

Energieimporte durch Gleichstromleitungen, z. B. aus Skandinavien nach Deutschland oder aus Nordafrika nach Südeuropa, sind weitere Möglichkeiten der direkten elektrischen Energieversorgung.

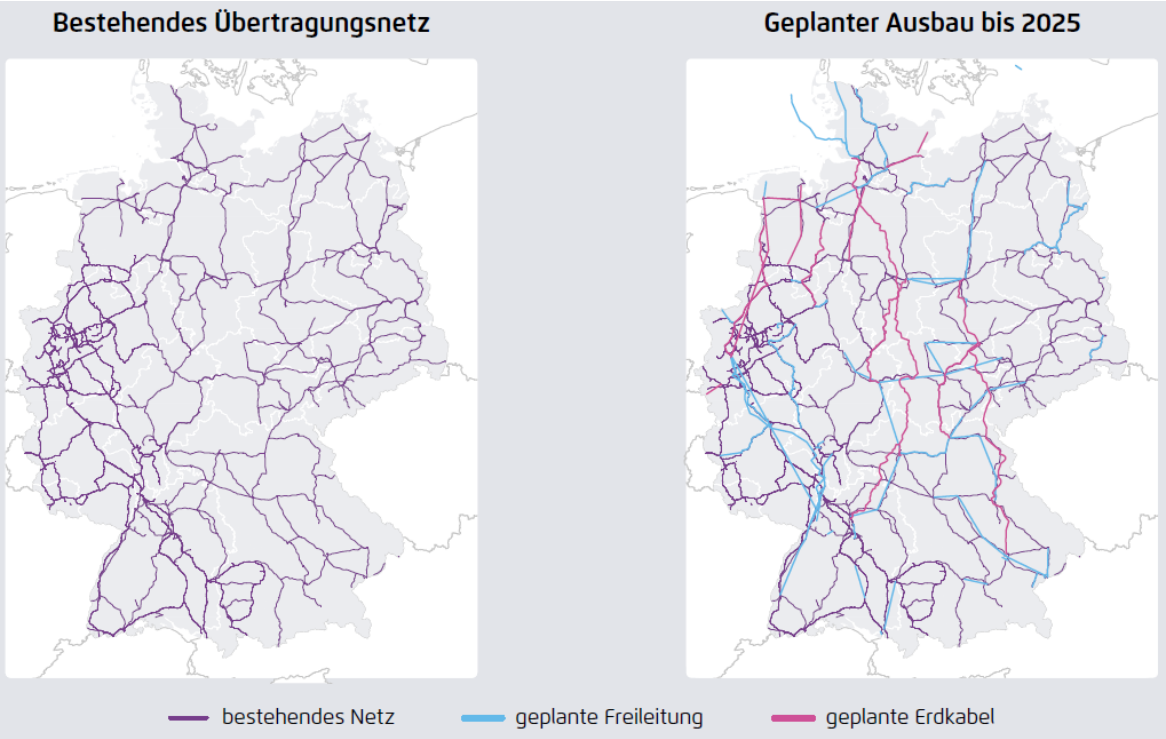
Welcher Energieträger den Durchbruch zum Energieimport oder Energieverteilung schafft, wird sich noch zeigen, da die physikalischen Eigenschaften der Speicherung, der Energieaufwand zur Speicherung oder gar zur Umwandlung sehr unterschiedlich sind.

## Planungen zur Transformation der Energieversorgung bis 2030/2050

Es gibt zahlreiche Untersuchungen zur Energieversorgung Europas bzw. Deutschlands mit alternativen Energien. Das Resultat vieler Studien ist der Ausbau lokaler Windkraftwerke und Photovoltaikanlagen. Insbesondere werden Südamerika, Australien und Nordafrika als hocheffiziente Regionen für diese Form der Energiegewinnung ausgewiesen.

Während der Transport von elektrischer Energie aus Nordafrika nach Südeuropa noch möglich erscheint, ist der Import von Energie aus den anderen genannten Regionen nur über alternative Energieträger, wie z. B. Chemikalien, sinnvoll zu realisieren.

Für eine Weiterverteilung der Energieträger in Deutschland finden Ausbaupläne des Elektroenergieübertragungsnetzes und der Gaspipelines sowie der Seehäfen statt. Die Planungen der BNetzA (Bundesnetzagentur) sehen einen Ausbau des Stromnetzes bis 2025 um 7.700 km Netzlänge vor. Der Ausbau liegt jedoch hinter dem Zeitplan.




Darstellung auf Basis BNetzA (2016), Tennet (2017), Tennet (2017), TransnetBW (2017)

Quelle: Agora Energiewende – Studie Energiewende 2030: The Big Picture (Juni 2017)

Auch das sehr große Gaspipelinenetz in Deutschland mit einer Länge von 547.000 km Gasleitungen und 47 Untergrundspeichern soll für die Aufnahme von alternativen Kraftstoffen, insbesondere von Wasserstoff, aufgerüstet werden. Aktuell sind Beimischungen von 10 bis 20 Prozent Wasserstoff in den meisten Gaspipelines möglich. Verschiedene Studien laufen, um eine Erhöhung der Beimischung auf bis zu 30 Prozent zu untersuchen.

Aktuell planen Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen, eine leistungsstarke Wasserstoffinfrastruktur als Kern für ein Wasserstoffnetz in ganz Deutschland und Europa bis 2030 aufzubauen. Für den Aufbau von 1.300 km Wasserstoffnetz in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen liegen die Planungen bereits vor.

Um das Gasnetz auf eine 100-Prozent-Wasserstoff-Transportfähigkeit umzubauen, geben Studien unterschiedliche Kosten, Zeitpläne und Zielwerte an. In der folgenden Grafik sind Zielwerte für 2030 und 2050 u. a. auf Basis der Überlegungen der BNetzA dargestellt.

Die Bundesregierung hat am 10. Juni 2020 die **Nationale Wasserstoffstrategie (NWS)** verabschiedet, mit dem Ziel, durch einen schnellen Markthochlauf von grünem Wasserstoff und seine Folgeprodukte als Schlüsseltechnologie für die Energiewende zu etablieren und damit zum Erreichen der Klimaziele wesentlich beizutragen. Bis 2030 wird von einem Wasserstoffbedarf von rund 90 bis 110 Terrawattstunden (TWh) ausgegangen. Für Herstellung und Kompression des Wasserstoffes beträgt der Wirkungsgrad 67, d.h. es müssen zur Herstellung des $H_2$ ca. 135-165kWh elektrische Energie aufgewendet werden. Um den Aufbau eines starken einheimischen Marktes zu fördern, sollen bis zum Jahr 2030 in Deutschland Erzeugungsanlagen für grünen Wasserstoff mit bis zu fünf Gigawatt (GW) Gesamtleistung entstehen, einschließlich der dafür erforderlichen Energiegewinnung auf See und an Land. Um den verbleibenden Bedarf zu decken,

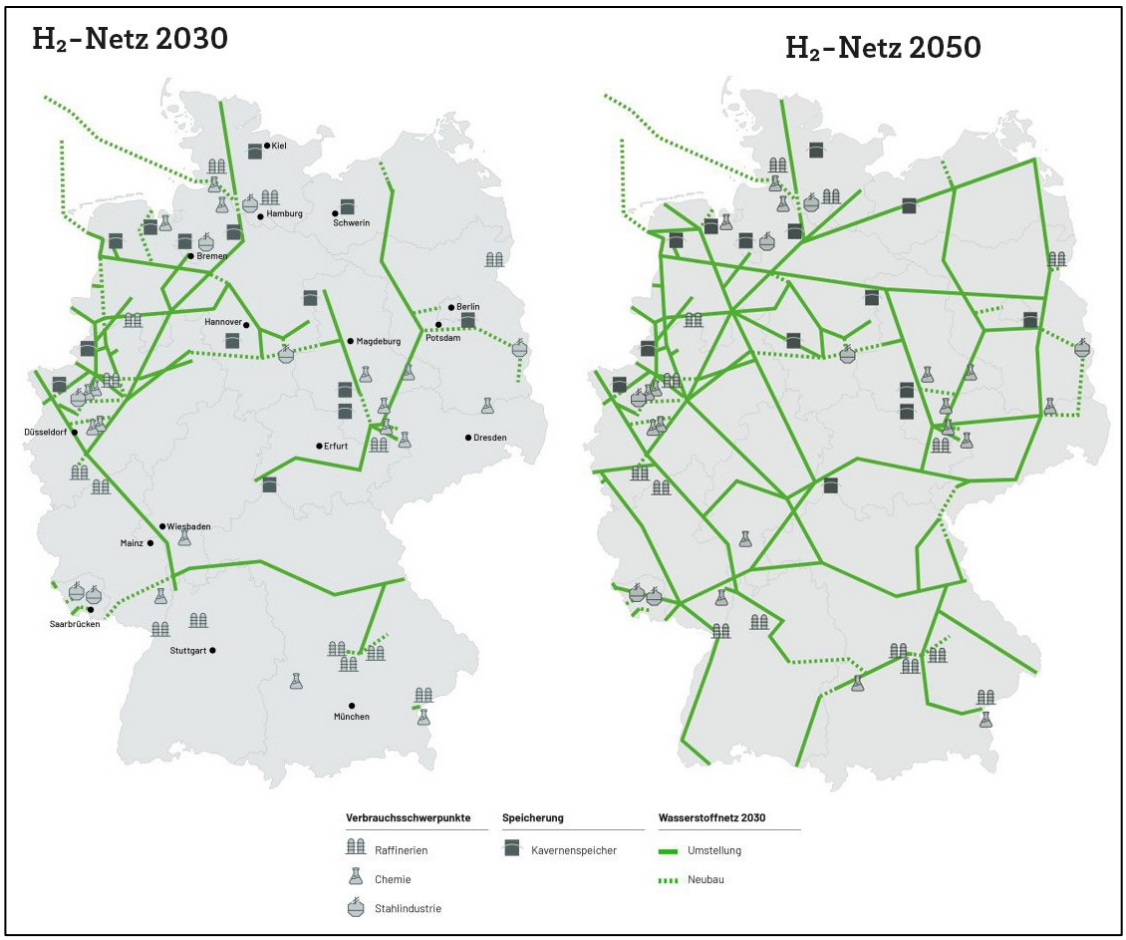
braucht es vor allem in der EU verlässliche Partner für die Gewinnung und den Transport von Wasserstoff sowie Kooperationen und Importstrukturen (Quelle: BMDV: veröffentlicht unter BMVI | EWD/Redaktion/Newsletter/2020/07/Meldung/topthema).

Im Rahmen der Verhandlungen um die Rahmenbedingungen auf EU-Ebene (Taxonomie) sollen Gaskraftwerke in diesem Jahrzehnt als „grün" gelten, wenn sie ein $CO_2$-Emissionslimit von 270 Gramm je Kilowattstunde nicht überschreiten. Soweit möglich, werden Gaskraftwerke zur Nutzung von grünem Wasserstoff bis 2030 auf- bzw. umgerüstet und damit als Großabnehmer für Wasserstoff in den Markt eintreten.

Verschiedene Studien, wie z. B. auch die Studie von AURORA Energy Research, zeigen auf, dass bis 2030 nicht ausreichend grüner Wasserstoff zur Verfügung stehen wird.

In der Industrie wird bei ausreichender Verfügbarkeit von $H_2$ ab 2025 ein großer Bedarf an Wasserstoff zur Dekarbonisierung von Herstellungsprozessen entstehen. Z. B. wird in der Stahlindustrie zukünftig Wasserstoff an Stelle von Kokskohle im Herstellungsprozess verwendet. Für die Prozesse wird von den drei großen Herstellern (ArcelorMittal, Tata Steel, Thyssen-Krupp) ein Wasserstoffbedarf von insgesamt ca. 1,3 Millionen Tonnen Wasserstoff pro Jahr angekündigt.

Tata Steel plant, bis 2025 hierzu mit einem 100-MW-Elektrolyseur die Produktion zu starten. Mit der Anlage könnten ca. 2 t Wasserstoff pro Stunde hergestellt werden, wenn man folgende Annahmen bei Anlagen ansetzt: Bei einen Wirkungsgrad von 66 Prozent, bezogen auf den Heizwert von Wasserstoff, benötigt man für 1 kg Wasserstoff ca. 50 kWh elektrische Energie. Damit würde Tata Steel von seinen anvisierten 400.000 Wasserstoff im Jahr 2025 schon 17.520 t pro Jahr erzeugen können.




Quellen: https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/h2-netz-2030/ und https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/h2-netz-2050/

## Fazit Energieerzeugung und -versorgung

Die Stabilisierung des Energieversorgungsnetzes erfolgte weitestgehend durch russisches Gas. Aufgrund der Zeitenwende ist ein Substitut für russisches Erdgas zu finden. Hierfür ist die Speicherung von Energie notwendig, was kurz- und mittelfristig mittels chemischer Energieträger wie LNG, Biogas und Wasserstoff realisiert werden wird.

**Strom aus der Fahrleitung bzw. Batterien ist aufgrund der Verfügbarkeit und des technischen Entwicklungsstandes als alternative Energie prädestiniert, während Wasserstoff und Biogas kurz- bis mittelfristig als Energieträger nicht annähernd in der benötigten Menge und Priorität für den Verkehrssektor zur Verfügung stehen werden.**

Die Bereitstellung regenerativer Energie liegt in Deutschland hinter dem Zeitplan. Es ist abzusehen, dass regenerative Energie, z. B. aus sonnenreichen Regionen, importiert werden muss. Nicht in allen Fällen ist der direkte Transport elektrischer Energie möglich bzw. sinnvoll. Deshalb ist für den Transport ein geeigneter Energieträger zu wählen. Für den interkontinentalen Energietransport bieten sich Chemikalien wie z. B. Ammoniak und E-Fuels an.

Nicht genutzte Wind- oder Sonnenenergie soll zukünftig zwischengespeichert und lokal verteilt werden. Hierfür setzt die Regierung aktuell auf Wasserstoff und plant den Ausbau eines europaweiten Verteilernetzes.

Es gibt folgende Möglichkeiten, den Wasserstoff wieder in Energie umzuwandeln:

1. Beimischung in die Erdgaspipeline und somit Verbrennung in vorhandenen Anlagen
2. Verbrennung in zu modifizierenden Gaskraftwerken
3. Energieumwandlung in stationären Brennstoffzellen
4. Energieumwandlung in mobilen Brennstoffzellen, z. B. E-Bussen, E-Lkw oder E-Pkw

In welcher Form der Wasserstoff hauptsächlich wieder in Energie umgesetzt werden sollte, ist noch nicht eindeutig geklärt.

