

Forschungsbericht BWPLUS

**Emissionsfreier ÖPNV auf Basis der Wasserstoff- und
Brennstoffzellentechnologie –
Regionale Konzeptentwicklung zur Vorbereitung des
Aufbaus einer Infrastruktur**

von

F. Reichenbach; G. Schubert; P. Stein

ISC Konstanz e.V.

C. Grandy; N. Herz; I. Sille; F. Müller

HTWG Konstanz

Förderkennzeichen: BWÖPN18002-18003

Die Arbeiten des Baden-Württemberg-Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre
Sicherung (BWPLUS) werden mit Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert

Dezember 2019

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	8
1.1	Motivation.....	8
1.2	Besonderheiten.....	11
1.3	Ziel der Studie.....	12
2	Partner	13
2.1	ISC Konstanz.....	13
2.2	HTWG Hochschule Konstanz, Technik Wirtschaft und Gestaltung.....	14
2.2.1	Fakultät Elektro- und Informationstechnik.....	14
2.2.2	Fakultät Maschinenbau.....	14
2.3	Sonstige Partner	15
3	ÖPNV in Konstanz.....	18
3.1	Emissionen im ÖPNV	19
4	Technische Möglichkeiten für einen emissionsfreien ÖPNV in Konstanz.....	22
4.1	Brennstoffzellen	22
4.2	Lithium-Ionen-Batterie.....	24
4.3	Treibstoffarten.....	25
4.3.1	Diesel	25
4.3.2	LNG.....	28
4.3.3	Elektrische Energie (Batterien).....	30
4.3.4	Methanol	32
4.3.5	Wasserstoff.....	35
4.4	Tankstellen	46
4.5	Tankstellen allgemein	46
4.5.1	Dieseltankstelle.....	47
4.5.2	LNG-Tankstelle.....	48
4.5.3	Elektro-Ladestation.....	48
4.5.4	Methanol-Tankstelle	50
4.5.5	Wasserstoff-Tankstelle	51
5	Busse.....	55
5.1	Einführung.....	55
5.1.1	Allgemeine Beschreibung und Ausgangssituation Dieselse in Konstanz	55

5.1.2	Herausforderungen für Busse.....	57
5.2	Anwendung.....	58
5.2.1	Dieselbusse	58
5.2.2	Hybridbusse.....	59
5.2.3	Elektrobusse/Batterieelektrische Busse.....	59
5.2.4	Brennstoffzellenbusse.....	60
5.3	Hersteller.....	61
5.3.1	Brennstoffzellenbusse.....	61
5.4	Welche Regionen und Städte nutzen emissionsfreie Busse?.....	61
5.4.1	Regionen und Städte mit Brennstoffzellenbussen.....	62
5.4.2	Regionen und Städte mit Elektrobussen.....	64
5.5	Modell zur Abschätzung des Treibstoffbedarfs.....	65
5.6	Modell Batteriebus ABB	77
5.7	Infrastruktur/Tankstellen für Busse	79
5.8	Kosten und Wirtschaftlichkeit.....	87
5.8.1	Busse.....	87
5.8.2	Tankstelle	97
5.8.3	Treibstoffe.....	104
5.9	Umwelt.....	107
5.9.1	CO ₂ -Emissionen.....	107
5.9.2	NO _x -Emissionen.....	109
5.9.3	Feinstaub.....	110
5.9.4	Lärm/Vibrationen.....	111
5.10	Fördermöglichkeiten.....	117
5.11	Genehmigungs- und Prüfverfahren.....	118
5.11.1	Busse.....	118
5.11.2	Tankstellen.....	119
5.11.3	Wasserstoff als Treibstoff.....	120
5.12	Zusammenfassung und Einführungsszenarien	121
5.12.1	Einführungsszenarien	121
5.12.2	Kauf der Anwendung	123
5.12.3	Tankstelle	124

5.12.4	Treibstoff-Lieferung	125
5.12.5	Wartung.....	125
5.12.6	Schulung der Busfahrer	126
6	Schiffe	127
6.1	Antriebsarten - Optionen.....	127
6.2	Fähre Konstanz-Meersburg	130
6.2.1	Ausgangssituation.....	130
6.2.2	Besonderheiten	133
6.2.3	Alternative Antriebe für PKW Fähren – Stand der Technik.....	134
6.2.4	Verbrauchszahlen verschiedener Energieträger	137
6.2.5	Auslegung alternativer Antriebe.....	139
6.2.6	Auslegung und wirtschaftliche Betrachtung der Infrastruktur und der Tankstelle.....	152
6.2.7	Wirtschaftliche Betrachtung der Treibstoffe.....	161
6.3	Katamaran.....	163
6.3.1	Allgemeine Beschreibung und Ausgangspunkt bezogen auf Konstanz	163
6.3.2	Herausforderungen bezogen auf Konstanz	164
6.3.3	Bestehende Projekte	165
6.3.4	Verbrauchszahlen der Katamarane	166
6.3.5	Auslegung und wirtschaftliche Betrachtung der Katamarane.....	167
6.3.6	Auslegung und wirtschaftliche Betrachtung der Infrastruktur und Tankstelle.....	170
6.3.7	Kosten und Wirtschaftlichkeit der Treibstoffe	175
6.4	BSB.....	177
6.4.1	Allgemeine Beschreibung und Ausgangspunkt bezogen auf Konstanz	177
6.4.2	Herausforderungen bezogen auf Konstanz	179
6.4.3	Bestehende Projekte	179
6.4.4	Verbrauchszahlen der Passagier-Schiffe	181
6.4.5	Wirtschaftliche Betrachtung der Treibstoffe.....	182
6.5	Wasserbus.....	183
6.5.1	Allgemeine Beschreibung und Ausgangspunkt bezogen auf Konstanz	183
6.5.2	Herausforderungen bezogen auf Konstanz	184
6.5.3	Bestehende Projekte	184
6.5.4	Verbrauchszahlen der Wasserbusse	186

6.5.5	Auslegung und wirtschaftliche Betrachtung eines Wasserbusses.....	187
6.5.6	Auslegung und wirtschaftliche Betrachtung der Infrastruktur und Tankstellen	190
6.5.7	Wirtschaftliche Betrachtung der Treibstoffe.....	193
6.6	Umwelt - CO ₂ -Emissionen.....	194
6.7	Fördermöglichkeiten	198
6.8	Genehmigungsverfahren.....	200
6.9	Zusammenfassung – Einführungsszenarien	202
6.9.1	Allgemeine Einführung	202
6.9.2	Kauf der Anwendung	202
6.9.3	Tankstelle	206
6.9.4	Treibstofflieferung.....	207
6.9.5	Wartung.....	209
6.9.6	Schulung.....	209
6.10	Sonstiges.....	209
7	Mehrwerte	210
7.1	Brennstoffzellen-PKW.....	210
7.2	Post/Paket und Flottenfahrzeuge	211
7.3	Müllfahrzeuge.....	212
7.4	Gabelstapler.....	213
8	Regenerative Energie aus der Region	215
8.1	Solar.....	215
8.2	Biomasse.....	215
8.3	Wind	216
8.4	Wasser	216
8.5	Energiedienst – Wasserkraft und Wasserstoff aus der Region.....	217
9	Synthetische Kraftstoffe aus der Region	220
9.1	CO ₂ Quellen in Konstanz.....	221
9.1.1	CO ₂ -Abscheidung aus der Umgebungsluft	224
9.1.2	CO ₂ -Abscheidung aus Rauchgasen	226
9.2	Herstellung von Methanol/Methan	229
9.3	Stoff- und Energiebilanz für eine beispielhafte Methanolsynthese in Konstanz	231
9.4	Kosten für eine Methanolsynthese	234

9.5	Zusammenfassung:.....	237
10	Zusammenfassung und Handlungsempfehlung.....	238
10.1	Betreiber.....	238
10.2	Stadt.....	239
10.3	Politik.....	239
10.4	Weitere Untersuchungen.....	240
11	Anhang.....	241
11.1	Leitfaden zum Genehmigungsprozess für Wasserstofftankstellen.....	241
11.2	Busse	247
11.2.1	BZ-Busanbieter.....	247
11.2.2	Elektrobusse.....	254
11.2.3	Kontaktdaten.....	258
11.3	Datenblätter zu den Brennstoffzellen.....	260
11.4	Datenblätter zu den Brennstoffzellentanks	262
11.5	Datenblatt zur E-ferry	263
11.6	ABB-Berechnung von batterieelektrischen Bussen.....	264
11.6.1	Berechnung von ABB für die Buslinie 2	264
11.6.2	Ergebnisse ABB - Linie 9AB.....	269
11.7	Schiffsanbieter und Schiffsprojekte für PKW-Fähren.....	275
11.7.1	Steckbrief für die reine Wasserstoff-Fähre „HySeas III“ in Schottland	275
11.7.2	Steckbrief für die reine Elektrofähre „Ampere“ in Norwegen	277
11.7.3	Kontaktdaten der Betreiber und Hersteller	279
11.8	Schiffsanbieter und Schiffsprojekte für Katamaran-Fähren	280
11.8.1	Brennstoffzellen-Katamaran	280
11.8.2	Elektro-Katamaran	282
11.8.3	Kontaktdaten.....	283
11.9	Schiffsanbieter, Schiffsprojekte und Ansprechpartner für Personen-Fähren	284
11.9.1	Brennstoffzellen-Passagier-Schiff	284
11.9.2	Batterie-Passagier-Schiff.....	286
11.9.3	Kontaktdaten.....	287
11.10	Schiffsanbieter, Schiffsprojekte und Ansprechpartner für Wasserbus.....	288
11.10.1	Brennstoffzellen-Wasserbus.....	288



11.10.2	Hybrid-Wasserstoff-Wasserbus	290
11.10.3	Kontaktdaten.....	291
12	Abbildungsverzeichnis:	292
13	Tabellenverzeichnis:.....	298

1 Einleitung

Der vorliegende Bericht ist das Ergebnis der Studie zur Einführung eines emissionsfreien ÖPNVs auf Basis der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie in Konstanz. Sie wurde durchgeführt von den Projektpartnern ISC Konstanz e.V. und HTWG Konstanz und wurde unterstützt von den assoziierten Partnern Stadt Konstanz, Stadtwerke Konstanz GmbH, Bodensee-Schiffsbetriebe (BSB), Katamaran Reederei GmbH + Co KG und die Entsorgungsbetriebe Konstanz (EBK).