Die Herausforderungen des Transports und der Verteilung von regenerativ erzeugten alternativen Kraftstoffen bestehen nach wie vor, da u. a. noch nicht erkennbar ist, welcher Energieträger ($H_2$, Ammoniak, E-Fuel etc.) das Rennen machen wird. Am weitesten ist jedoch die Planung des Ausbaus eines Wasserstoffnetzes vorangeschritten.

Gespräche und Verhandlungen zu neuen Produktionsstätten laufen auf Hochtouren. Diese befinden sich jedoch noch in den Konzeptphasen, sodass es unwahrscheinlich ist, dass bis 2030 entsprechende Produktionsstätten und Infrastrukturen errichtet sind, um alternative Kraftstoffe in großvolumigen Mengen bereitzustellen, zu verteilen und wieder in Energie umzuwandeln.

Die Ausführungen in dem vorliegenden Positionspapier verschaffen einen Überblick über alternative Energieträger. Insbesondere wird die Umwandlung der Energie aus alternativen Energieträgern in mobilen Verkehrsträgern in Bezug auf Energieeffizienz, Energiekosten, Verfügbarkeit analysiert. Ebenfalls werden Entscheidungskriterien aufgezeigt, um aus heutiger Sicht geeignete alternative Energieträger zu wählen, wobei insbesondere auch Lagerung und Verteilung von alternativen Kraftstoffen einbezogen werden.

# 2. Beschreibung der potenziellen Energieträger für den Verkehrssektor

Für den Verkehrssektor werden aktuell die folgenden Kraftstoff-/Energieträger als Alternative diskutiert. Die Auswirkungen der vorherigen dargestellten Prämissen sind für den Verkehrssektor zu betrachten und zu bewerten.

Betrachtet werden:

1. **Fossile Kraftstoffe**
2. **Biokraftstoffe**
3. **Batterie**
4. **Fahrleitung**
5. **Wasserstoff**
6. **Synthetische Kraftstoffe**
7. **Ammoniak**

Für den Betrieb von 30.000 18-m-E-Bussen wird eine Energie von ca. 3,6 TWh (30.000 x 2,0 kWh/km x 60.000 km = 3,6 TWh) benötigt. Aufgrund der Zeitenwende gilt es, diese Energie möglichst effizient im Fahrzeug bereitzustellen.

Die verschiedenen Energieträger werden im Folgenden nach ihrem technologischen Reifegrad kategorisiert.

Die Stromversorgung an den jeweiligen Entnahmestellen im Mittelspannungsnetz wurde mit 100 Prozent angenommen. Tatsächliche Übertragungsverluste können an verschiedenen Standorten stark variieren.

## Technologie-Reifegrad

Der Technologie-Reifegrad (TRG) stellt eine Skala zur Bewertung des Entwicklungsstandes von neuen Technologien auf der Basis einer systematischen Analyse dar. Er gibt auf einer Skala von 1 bis 9 an, wie weit eine Technologie entwickelt ist. Die Bewertung betrachtet die Bereitstellung des Energieträgers sowie den Entwicklungsstand des Gesamtsystems.

| Technologie-Reifegrad | |
|---|---|
| 9 | Im Einsatz bewährtes System |
| 8 | System vollständig und qualifiziert |
| 7 | Integriertes Pilotsystem demonstriert |
| 6 | Prototypsystem verifiziert |
| 5 | Labortests des integrierten Systems |
| 4 | Labortests von Prototypkomponenten des Prozesses |
| 3 | Machbarkeitsnachweis von kritischen Funktion etabliert |
| 2 | Technologiekonzept und/oder Anwendung formuliert |
| 1 | Grundprinzipien werden eingehalten und berichtet |

Quelle: researchgate.net | Grafik: VDV

## 2.1a Fossile Kraftstoffe (Diesel/Gas)

CVD-Eingruppierung: „sonstige"

Die Versorgung mit fossilen Kraftstoffen wurde in den letzten Jahrzehnten effizient ausgebaut. Die Lieferketten bis zum Endverbraucher funktionieren reibungslos. Mit der Entdeckung immer weiterer Erdöl- und Erdgasvorkommen sowie der Weiterentwicklung von Fördertechniken verschiebt sich der prognostizierte Zeitpunkt des „Peak Oil" immer weiter.

Die Emissionen von Diesel- und Gasbussen konnten mit der EURO-VI-Abgasnorm um 67-80 Prozent reduziert werden. An vielen Orten konnten damit die Grenzwerte für $NO_x$ und Feinstaubemissionen eingehalten werden. Mit der Einführung der EURO-VII-Abgasnorm zwischen 2025 und 2030 werden diese weiter gesenkt, jedoch haben einzelne Hersteller angekündigt mit Euro VII keine Stadtbusse, sondern nur noch Reisebusse anzubieten. Die Hybridisierung des Antriebes bietet im städtischen Bereich weiteres Potenzial.

Im Verkehrssektor entfallen 2019 etwa 97,9 Prozent des Bedarfs an Endenergie auf fossile Kraftstoffe (zu 27 Prozent auf Benzin, 52,4 Prozent auf Diesel, 16,1 Prozent auf Flugkraftstoffe und 0,8 Prozent auf Flüssig- und Erdgas) und rund 1,6 Prozent auf elektrische Energie. Mit der Ankündigung der EU-Kommission, ab 2035 für Pkw bzw. ab 2037 für Nutzfahrzeuge keine neuen Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor auf Basis fossiler Kraftstoffe zuzulassen, stellt sich für die Industrie aufgrund der hohen Motorentwicklungskosten die Frage, welche Fahrzeugtypen überhaupt noch nach der neuen EURO-VII-Abgasnorm ab 2027 mit einem klassischen Verbrennungsmotor entwickelt und angeboten werden können. Das betrifft ebenfalls die Beschaffungsmöglichkeiten von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor für Verkehrsunternehmen.

Laut einer Aussage des Department of Energy in den USA von 2009 werden in einer Raffinerie rund 1,6 kWh Energie für die Erzeugung eines Liters Kraftstoff benötigt. Die GEMIS-Datenbank bestätigt dies: Für den Durchschnittsverbrauch von 7 l auf 100 km kommen alleine an dieser Stelle mehr als 11 kWh an elektrischer Energie zusammen. Dies reicht aus, um mit einem Elektrofahrzeug 50 bis 80 km weit zu fahren (Artikel Well-to-Tank). Hinzu kommen noch Energieaufwände für Bohrung, Förderung und Verteilung von Rohöl sowie die Verteilung des Diesel-/Benzinkraftstoffes.

In einem Artikel des Springer Verlags wird angegeben, dass für die Erzeugung von der Bohrung über die Raffinerie sowie aller Verteilungsketten inkl. Tankstellen von Diesel eine Energiemenge von 6 kWh/l benötigt wird. Damit könnte ein Elektroauto in der Regel 30 km weit fahren.

Der Energieaufwand zur Herstellung von Diesel in der gesamten Prozesskette setzt sich laut Artikel wie folgt zusammen:

- Bohrtätigkeit über Wochen/Monate bis zu 80 MWh am Tag;
- Erdölförderung: 1 GWh für das Fördern von Rohöl mit Energiemenge von 277 GWh;
- Transport des Rohöls zu den Raffinerien per Hochseetanker verbraucht ca. 3 Prozent der transportieren Energiemenge. Das sind etwa 9.000 Tonnen Rohöl pro Fahrt;
- Transport des Rohöls per Pipeline. Jährlicher Energieaufwand für den Pipelinetransport von 583 GWh für Ottokraftstoffe und 833 GWh für Diesel;
- Raffinieren von Rohöl: für 1 l Kraftstoff ein Energiebedarf von 1,6 kWh;
- Transport der Otto- und Dieselkraftstoffe an die Tankstelle: Ein Tanklastzug nimmt in der Regel 40.000 l Kraftstoff auf, der Verbrauch eines beladenen Fahrzeugs beträgt etwa 30 l/100 km.

## 2.1b Bio-Kraftstoffe

CVD-Eingruppierung: „sauber"

Biokraftstoffe (Biogas und Biodiesel) können in aktuellen Verbrennungsmotoren genutzt werden, eine Umsetzung kann sofort mit geringem Kostenaufwand erfolgen. Die Industrie bietet ebenfalls Fahrzeuge für den ÖPNV an. Insbesondere im Falle einer lokalen Herstellung und Nutzung oder durch den Erwerb von Zertifikaten ermöglicht diese Technologie einen fast $CO_2$-neutralen Antrieb, auch wenn dieser nicht lokal emissionsfrei ist. Insbesondere kann mit Biokraftstoffen auch die Abhängigkeit von anderen Ländern verringert werden.

Die Herstellung von Biokraftstoffen ist dabei wesentlich energieeffizienter als die von E-Fuels, jedoch etwas teurer als Diesel. Der Kosten-Vergleich von Biogas zu Erdgas fällt perspektivisch positiv aus.

**Es ist zu erwarten, dass Biogas aufgrund der Zeitenwende dem Verkehrssektor nicht mit geeigneter Priorisierung zur Verfügung stehen wird.** Ein Ausbau der Biogasherstellung ist aufgrund der geringen Energie-Flächeneffizienz und der „Teller statt Tank"-Diskussion nicht ohne weiteres möglich.

Trotzdem sind Biokraftstoffe ein sehr wichtiger Baustein, die Klimaziele im Verkehrssektor zu erreichen. So tankt man an der Tankstelle automatisch 7 Prozent sogenannten Biodiesel, der bis zu 2/3 aus Raps, zu 20 Prozent aus pflanzlichen Abfallstoffen und zu kleinen Teilen aus alten Speisenfetten, Soja oder Palmöl gewonnen wird. Bioethanol wird in Europa hauptsächlich aus Weizen und Zuckerrüben hergestellt, in Nordamerika aus Mais und in Südamerika aus Zuckerrohr. Biokraftstoffe der sogenannten ersten Generation werden aus Weizen, Roggen, Raps und Mais hergestellt.

Mit dem THG-Quotengesetz gibt die EU-Kommission die Rahmenbedingungen für Biokraftstoffe vor. So dürfen ab 2023 Palmöl (Biodiesel) nicht mehr auf die Quotenverpflichtung angerechnet werden. Damit wird versucht, Palmöl aus dem Prozess zur Biokraftstoffherstellung zu verdrängen. Der Anteil der Biokraftstoffe aus Anbaubiomasse wird auf 4,4 Prozent beschränkt, bezogen auf den Endenergieverbrauch im Straßen- und Schienenverkehr. Die Unterquote (energetisch) für „fortschrittliche" Biokraftstoffe (z. B. Biomethan aus Gülle/Maisstroh oder Bioethanol aus Stroh) wird schrittweise angehoben von 0,2 Prozent im Jahr 2022 auf 2,6 Prozent im Jahr 2030. Regionale Lösungen mit Produktion von Biogas aus pflanzlichen oder tierischen Rest- und Abfallstoffen können eine Zwischenlösung darstellen.

Quelle: Biodiesel & Co 2022/2021 (UFOP-Jahresbericht)

# Übersicht zur Bewertung der Nutzung von fossilen Kraftstoffen

## Wirkungsgradkette

| Fahrzeug mit Verbrennungsmotor | | |
|---|---|---|
| Rohöl | → | 100 Prozent |
| Förderung und Verteilung | → | 90 Prozent |
| Raffinerie und Verteilung | → | 92 Prozent |
| **Well2Tank** | → | **83 Prozent** |
| Verbrennungsmotor | → | 33 Prozent |
| Mechanik | → | 95 Prozent |
| **Well2Wheel** | → | **26 Prozent** |

Grafik: VDV | Effizienz des Dieselmotors im Stadtbetrieb wurde gemittelt (25 Prozent im Dynamischen Betrieb, 40 Prozent im stationären)

## Verfügbarkeit/Infrastruktur

Durch die immer weiteren technisch und kommerziell möglichen Erschließungen von Erdöl- und Erdgasfeldern verschiebt sich der Peak Oil weiter, sodass eine Verfügbarkeit von fossilen Energieträgern auch in den kommenden Jahrzehnten gegeben sein wird. Die Versorgungsinfrastruktur ist weltweit aufgebaut und vorhanden.

## SWOT-Analyse für eine weitere Nutzung von fossilen Kraftstoffen

| Stärken | Schwächen |
|---|---|
| – bestehende Infrastruktur (Erzeugung, Lieferung)<br>– hohe technische Verfügbarkeit<br>– aktuell wirtschaftlichstes Konzept<br>– schnelle Betankung<br>– Energieträger mit hoher Energiedichte – für hohe Reichweite und hohe betriebliche Flexibilität | – lokale $CO_2$-Emissionen<br>– Geräusch/Lärm<br>– hoher Energieaufwand in Herstellung und Transportkette |
| **Chancen** | **Risiken** |
| – Ersatz der fossilen Kraftstoffe durch synthetische Kraftstoffe | – Zeitenwende: Biogas wird für den Sektor Energie priorisiert<br>– politische Rahmenbedingungen ändern sich<br>– Abgaben- und Steuerlast erhöht sich<br>– Einfahrtbeschränkungen in Umweltzonen<br>– Lärmgrenzwerte<br>– Hersteller kündigen an, keine Stadtbusse mit EURO VII mehr anzubieten im Gegensatz zu Reisebussen<br>– Abhängigkeit von anderen Ländern bleibt bestehen |

## 2.2 Fahrleitung

CVD-Eingruppierung: „emissionsfrei"

Die klassische direkte Energieversorgung mit elektrischer Energie bietet die Nutzung der Fahrleitung. Bei schienengebundenen Systemen und bei Oberleitungsbussen (O-Bussen) sind die Technologien erprobt und ohne weitere Forschungsarbeiten einsetzbar. Durch die direkte Energieverwertung ohne Zwischenspeicherung in Batterien bietet der Oberleitungsbus die höchste Energieeffizienz. Die Versorgungsspannung wird mittels Transformatoren und Gleichrichtern (Effizienz >99 Prozent) direkt aus dem Mittelspannungsnetz bereitgestellt, somit werden ebenfalls die Verluste einer stromgeregelten galvanisch isolierten Ladestation (Effizienz ca. 95 Prozent) vermieden.

Diese Technologie wurde schon zu Beginn der Entwicklung von Kraftfahrzeugen genutzt. Aufgrund der hohen Energiedichte von fossilen Kraftstoffen und der flexibleren Einsatzmöglichkeiten im Vergleich zu einem O-Bus verdrängte der Verbrennungsmotor den elektrischen Antrieb.

Neue Systeme werden in Kombination mit Traktionsbatterien in den Fahrzeugen aufgebaut, um die aufwendigen und städtebaulich weniger attraktiven Oberleitungskonstruktionen auf Plätzen, Kreuzungen, Parkanlagen etc. reduzieren oder vermeiden zu können. Die Ladung der Traktionsbatterie während des Betriebs bietet eine Flexibilisierung der betrieblichen Einsatzmöglichkeiten. Insbesondere in anspruchsvollem Gelände mit vielen Steigungen, hohen Kapazitäten und/oder Geschwindigkeiten auf den Linien sowie für den Einsatz von Großraumfahrzeugen bietet diese Technologie betriebliche Vorteile.

Die Anzahl der notwendigen O-Busse ist identisch mit den verwendeten Dieselfahrzeugen. Somit ist der Platzbedarf in den Betriebshöfen ähnlich zu Dieselbussen.

Bislang stellt in Deutschland der Aufwand der notwendigen Planungs- und Genehmigungsprozesse für den Bau der Fahrleitungen ein großes Hindernis dar, obwohl der Bund das Genehmigungsverfahren schon etwas vereinfacht hat. Aktuell ziehen verschiedene Städte in Deutschland die (Wieder-)Einführung des O-Busses in Betracht bzw. sind aktiv in der Planungs-/Umsetzungsphase.

# Übersicht zur Bewertung der Nutzung von Batterie-Oberleitungsbussen

## Wirkungsgradkette

| O-Bus | | |
|---|---|---|
| Erneuerbare Energie | → | 100 Prozent |
| Übertragung | → | 95 Prozent |
| **Well2Tank** | → | **95 Prozent** |
| Umrichter und Motor | → | 85 Prozent |
| Mechanik | → | 95 Prozent |
| **Well2Wheel** | → | **77 Prozent** |

Grafik: VDV

## Verfügbarkeit/Infrastruktur

Die Technologie ist erprobt und direkt einsetzbar.

## SWOT-Analyse für eine Umstellung auf Fahrzeuge mit Batterie-Oberleitungsantrieb

| Stärken | Schwächen |
|---|---|
| – höchste Energieeffizienz durch direkte Energieverwertung<br>– erprobte Technologie<br>– unbegrenzte Reichweiten auf der Linie<br>– eine Ladestraße für mehrere Linien nutzbar<br>– langlebige Infrastruktur (>30 Jahre)<br>– hohe Kapazitäten darstellbar<br>– keine Kommunikation zwischen Bus und Ladeinfrastruktur<br>– Batterieladung während des Betriebs<br>– hohe Flexibilität der Endhaltestellen<br>– Oberleitungssysteme verbrauchen weniger Ressourcen, wie z. B. Batterie und Leistungselektronik / Ladestationen | – geringere Flexibilität in der Trajektorie (Die Trajektorien bleiben planerisch meist erhalten.)<br>– TCO-Kosten sind geringer als im Batteriebus und Dieselbus, solange die Abschreibungsdauer der Infrastruktur auf 30 Jahre und der Fahrzeuge auf 15-20 Jahre gelegt wird<br>– Implementation aktuell immer noch nicht innerhalb einer Amtsperiode des Bürgermeisters/der Politiker möglich, zur Umsetzung in weiteren Städten besteht Handlungsbedarf seitens der Politik (Reduktion Aufwand Planfeststellungsverfahren)<br>– wenige Anbieter |
| **Chancen** | **Risiken** |
| – möglich für E-Mobilität durch Anbindung weiterer Ladepunkte<br>– Steuern und Abgaben sollen auf Strom gesenkt werden<br>– sofortige Umstellung der Dieselbusse in bestehenden Netzen<br>– Einbindung des Logistikverkehrs möglich<br>– tatsächlich werden Trolley-Linien im Schnitt häufiger benutzt | – Infrastrukturen müssen langfristig (> 20 Jahre) genutzt werden (wie Batteriebus)<br>– Das Planfeststellungsverfahren kann nicht in einer Regierungsperiode abgeschlossen werden, sodass der nächste Amtsinhaber das Projekt wieder kippen kann bzw. der Initiator kein positives Ergebnis innerhalb der Amtsperiode hat |

## 2.3 Batterie

CVD-Eingruppierung: „emissionsfrei"

Alternativ zu O-Bussen bietet sich die Nutzung des elektrischen Antriebs mit einer Energiespeicherung über Batterien an. Mit der aktuellen Batterietechnologie können heutzutage E-Busse mit Reichweiten von 250 bis 350 km (Tageslaufleistung) angeboten werden. Die Batterieentwicklung verspricht bis 2030 weitere geringfügige Erhöhungen der Energiedichte um <15 Prozent.

Mit den seit 2013 laufenden Förderprogrammen der Bundesregierung (BMVI und BMU) zur Entwicklung und Betrieb von E-Bussen konnte nach 10 Jahren Entwicklung, Standardisierung und Definition der Anforderungen nun der Serienhochlauf aufgenommen werden, der u. a. durch die EU-„Clean Vehicles Directive" gefordert wird.

Die Fahrzeughersteller und die System- und Komponentenhersteller haben ihre Produktpalette intensiv weiterentwickelt. So bietet heute jeder europäische Hersteller von Linienbussen auch Busse mit E-Antrieben (basierend auf Batterien) an. Das Angebot beginnt mit Midi-Bussen, Solo- und Gelenkbussen und umfasst nun auch Doppelgelenkbusse (mit Zwischenladung). Erste Regionalbusse werden ebenfalls angeboten.

Der Aufbau der Ladeinfrastruktur für Busflotten stellt vielfältige Anforderungen an die Verkehrsunternehmen. Die neue Technik erfordert mehr Platz und damit die Notwendigkeit von größeren Betriebshöfen bzw. durch die limitierte Reichweite eine bessere räumliche Positionierung der Betriebshöfe oder einer zusätzlichen Ladeinfrastruktur im Bediengebiet. Auch für den Anschluss an die Mittelspannungsnetze ist ein längerer Planungsvorlauf nötig. Da es bei einem Ausfall der eigenen Ladeinfrastruktur bislang keine Alternativen zu extern zugänglichen Ladeinfrastrukturen gibt, sind resiliente Konzepte zu entwickeln. Diese Kosten, einschließlich der nötigen Betriebshof- und Lademanagementsteuerung, dürfen laut CVD nicht auf die Ticketpreise umgelegt werden und müssen daher über Förderungen und staatliche Zuschüsse finanziert werden.

## Übersicht zur Bewertung der Nutzung von Batteriebussen

### Wirkungsgradkette

| Batterie-Bus | | |
|---|---|---|
| Erneuerbare Energie | → | 100 Prozent |
| Übertragung | → | 95 Prozent |
| Ladestation | → | 95 Prozent |
| in Batterie | → | 95 Prozent |
| **Well2Tank** | → | **86 Prozent** |
| aus Batterie | → | 95 Prozent |
| Umrichter und Motor | → | 85 Prozent |
| Mechanik | → | 95 Prozent |
| **Well2Wheel** | → | **66 Prozent** |

Grafik: VDV

### Verfügbarkeit/Infrastruktur

Die Infrastruktur der elektrischen Energieversorgungsnetze ist vorhanden, wenn auch nicht ausreichend ausgebaut. Sie muss jedoch, wie auch die Bereitstellung von regenerativer Energie für den höheren Bedarf an elektrischer Energie, massiv ausgebaut werden. Die Ladeinfrastruktur muss aufgebaut werden. Deutschland entwickelt sich zum Hauptbatterie-produzenten in Europa. Alle Bushersteller bieten BEV an.

## SWOT-Analyse für eine Umstellung auf Batteriespeicher in Fahrzeugen

| Stärken | Schwächen |
|---|---|
| – Alternative für lokal emissionsfreie Mobilität<br>– weltweite höchste Investitionsraten in die Weiterentwicklung von Batterietechnologien<br>– hoher Wettbewerb bei OEMs und Zulieferern (Deutschland wird zum Batteriestandort in Europa)<br>– hohe Flexibilität auf der Trajektorie<br>– Reichweiten ca. 250 – 350 km, ausreichend für die meisten Linien | – Reichweiten <250 km (Gelenkbus)<br>– lange Ladezeiten, also höhere Standzeiten<br>– hohe Kosten für Infrastruktur und Fahrzeug<br>– Speicherverluste in der Batterie<br>– geringe Flexibilität an den Endhaltestellen<br>– hohe Instandhaltungskosten für Ladeinfrasstruktur<br>– höherer Flächenbedarf (~25 Prozent) für Ladeinfrastruktur auf Betriebshöfen und im städtebaulichen Umfeld<br>– Kommunikation zwischen Bus und Ladeinfrastruktur fehleranfällig<br>– Verringerte Fahrgastkapazität durch hohes Gewicht der Batterien |
| **Chancen** | **Risiken** |
| – planbare Umläufe ermöglichen insbesondere im regionalen Verkehr den Einsatz von Unterwegs Ladung<br>– Green Mobility lässt sich im ÖV ausbauen und zum Vorreiter im Verkehrsbereich werden<br>– Steuern und Abgaben auf Strom sollen deutlich gesenkt werden | – Infrastrukturen müssen langfristig (> 20 Jahre) genutzt werden. Ausschreibungswettbewerb und technische Weiterentwicklung sind damit schwer zu vereinbaren.<br>– Verkürzte Lebensdauer der Batterie wird zu hohen Zusatzkosten führen.<br>– Ungesicherte Lieferketten zur Batterieproduktion.<br>– Ladeinfrastruktur passt zu einer Busgeneration→ ungesicherte Investition. |

## 2.4 Wasserstoff

CVD-Eingruppierung: „emissionsfrei"

Wasserstoff kann mithilfe der Elektrolyse durch Aufspaltung von Wasser in seine beiden Bestandteile Sauerstoff und Wasserstoff hergestellt werden. Wie in der Einleitung beschrieben, beträgt der Wirkungsgrad zur Umwandlung, Verteilung und Speicherung von Wasserstoff bei ca. 63 Prozent. Bei der Zusammenführung von Wasserstoff und Sauerstoff in einer Brennstoffzelle oder einem $H_2$-Verbrennungsmotor entsteht Wasser als Reaktionsprodukt. Bei der Umwandlung von Wasserstoff in elektrische Energie werden in der Regel 50 Prozent an elektrischer Energie und 50 Prozent an Wärme gewonnen. Der Wirkungsgrad der Energieumwandlung Strom – Wasserstoff – Strom liegt also bei 31 Prozent. Hinzu kommen Verluste bei der Zwischenspeicherung in die Batterie, wobei sich ein Wirkungsgrad von 28 Prozent für die Bereitstellung von Energie im Fahrzeug ergibt. Hinzu kommen noch mechanische und elektrische Verluste in Antriebsstrang und Leistungselektronik. Zur Beschleunigung des Tankvorganges wird der Wasserstoff meist gekühlt, was sich negativ auf die Energieeffizienz auswirkt.

Ein Kilogramm Wasserstoff hat einen Energieinhalt von 33,3 kWh, in mobilen Brennstoffzellen sind davon höchstens 16,65 kWh (50 Prozent) in elektrischer Energie umsetzbar. 2024 soll ein Wasserstoff-Verbrennungsmotor in die Serienproduktion gehen. Dieser Motor wird zunächst in dem Bereich stationärer Anlagen und im Schienenverkehr eingesetzt.

Aktuell müssen für ein Kilogramm Wasserstoff ca. 53 kWh (Wirkungsgrad 63 Prozent) elektrischer Energie aufgewendet werden. Selbst mit von Abgaben und Umlagen befreiter Bahnstrom (0,09 €/kWh in 2019) ergeben sich Energiekosten i. H. v. 4,77 €/kg. Hinzu kommen die Investitionskosten für Elektrolyseur, Speicher und Verteilung. Mittelfristig sind ohne staatliche Förderung keine deutlichen Preissenkungen zu erwarten.

**Es ist zu erwarten, dass Wasserstoff aufgrund der Zeitenwende dem Verkehrssektor nicht mit geeigneter Priorisierung zur Verfügung stehen wird. Wasserstoff wird vorrangig als Substitut für Erdgas verwendet werden.**

Die deutsche Gesetzgebung sieht bei der Lagerung von Wasserstoff Mengenbegrenzung bzw. entsprechende Sicherheitsstandards vor. Ab einer Lagermenge von 3 t gilt die 4. BImSchV und ab 5 t die 12. BImSchV. Daraus folgt, dass bei der Anlieferung und Lagerung von Flüssigwasserstoff ein Sicherheitsabstand von 160 m, von Drucktanks mit 500 bar 90 m und mit 200 bar 60 m zu schutzbedürftigen Dritten einzuhalten ist. Die Anforderungen (Sicherheitsabstände) bezüglich der Lagerung sind im stadtnahen Umfeld kaum umsetzbar.

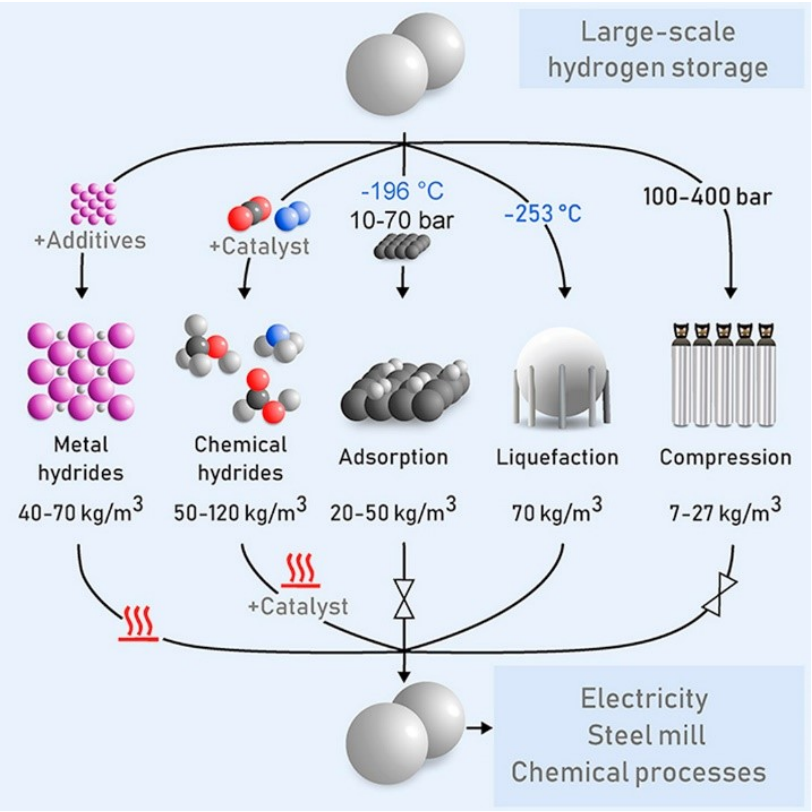
Ein 12-Meter-Bus hat einen Verbrauch von ca. 8,5(±20%) kg $H_2$/100km. Somit kann mit 3 t $H_2$ eine Busflotte von 100 Fahrzeugen mit einer Tagesleistung von 278-441 km betrieben werden.