Nach einer Motivation, der Beschreibung der Ziele und der Vorstellung der Partner, wird zunächst der aktuelle Status des ÖPNVs in Konstanz dargestellt. Im Folgenden werden die Möglichkeiten eines emissionsfreien ÖPNVs in Konstanz beschrieben und anschließend auf die lokalen Verkehrsmittel Busse, Fähren, BSB-Schiffe, Katamaran und den Wasserbus eingegangen. In Kapitel 7 „Mehrwerte“ werden weitere mögliche Anwendungen analysiert, die eine Technologieeinführung unterstützen können. In Kapitel 8 „Regenerative Energie aus der Region“ und in Kapitel 9 „Synthetische Kraftstoffe aus der Region“ wird beleuchtet, wie Wasserstoff und weitere synthetische Kraftstoffe regenerativ in der Region hergestellt werden können, bevor abschließend in Kapitel 10 die Studie zusammengefasst wird und einige Handlungsempfehlungen genannt werden.

1.1 Motivation

Lokal (KN)

Der Konstanzer Gemeinderat beschloss am 2. Mai 2019 einstimmig eine Resolution zur Ausrufung des Klimanotstands, sodass nun verstärkt in der Mobilität auf eine Verminderung des motorisierten Individualverkehrs gesetzt wird¹. Um die Klimaziele, d.h. die Reduzierung des motorisierten Verkehrs zu erreichen, wird eine Stelle „Mobilitätsmanager/in“ geschaffen. Ziel ist es, die Verkehrsteilnehmer für die Wahl ihres Transportmittels in Bezug auf die Emissionen zu sensibilisieren. Ein Schritt in diese Richtung sind die völlig klimaneutralen konrad und TINK (Lastenfahrrad) Räder von den Stadtwerken, wodurch die Einwohner von Konstanz motiviert werden sollen beispielsweise auch Einkäufe mit dem Rad zu tätigen. Allgemein wird im Zuge des Klimanotstands die klimaneutrale Energieversorgung von Neubauten geprüft – beispielsweise mit Hilfe von lokal verfügbaren erneuerbaren Energien. Ebenso wird geprüft, wie Emissionen, die während des Baus entstehen, vermindert werden können. Des Weiteren prüft die Stadt bis Ende 2019 mit welchen Kosten eine Stelle zum Energiemanagement für die städtischen Gebäude verbunden wäre. Bis Herbst 2019 werden Ideen gesammelt, um den Anreiz für Haussanierungen zu erhöhen. Alle sechs Monate finden Sitzungen statt, an denen das eea-Energieteam (European Energy Award – Kommunalen Klimaschutz mit System) und zwei Vertreter der Fridays-for-Future-Bewegung beteiligt sind. Die Fridays-for-Future-Bewegung fordert stärkere Bestrebungen der Politik den Klimawandel ernst zu nehmen und zu handeln und war ausschlaggebend am Ausruf des Klimanotstandes beteiligt².

¹https://www.konstanz.de/site/Konstanz/get/params_E-1749585963_Dattachment/118773/Klimanotstand_Ratsbeschluss%20und%20verabschiedete%20Resolution%20%20vom%202.%20Mai%202019.pdf

² <http://www.konstanz.sitzung-online.de/bi/vo020.asp?VOLFDNR=1004427>

Regional (Bodensee)

„Wir leben 2.000 Watt“ ist ein Projekt an dem sich die Städte Arbon, Feldkirch, Gossau, Konstanz, Radolfzell, Schaffhausen, Singen, St. Gallen, Überlingen und Winterthur beteiligen. Momentan verbraucht jeder Mensch in Österreich, der Schweiz und in Deutschland durchschnittlich eine Leistung von 6.500 Watt. Für ein nachhaltiges Leben liegt dieser Wert laut der Eidgenössischen Technischen Hochschule Zürich (ETH) deutlich zu hoch. Bis 2050 soll der Wert auf 2.000 Watt gesenkt werden, indem u.a. bewusster mit Rohstoff- und Energieverbrauch umgegangen und auf regionale Produkte gebaut wird³. In der Broschüre „Wir leben 2.000 Watt“ werden Hinweise gegeben, wie in verschiedenen Lebensbereichen der Energiebedarf reduziert werden kann, beispielsweise sollte bei Lebensmitteln darauf geachtet werden, dass sie frisch, regional und saisonal sind, um Energie für den Transport oder für die Kühlung zu sparen. Auch für das Konsumverhalten werden Ratschläge gegeben: Produkte sollten am besten bewusst, möglichst lange und gemeinsam genutzt werden (z.B. Bohrmaschine, die eher selten zum Einsatz kommt). In Deutschland werden 30% der Energie für die Wohnung genutzt, u.a. für elektrische Geräte und Heizungen. Es gibt viele Ideen, wie für den Kühlschrank, die Heizung oder beim Waschen Energie eingespart werden kann. Zu guter Letzt werden die Menschen motiviert, möglichst viel das Rad zu nutzen oder Wege zu Fuß zu erledigen, um Energie und Emissionen einzusparen.

Überregional (DE)

Im Jahr 2018 waren 36.000 Linienbusse für den deutschen öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) in Betrieb – 2/3 davon waren Dieselsebusse. Insgesamt trug der ÖPNV mit 4 Mio. t CO₂ zur Emissionsbelastung bei. Die Nutzung von erneuerbaren Energien im ÖPNV bietet ein Einsparpotenzial von 0,5% an CO₂-Emissionen in ganz Deutschland. Im Vergleich dazu trägt der gesamte Straßenverkehr Deutschlands mit 15% zu den Treibhausgasemissionen bei.⁴ Durch einen Ausbau der Infrastruktur für emissionsfreie Antriebe kann ein Anreiz gesetzt werden, dass private Kraftfahrzeugnutzer ebenso auf emissionsfreie Antriebstechniken umsteigen.

International (EU)

Am 12.07.2019 erschien die neue Richtlinie des Europäischen Parlaments „Richtlinie (EU) 2019/1161 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Juni 2019 zur Änderung der Richtlinie 2009/33/EG über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge“. Diese Richtlinie gibt Mindestquoten für die öffentliche Beschaffung von emissionsfreien bzw. emissionsarmen leichten Nutzfahrzeugen, LKW und Bussen vor⁵

Zusammenfassung: Die EU-Richtlinie 2019/1161⁶ zur Änderung der Richtlinie 2009/33/EG über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge vom 20. Juni 2019 gibt verbindliche, auf die Jahre 2025 und 2030 bezogene Mindestziele für die Beschaffung emissionsfreier und emissionsarmer

³ www.wirleben2000watt.com/fileadmin/content/user_upload/2000Watt_Broschuere_Web_131009.pdf

⁴ https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Verkehr/elektrobusse_foerderrichtlinie_bf.pdf

⁵ <https://www.rehm-verlag.de/vergaberecht/aktuelle-beitraege-zum-vergaberecht/eu-richtlinie-2019-1161-gibt-mindestquoten-fuer-die-oeffentliche-beschaffung-von-emissionsfreien-bzw.-emissionsarmen-leichten-nutzfahrzeugen-lkw-und-bussen-vor/>

⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L1161&from=EN>

leichter Nutzfahrzeuge, LKW und Busse für die Mitgliedstaaten vor. Die Richtlinie ist bis zum 2. August 2021 in nationales Recht umzusetzen. Sie gilt für Aufträge, die nach diesem Datum begonnen haben.

Am 12. Juli 2019 wurde im Amtsblatt der EU (L 188/116) die Richtlinie (EU) 2019/1161 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Juni 2019 zur Änderung der Richtlinie 2009/33/EG über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge veröffentlicht. Mit dieser Änderung geht auch eine Neufassung des Richtlinientitels einher. Dieser lautet nun: „Richtlinie 2009/33/EG über die Förderung sauberer Straßenfahrzeuge zur Unterstützung einer emissionsarmen Mobilität“. Im EU-Jargon wird die Richtlinie weiterhin oft nur kurz als „clean vehicles directive“ bezeichnet.

Die Richtlinie, deren Vorversion aus 2009 stammt, enthält Verpflichtungen zur Berücksichtigung von Umwelt- und Energieaspekten über den gesamten Lebenszyklus von Fahrzeugen hinweg und setzt Mindeststandards für die öffentliche Beschaffung umweltverträglicher und energieeffizienter Straßenfahrzeuge. Dies soll der Umwelt- und Ressourceneffizienz dienen und als Katalysator für eine weitere Verbreitung umweltschonender und energieeffizienter Straßenfahrzeuge wirken. Umgesetzt ist die Richtlinie 2009/33/EG in § 67 VgV i.V.m. Anlagen 2 und 3 zur VgV sowie in § 69 SektVO i.V.m. Anlagen 2 und 3 SektVO.

Die zentrale Änderung der Richtlinie 2019/1161 ist die Vorgabe verbindlicher, auf die Jahre 2025 und 2030 bezogener Mindestziele für die Beschaffung emissionsfreier und emissionsarmer Fahrzeuge. Dies soll der Steigerung des Marktanteils „sauberer“ Fahrzeuge dienen. Für die einzelnen Mitgliedstaaten und differenziert nach leichten Nutzfahrzeugen, Lkw und Bussen werden daher die bis 2025 bzw. 2030 einzuhaltende Mindestanteile sog. sauberer Fahrzeuge an der Gesamtanzahl aller Straßenfahrzeuge, die Gegenstand öffentlicher Vergaben sind, festgelegt.

Für Deutschland ergeben sich daraus folgende verbindlichen Beschaffungsquoten:

- Pkw und leichte Nutzfahrzeuge bis zum 31.12.2025 38,5% (das gleiche Ziel gilt auch für den Zeitraum bis zum 31.12.2030);
- Lkw bis zum 31.12.2025 10% und dann bis 31.12.2030 15%,
- Busse bis zum 31.12.2025 45% und bis zum 31.12.2030 65%.

Die Hälfte des Mindestziels für den Anteil sauberer Busse muss durch die Beschaffung emissionsfreier Busse im Sinne von Art. 4 Nr. 5 der Richtlinie 2019/1161/EU erfüllt werden. Dies sind saubere Fahrzeuge ohne Verbrennungsmotor oder mit einem Verbrennungsmotor, der weniger als 1g CO₂/kWh ausstößt. Diese Anforderung wird für den ersten Bezugszeitraum (bis 31.12.2025) auf ein Viertel des Mindestziels gesenkt, wenn mehr als 80% aller Busse Doppeldeckerbusse sind.

Als für die Quoten relevanter Zeitpunkt der öffentlichen Beschaffung gilt das Datum, an dem die Auftragsvergabe abgeschlossen wird. Die Quoten betreffen den Mindestanteil sauberer Fahrzeuge an der Gesamtzahl von Fahrzeugen in den betroffenen Verträgen pro Referenzzeitraum (2025 bzw. 2030) deutschlandweit.

Gegenüber der geltenden Version aus 2009 wurde darüber hinaus der Anwendungsbereich der Richtlinie auf weitere Beschaffungsverfahren ausgeweitet. Die neuen Vorschriften gelten für ein breiteres Spektrum von Dienstleistungen, einschließlich öffentlicher Straßenverkehrsdienste, Sonderpersonenverkehrsdienste, die Abfallentsorgung sowie Post- und Paketzustelldienste. Neben Verträgen über den Kauf von Straßenfahrzeugen werden nun auch Verträge über Leasing, Miete oder Mietkauf von Straßenfahrzeugen von der Richtlinie erfasst.

Die Richtlinie ist bis zum 2. August 2021 in nationales Recht umzusetzen. Sie gilt folglich für Aufträge, bei denen der Aufruf zum Wettbewerb nach dem 2. August 2021 ergangen ist oder – falls ein Aufruf zum Wettbewerb nicht vorgesehen ist – bei denen der öffentliche Auftraggeber das Vergabeverfahren nach diesem Datum eingeleitet hat. Im Zuge der Umsetzung können die Mitgliedstaaten höhere nationale Ziele oder strengere als die im Anhang genannten Anforderungen anwenden oder ihren öffentlichen bzw. nicht öffentlichen Auftraggebern gestatten, solche höheren Ziele bzw. strengeren Anforderungen anzuwenden (Art. 5 Abs. 7 Richtlinie 2019/1161/EU).

1.2 Besonderheiten

Regional (Bodensee)

Neben der Besonderheit des Bodensees, der als größter Trinkwasserspeicher Europas gilt, ist sich die Stadt Konstanz auch über ihre Rolle als Tourismusregion bewusst. Durch die interessante geographische Lage an der Grenze zur Schweiz bietet sich Konstanz geradezu als Standort für einen Wasserstoffkorridor in die Schweiz (analog zum Wasserstoff-Highway) an. Eine öffentlich zugängliche Wasserstofftankstelle in Konstanz würde die bereits vorhandenen Wasserstofftankstellen in Geisingen an der A81 und die Wasserstofftankstellen in St. Gallen bzw. Zürich verbinden, um somit eine Brücke zum Nachbarland Schweiz zu schlagen. Deutschland, Schweiz und Österreich teilen sich nicht nur die Uferlinie des Bodensees, sondern nutzen diesen auch gemeinsam als Transportweg. Auf Grund dieser außergewöhnlichen Situation besteht eine spezielle Gesetzgebung - die „Verordnung über die Schifffahrt auf dem Bodensee“⁷(BSO).

Lokal (KN)

Nicht nur als Grenzstadt zur Schweiz, sondern auch als größte Stadt am See besitzt Konstanz eine besondere Vorreiterrolle, da die Stadt über ein dichtes Busnetz mit vielen Haltestellen verfügt, die in kurzer Entfernung zueinander liegen. Viele Anfahr- und Haltemanöver sind hierfür notwendig, die im Allgemeinen ein großes Potential für elektrische Rekuperationsprozesse bieten. Mit den Buslinien werden zudem viele weitläufige Eingemeindungen versorgt (Litzelstetten, Dettingen, Dingelsdorf, Wallhausen), die durch die herausfordernde Topografie hohe Ansprüche an die Busse und deren Motorleistung stellen. Der städtische ÖPNV ist sehr gut ausgelastet. Besonders die Linien, die die Universität und die Hochschule versorgen, sind hoch frequentiert.

Im Sommer gewinnt die besondere Rolle der Stadt Konstanz als Tourismushochburg an Bedeutung. Allerdings stellen die jahreszeitlichen Schwankungen eine große Herausforderung für den ÖPNV-Betreiber dar. Durch die Lage am Bodensee ergibt sich die Möglichkeit öffentliche Verkehrsmittel auch auf dem

⁷ (Bodensee-Schifffahrts-Ordnung-BSO)

Wasserweg anzubieten. Die von den Stadtwerken betriebenen PKW-Fähren Konstanz – Meersburg und Romanshorn –Friedrichshafen sind hoch frequentiert und fester Bestandteil des öffentlichen Verkehrs (ÖV). Auch hier zeigen sich jahreszeitliche Schwankungen bedingt durch den Tourismus. Weitere ganzjährig betriebene Bestandteile des ÖV auf dem Wasser sind die Katamaranverbindung Konstanz – Friedrichshafen und den durch einen privaten Betreiber (Giess&Giess GmbH) betriebene Pendelfährverkehr Überlingen – Wallhausen. Saisonal werden Rundfahrten und Pendelverkehr durch die Weiße Flotte (BSB) angeboten sowie Linienrundfahrten im Konstanzer Trichter. Des Weiteren plant die Stadt Konstanz einen öffentlichen Nahverkehr auf dem Seerhein nach dem Vorbild der Vaporetti in Venedig. Hiermit sollen Besucher von einem außerhalb liegenden P&R Parkplatz in die Innenstadt gebracht werden. Diese Verkehrsanbindung soll das Verkehrsaufkommen in der Innenstadt deutlich reduzieren. Die Verbindung soll ganzjährig betrieben werden.

Besonders dem emissionsfreien ÖV auf dem Wasser kommt eine große Bedeutung zu, da der Bodensee Trinkwasserspeicher für über 4,5 Mio. Menschen ist. Der sich am 05.07.2018 ereignete Tankunfall in Wallhausen (Unfall bei der Betankung eines Fahrgastschiffes), bei dem über 100 Liter Diesel in den Bodensee gelangt sind, zeigt die besondere Brisanz der verkehrlichen Nutzung eines Trinkwasserspeichers.⁸

1.3 Ziel der Studie

Mit dieser Studie wird untersucht, ob eine möglichst breit aufgestellte Wasserstoffversorgung einen emissionsfreien Busbetrieb, aber auch einen öffentlichen Verkehr auf dem Wasser, ermöglichen kann. Dazu werden das bestehende Bus- und Schifffahrtsnetz und die Strecke des geplanten Wasserbusses in Konstanz untersucht. Die Spezialisten des Konsortiums erarbeiten eine Übersicht der vorhandenen ÖPNV-Technologien, die einen emissionsfreien Betrieb ermöglichen würden und vergleichen diese mit der herkömmlichen und verfügbaren Technologie – sowohl auf der Anwenderseite, als auch auf der Infrastrukturseite. Eine Betrachtung der ökologischen Vorteile und der betriebswirtschaftlichen Daten führen zu einer Handlungsempfehlung für die Stadt Konstanz bzw. die Stadtwerke Konstanz (sowie BSB und Katamaran Reederei) als Betreiber der Buslinien und der Bodensee-Schifffahrt.

⁸ Südkurier, 5.7.2018, <https://www.suedkurier.de/region/kreis-konstanz/konstanz/Hafen-Wallhausen-nach-Tankunfall-bis-auf-Weiteres-gesperrt-UEber-100-Liter-Diesel-ausgelaufen;art372448,9805321>

2 Partner

Antragsteller sind der ISC Konstanz e.V. und die HTWG Konstanz in enger Kooperation mit den Stadtwerken und der Stadt Konstanz. Die HTWG Konstanz, die Stadt Konstanz und die Stadtwerke Konstanz sind alle Fördermitglied des ISC Konstanz e.V. Deshalb einigte sich das Konsortium darauf, dass Vorhaben vom ISC Konstanz koordinieren zu lassen. Dazu kommen zahlreiche unterstützende Partner, die das Projekt durch ihre Erfahrung und entsprechende Mitarbeit unterstützen.

Der ISC Konstanz e.V. und die HTWG Konstanz liefern die Daten und das Know-how für brennstoffzellenbetriebene Schiffe und Wasserstofftankstellen bzw. der grünen Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyse. Diese Erfahrungen kommen aus der jahrelangen Praxis, der Entwicklung und Zertifizierung (bzw. Zulassung) und dem Service und Wartung solcher Anlagen – sowohl auf der Anwendungsseite (Brennstoffzellenantriebe), als auch auf der Infrastrukturseite (Tankstelle).

Die Stadtwerke Konstanz betreiben die Buslinien und eine Vielzahl von Schiffsverbindungen (Personenschifffahrt und PKW-Fährverbindungen) auf dem Bodensee. Dadurch, dass die Anforderungen an den regionalen ÖPNV sehr gut bekannt sind und die technischen Daten dem ISC Konstanz und der HTWG zur Verfügung gestellt wurden, konnten realistische Szenarien für unterschiedliche Antriebstechniken simuliert und berechnet werden.

Des Weiteren gilt ein großer Dank an Herrn Merlin Gutter von der ABB in Mannheim, der die Berechnungen und Dimensionierung für die Batteriebusse der Linie 2 und 9AB zur Verfügung gestellt hat.