Zum Transport von Wasserstoff in Druckbehältern kann man bei einer Ausführung als 40-ft-ISO-Container und einem Speicherdruck von 300 bar (zukünftig: 500 bar) mit einer nutzbaren Speichermenge von 700 kg (1.000 kg) rechnen. Damit wären mindestens 3 bis 5 Lkws pro Tag zur Verteilung/Anlieferung der benötigten Wasserstoffmenge und das organisatorische Handling nötig. Diese Einschränkungen können durch die Anbindung via Pipeline oder durch die Installation der Tankstelle/des Lagerortes in einem Chemiewerk behoben werden. Logistisch gesehen ist die Produktion des Wasserstoffes vor Ort auf oder in der Nähe von den Betriebshöfen sinnvoll, jedoch städtebaulich nicht immer zu realisieren.

Aktuell bieten drei Hersteller in Europa 12-m-Busse mit einem Brennstoffzellen-Batterie-Hybrid-Antrieb an. Um die Brennstoffzelle im optimalen Betriebszustand betreiben zu können, wird diese immer mit einer Traktionsbatterie als Pufferspeicher kombiniert. Das Energiemanagement der beiden Komponenten lässt sich je nach Anwendungsfall variieren.

Die Nutzung von Wasserstoff aus Industrieanlagen (hauptsächlich der chemischen Industrie) bietet sich u. a. in den Regionen um Leverkusen, Ludwigshafen, Frankfurt a. M. und Leuna an. Einige neue $H_2$-Produktionsanlagen zur Herstellung von „grünem $H_2$" werden durch Förderprogramme des Bundes gefördert und wie z. B. in Hamburg, Hannover und Cottbus aufgebaut.

Als kleinstes Element fordert Wasserstoff jedoch qualitativ sehr hochwertig verschlossene Lagerorte, um ein Entweichen zu verhindern. Zur Speicherung bieten sich an: Kavernenspeicher, Drucktanks (350 bar im Nutzfahrzeug, 700 bar beim Pkw), chemische Bindung (z. B. Ammoniak), Verflüssigung (hoher Druck und Kühlung) oder ein Einbinden in Metallstrukturen. Bei der Wahl des Speichers ist die für die Speicherung aufzubringende Energie ins Verhältnis mit den Transport- oder Lagerkosten zu setzen. Natürlich muss insbesondere auch die Gesamteffizienz der Alternativen betrachtet werden.




Quelle: ScienceDirect | https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319919310195

Um die $CO_2$-Emissionen bei der Erzeugung von Wasserstoff zu symbolisieren, wurde eine Farbskala entwickelt. Die Bundesregierung hat das Ziel, den Wasserstoff in Zukunft rein aus regenerativen Energien herstellen zu lassen („Grüner Wasserstoff").

Die Farben des Wasserstoffs:

- Grüner Wasserstoff: aus regenerativer Energie durch Elektrolyse hergestellt.
- Blauer Wasserstoff: Wasserstoff, bei dessen Erzeugung $CO_2$-Abscheidungs- und Speicherverfahren zum Einsatz kommen.
- Türkiser Wasserstoff: wird durch Methanpyrolyse erzeugt, anstatt $CO_2$ entsteht dabei fester Kohlenstoff.
- Grauer Wasserstoff: wird aus fossilen Kohlenwasserstoffen erzeugt.
- Gelber Wasserstoff: wird aus dem deutschen Strom Mix durch Elektrolyse hergestellt.
- Roter Wasserstoff: wird aus dem Atomstrom durch Elektrolyse hergestellt.
- Weißer Wasserstoff: aus natürlichen Quellen, wird auch für Wasserstoff als Nebenprodukt verwendet (Bezeichnung nicht definiert)

# Übersicht zur Bewertung der Nutzung von Bussen mit Batterie-Wasserstoff-Antrieben

## Wirkungsgradkette

| Brennstoffzellen-Bus | | |
|---|---|---|
| Erneuerbare Energie | → | 100 Prozent |
| Übertragung | → | 95 Prozent |
| Herstellung $H_2$ | → | 70 Prozent |
| Kompression $H_2$ | → | 95 Prozent |
| Verteilung und Tanken $H_2$ | → | 90 Prozent |
| Ladestation | → | 99 Prozent |
| in Batterie | → | 98 Prozent |
| **Well2Tank** | → | **55 Prozent** |
| aus Batterie | → | 98 Prozent |
| aus Brennstoffzelle | → | 50 Prozent |
| Umrichter und Motor | → | 85 Prozent |
| Mechanik | → | 95 Prozent |
| **Well2Wheel** | → | **22 Prozent** |

Grafik: VDV

## Verfügbarkeit/Infrastruktur

Wasserstoff bietet eine Möglichkeit der Energiespeicherung. Für die Herstellung von $H_2$ braucht es viel Energie. Es gibt nur kleine Anlagen bzw. Testanlagen zur Produktion von grünem $H_2$. Der aktuelle Reifegrad der Techniologie lässt auf eine Verbesserung des Gesamt-Wirkungsgrads hoffen. Für eine großflächige Nutzung gibt es noch keine Infrastruktur zur Verteilung des Wasserstoffs. Die Reinheit des Wasserstoffes in den geplanten Verteilnetz (Pipeline) ist nicht ausreichend für den Betrieb von Brennstoffzellen in Bussen, so dass neben Kompressions-, Tank- und Kühlanlagen noch Aufbereitungsanlagen errichtet werden müssen. Regional gibt es bereits vereinzelnt Pilotprojekte mit Tankanlagen, welche den Wasserstoff durch eine lokale Produktionsstätte beziehen, mittels Elektrolyseur direkt versorgt oder per Tankwagen beliefert werden.

## SWOT-Analyse für eine Umstellung auf Fahrzeugen mit Brennstoffzelle (Wasserstoff)

| Stärken | Schwächen |
|---|---|
| – Alternative für emissionsfreie Mobilität je nach Erzeugung<br>– hohe Reichweiten bis zu 400 km<br>– Tankzeiten ähnlich zu fossilen Kraftstoffen<br>– Nutzung von Wasserstoff aus Industrieanlagen | – Geringer Gesamtwirkungsgrad<br>– Unzureichende Verfügbarkeit von grünem $H_2$<br>– Lagerung von $H_2$ wirtschaftlich umsetzbar auf 3 t begrenzt. (Hohe Auflagen für >3 t)<br>– hohe Sicherheitsanforderungen im Betriebshof<br>– wenige Anbieter<br>– TCO-Kosten sind am höchsten<br>– geringere Zuverlässigkeit von Bus & Ladestation als bei O-Bus oder Batterie-Bus<br>– 16,65 kWh Energie (1kg Wasserstoff) kosten ca. 9 €(2020, aktuell ca. 15€) → 0,54 €/kWh<br>– kaum Potenziale der Kostenreduktion durch zunehmenden technologischen Reifegrad<br>– Verringerte Fahrgastkapazität durch hohes Gewicht der Batterien und Brennstoffzelle |
| **Chancen** | **Risiken** |
| – möglich für $H_2$-Wirtschaft in Deutschland<br>– Zwischenspeicherung von sonst ungenutzter Windenergie<br>– Errichtung von $H_2$-Werken (Elektrolyseur, Speicher, Kraftwerke) zur Verbesserung der Netzstabilität<br>– $H_2$-Verbrennungsmotor und Brennstoffzellen-/Batterie-System haben einen ähnlichen Wirkungsgrad. | – Zeitenwende: Wasserstoff wird für den Sektor Energie und Industrie priorisiert<br>– Nutzungsdauer Infrastruktur (> 20 Jahre) notw.<br>– Preissenkung aufgrund hoher Nachfrage unwahrscheinlich<br>– TCO: Senkung der Kosten für $H_2$ auf ca. 1/3 ist technologisch mittelfristig nicht zu erreichen |

## 2.5 Synthetische Kraftstoffe

CVD-Eingruppierung: „sauber"

Mit synthetischen Kraftstoffen werden Kraftstoffe bezeichnet, die durch einen chemischen Prozess bzw. aus anderen Grundsubstanzen hergestellt werden. Kennzeichnend ist in der Regel das Ersetzen von Erdöl als Rohstoffquelle. Der Bereich der synthetischen Kraftstoffe umfasst synthetische Kraftstoffe (power-to-X), die z. B. aus Erdgas (GtL – Gas-to-Liquid) oder Kohle (CtL) hergestellt werden, und reicht bis hin zu E-Fuels, die regenerativ, z. B. aus klimaneutraler Biomasse (BtL), oder aus $CO_2$ und zugeführter regenerativ erzeugter Energie (Power-to-Liquid-Verfahren) geschaffen werden. Da diese Kraftstoffe ähnliche Eigenschaften wie fossile Kraftstoffe besitzen, sind eine Nutzung, Lagerung und logistische Verteilung mit existierenden Systemen möglich. Aktuelle EURO-VI-Busse bieten die Möglichkeit, auch mit synthetischen Kraftstoffen betrieben zu werden (Abstimmung mit dem Hersteller nötig).

| | **CtL** | **GtL** | **BtL** | **E-Fuels** |
|---|---|---|---|---|
| **Ausgangsstoff** | Kohle | Erdgas | Biomasse | $CO_2$ aus der Umgebung |
| **$CO_2$-Einsparpotenzial** | N. N. | 8 % | 90-95 % | 95 % (bei 100 % regen. Energie)<br>80-85 % bei dt. Strommix |
| **CVD-Einordnung** | Sauber | Sauber | Sauber | Sauber |

Zurzeit werden GtL-Kraftstoffe („Gas to Liquid") angeboten, die hauptsächlich aus Erdgas als Nebenprodukt bei der Erdölförderung gewonnen werden. Da der Transport von Erdgas ohne Pipeline aktuell zu teuer ist, bietet sich diese Umwandlung per Fischer-Tropsch-Synthese oder per Bergius-Pier-Verfahren in einen flüssigen Kraftstoff mit einer höheren Energiedichte an. Diese gleichmäßige Zusammensetzung des Kraftstoffes führt zu einer besseren Verbrennung mit weniger $NO_x$-Emissionen und erzeugt einen höheren Wirkungsgrad mit einer Verbrauchsreduktion von bis zu 8 Prozent weniger $CO_2$-Emissionen.

E-Fuels (electro-fuel, Elektro-Kraftstoff) werden mittels elektrischer Energie aus Wasser und Kohlenstoffdioxid ($CO_2$) hergestellt. In einem ersten Schritt wird Wasserstoff mittels der Elektrolyse erzeugt und in weiteren Schritten mit $CO_2$ zu Kohlenwasserstoffketten verbunden. Dieser Prozess wird als Power-to-Fuel bezeichnet. Da bei der Herstellung und Nutzung von E-Fuels mehrere verlustintensive Umwandlungsstufen durchlaufen werden müssen, ist die Energiebilanz beim Einsatz von E-Fuels schlechter als bei anderen Antriebsarten. Aufgrund der langen Prozesskette zur Herstellung stehen final nur ca. 10 Prozent der eingebrachten Energie als Nutzenergie zur Verfügung. Damit benötigen mit E-Fuels betankte Autos pro Kilometer rund fünfmal so viel Energie wie ein batterieelektrisches E-Auto.

Aktuell werden Test- und Entwicklungsanlagen zur Herstellung von Power-to-Liquid-Kraftstoffen (PtL) gebaut. Planungen für eine großindustrielle Herstellung sind bislang nicht bekannt.

## Übersicht zur Bewertung der Nutzung von Bussen mit Verbrennungsmotoren unter Nutzung von synthetischen Kraftstoffen (E-Fuel)

### Wirkungsgradkette

| e-Fuel-Bus | | |
|---|---|---|
| Erneuerbare Energie | → | 100 Prozent |
| Übertragung | → | 95 Prozent |
| Herstellung $H_2$ | → | 70 Prozent |
| Herstellung e-Fuel | → | 70 Prozent |
| Verteilung und Tanken | → | 95 Prozent |
| **Well2Tank** | **→** | **44 Prozent** |
| Verbrennungsmotor | → | 33 Prozent |
| Mechanik | → | 95 Prozent |
| **Well2Wheel** | **→** | **14 Prozent** |

Grafik: VDV

### Verfügbarkeit/Infrastruktur

Für synthetische Kraftstoffe können bestehende Infrastrukturen (Pipelines, Tankstellen) genutzt werden. Aktuelle Verbrennungskraftmaschinen können den Kraftstoff nutzen. Aktuell werden nur synthetische Kraftstoffe (GtL) angeboten, die aus Erdgas hergestellt werden.

Es sind keine großindustriellen Produktionsanlagen für E-Fuels bekannt.

### SWOT-Analyse für die Nutzung von synthetischen Kraftstoffen

| Stärken | Schwächen |
|---|---|
| – aktuelle Technologie (Verbrennungsmotor, Transportketten und Lagerungstechniken) können weiter genutzt werden<br>– hohe Reichweiten | – sehr geringer Gesamtwirkungsgrad (noch geringer als bei Wasserstoff)<br>– Herstellungskosten sind sehr hoch und aktuell (noch) unwirtschaftlich<br>– wirtschaftliche Produktionsprozesse im Entwicklungsstadium<br>– keine Großserienproduktion in Planung |
| **Chancen** | **Risiken** |
| – schnelle Umstellung<br>– hohe Flexibilität im Betrieb | – Lieferquellen |

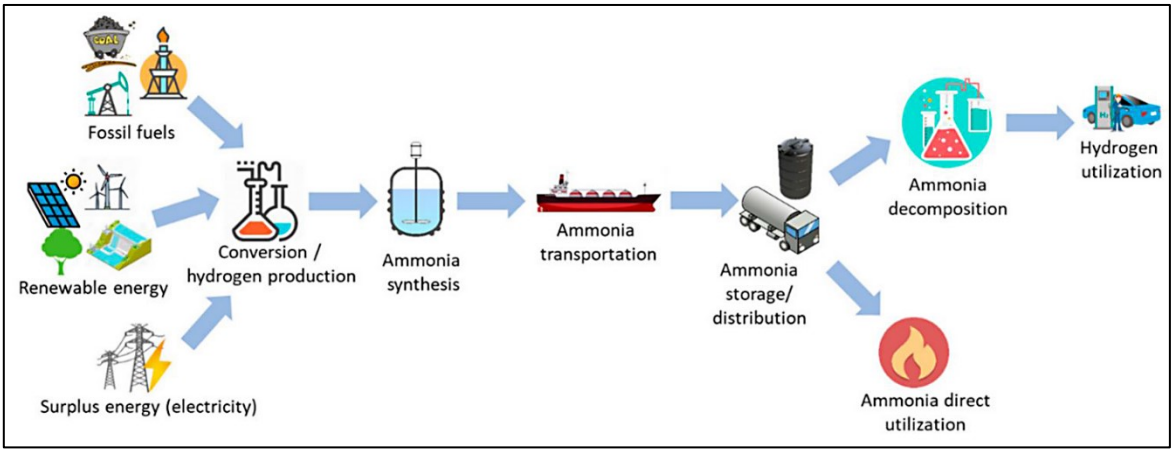
## 2.6 Ammoniak

CVD-Eingruppierung: „sonstige"

Die Speicherung von Wasserstoff in Ammoniak bietet ein hohes Potenzial.