2.1 ISC Konstanz

Der International Solar Energy Research Center Konstanz e.V. (ISC Konstanz) erforscht und entwickelt kristalline Silizium-Solarzellen, Solarmodule und Energiesysteme im Allgemeinen. Dabei wird mit führenden Unternehmen und Forschungsinstituten der Branche zusammengearbeitet. Zu den Highlights gehört die Lizenzierung und der erfolgreiche Technologietransfer von Herstellungsprozessen für bifaziale Solarzellen zum Indischen Energieunternehmen Adani (2018) bzw. der Rückkontaktsolarzelle "ZEBRA" zur Chinesischen Firma SPIC (2019).

Neben der Forschung zu Solarzellen beschäftigt sich das Institut intensiv mit Regelkonzepten im Rahmen von Smart Grids-Projekten zur Einbindung von erneuerbaren Energien (insbesondere Solarstrom) in die Stromnetze. Dazu gehören die Integration von Speichern, Wärmepumpen und Brennstoffzellen in die Energiesysteme sowie Untersuchungen und Optimierungen von dynamischen Ladeprozessen für die Elektromobilität. Aus den verschiedenen Energieprojekten ist die Entwicklung der TH-E Box hervorgegangen, mit der Strom und Wärme für die Gebäudeenergieversorgung, mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien und einer Brennstoffzelle, jederzeit genau nach Bedarf bereit gestellt werden kann und zwar so, dass ein netzdienlicher Stromausgleich mit dem öffentlichen Netz möglich ist.

2.2 HTWG Hochschule Konstanz, Technik Wirtschaft und Gestaltung

Die HTWG Konstanz ist eine interdisziplinäre und grenzübergreifend agierende Hochschule, verankert in der Vierländerregion Bodensee. Sie ist führend in der Förderung von Innovationen und Potenzialen durch qualitativ hochwertige, lebensnahe Lehre, Forschung, Wissenstransfer und Weiterbildung. International positioniert ist sie eine anerkannte Partnerin von Wissenschaft, Wirtschaft und Öffentlichkeit.

Die HTWG Konstanz wurde 1906 als private Höhere Technische Lehranstalt gegründet. Sie hat heute 5.000 Studierende, 158 Professorinnen und Professoren, eine ähnliche Anzahl an Lehrbeauftragten sowie weitere 190 Beschäftigte im wissenschaftlichen, technischen und administrativen Bereich. Die Hochschule bietet 40 Studiengänge in den sechs Fakultäten Architektur und Gestaltung, Bauingenieurwesen, Elektrotechnik und Informationstechnik, Informatik, Maschinenbau sowie Wirtschafts- und Sozialwissenschaften an.

2.2.1 Fakultät Elektro- und Informationstechnik

Die Fakultät Elektro- und Informationstechnik bietet eine fundierte und praxisnahe Ausbildung für technische Ingenieure und Wirtschaftsingenieure an. Die Ausbildung findet in mehreren Bachelor- und Master-Studiengängen mit unterschiedlichen Ausrichtungen statt.

Neben der Forschung in der Automatisierungs- und Regelungstechnik sowie der Nachrichten und Automobiltechnik liegt ein Schwerpunkt der angewandten Forschung der Fakultät im Bereich der nachhaltigen Energiesysteme. Dabei werden sowohl technische als auch sozio-ökonomische Fragestellungen behandelt. Beispielsweise betreibt die Fakultät Elektro- und Informationstechnik seit 30 Jahren ein rein mit Energie aus Photovoltaik angetriebenes Boot und gehört damit zu den Pionieren alternativer Antriebe. Ein weiteres Boot wird mit Brennstoffzellen betrieben. In Kooperation mit der Fakultät Maschinenbau wird der dazu benötigte Wasserstoff an der Hochschule mittels PV-Energie und Elektrolyse regenerativ erzeugt. Beide Boote dienen als Referenz- und Studienmodelle, um nachhaltige Energiesysteme zu untersuchen. In einem weiteren Forschungsprojekt wird an der Optimierung der Netzausbauplanung für erneuerbare dezentrale Energienetze mit Hilfe von künstlichen neuronalen Netzen geforscht.

2.2.2 Fakultät Maschinenbau

Die Fakultät Maschinenbau bietet vier Bachelorstudiengänge sowie fünf Masterstudiengänge an. Gut ausgestattete und moderne Labore unterstützen die Lehre. Sowohl im Bachelorstudiengang, als auch im Masterstudiengang wird das Fach Brennstoffzellentechnik angeboten. Das Labor für Energietechnik, Wasserstoff und Brennstoffzellen bietet dabei umfangreiche Möglichkeiten zur Lehre und Forschung, von der Wasserstofferzeugung bis zur Rückumwandlung in elektrische Energie. Beispiele für erfolgreiche Forschung im Bereich Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnik sind unter anderem der Aufbau und Betrieb einer Elektrolyseanlage, sowie die Entwicklung eines brennstoffzellenunterstützten Lastenfahrads.

2.3 Sonstige Partner

Stadtwerke Konstanz GmbH

Die bequeme Busfahrt von A nach B, Badefreude im Strandbad, genügend Strom aus der Steckdose, im Winter ein warmes Zuhause: Die Stadtwerke sorgen dafür, dass in Konstanz alles rund läuft – und dies 24 Stunden am Tag und 365 Tage im Jahr. Neben der Versorgung mit Strom, Gas, Trinkwasser und Telekommunikation gehören zum Unternehmen der Stadtbusverkehr und die Fährverbindung Konstanz-Meersburg. 2003 kam durch den Kauf der Bodensee-Schiffsbetriebe GmbH (BSB) der Kursverkehr der Weißen Flotte auf dem Bodensee dazu. Im selben Jahr wurde die Bädergesellschaft Konstanz mbH (BGK) gegründet und damit die Verantwortung über Planung, Bau und Betrieb der Bodensee-Therme Konstanz und weiterer Konstanzer Bäder übernommen. Die Stadtwerke, ein wirtschaftliches Unternehmen im 100-prozentigen Eigentum der Stadt Konstanz, engagieren sich darüber hinaus für Jugendarbeit, soziale Belange, Umweltschutz, Kultur und Sport in der Region.

Die Stadtwerke mit ihren insgesamt rund 900 Mitarbeitern schaffen eine attraktive Verkehrsinfrastruktur. Die knapp 60 Linienbusse legen im Jahr rund 3,2 Millionen Kilometer zurück. Über 13 Millionen Fahrgäste nutzen jährlich das Angebot. Alle Fahrzeuge sind mit einem Rußpartikelfilter ausgestattet, etwa die Hälfte der Fahrzeugflotte erfüllt die derzeit strengste Abgasnorm EURO 6.

Die Autofähre verbindet seit 1928 als „schwimmende Brücke“ die Städte Konstanz und Meersburg 365 Tage im Jahr und das rund um die Uhr. Jährlich befördern die Schiffe der Stadtwerke über vier Millionen Fahrgäste und rund 1,4 Millionen PKW, dazu kommen Räder, Busse und Lastwagen. Zur Stadtwerke-Flotte gehören sechs Fähren mit hochmodernen Antriebstechniken.

Die Bodensee-Schiffsbetriebe GmbH (BSB) bietet mit einer Flotte von 14 Schiffen von Ostern bis Ende Oktober einen regelmäßigen Kurs- und Ausflugsverkehr auf dem See an. Auch im Winter gibt es noch Fahrten. Zur „Weiße Flotte“ gehören unter anderem denkmalgeschützte Schiffe: Das älteste im Linienbetrieb eingesetzte ist das Motorschiff (MS) „Baden“ (Baujahr 1935), die MS „Schwaben“ wurde 1937 gebaut. Außerdem betreiben die BSB gemeinsam mit der Schweizerischen Bodensee-Schiffahrt (SBS) die Fährverbindung Friedrichshafen-Romanshorn.

An dieser Stelle möchten wir uns bei den Herren Johannes Junge, Ralf Stöhr, Hans-Dieter May und Christoph Witte von den Stadtwerken Konstanz bzw. BSB für die Informationen zu den Bussen, den Fähren, der Weißen Flotte und den Wasserbussen bedanken.

Entsorgungsbetriebe Stadt Konstanz (EBK)

Die Entsorgungsbetriebe Stadt Konstanz (EBK) sind ein kommunaler Eigenbetrieb. Sie wurden 1993 gegründet und sind zuständig für die Abwasserableitung und –reinigung sowie für die Abfallentsorgung. Als städtischer Eigenbetrieb sind sie ein wirtschaftlich selbstständiges Unternehmen mit dem Gemeinderat als oberstes Gremium. Rund 110 Beschäftigte arbeiten bei den EBK.

Die Entsorgungsbetriebe betreiben die größte Kläranlage am Bodensee, ausgelegt auf 215.000 EW (Einwohnerwert). Neben den Abwässern aus Konstanz werden in der Kläranlage auch die Abwässer der deutschen Gemeinden Allensbach und Reichenau sowie der Schweizer Nachbarn Kreuzlingen, Tägerwilen und Gottlieben gereinigt.

Zudem ist der Betrieb auch für die Abfallsammlung innerhalb der Stadt Konstanz zuständig. Ergänzend zur Abfallsammlung betreiben die Entsorgungsbetriebe zwei Umschlaganlagen sowie vier Wertstoffhöfe, auf denen die Konstanzer Haushalte Sperrmüll und Elektrogeräte sowie sonstige getrennt erfasste Wertstoffe kostenlos abgegeben können. Hinzu kommt im Auftrage der Dualen Systeme Erfassung und Umschlag für Altglas. Zur Abdeckung der vielfältigen Logistikleistungen verfügen die EBK über einen breit aufgestellten Fuhrpark u.a. mit Müllfahrzeugen, Abroll- und Muldenkippern, Radladern und Verladebaggern.

Die EBK verstehen sich als Dienstleistungsunternehmen für Bürger und Umwelt. Sie haben seit 21 Jahren ein zertifiziertes Umweltmanagementsystem und sind ein Entsorgungsfachbetrieb.

An dieser Stelle möchten wir uns bei Frau Ulrike Hertig (Geschäftsführerin) und Herrn Mirco Ebeling von den EBK für die Angaben zum Klärwerk und den dortigen Emissionen bedanken.

Stadt Konstanz

Konstanz ist eine Hochschulstadt und die größte Stadt am Bodensee. Durch die besondere Lage in der Vierländerregion ist die grenzüberschreitende Zusammenarbeit fester Bestandteil der Denk- und Handlungsweise in der Region. Die historische Stadt zeichnet sich durch ein breit gefächertes Kultur- und Bildungsangebot und ihre hohe Lebensqualität aus.

Der Gemeinderat der Stadt Konstanz hat am 2. Mai 2019 einstimmig eine Resolution zur Ausrufung des Klimanotstands beschlossen. Alle Kräfte aus Politik und Bevölkerung werden seither gebündelt, um gemeinsam sofortige Anstrengungen zum Klimaschutz zu leisten und den Energienutzungsplan der Stadt umzusetzen. Unter anderem wird ein Mobilitätsmanagement für die Gesamtstadt sowie ein Katalog für die Stadtwerke Konstanz entwickelt und die klimaneutrale Energieversorgung von Neubauten sowie die Erhöhung der Sanierungsrate im Stadtgebiet forciert.

Die Stadt Konstanz verfügt über eine strategische Ausrichtung und hat hierfür ein eigenes wirtschaftliches Handlungsprogramm entwickelt. Im Bereich der Wirtschaft verzeichnet Konstanz bemerkenswerte Schwerpunkte und Entwicklungen bei den neuen Technologien und modernen Dienstleistungen. Diese Unternehmen sind ein Zeichen dafür, dass die Stadt sich zu einem Wirtschaftsstandort mit hoher Eigen-dynamik entwickelt hat. Gerade in den neuen Technologien wurde in drei zentralen Kompetenz- und Wachstumsfeldern internationale Netzwerke zwischen Unternehmen und Hochschulen sowie Forschungsinstituten entwickelt, die folgende Schwerpunkte adressieren: Solar (SolarLAGO) mit Entwicklungen im Smart Energy Bereich, die Gesundheitsindustrie (BioLAGO) und IT/digitale Medien (cyberLAGO). Diese Kompetenzplattformen sind aus der Initiative und der Unterstützung durch die Wirtschaftsförderung entstanden.



Die Stadt Konstanz verfügt mit der Universität (seit 2007 „Exzellenzuniversität“) und der Hochschule für Technik, Wirtschaft und Gestaltung sowie dem International Solar Research Center Konstanz über attraktive Ausbildungs- und Forschungsangebote mit internationaler Ausstrahlung für den Schwerpunkt „smart-energy development“. An den Hochschulen studieren 17.000 Hochschüler. Auch die Stadtwerke Konstanz sind ein wichtiger Innovationsakteur bei der Entwicklung neuer Energie-, Verkehrs- und Businessmodelle. Weitere Innovationsprojekte an und von den Hochschulen optimieren das Angebot für innovative Unternehmen oder Innovationsprojekte in Konstanz (z. B. Internationale Bodensee Hochschule, Innovationslabore, Bodenseezentrum Innovation 4.0).

Einen besonderen Dank gilt dem Bürgermeister Herrn Karl Langensteiner-Schönborn und Herrn Stephan Fischer, die durch ihr Wirken diese Studie unterstützt haben.

3 ÖPNV in Konstanz

Der ÖPNV in Konstanz verfügt über ein Bussystem, Fähren, Katamarane und Kursfahrtschiffe. Für die Studie werden die unterschiedlichen Transportmittel getrennt betrachtet. Zunächst wird ein Überblick über den momentanen Stand der Transportmittel gegeben. Dieser beinhaltet technische Daten, wie Verbrauch, Fahrgastkapazität und Tankinfrastruktur, sowie die Motorisierung und Kosten. Der Verbrauch für den Wasserbus ist eine Annäherung, da der Wasserbus erst 2018 in Betrieb genommen wurde und sich noch in der Testphase befindet.

Busse

Die Konstanzer Busflotte besteht aus 57 Bussen und fährt regulär auf 13 Linien. Dazu kommen noch die zwei Nachtlinien, die Schulbusse und die Anruf-Sammeltaxis. Insgesamt nutzten 13,34 Mio. Fahrgäste die Busse im Jahr 2018⁹. In dem Jahr legten die Busse 3,4 Mio. Kilometer zurück und verbrauchten 1,8 Mio. Liter Diesel.

PKW-Fähre

Die Autofähre zwischen Konstanz Staad und Meersburg verbindet diese beiden Orte am Bodensee. Insgesamt sind sechs Fähren für diese Strecke im Einsatz. Im Jahr 2018 transportierten die Fähren 4,237 Mio. Fahrgäste, 1,453 Mio. PKW und 9.6552 LKW¹⁰. Dafür legten die Fähren 319.200 Kilometer zurück und verbrauchten 3,7 Mio. Liter Diesel.

Bodensee-Schiffsbetriebe (BSB)

Mit den Schiffen der Bodensee-Schiffsbetriebe fuhren 2,35 Mio. Fahrgäste im Jahr 2018. Insgesamt gehören 12 Schiffe zu der Bodensee-Flotte, die unterschiedliche Touren fahren. Für die Touren legten die Schiffe 330.000 Kilometer zurück und verbrauchten 2,3 Mio. Liter Diesel. Viele der Fahrten werden saisonal zwischen Ostern und Ende Oktober angeboten, wobei insgesamt 47 Häfen am Bodensee Obersee, Untersee und am Rhein angefahren werden.

Katamaran

Drei Katamarane befahren die Strecke zwischen Konstanz und Friedrichshafen ganzjährig. Im Jahr 2018 transportierten die Katamarane 460.000. Fahrgäste¹¹ zwischen den beiden Städten. Der Dieserverbrauch lag bei 860.000 Litern.

Wasserbus

Die Strecke zwischen dem Bodenseeforum und dem Hafen Konstanz wird seit Frühjahr 2018 testweise mit einem Wasserbus befahren, wodurch das PKW-Verkehrsaufkommen in der Stadt reduziert werden soll. In 2018 nutzten bereits 9.665 Fahrgäste dieses Angebot an insgesamt 17 Betriebstagen. Der Wasserbus verbrauchte in dieser Zeit 3.998 Liter Diesel¹².

⁹ https://www.stadtwerke-konstanz.de/fileadmin/pdf/Unternehmen/Fortschrittsbericht_2019.pdf

¹⁰ https://www.stadtwerke-konstanz.de/fileadmin/pdf/Unternehmen/Fortschrittsbericht_2019.pdf

¹¹ <https://www.der-katamaran.de/die-reederei/news/details/news/katamaran-fahrgastzahlen-klettern-nach-oben.html>, 25.09.2019

¹² <https://www.suedkurier.de/region/kreis-konstanz/konstanz/Wohin-faehrt-der-Wasserbus-Das-neue-Verkehrsmittel-hatte-2018-Erfolg-Die-Verwaltung-will-den-Betrieb-jetzt-weiterentwickeln;art372448,10043016>

3.1 Emissionen im ÖPNV

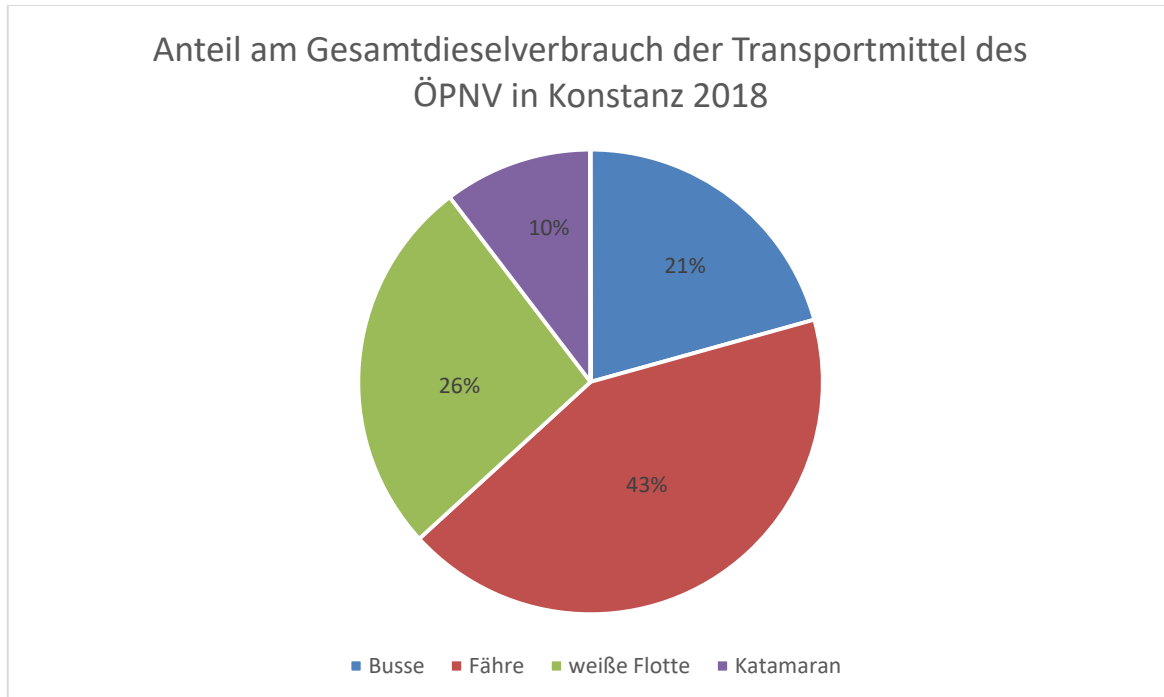


Abbildung 1: Anteil am Gesamtdieserverbrauch der Transportmittel des ÖPNV in Konstanz im Jahr 2018

In der Abbildung 1 sind die prozentualen Anteile am Gesamtdieserverbrauch von 8,7 Mio. Liter der Transportmittel des ÖPNV für das Jahr 2018 dargestellt. Die Wasserbusse haben einen so geringen Verbrauch (< 1%) im Vergleich zu den Bussen und anderen Schiffen, dass sie in der Abbildung vernachlässigt werden.