Ammoniak wird aktuell im Haber-Bosch-Verfahren großindustriell synthetisiert. Der zentrale Schritt der Ammoniaksynthese aus atmosphärischem Stickstoff und Wasserstoff wird an einem eisenhaltigen Katalysator bei Drücken von etwa 150 bis 350 bar und Temperaturen von etwa 400 bis 500°C durchgeführt (Quelle: Wikipedia). Ammoniak wird bereits bei –33°C flüssig.

Da Ammoniak eine hohe Dichte, einen niedrigen Speicherdruck und eine hohe Elementstabilität besitzt, bietet es erhebliche Vorteile im Vergleich zum flüchtigen Wasserstoff, somit lässt sich regenerativ erzeugte Energie gut und lange speichern bzw. transportieren. Ammoniak wird u. a. auch zur Herstellung von Sprengstoff und Düngemittel verwendet.




Quelle: https://www.mdpi.com/1996-1073/13/12/3062/htm

Die Energiedichte von Ammoniak beträgt flüssig 4,25 kWh/l bzw. 6,25 kWh/kg (zum Vergleich: Diesel hat eine Energiedichte von 9,7 kWh/l oder 12,7 kWh/kg).

Im Solid-State-Ammonia-Synthesis-Verfahren (SSAS-Verfahren) wird Ammoniak elektrolytisch direkt aus Wasser, Stickstoff (aus Luft) unter Verwendung von elektrischer Energie hergestellt. Diese Methode ist noch in der Erforschung und soll nur noch 8,3 kWh elektrischer Energie pro kg Ammoniak benötigen. Dies entspricht immerhin einem Wirkungsgrad von 75 Prozent

Die Weiterentwicklung zur direkten Nutzung in Verbrennungsmotoren erfolgt in Forschungslaboren. So stellte u. a. das Korean Institute for Energy Research (KIER) einen Pkw (Basis LPG-Antrieb) mit einem Ammoniak-Verbrennungsmotor vor (Quelle: Ammonia for Power).

## Übersicht zur Bewertung der Nutzung von Bussen mit Verbrennungsmotoren unter Nutzung von Ammoniak als Kraftstoffen

### Verfügbarkeit/Infrastruktur

Die Technologie ist bekannt. Es gibt nur Test- und Erprobungsanlagen. Eine Lieferkette ist nicht vorhanden.

### SWOT-Analyse für den Einsatz von Ammoniak als Energiespeicher und Kraftstoff

| Stärken | Schwächen |
|---|---|
| – aktuelle Technologie (Verbrennungsmotor, Transportketten und Lagerungstechniken) können weiterentwickelt und genutzt werden<br>– schnell betankbar | – Motorenentwicklung im Prototypstadium<br>– Herstellungskosten sind sehr hoch und aktuell unwirtschaftlich<br>– wirtschaftliche Produktionsprozesse im Entwicklungsstadium<br>– keine Logistikketten vorhanden |
| **Chancen** | **Risiken** |
| – gute Transportfähigkeit<br>– neues Syntheseverfahren (SSAS) verspricht Reduktion der zur Herstellung notwendigen Energie | – aktuell hoher Energiebedarf zur Herstellung |

# Entwicklungen im Massensegment

## Pkw

Der Pkw-Markt hat sich als Nachfolgetechnologie für die Verbrennungsmotorentechnik auf batterieelektrische Antriebe (BEV) fokussiert. Alle Automobilhersteller bieten nun rein elektrische Pkw mit Batterien an. Der Aufbau von Batteriefabriken wird vorangetrieben. Hierbei entwickelt sich Deutschland zum größten Batteriehersteller in Europa. An Alternativen wie der Nutzung von Wasserstoff mittels einer Brennstoffzelle oder Verbrennungsmotoren wird weiter geforscht. Aktuell bieten nur zwei Pkw-Hersteller (Toyota, Hyundai) $H_2$-Antriebe in Kleinserien an. Eine weitere Markteinführung wird nicht datiert.

## Lkw

Bei Nutzfahrzeugen gibt es einen Trend hin zu batterieelektrischen Lkw bis zu einer Fahrzeugmasse von 7,5 t. Diese Fahrzeuge werden insbesondere im Verteilerverkehr mit Tagesleistungen von ca. 200 km am Tag eingesetzt. Hierbei scheinen sich Synergien zum Stadtbus zu entwickeln, da die Antriebsysteme denen der Stadtbusse entsprechen.

Für den Fernlastverkehr gibt es bislang nur Testfahrzeuge und strategische Untersuchungen. Mit der Oberleitung auf der Autobahn engagierte sich Scania und MAN mit Siemens an der Entwicklung eines energieeffizienten Systems. Durch eine höhere Spannungsebene, z. B. 3 kV, könnte die Effizienz noch weiter gesteigert werden. Aufgrund der hohen Kosten für Infrastruktur und Fahrzeuge wird sich das Konzept voraussichtlich nur auf hochfrequentierten Lkw-Pendelverkehrsstrecken im Nahbereich durchsetzen.

Auf Wasserstoff angetriebene Lkw setzt u. a. das Konsortium Daimler Truck mit Volvo und auch Iveco. Aufgrund der höheren Energiedichte von Wasserstoff gegenüber Batterien verspricht man sich eine höhere Reichweite, einen geringeren Einfluss auf die Ladekapazität und einen schnelleren Tankvorgang im Vergleich zum BEV. Erste Brennstoffzellen Lkw von Hyundai werden nach Deutschland ausgeliefert.

## Bus

Im Bussegment bieten alle Hersteller serienreife BEV an. $H_2$-Antriebe mit Brennstoffzelle werden aktuell nur von drei Herstellern angeboten. Für den Regionalverkehr werden erste BEV eingesetzt. Im Reisebusbereich existieren nur wenige Einzelfahrzeuge. Bei der verwendeten Technologie zeichnet sich noch kein Trend ab. Aktuell werden E-Fuels auch aufgrund der Verfügbarkeit nur in einer kleinen Testflotte als Treibstoff eingesetzt. Ab 2024 soll ein $H_2$-Verbrennungsmotor in Serienproduktion erscheinen, der das Potenzial bietet, mit verhältnismäßig einfacher Technik Wasserstoff als $CO_2$-neutralen Kraftstoff bei ähnlicher Effizienz zur Brennstoffzelle zu verwenden.

Studien zeigen auf, dass in allen Klassen (Regional-/Stadtverkehr) die TCO-Kosten in der Reihenfolge der Technologien steigen: Dieselbus, Batteriebus, $H_2$-Bus. Bezieht man den $CO_2$-Emissionshandel und die Förderung der Elektromobilität mit ein, sind die TCO-Kosten eines Batteriebusses meist günstiger als eines Dieselbusses. Die Ergebnisse der Studien zeigen ebenfalls die Tendenzen für E-Lkw's.

## Eisenbahn

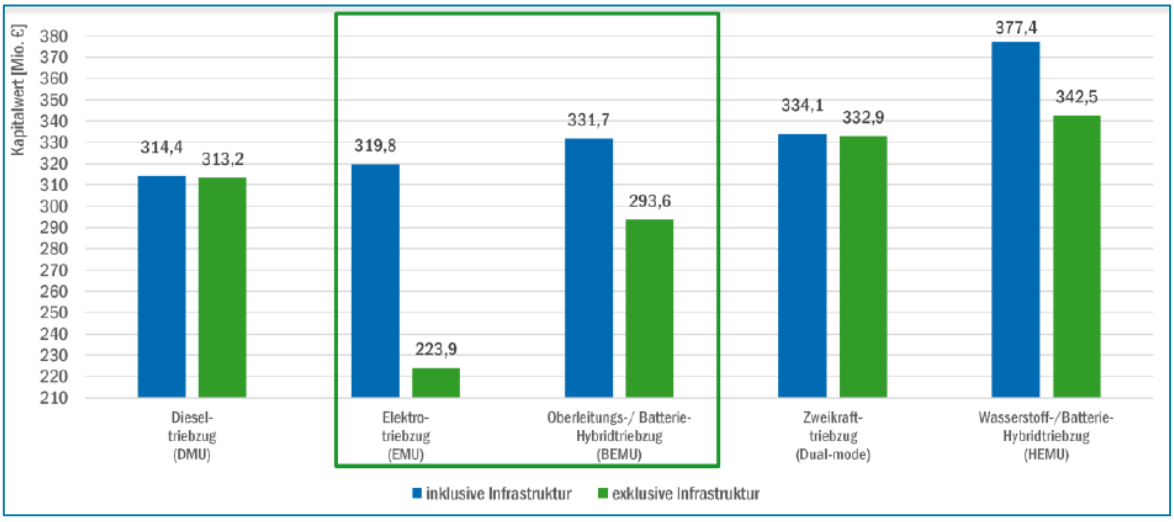
Insbesondere im Personenverkehr werden aktuell Batterie-Triebzüge und Triebzüge mit Brennstoffzellen entwickelt und eingesetzt, um auf Nebenstrecken ohne Fahrleitungsanlage einen rein elektrischen Betrieb zu realisieren. Ein großer Teil der dieselgetriebenen Fahrzeuge wird auf Strecken mit einem fahrleitungsfreien Abschnitt von unter 40 Kilometern eingesetzt. Der Ausbau der Fahrleitung wird aktuell von der Politik vorangetrieben. Aufgrund der langen Finanzierungs-, Planungs- und Genehmigungsverfahren und des Personalmangels für Planung und Bau ist ein Ausbau der Fahrleitung bis 2030 nicht vollständig möglich.

Plakativ kann man folgende Aussage treffen: Bei hohen Taktzahlen oder schnellen Fahrzeugen, also bei hohem Energie- und Leistungsbedarf, ist der TCO von Fahrzeugen mit Fahrleitung am besten. Da moderne Batterie-Schienenfahrzeuge an der Fahrleitung wie elektrische Triebfahrzeuge verkehren können, eignet sich die Batterietechnologie auf nicht-elektrifizierten Strecken auch als Zwischentechnologie, um den Umstieg von fossilen Energieträgern auf die elektrische Traktion zu beschleunigen. Es gibt technische Lösungen für in kurzer Zeit (ohne Planfeststellungsverfahren) zu errichtende Ladestationen fernab mit Fahrleitung elektrifizierter Bahnnetze.

Der Einsatz von alternativen Antrieben mit Batterie bzw. Brennstoffzelle ist demnach für folgende Anwendung zu prüfen:

- Kleinfahrzeuge
- Rangierlokomotiven
- leichter Regionalverkehr

In betrieblichen Sonderfällen, bei langen Streckenabschnitten (>40km) und bei geringer Streckennutzung (Taktzahlen) kann die Kombination von Batterie und Brennstoffzelle als Übergangslösung sinnvoll sein. TCO-Berechnungen zeigen eindeutig die wirtschaftlichen Vorteile von Batterietechnik gegenüber $H_2$-Technik an. Auf mittel- bis hochfrequenten Strecken zeigen die TCO-Berechnungen, dass der Einsatz von Bahnen ohne Batterie (EMU) mit 100 Prozent Fahrleitung am wirtschaftlichsten ist, da die Fahrzeuge mit Batterie (BEMU) in der Anschaffung und Batterietausch über die 40 Jahre Lebensdauer von Fahrzeug und Fahrleitung deutlich teurer als die Installation weiterer Fahrleitung sind. EMU und BEMU haben eine deutlich höhere Energieeffizienz und somit geringere Fahrbetriebskosten.




Quelle: VVO – Verkehrsverbund Oberelbe | Präsentation des batterieelektrischen Zuges vom 16.9.2020

## Schiff

Aktuell gibt es in der Schifffahrt noch keinen weltweiten Standard. Die Diskussionen lassen vermuten, dass sich der Markt in Richtung der Nutzung von LNG oder Brennstoffzelle entwickelt. Für Kurzstrecken, wie z. B. bei Fähren, werden auch batterieelektrische Antriebe eingesetzt.

## Luftfahrt

Die Luftfahrt sucht noch nach Alternativen zu Kerosin. Insbesondere für den Langstreckenflug werden Biokraftstoffe und E-Fuels favorisiert. Im Kurzstreckenbereich gibt es erste batterieelektrisch betriebene Versuchsträger. Drohnen werden generell mit batterieelektrischen Antrieben mit Reichweiten von ca. 200 km entwickelt.

# Zusammenfassung Energiekosten (Well-to-Tank)

Folgende Tabelle zeigt die Energiekosten für die verschiedenen alternativen Kraftstoffe für den ÖPNV im Bereich Bus für eine angenommene Fahrleistung von 2 Mrd. km (33.333 Gelenk-Busse mit 60.000 km Fahrleistung pro Jahr).

| Kraftstoff | Verbrauch pro km | Kosten pro l/kWh/kg in Euro* | Gesamt-verbrauch (Tank-to-Wheel) | Gesamt-kosten in Mrd. Euro * | Energiebereit-stellung in TWh (Well-to-Tank) ** |
|---|---|---|---|---|---|
| Diesel | 0,45 l | 1,10 € | 900 Mio. l | 0,99 | 1,9 + Diesel* |
| Biogas | 0,56 l | 1,20 € | 1.120 Mio. l | 1,34 | 1,8 + Biogas* |
| Energie – Fahrleitung | 1,8 kWh | 0,15 € | 3.600 TWh | 0,54 | 4,0 |
| Energie – Batterie | 2,1 kWh | 0,15 € | 4.210 TWh | 0,63 | 4,7 |
| Wasserstoff*** | 0,128 kg | 9,50 € | 255 Mio.kg | 2,42 | 15 |
| E-Fuel | 0,41 l | keine Angabe | 820 Mio. l | keine Angabe | 18 |

*Energiepreise wurden in 2021 vor der Energiekriese ermittelt. Preisentwicklungen sind aktuell spekulativ.
**Angegeben ist hier nur die zur Bereitstellung des „Kraftstoffs" notwendige elektrische Energie, z. B. zur Förderung, Verteilung, Energieumwandlung und Energieübertragung, jedoch nicht der Energieinhalt von Diesel/Biogas
*** Hochgerechnet für Gelenkbus mit Faktor 1,5 von Verbrauch Solobus (8,5kg/100km)

Der Tabelle ist zu entnehmen, dass der Oberleitungsbus die geringsten Betriebskosten aufweist.