Um zu berechnen, wie viel CO₂ die ÖPNV-Angebote lokal durch den Dieserverbrauch ausstoßen, wird angenommen, dass pro Liter Diesel 2,65kg CO₂ (Tank-to-Wheel) ausgestoßen werden. Da in dieser Studie nur lokale Emissionen betrachtet werden, wird im Folgenden nicht genauer auf die gesamte Energiekette (Well-to-Wheel bzw. Well-to-Tank) eingegangen.

Abbildung 2 zeigt den CO₂ Ausstoß der Busse, Fähren, Weißen Flotte und Katamarane in Tonnen für das Jahr 2018. Die Fähren (in Rot dargestellt) verursachen mit Abstand den größten Anteil an CO₂-Emissionen von allen Transportmitteln des ÖPNV in Konstanz. Zwar wird durch den Einsatz der Fähren viel CO₂ eingespart, indem LKW, PKW und Busse nicht von Konstanz nach Meersburg um den See herum fahren müssen (57,7km), sondern stattdessen mit der Fähre (4,3km) fahren. Wie jedoch am Tortendiagramm ersichtlich wird, sind weitere Einsparpotenziale möglich, indem zu emissionsärmeren oder emissionslosen Antriebstechniken gewechselt wird.

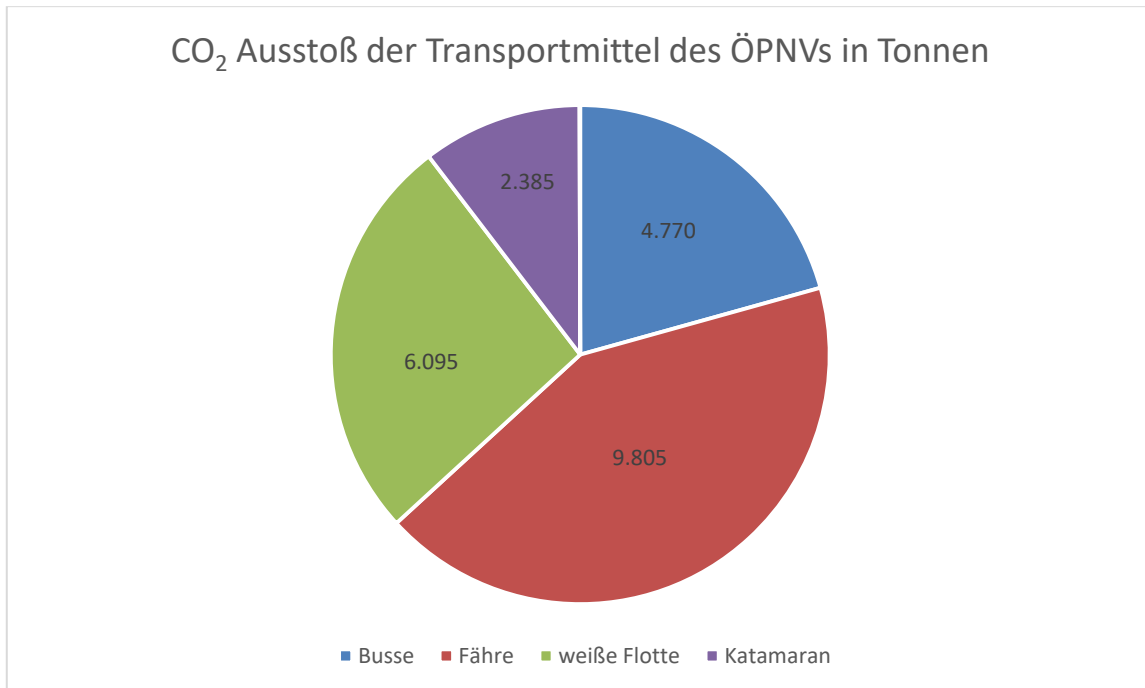


Abbildung 2: CO₂ Ausstoß der Transportmittel des ÖPNVs im Jahr 2018 in Tonnen

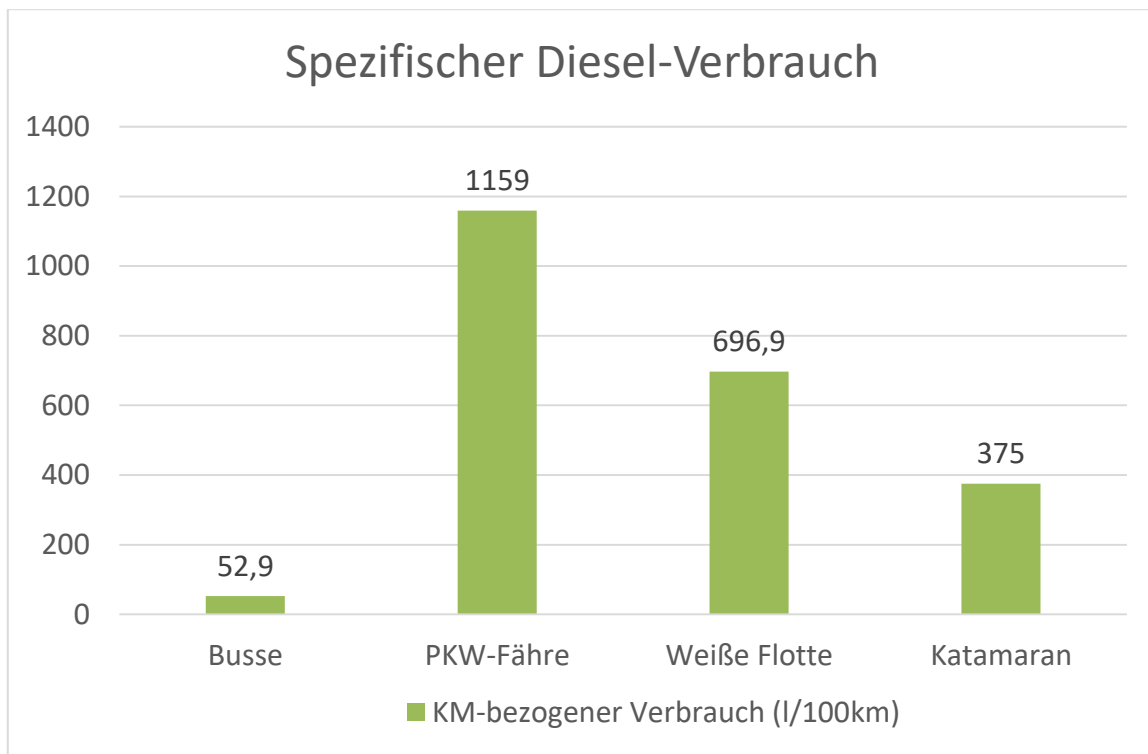


Abbildung 3: Kilometerbezogener Dieselverbrauch

Abbildung 3 zeigt den kilometerbezogenen Dieserverbrauch in Konstanz. Es ist deutlich zu sehen, dass die Fortbewegung auf dem Wasser sehr energieintensiv ist. Vor allen Dingen die schweren Fähren in Verbindung mit relativ kurzen Fahrstrecken, bedeuten einen großen Energiebedarf. Der Katamaran mit dem energieoptimierten Rumpf verbraucht trotz hoher Fahrtgeschwindigkeit relativ wenig Diesel – bezogen auf die zurückgelegte Strecke.

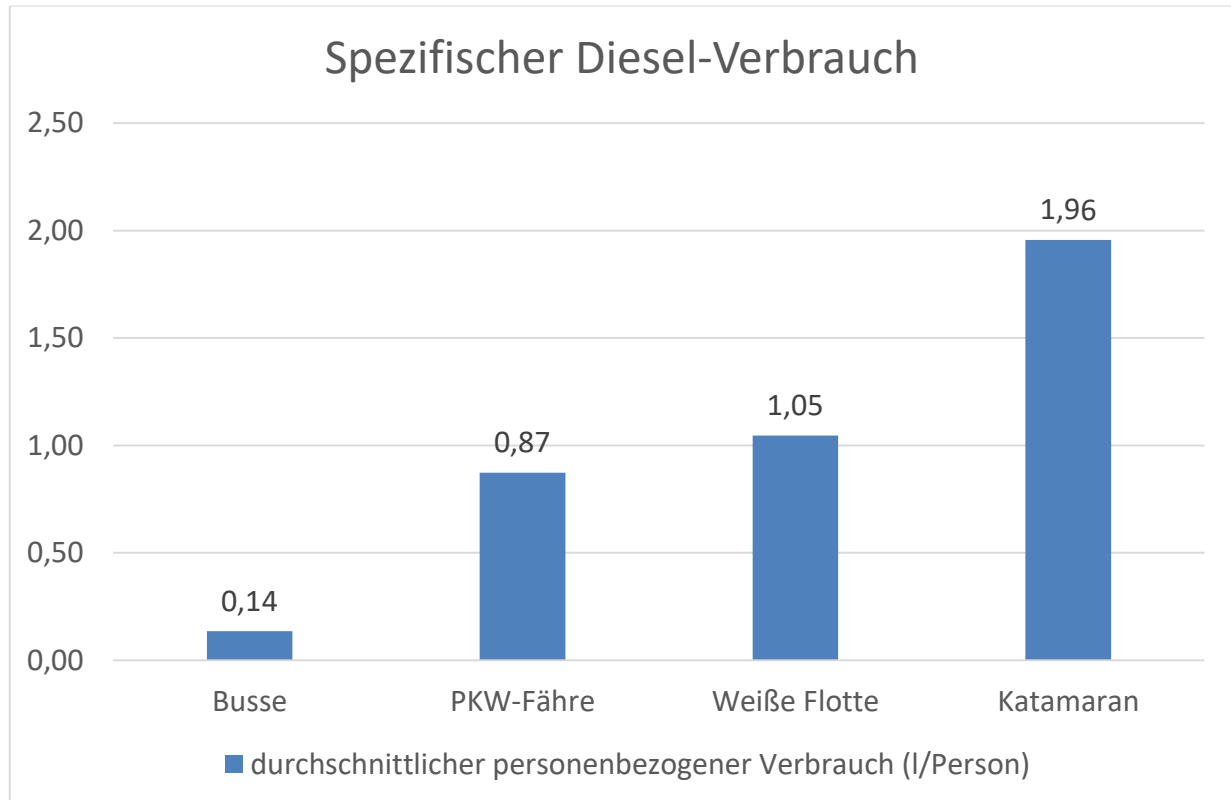


Abbildung 4: Personenbezogener Dieserverbrauch bezogen auf den Dieserverbrauch und die Fahrgastzahlen im Jahr 2018

Abbildung 4 zeigt den personenbezogenen Dieserverbrauch für das Jahr 2018. Den geringsten personenbezogenen Verbrauch hat der Bus, weil die Fahrstrecke mit dem Bus üblicherweise kurz und der Busantrieb relativ effizient ist. Der Katamaran hat auf dem Wasser den höchsten personenbezogenen Dieserverbrauch, weil die Fahrtstrecke üblicherweise immer sehr lang ist – die Fahrgäste haben keine Möglichkeit kürzere Fahrstrecken zu wählen, weil der Katamaran nur zwischen den zwei Städten Konstanz und Friedrichshafen verkehrt. Den geringsten personenbezogenen Verbrauch unter den Schiffen hat die PKW-Fähre, obwohl mit ihr neben Personen auch PKW und LKW bzw. Busse transportiert werden.

4 Technische Möglichkeiten für einen emissionsfreien ÖPNV in Konstanz

In diesem Kapitel werden mögliche Technologien für einen emissionsfreien ÖPNV in Konstanz kurz beschrieben. Dabei werden neben Brennstoffzellen und Batterien auch unterschiedliche Treibstoffe sowie die jeweiligen Tankstellenrealisierungen vorgestellt.

4.1 Brennstoffzellen

Brennstoffzellen wandeln durch eine kalte Verbrennung chemische Energie in elektrische Energie um, ohne den Zwischenschritt über Wärme, wie beispielsweise bei der Nutzung von Braunkohle für die Energieproduktion¹³. Dadurch sind Brennstoffzellen nicht durch den Carnot Wirkungsgrad beschränkt und können entsprechend höhere Wirkungsgrade erreichen im Vergleich zu üblichen thermischen Maschinen wie z.B. Dieselmotoren.

Die grundlegende Funktionsweise einer Brennstoffzelle wird anhand der Proton Exchange Membrane-Brennstoffzelle (PEM) erläutert. Die Schlüsselkomponenten einer Brennstoffzelle sind: Anode, Kathode, Elektrolyt, Brennstoff (z.B. Wasserstoff) und Oxidationsmittel (z.B. Sauerstoff). Der Elektrolyt ist bei mobilen Brennstoffzellenanwendungen in der Regel fest und besteht aus einer 10-100 µm dünnen Polymermembran. Diese Membran hat die Eigenschaft Protonen zu leiten und wird daher als PEM – Proton-Exchange-Membran oder protonenleitende Membran genannt. Die Elektroden (Anode und Kathode) an beiden Seiten der Membran sind mit Platin (Katalysator) beschichtet. Das Platin wirkt als Katalysator und fördert die Reaktion zwischen dem Wasserstoff und Sauerstoff und ist daher wichtig für die Erzeugung der elektrischen Energie¹⁴.

Die nachfolgend beschriebenen Prozessschritte sind in der Abbildung 5 ebenso mit grünen Zahlen versehen.

1. Der Elektrolyt (in diesem Fall die Polymermembran) fungiert als gasdichte Barriere, sodass lediglich Protonen hindurchgelassen werden.
2. Durch die Oxidation des Wasserstoffs an der Anode entstehen Protonen und Elektronen. Es besteht ein Gleichgewicht aus absorbierten Wasserstoff-Molekülen und hydratisierten Wasserstoff-Ionen.
3. Die Protonen (H⁺-Ionen) fließen durch die Membran in Richtung Kathode, wo die Reduktion des Sauerstoffs zu Wasser stattfindet.
4. Für die Reduktion bedarf es Elektronen, diese fließen über den geschlossenen äußeren Stromkreis.
5. Es besteht ein Elektronenpotential zwischen der Anode und der Kathode, wodurch ein Strom fließt, der abgegriffen werden kann.

¹³ (<https://www.energie-experten.org/heizung/brennstoffzelle.html>)

¹⁴ (<http://www.diebrennstoffzelle.de/zelltypen/pemfc/funktion.shtml>)

Reaktionsgleichung (Beispiel PEFC):



Aus zwei gasförmigen Wasserstoffteilchen entstehen vier Protonen und vier Elektronen. An der Kathode reagieren die Elektronen mit dem gasförmigen Sauerstoff zu zwei Wasserteilchen. Brennstoffzellen besitzen durchschnittlich einen Wirkungsgrad zwischen 50 und 60%.

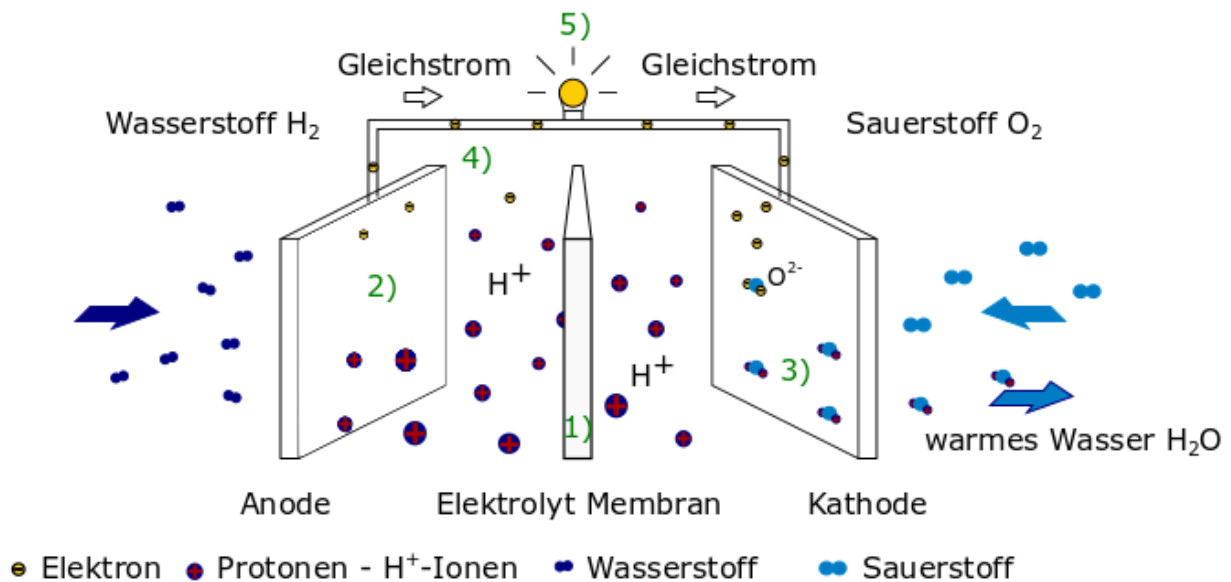
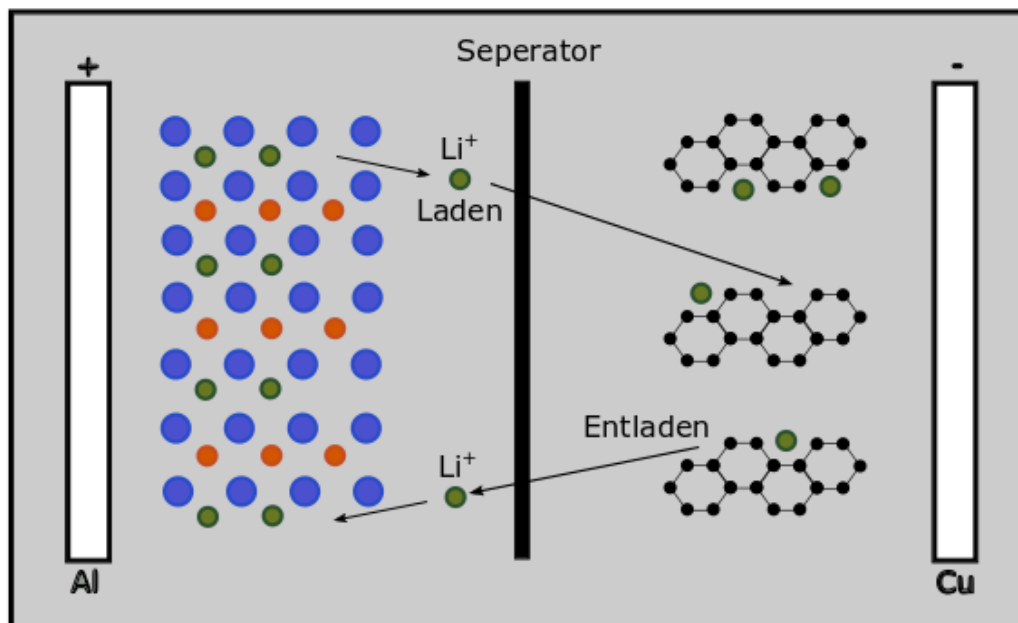


Abbildung 5: Funktion einer Brennstoffzelle¹⁵

¹⁵ (<https://www.energie-experten.org/heizung/brennstoffzelle.html>)

4.2 Lithium-Ionen-Batterie

Eine Lithium-Ionen-Zelle besteht aus zwei Elektroden: der Graphit-Elektrode, die negativ ist und der Lithium-Metalloxyd-Elektrode, welche positiv ist. Das Verhältnis von Nickel, Mangan und Kobalt im Lithium-Metalloxyd ist variabel und bestimmt maßgeblich die Eigenschaften (z.B. Kapazität, Lebensdauer, usw.) der Lithiumbatterie. Die Metalle Nickel, Mangan und Kobalt werden eingesetzt, da sie eine hohe Energiedichte besitzen. Wie in der Abbildung 5 zu sehen ist, sind die Lithium-Ionen die Ladungsträger. Sie setzen sich während des Ladevorgangs zwischen die Grafitschichten. Beim Entladevorgang wandern sie zur Lithium-Metalloxyd-Elektrode zurück.