Im Vergleich zu dem Oberleitungsbus haben folgende Technologien prozentual höhere Kosten in betrieblichen Kraftstoffen i. H. v.:

- Batteriebus + 17 Prozent
- Dieselbus + 83 Prozent
- Wasserstoffbus + 255 Prozent

# Übersicht zu den Anforderungen der ÖPNV-Branche an Kraftstoffe, Infrastrukturen bzw. Fahrzeuge

In der folgenden Übersicht sind einige Entscheidungskriterien aufgeführt, die bei den Überlegungen zur Wahl des eigenen zukünftigen Energieträgers berücksichtigt werden können.

| | Diesel | Elektroenergie (Fahrleitung) | Elektroenergie (Batteriespeicher) | Wasserstoff | Synthetische Kraftstoffe |
|---|---|---|---|---|---|
| **Entwicklungen bis 2030** | | | | | |
| Produktion | serienreif | serienreif | serienreif | Testanlagen vorhanden | Laborstadium |
| Verfügbarkeit | ausreichend | ausreichend | ausreichend | geringe bis mittlere Mengen | geringe Mengen |
| Lieferkette | vollständig ausgebaut | Strom deutschlandweit beziehbar, geringste Anforderung an Peakleistung | Elektroenergie deutschlandweit beziehbar, zunehmende Zahl von Abnehmern bei gleichzeitigem Transformationsprozess der Energieerzeugung | keine durchgängigen Transportketten für großvolumige Mengenbereitstellung. | Lieferkette analog zu: Diesel/Benzin. Nur GtL (aus Erdgas) beziehbar. |
| Politische Rahmenbedingungen | verschlechtern sich | verbessern sich. Vereinfachung Planfeststellungsverfahren notwendig | verbessern sich | verbessern sich | keine Angaben |
| Zielmärkte | Straßenverkehr, Eisenbahn, Schiff- und Luftfahrt, Wärmemarkt, Industrie, Energiesektor | Straßenverkehr, Eisenbahn, Energiesektor, Schifffahrt, Wärmemarkt, Industrie | Straßenverkehr, Eisenbahn, Energiesektor, Schiff- und Luftfahrt, Wärmemarkt, Industrie | Straßenverkehr, Schifffahrt, Wärmemarkt, Industrie, Energiesektor | Straßenverkehr, Luftfahrt |
| **CVD** | | | | | |
| Einstufung gem. 2019/1161/EU | sonstige | emissionsfrei | emissionsfrei | emissionsfrei | sauber |
| $CO_2$-Emissionen | ja | lokal keine | lokal keine | lokal keine | neutral, (nachw. Rohstoffe) |
| $NO_x$-Emissionen | ja | keine | keine | keine | keine |
| Well-to-Wheel | 26 Prozent | 77 Prozent | 66 Prozent | 22 Prozent | 14 Prozent |
| **Infrastrukturkosten Tanken/Laden** | | | | | |
| Infrastrukturkosten Tanken/Laden | niedrig | mittel | hoch | sehr hoch | niedrig |
| Genehmigungsdauer neuer Anlagen | 6 Monate | 4 Jahre | 6 Monate | 6 Monate | 6 Monate |
| Dauer von Planung bis Betrieb | 7 Monate | 7 Jahre | 24 Monate | 30 Monate | 7 Monate |
| Platzbedarf | niedrig | mittel | mittel | hoch | niedrig |
| Sicherheitsaspekte | niedrig | mittel: Umgang mit Hochvolt-Technik | mittel: Umgang mit Hochvolt-Technik | hoch: – Umgang mit Hochvolt-Technik – Abstandsregeln für Lagerung und Betankung | niedrig |

| | Diesel | Elektroenergie (Fahrleitung) | Elektroenergie (Batteriespeicher) | Wasserstoff | Synthetische Kraftstoffe |
|---|---|---|---|---|---|
| **Fahrzeug (Solobus)** | | | | | |
| Reichweite | 450 km | unendlich | 250 km | 350 km | 475 km |
| Betankungszeit | 5 min | während der Fahrt | >120 min | 10 min | 5 min |
| TCO-Kosten | niedrig | niedrig | niedrig | hoch | mittel |
| Kraftstoff-kosten | 33,- €/100 km (2021) | 18,-€/100km (2021) | 21,- €/100 km (2021) | 80,75 €/100 km (2021) | 87,5 €/100 km (2021) |
| Fahrzeug-kosten | 230 t € | 700 t € | 550 t € | 612 t € | 230 t € |
| Verfügbarkeit | 96 Prozent | 97 Prozent | 89 Prozent | 70 Prozent | 96 Prozent |
| Anzahl Anbieter | >15 | 4 | >15 | 3 | >15 |
| Technologie-Reifegrad | 9 | 9 | 9 | 7 | 5 |
| Nutzungsdauer der Fahrzeuge | 14 Jahre | | 14 Jahre mit zwei Batterien | 14 Jahre mit zwei Brennstoffzellen und Batterien | 14 Jahre |

# Fazit

## 1. Aktueller Status: Ausbau regenerativer Energiequellen

Mit dem geplanten Aufbau der Wind- und Photovoltaikanlagen kann die Versorgungsleistung von den geplanten abzuschaltenden Kohle- und Kernkraftwerken bis 2030 nicht ausgeglichen werden. Insbesondere fehlt ein Ausgleich an regelbarer Energie für den Fall, dass regenerative Energien zeitweise nur unzureichend zur Verfügung stehen (Windstille, wetterbedingte geringe Helligkeit, Trockenheit). Aufgrund des Umstieges im Verkehrssektor auf E-Mobilität und in der Gebäudeerwärmung mittels Wärmepumpen wird sich der Bedarf an elektrischer Energie in Deutschland erhöhen. Ebenfalls wird sich die notwendige Netzleistung an neuralgischen Punkten erhöhen. Es wird notwendig sein, die regenerative Energie möglichst energieeffizient einzusetzen. In Zeiten der Energiekrise ist mit Engpässen im Energieverteilernetz zu rechnen, weswegen für Elektrobusse Energie- und Betriebshofmanagement-Systeme empfohlen werden.

Da voraussichtlich auch im Jahr 2030 der Energiebedarf höchstens zu 80 Prozent des bisherigen Energiebedarfs aus regenerativen Energiequellen gedeckt sein wird, muss die Energieeffizienz eine entscheidende Rolle bei der Wahl von alternativen Kraftstoffen einnehmen.

## 2. Energieeffizienz

Wasserstoff und auch synthetische Kraftstoffe weisen im Vergleich zu Strom aus Batterien- und/oder der direkten Stromnutzung aus Oberleitungen durch die zahlreichen Umwandlungsschritte eine deutlich geringere Energieeffizienz auf. Dieser Sachverhalt wird auch zukünftig technologisch nur sehr begrenzt optimierbar sein.

Als Richtwert kann man Folgendes ansetzen:

- Bei der Energieversorgung aus der **Oberleitung** beträgt der Well-to-Wheel **77 Prozent** zum Vortrieb am Rad.
- Bei einem reinen **Batterieantrieb** beträgt der Well-to-Wheel **66 Prozent**, d. h., dass man im Vergleich zum Fahrleitungsbetrieb ca. 17 Prozent mehr Energie bereitstellen muss.
- Bei **Brennstoffzellenfahrzeugen** beträgt der Well-to-Wheel **22 Prozent**, d. h., dass man im Vergleich zum Fahrleitungsbetrieb ca. 255 Prozent mehr Energie bereitstellen muss.
- Bei **E-Fuels** beträgt der Well-to-Wheel **14 Prozent**, d. h., dass man im Vergleich zum Fahrleitungsbetrieb ca. 453 Prozent mehr Energie bereitstellen muss.

Entsprechend steigen, wie oben beschrieben, auch die Energiekosten pro Betriebskilometer mit dem Einsatz „fertigungstechnisch aufwendiger" Energieträger.

## 3. Energiekosten und Well-to-Tank

Die Energiekosten für die verschiedenen alternativen Kraftstoffe haben einen direkten Zusammenhang zur Effizienz (Well-to-Wheel = W2W). Je weniger Umformungsprozesse im Well-to-Wheel beteiligt sind, desto effizienter und günstiger ist der Energieträger.

Im Vergleich zu dem Oberleitungsbus haben die folgende Technologien Mehrkosten i. H. v.:

| | | | |
|---|---|---|---|
| **Oberleitungsbus** | **(W2W = 77 Prozent)** | → | +0 Prozent Mehrkosten |
| **Batteriebus** | **(W2W = 66 Prozent)** | → | +17 Prozent Mehrkosten |
| **Dieselbus** | **(W2W = 26 Prozent)** | → | +83 Prozent Mehrkosten |
| **Brennstoffzellenbus** | **(W2W = 22 Prozent** | → | +305 Prozent Mehrkosten |

Die Energiemenge zur Bereitstellung des benötigten Kraftstoffes am Rad (W2W) des Fahrzeuges ist für einen Wasserstoffbus um einen Faktor 3 und für einen E-Fuel-Bus sogar um einen Faktor 4 höher als für einen Oberleitungsbus.

**Fazit: Die effizienteste Traktion ist die elektrische Traktion mit Nutzung der Fahrleitung, die ohne Zwischenspeicherung und aufwendige Umformungsprozesse in der Infrastruktur auskommt. Bei Batteriefahrzeugen kommt die verlustbehaftete Zwischenspeicherung von Energie in Batterien hinzu, weswegen der Wirkungsgrad etwas schlechter ist.**

**Wasserstoff und E-Fuels sind aufgrund der energieintensiven Herstellung die kostenintensivsten alternativen Kraftstoffe und fordern mit Abstand den größten Primärenergieeinsatz. In Zeiten knapper regenerativer Energien sind diese Kraftstoffe als Alternativen im ÖPV nur bei besonderen betrieblichen Anforderungen, Maßnahmen zur Sektorenkopplung oder besonderen lokalen Gegebenheiten zu empfehlen.**

## 4. Verfügbarkeit

Aufgrund der Zeitenwende wurde die Abhängigkeit von russischem Gas in Deutschland verringert. Perspektivisch wird die Bundesregierung die Verwendung von Biogas wie auch Wasserstoff als Substitut für Erdgas priorisieren und maßgeblich zur E-Netzstabilisierung einsetzen.

### 4.1 Wasserstoff

Aufgrund der Zeitenwende wird Wasserstoff als alternativer Energieträger von der Politik im Energiesektor und in der industriellen Produktion favorisiert. Zur Sicherstellung der Energieversorgung wird eine Priorisierung erfolgen.

**Nachfrage Wasserstoff**

- Die Taxonomie-Gesetze geben vor, dass Gaskraftwerke, die auf die Nutzung von $H_2$ umrüstbar sind, steuerlich begünstigt sind. Mithilfe der Gas-/$H_2$-Kraftwerke soll die Volatilität in der regenerativen Energieerzeugung durch Wind und Sonne ausgeglichen werden. Aktuell werden pro Jahr 65 TWh Energie durch Erdgaskraftwerke und 30 TWh in Biogaskraftwerken erzeugt. Berücksichtigt man den Wirkungsgrad von Gaskraftwerken mit ca. 40 Prozent, dann werden 6 Millionen Tonnen Wasserstoff für den Ersatz von Erdgas benötigt. Für die Herstellung des Wasserstoffes werden ca. **380 TWh regenerativ erzeugter Energie** benötigt.
- Wasserstoff stellt für viele industrielle Produktionen eine $CO_2$-neutrale Alternative zu Erdgas, Kohle oder anderen Energieträgern dar. Im energieintensiven Sektor industrieller Produktion gibt es für die Vermeidung von $CO_2$ bei der Herstellung teilweise keine Alternativen zu Wasserstoff. Die Umstellung auf eine $CO_2$-freie/-arme Produktion erfordert einen immensen Aufbau von Anlagen zur $H_2$-Produktion. Mittelfristig werden allein in der Stahlindustrie **1,3 Millionen Tonnen Wasserstoff** benötigt.

  Da die Industrie in der Produktion und die Energiebranche in der Energieerzeugung ihre Investitionen auf Wasserstoff ausrichten, wird eine entsprechende Marktnachfrage entstehen. Dies wird voraussichtlich zu einer Preissteigerung bei $H_2$ führen, die auch durch den anvisierten Aufbau von Produktionskapazitäten mittelfristig nicht verhindert werden kann. Wasserstoff wird damit ein knappes Gut (bleiben).

## 4.2 Synthetische Kraftstoffe

Synthetische Kraftstoffe werden aktuell nur als GtL (basierend auf Erdgas) angeboten und sind somit nicht relevant für die Klimaziele der EU. Für $CO_2$-freie E-Fuels existieren bislang nur Prototypanlagen. Eine Serienproduktion von Herstellungsanlagen ist noch nicht datiert. Die Handhabung von E-Fuels in Verteilung und Energiegewinnung in Verbrennungsmotoren ist weitestgehend identisch zu aktuellen Verbrennern. Dennoch gehen Wissenschaftler und Ökonomen davon aus, dass sich E-Fuels vorerst nicht durchsetzen können, da die Effizienz zu gering und somit die Kosten zu hoch sein werden.

**Somit besteht die Gefahr, dass Biogas, Wasserstoff und E-Fuels nicht mit der notwendigen Priorisierung für den Sektor Verkehr zur Verfügung stehen werden. Regionale Lösungen zu diesen Antriebsarten sind daher nur zu empfehlen, wenn längerfristige Perspektiven klar geregelt sind.**

# Schlusswort

Das politische Ziel der Reduktion von $CO_2$ im ÖPV und damit die Notwendigkeit der Umstellung auf $CO_2$-neutrale Antriebe stehen außer Frage.

Um die Klimaziele im Jahr 2030 und darüber hinaus erreichen zu können, sind **jetzt** Entscheidungen für geeignete Kraftstoffe und Energieträger zu treffen, womit auch gleichzeitig die notwendige Infrastruktur definiert wird.

Da Anlagen zur Bereitstellung alternativer Energien in Deutschland nicht schnell genug ausgebaut werden, internationale Lieferketten noch nicht existieren und alle Branchen die Vorgaben haben emissionsfrei zu werden, wird es einen Wettbewerb um den Bezug der regenativ bereitgestellten Energien geben. Daher muss das knappe Gut „alternative Energie" sehr effizient und sparsam eingesetzt werden. Aktuell steht in Deutschland nicht genügend regenerative Energie für die Herstellung von Wasserstoff und E-Fuels als Ersatz für fossile Kraftstoffen im Verkehrsbereich zur Verfügung.

Aus energetischer Sicht ist die rein elektrische Traktion mit Fahrleitung die bevorzugte Lösung ($\eta$=77 Prozent). Reine Batteriefahrzeuge haben eine Effizienz von ($\eta$=66 Prozent).
Bei Brennstoffzellenfahrzeugen sinkt die Effizienz auf ($\eta$=22 Prozent).

Aufgrund der für Infrastruktur üblichen Abschreibungsdauer von ca. 20 Jahren, sind die anstehenden Entscheidungen weitreichend. Aktuell sind die Herstellungskosten für Wasserstoff und E-Fuels im Vergleich zu anderen Kraftstoffen aus betriebswirtschaftlicher Sicht zu hoch. Eine deutliche Kostensenkung kann nur durch einen Technologiesprung erfolgen, der aktuell noch nicht absehbar ist.

Für den ÖV-Betreiber sind neben den Energie- bzw. Betriebskosten die technischen Entwicklungstrends, die Verfügbarkeit der Energieträger und die Wettbewerbssituation bei den Energieträgern zu berücksichtigen.

Potenzielle Synergieeffekte zwischen lokalen Energieversorgern, Stadtwerken und anderen ÖV-Bertreibern sind zu betrachten und in die eigene Entscheidungsfindung einzubringen. Hierbei könnten Synergien zwischen Ladeinfrastrukturen für kommunale Fahrzeuge (Abfallsammelfahrzeuge, Lkws, Straßenreinigungsfahrzeuge etc.) genutzt werden. Insbesondere sind die Planungen zum Aufbau von öffentlichen Tank- und Ladeinfrastrukturen an den TEN-V-Netzen und in den Städten (urban nodes) für eigene Investitionen zu betrachten.

Im ÖPV werden die Betriebskosten, die Zuverlässigkeit und die Verfügbarkeit des „gesamten Systems eines alternativen Kraftstoffes" (bestehend aus Produktion, Tankstelle und Fahrzeugtechnologie) entscheidend für die Wahl des Kraftstoffes sein. Insbesondere haben die Betriebskosten einen direkten Zusammenhang mit der Effizienz in der Herstellung des Kraftstoffes.

Da aktuelle Finanzierungs- und Förderprogramme die Investitionskosten fördern, jedoch nicht die Betriebskosten, ist ein besonderes Augenmerk auf diese zu richten. Die Betriebskosten setzen sich zu 75 Prozent aus Personal (50 Prozent) und Energie (25 Prozent) zusammen. Somit kann durch individuelle TCO-Berechnungen (Total Cost of owernship), insbesondere durch die Auswertung der Betriebskosten, der für die lokalen Gegebenheiten optimale Energieträger identifiziert werden.

Global, bis 2030 betrachtet, sind weder Wasserstoff noch E-Fuels optimale Energieträger für den ÖPV, sondern finden in der aktuellen Lage eher bei regionalen Besonderheiten eine geeignete Anwendung.

## Quellen

| Seite | Verweis/Titel |
|---|---|
| 3 | UN-Klimaschutzabkommen von Paris |
| 3 | REDII |
| 3 | Taxonomieverordnung |
| 3 | Ergänzung zur Taxonomieverordnung |
| 3 | europaweit kontrovers diskutiert |
| 3 | Endbericht |
| 3 | Fit for 55 |
| 3 | NPM AG1 2021 |
| 4 | Quelle: Umweltbundesamt TREMOD 6.16(05/2021)\| |
| 4 | Verkehr in Zahlen |
| 4 | Leistungskostengutachten des VDV |
| 4 | Clean Vehicles Directive (CVD) |
| 5 | „Emissionsfreie Energie- und Antriebskonzepte für Stadtbusse zur Umsetzung der europäischen Clean Vehicles Directive" |
| 6 | Deutsches Statistisches Bundesamt |
| 6 | Überblickspapier Osterpaket hat die Bundesregierung |
| 7 | Energieflächen-Effizienzen, |
| 7 | (Online-Artikel: Wirkungsgrade, Flächenverbrauch und Emissionen). |
| 7 | Bundesnetzagentur: Jahresbericht 2021 |
| 10 | Agora Energiewende – Studie Energiewende 2030: The Big Picture (Juni 2017) |
| 11 | BMVI \| EWD/Redaktion/Newsletter/2020/07/Meldung/topthema). |
| 11 | https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/h2-netz-2030/ |
| 11 | https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/h2-netz-2050/ |
| 13 | researchgate.net |
| 14 | Artikel Well-to-Tank |
| 14 | Artikel des Springer Verlags |
| 15 | Biodiesel & Co 2022/2021 (UFOP-Jahresbericht) |
| 21 | 4. BImSchV |
| 21 | 12. BImSchV |
| 22 | ScienceDirect |
| 27 | https://www.mdpi.com/1996-1073/13/12/3062/htm |
| 27 | Ammonia for Power |
| 29 | Brennstoffzellen Lkw |

## Weitere Quellen

| Verweis/Titel |
| --- |
| „Fit for 55"-Programm sind im VDV-Positionspapier |
| Deutsche Klimaschutzpolitik |
| AFI-Richtlinie |
| TEN-T-Regulation |
| COM(2021) 559 final |
| § 14 EEG |
| (Jahresbericht Bundesnetzagentur) |
| SWOT-Analyse |
| Position des EU-Parlaments |
| TEN-T: Proposal for a REGULATION |
| AUROA Energy Research – Kostenentwicklung von $H_2$ |
| Emissionsfreie Energie- und Antriebskonzepte für Stadtbusse zur Umsetzung der europäischen Clean Vehicles Directive |
| Studie des Fraunhofer Institutes zur preislichen Einschätzung der Technologien |
| Studie Gefördert durch die Gesellschaft zur Förderung des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln e. V (Mai 2020) |
| Hintergrund Nationale Wasserstoffstrategie Technologieneutralität ermöglicht Markthochlauf und langfristige kosteneffiziente Versorgung |
| Kurzstudie Maritime Treibstoffe |
| IWD Studie: Grüner Wasserstoff ist und bleibt Mangelware (18.12.2021) |
| IPCC: Sechster Sachstandsbericht (AR6) |
| Unendlich viel Energie \| Grafiken |

## UN-Klimaabkommen

Um die weltweiten Auswirkungen einer Klimaerwärmung auf Lebensräume und die Versorgungssicherheit durch Unwetter, Hitzeperioden, Meeresspiegelanhebung, Versauerung der Meere, Austrocken der Böden etc. zu verhindern, engagiert sich die UN seit Jahrzehnten um eine Reduktion der weltweiten $CO_2$-Emissionen und damit um eine Abkehr von der Nutzung fossiler Rohstoffe zur Energieerzeugung.

Mit dem Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (Kyoto-Protokoll vom 16. Februar 2005) verpflichteten sich die Industrieländer erstmals, völkerrechtlich verbindliche Zielwerte für den Treibhausgas-Ausstoß innerhalb der sogenannten ersten Verpflichtungsperiode (2008-2012) um durchschnittlich 5,2 Prozent gegenüber dem Stand von 1990 zu reduzieren. Bis Anfang Dezember 2011 hatten 191 Staaten sowie die Europäische Union das Kyoto-Protokoll ratifiziert.

Im Jahre 2015 wurden die weltweiten Ziele im Rahmen des „Pariser UN-Klimaabkommens" dahingehend weiterentwickelt, dass die Erderwärmung auf deutlich unter zwei Grad Celsius im Vergleich zur vorindustriellen Zeit beschränkt wird und die Staaten sogar versuchen sollen, die Erwärmung auf 1,5 Grad Celsius zu begrenzen. Damit wurden neue $CO_2$-Reduktionsziele abgeleitet und rechtlich bindend. Die Unterzeichnung erfolgte von 195 Staaten, inklusive der Europäischen Union.

Dies bedeutet, dass die Emissionen von 40 Milliarden Tonnen im Jahr 2020 auf 20 Milliarden Tonnen im Jahr 2030, auf 10 Milliarden Tonnen im Jahr 2040 und auf 5 Milliarden Tonnen im Jahr 2050, d. h. um jeweils 50 Prozent nach 10 Jahren fallen müssen. Parallel muss der Anteil von kohlendioxidfreien Energiequellen alle fünf bis sieben Jahre verdoppelt werden, was der historischen Entwicklung der erneuerbaren Energien im vergangenen Jahrzehnt (Verdopplung alle 5,4 Jahre) entspricht (Quelle: Wikipedia).

Erstmalig wurden Sektorenziele (in Deutschland: Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr Landwirtschaft und Abfall) formuliert, die prinzipiell nicht innerhalb einer Volkswirtschaft miteinander verrechnet werden können. Daraus ergibt sich die Forderung, dass jeder Sektor die Vorgaben zur $CO_2$-Minderung erfüllen muss.

## „Fit for 55"-Programm der EU

Im Juli 2021 stellte die EU-Kommission ihre Vorschläge zur Umsetzung der Klimaziele aus dem UN-Klimaabkommen von Paris vor. Das Paket „Fit for 55" soll den Weg ebnen, um das verschärfte Klimaziel der EU – eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 55 Prozent bis 2030 – sektorübergreifend zu erreichen. Das umfangreiche Programm basiert aktuell auf 13 Direktiven, um u. a.:

- gesetzliche Rahmenbedingungen für die Transformation des Energiemarktes,
- die Besteuerung (Taxonomie),
- den Ausbau alternativer Energien (RED),
- Aufbau der Infrastruktur alternativer Kraftstoffe (AFI)
- Aufbau eines europäischen Emissionshandelssystems (EHS) sowie
- Forderungen nach einer bis zu 30-Prozent-Erhöhung der Energieeffizienz (EED)

zu formulieren. Weitere Informationen zum „Fit for 55"-Programm sind im VDV-Positionspapier aus Januar 2022 dargestellt. Auch der **Verkehrssektor** wird direkt adressiert: Die formulierten europäischen Klimaziele sehen bis 2050 eine Reduzierung der **Treibhausgasemissionen um 90 Prozent** gegenüber 1990 vor.

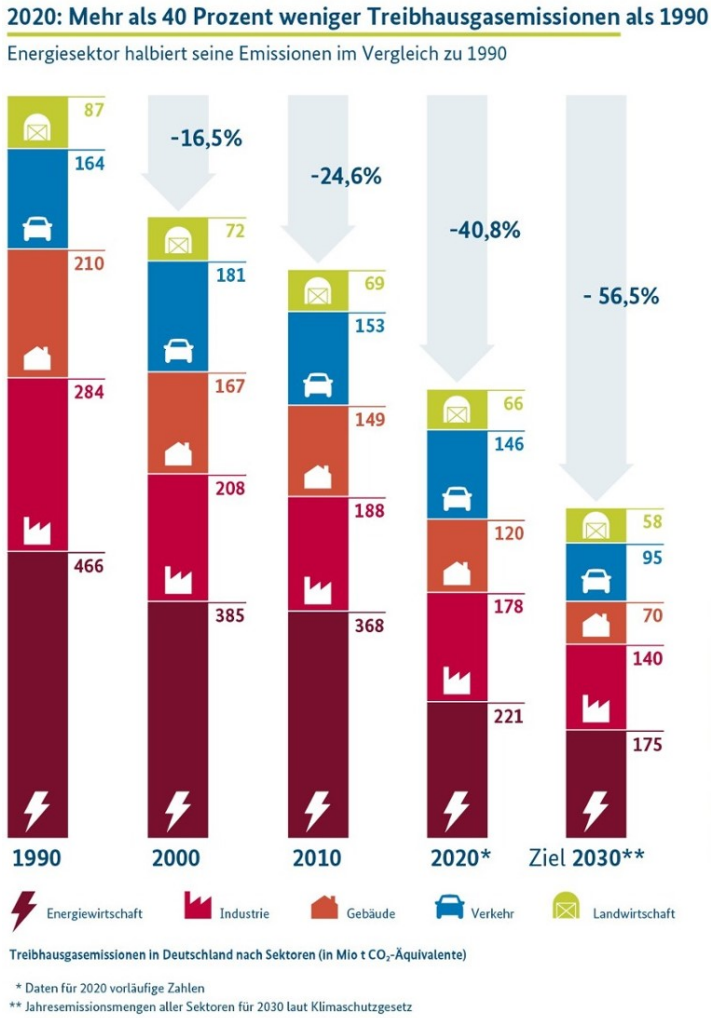
## Klimaschutzgesetz

Am 24. Juni 2021 hat der Deutsche Bundestag ein Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) beschlossen. Mit dem novellierten Gesetz wird das deutsche Treibhausgasminderungsziel für das Jahr 2030 auf minus 65 Prozent gegenüber 1990 angehoben. Bislang galt ein Minderungsziel von minus 55 Prozent. Bis 2040 müssen die Treibhausgase um 88 Prozent gemindert und bis 2045 Treibhausgasneutralität verbindlich erreicht werden. Auch die Vorgaben zur Reduktion der Treibhausgasemissionen in den einzelnen Sektoren (Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft und Abfall) wurden verschärft.

Um dies zu erreichen, einigten sich Bund und Länder im Dezember 2019 im Vermittlungsverfahren darauf, den $CO_2$-Preis ab Januar 2021 auf zunächst 25 Euro pro Tonne festzulegen. Danach steigt der Preis schrittweise auf bis zu 55 Euro im Jahr 2025 an. Für das Jahr 2026 soll ein Preiskorridor von mindestens 55 und höchstens 65 Euro gelten. Aus Kreisen der Industrie und von Umweltschutzverbänden kommen jedoch jetzt schon die Hinweise bzw. Forderungen, die $CO_2$-Kosten ab 2025 deutlich weiter zu erhöhen.

## Vorgaben aus dem Klimaschutzgesetz zur $CO_2$-Minderung

In Deutschland konnten die Treibhausgas-Emissionen seit 1990 vermindert werden. Nach aktuellen Berechnungen des Umweltbundesamtes (Stand März 2021) wurden im Jahr 2020 in Deutschland rund 739 Millionen Tonnen Treibhausgase freigesetzt (ohne Kohlendioxid-Emissionen aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft). Im Vergleich zum Jahr 1990 beträgt die absolute Minderung 509 Millionen Tonnen oder rund 41 Prozent. Zu diesen positiven Entwicklungen haben vor allem die Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude und Industrie beigetragen, die ihre Treibhausgasemissionen in diesem Zeitraum um rund 53 Prozent, 43 Prozent beziehungsweise 37 Prozent deutlich gesenkt haben.




Quelle: BMWi mit Datenbasis 1990 bis 2020, UBA März 2021

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutz-deutsche-klimaschutzpolitik.html

Der Verkehrssektor konnte u. a. aufgrund des Wirtschaftswachstums mit einer Ausweitung der Verkehrsleistungen, dem nicht genutzten technischen Fortschritt zur motorischen Verbrauchsreduktion, den jahrzehntelangen unterlassenen Investitionen in $CO_2$-armen Verkehrsträger wie die Schiene und den ÖV etc. bislang nur zu einer Emissionsreduktion von 11 Prozent beitragen. Daher wird der Druck auf den Verkehrssektor besonders groß werden.

Die Mitglieder der Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität (Expertenrat des BMVI und BMU) informierten im Abschlussbericht, dass die weiteren Emissionsreduktionsziele nur durch Maßnahmen an allen zur Verfügung stehenden Stellschrauben erreicht werden können und dass der Ausbau des ÖV und SGV großes Potenzial, insbesondere bei dem Umstieg vom Individualverkehr zum ÖPV, einen wichtigen Baustein zur Zielerreichung darstellt.

## Anhang 2 | Städtische Verkehrsknoten in Deutschland

Die politischen Vorgaben zur Reduzierung der $CO_2$-Emissionen durch die Nutzung fossiler Energieträger werden konsequent in europäischen Direktiven und nationalen Gesetzen umgesetzt.

Die AFI-Richtlinie erstellt Vorgaben zum Aufbau von Infrastruktur für alternative Kraftstoffe und Ladeinfrastruktur für die E-Mobilität.

Im Verkehrssektor wird der Ausbau von Infrastruktur für Personen (MIV) und Güterverkehr vorrangig in den in der TEN-T-Regulation definierten Urban Nodes und Korridoren gefordert. Folgende deutsche Städte wurden dort identifiziert:

| | | | |
|---|---|---|---|
| Aachen | Gelsenkirchen | Köln | Recklinghausen |
| Augsburg | Gießen | Krefeld | Regensburg |
| Berlin | Göttingen | Landshut | Rostock |
| Bielefeld | Gütersloh | Leipzig | Saarbrücken |
| Bochum | Hagen | Leverkusen | Siegen |
| Bonn | Halle (Saale) | Lübeck | Solingen |
| Braunschweig | Hamburg | Ludwigshafen (Rhein) | Stuttgart |
| Bremen | Hamm | Magdeburg | Trier |
| Bremerhaven | Hannover | Mainz | Ulm |
| Chemnitz | Heidelberg | Mannheim | Wiesbaden |
| Darmstadt | Heilbronn | Memmingen | Wolfsburg |
| Dortmund | Herne | Mönchengladbach | Wuppertal |
| Dresden | Hildesheim | Mühlheim (Ruhr) | Würzburg |
| Duisburg | Ingolstadt | München | Oberhausen |
| Düsseldorf | Jena | Münster | Offenbach (Main) |
| Erlangen | Kaiserslautern | Neuss | Oldenburg |
| Essen | Karlsruhe | Nürnberg | Osnabrück |
| Frankfurt (Main) | Kassel | Paderborn | |
| Freiburg (Breisgau) | Kiel | Pforzheim | |
| Fürth | Koblenz | Potsdam | |

### Ausbauplanungen der EU-Kommission zur Bereitstellung von alternativen Kraftstoffen an TEN-T-Netzen und in ausgewählten Städten

Um das „Henne-Ei-Problem" bei der Einführung von alternativen Antrieben in der EU zu lösen, schlägt die EU-Kommission in ihrem Entwurfspapier zum TEN-T-Netz vor, an dem TEN-T-Netz (hauptsächlich Autobahnen) bis 2030 alternative Kraftstoffe an Tank- und Ladestellen zur Verfügung zu stellen. So sollen in beiden Fahrtrichtungen alle

- 150 Kilometer eine 700-bar-Wasserstofftankstelle mit ca. 2 Tonnen Wasserstoff entstehen. Es wird mit einem Gesamtbedarf an Wasserstoff an den TEN-T- und „Urban Nodes"-Tankstellen von 1.930,6 t/Tag und jährlich 18,4 TWh in Europa gerechnet.
- 150 Kilometer eine CNG-Tankstelle im „core TEN-T"-Netz ab 2025 aufgebaut sein.
- 400 Kilometer eine LNG-Tankstelle im „core TEN-T"-Netz ab 2025 mit einer Gesamtkapazität von 5.000 Tonnen für schwere Nutzfahrzeuge entstehen.
- 60 Kilometer bzw. 100 Kilometer Schnell- und Normal-Ladestationen errichtet werden (siehe Tabelle). Hierbei geht man von einem jährlichen Energiebedarf für BEV von 68,138505584 TWh aus.

**Anzahl benötigter Ladegeräte zu Erreichung der Ziele zum Betrieb von Heavy Duty Vehicle (HDV) in TEN-T-Netzwerken**

| Szenario | Ladepunkte (LP) | Abstand zwischen LP (pro Richtung) |
|---|---|---|
| **2025** | | |
| **TEN-T-Kernnetz** | | 60 Kilometer |
| Minimale Gesamtleitung | 1400 kW | |
| Minimale Ladeleistung mindestens einer Ladestation | 350 kW | |
| **2030** | | |
| **TEN-T-Kernnetz** | | 60 Kilometer |
| Minimale Gesamtleitung | 3500 kW | |
| Minimale Ladeleistung von mindestens zwei Ladestationen | 350 kW | |
| **TEN-T-Gesamtnetz** | | 100 Kilometer |
| Minimale installierte Gesamtleitung der Ladestationen | 1400 kW | |
| Minimale Ladeleistung von mindestens einer Ladestation | 350 kW | |
| **2035** | | |
| **TEN-T-Gesamtnetz** | | 100 Kilometer |
| Minimale Gesamtleitung | 3500 kW | |
| Minimale Ladeleistung von mindestens zwei Ladestationen | 350 kW | |

Quelle: COM (2021) 559 final – deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council (14.07.2021)

In Städten mit großer industrieller Produktion, mit Logistikzentren bzw. mit mehr als 100.000 Einwohnern (sogenannte „urban nodes") sollen darüber hinaus

- 600 kW installierte Ladeleistung pro städtischen Knoten bis 2025 mit mindestens 150 kW pro Ladepunkt bereitgestellt werden.
- bis 2030 1,2 MW installierte Ladeleistung pro städtischen Knoten mit mindestens 150 kW pro Ladepunkt bereitgestellt werden.
- Parkplätze, an denen Lkws über Nacht abgestellt werden, mit 100-kW-Ladestationen ausgestattet werden.

Zusätzlich sollen bis 2030 alle Häfen und Flughäfen mit alternativen Kraftstoffen betrieben werden. Die finanzielle Verantwortung, eine Umsetzungsplanung und die Berichterstattungen obliegen den Nationalregierungen.

## Anhang 3 | Kosten für ungenutzten Strom aus erneuerbaren Energiequellen stiegen auf 761 Millionen Euro

Je nach Wetterbedingungen (Wind und Sonne) schwankt der Anteil regenerativ bereitgestellter Energie am deutschen Strommarkt und wird für 2021 mit ca. 45 Prozent angegeben. Die Windkraft übernahm mit ca. 23 Prozent für 2021 einen großen Anteil der Bereitstellung von regenerativ erzeugtem Strom. Ausbaubar sind aktuell nur Wind- und Photovoltaik. Biomasse und Wasserkraft bietet in Deutschland kaum noch Ausbaupotenziale.

Aktuell sind ca. 30.000 Onshore-Windkraftanlagen in Deutschland installiert. Studienergebnisse (UBA, Akademien der Wissenschaften, Agora Energiewende mit Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES) kommen zu dem Ergebnis, dass der Strombedarf im Jahr 2050 zwischen etwas mehr als dem heutigen (rund 490 Terrawattstunden im Jahr 2021) bis zum Doppelten des heutigen (1.000 Terrawattstunden) betragen wird.

Zusätzlich sollen gemäß der EEG-Novelle die Erzeugungsleistung für Offshore-Windenergie schon 2030 mind. 30 GW betragen.

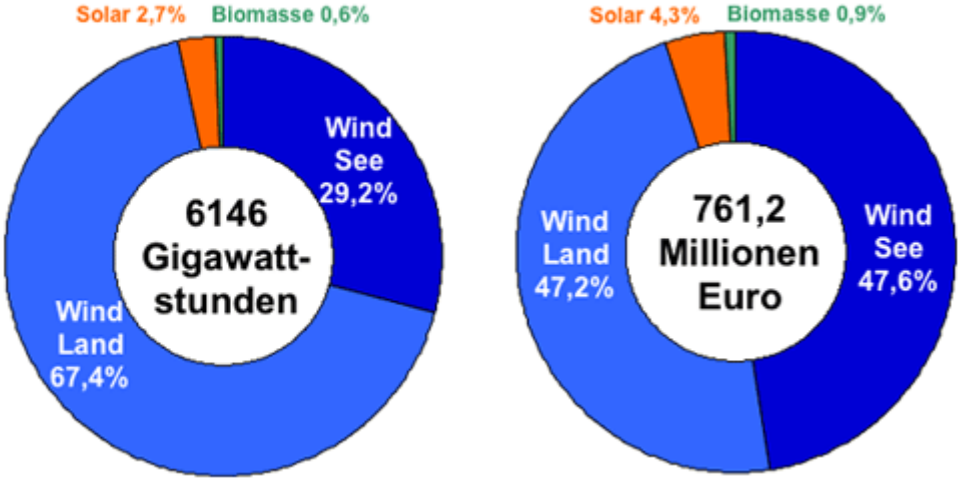
Die gesamte Abregelungsmenge von Strom aus erneuerbaren Energien lag 2020 bei 6,1 TWh gegenüber 6,5 TWh im Vorjahr. Sie ist also um rund 5 Prozent gesunken. Dieser Rückgang dürfte auf die sukzessive Inbetriebnahme von Netzausbauprojekten in Schleswig-Holstein zurückzuführen sein. Dass die Kosten dennoch um 7 Prozent stiegen, erklärt die Bundesnetzagentur mit der vermehrten Abregelung von Windkraftanlagen vor der Küste, die eine höhere Vergütung und damit auch eine höhere Entschädigung beanspruchen können.

**Netzengpässe liegen meistens im Übertragungsnetz**

Mit rund 67 Prozent der Ausfallarbeit bleibt Windenergie an Land der am meisten abgeregelte Energieträger, gefolgt von Windenergie auf See mit knapp 29 Prozent. Abgeregelt wurde vor allem im Land- und Küstenbereich von Schleswig-Holstein (50 Prozent) und Niedersachsen (34 Prozent). Die verursachenden Netzengpässe lagen zu rund 79 Prozent im Übertragungsnetz bzw. in der Netzebene zwischen Übertragungs- und Verteilernetz. Die dadurch erforderlich gewordenen Abregelungen wurden aber zu 69 Prozent im Verteilernetz durchgeführt, da hier die meisten EEG-Anlagen installiert sind.

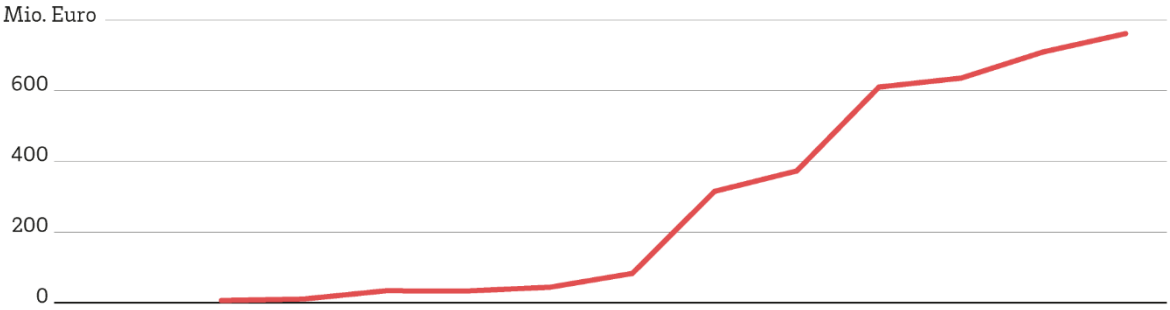
Die Kosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen sind 2020 auf schätzungsweise 1,4 Milliarden Euro gestiegen. Das sind rund hundert Millionen mehr als im Vorjahr. Davon entfielen 761,2 Millionen auf sogenannte Einspeisemanagement-Maßnahmen, wie in § 14 EEG die Abregelung von erneuerbaren Anlagen aus netztechnischen Gründen bezeichnet wird. Insgesamt blieb so eine mögliche Stromerzeugung von 6,1 TWh ungenutzt, wofür die Anlagenbetreiber entschädigt werden müssen. Dies ergibt sich aus dem neuesten Jahresbericht zur Netz- und Systemsicherheit, den die Bundesnetzagentur am 26. April vorlegte (Jahresbericht Bundesnetzagentur).

**Abschaltung von Windkraftanlagen kommt auf dem Meer deutlich teurer als an Land**




Obwohl die Offshore-Windkraft nur mit 29,2 Prozent an der Abregelung von insgesamt 6,1 TWh EEG-Strom beteiligt war, beanspruchte sie 47,6 Prozent der 761,2 Millionen Euro Entschädigungskosten.

**Entschädigung für „Ausfallarbeit" durch Abregelung von EEG-Anlagen 2009 - 2020**




| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Ausfallarbeit Millionen Euro** | 6,0 | 10,2 | 33,5 | 33,1 | 43,7 | 82,7 | 314,8 | 372,7 | 610,0 | 635,4 | 709,5 | 761,2 |

Quelle: Zahlenwerte aus dem Monitoring-Bericht der Bundesnetzagentur:
https://www.next-kraftwerke.de/wissen/einspeisemanagement | Montage VDV