- nicht-wässrige Elektrolytlösung
- Lithium-Ion
- Kobalt/Nickel
- Sauerstoff
- ⬢ Graphit

Abbildung 6: Funktion einer Lithium-Ionen-Batterie¹⁶

¹⁶ (<https://www.elektronik-kompodium.de/sites/bau/0810281.htm>)

4.3 Treibstoffarten

In Abhängigkeit des Treibstoffes verändern sich die Anforderungen an den Antrieb eines Fahrzeuges. Daher wird hier eine Übersicht der Treibstoffarten gegeben.

4.3.1 Diesel

Beschreibung

Diesel ist ein flüssiger Kohlenwasserstoff, der in der Regel aus fossilem Erdöl gewonnen und in einer Raffinerie hergestellt bzw. aufbereitet wird. Die Hauptbestandteile des Dieselmotorkraftstoffes sind vorwiegend Alkane, Cycloalkane und aromatische Kohlenwasserstoffe mit jeweils etwa 9 bis 22 Kohlenstoffatomen pro Molekül. Der Siedebereich von Diesel liegt zwischen 170°C und 390°C¹⁷.

Vorkommen/Herstellung

Das Ausgangsprodukt Rohöl wird aus Erdölfeldern gewonnen. Das Rohöl wird in der Regel über den Wasserweg nach Europa verschifft, wo die Weiterverarbeitung, unter anderem zu Diesel durchgeführt wird. Dazu wird das Rohöl in einer Raffinerie gecrackt und die Dieselfraktion in einer Destillationskolonne an der entsprechenden Stelle in der Kolonne abgezogen.

Neben den Kohlendioxidemissionen (Treibhausgas), die bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern entstehen, verursachen auch regelmäßig politische Konflikte in den Rohstoffländern Probleme bei der Versorgungssicherheit (Preis und Verfügbarkeit). Die Abhängigkeit von und die politischen Verwerfungen in den Erdölregionen dieser Welt sollte schon aus Eigeninteresse dazu führen, dass über alternative Kraftstoffe nachgedacht wird, die regenerativ erzeugt werden können und so zu einer ökologischen Entspannung bei gleichzeitig höherer Versorgungssicherheit und Preisstabilität führen.

Verwendung

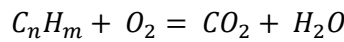
Diesel entzündet sich nur unter hohen Drücken und Temperaturen, was den Umgang mit und die Lagerung von Diesel sehr einfach macht. Für die Energiegewinnung wird Diesel meist in einem Dieselmotor verbrannt, in dem er unter einem hohen Druck beim oberen Totpunkt in den mit Luftsauerstoff beladenen und verdichteten Zylinder eingespritzt wird. Der hohe Druck und die hohe Temperatur führen zu Selbstzündung des fein vernebelten Treibstoffes. Es kommt zu einer Ausdehnung durch die Wärmeentwicklung beim Verbrennungsprozesse – der Kolben bewegt sich nach unten und treibt eine Kurbelwelle an. Über diese Kurbelwelle kommt es zur Kraftübertragung, wodurch ein angeschlossenes Getriebe, Welle oder Generator angetrieben werden kann.

Emissionen

Bei der Verbrennung von einem Liter Diesel entstehen 2.650g Kohlendioxid-Emissionen. Daneben entsteht Wasserdampf, welcher umwelttechnisch unkritisch ist. Problematischer sind Stickoxid-Emissionen (NO_x), welche bei hohen Verbrennungstemperaturen entstehen, sowie Feinstaub, welcher hauptsächlich in Form von Ruß freigesetzt wird. NO_x- und Rußemissionen hängen hauptsächlich vom Verbrennungsprozess im Motor und dem Umfang der nachgeschalteten Reinigungsstufen ab. Aus diesem Grund kann

¹⁷ (<https://de.wikipedia.org/wiki/Dieselmotorkraftstoff>)

hier keine pauschale Aussage zur Höhe der Emissionen getroffen werden. Die folgende Reaktionsgleichung zeigt eine vereinfachte Darstellung der Verbrennung von Diesel bzw. Kohlenwasserstoffen allgemein.



Kosten

Der Preis für Diesel variiert sehr stark und hängt maßgeblich vom Handelspreis des Ausgangsprodukts Erdöl ab. Für die ÖPNV-Anwendungen in Deutschland entfällt die Mineralölsteuer auf Diesel. Der Preis für Diesel reduziert sich daher entsprechend im Nettopreis um etwa ein Drittel, so dass sich der Endpreis um ca. 40% reduziert.

		Diesel [ct/l]	ÖPNV- Diesel [ct/l]	Beschreibung
Produktpreis		57,20	57,20	Notierung Rotterdam und Raffineriekosten
Deckungsbeitrag	+	15,63	15,63	Transport, Lagerhaltung, Vertrieb, Verwaltung, Beimischung
Nettopreis	=	72,83	72,83	Nettopreis der Mineralölgesellschaft
Mineralölsteuer	+	47,04	0	Energiesteuer, pro Sorte fester Wert je Liter; enthält jeweils 15,4ct/l Ökosteur. Diesel enthält über die höhere Dichte etwa 4% mehr Heizwert je Volumen, der Energiesteuersatz auf Diesel ist jedoch um 18,41ct/l geringer als der auf Benzin.
vor (U-)Steuer	=	119,87	72,83	Nettopreis entsprechend Energiesteuergesetz
Umsatzsteuer	+	22,77	13,84	19% Umsatzsteuer
Verbraucherpreis	=	142,64	86,67	100% Endkundenpreis

Tabelle 1: Zusammensetzung des Kraftstoffpreises (Diesel) im Juni 2012¹⁸

Die Stadtwerke Konstanz gaben für die Studie eine grobe Preisindikation für den verwendeten Dieseltreibstoff an:

Der Diesel für die Busse kostet: 1,005€/l (netto)

Der Diesel für die Schiffsanwendungen kostet: 0,547€/l (netto)

Physikalische Eigenschaften

Aggregatzustand (20°C)	Flüssig
Dichte	0,820 - 0,845kg/l (15°C)[
Heizwert	9,7kWh/l

¹⁸ (<https://de.wikipedia.org/wiki/Dieselmotorkraftstoff>, 24.09.2019)

Brennwert	10,4kWh/l
Siedebereich.	141 – 462°C
Flammpunkt	56°C
Zündtemperatur	225°C

Tabelle 2: Physikalische Eigenschaften von Diesel¹⁹

Gefahrgutklassen

GHS-Kennzeichnung: Diesel ist hochentzündlich, gefährlich, gesundheitsgefährdend, umweltgefährlich

H-Sätze	226 - 304 - 332 - 315 - 351 - 373 - 411
P-Sätze	210 - 260 - 273 - 280 - 301 - 310 - 331
UN-Nummer	1202
Gefahrnummer	30

Tabelle 3: Gefahrguteinteilung von Diesel²⁰

Besonderheiten/Sonstiges

In der Schifffahrt kommt sehr häufig Schweröl zum Einsatz, welches hauptsächlich Offshore in den Dieselmotoren verbrannt wird. Dieser Treibstoff hat eine sehr hohe Schwefelkonzentration. Da in der Schifffahrt am Bodensee ausschließlich normaler Schiffsdiesel zum Einsatz kommt, wird Schweröl als Treibstoffart nicht weiter betrachtet.

¹⁹ (<https://de.wikipedia.org/wiki/Dieselmotoren>, 24.09.2019)

²⁰ (<https://de.wikipedia.org/wiki/Dieselmotoren>, 24.09.2019)

4.3.2 LNG

Beschreibung

Bei LNG (Liquified Natural Gas) handelt es sich um tiefgekühltes, verflüssigtes Erdgas, welches bei einer Temperatur von ca. minus 162 °C flüssig wird. Dabei reduziert sich das spezifische Volumen um den Faktor 600. Durch die deutliche Volumenreduktion des flüssigen Erdgases kann deutlich mehr Energie auf gleichem Raum gespeichert werden. Hinzu kommt, dass Erdgas aufgrund seiner Zusammensetzung sauber verbrennt und geringe spezifische Emissionen – abgesehen von den üblichen Kohlendioxid-Emissionen bei der Verbrennung – verursacht. Erdgas selbst besteht zu über 90% aus Methan (CH₄) und kurz-kettigen Kohlenwasserstoffen, wie Ethan und Propan. Darüber hinaus kann Erdgas auch Stickstoff (Inertgas) und sonstige, leicht flüchtige Gase enthalten. Da sich die Inhaltsstoffe von Erdgas bei unterschiedlichen Temperaturen verflüssigen, verursacht der Verflüssigungsprozess auch eine gewisse Reinigung der Gase – so kommt Stickstoff in LNG fast nicht mehr vor.

Vorkommen/Herstellung

Erdgas wird in Erdgasfeldern gefördert und meist über Pipelines zum Abnehmer oder zur Weiterverarbeitung transportiert. Die Erdgas-Pipeline stehen unter Druck, so dass es sich beim geförderten Gas um CNG (Compressed Natural Gas) handelt. Erst durch die Verflüssigung (Tiefkühlung) wird aus Erdgas (NG) Flüssiggas (LNG). Erdgas selbst ist ein fossiler Energieträger und bringt die beim Diesel genannten Probleme der unsicheren Verfügbarkeit mit sich. Eine Möglichkeit diese Probleme zu umgehen ist die synthetische Erzeugung von Erdgas (SNG – Synthetic Natural Gas). Dabei wird Biomasse (meist Mais, usw.) in einem anaeroben Prozess zu Erdgas umgewandelt. Die Verbrennung von SNG verursacht ebenfalls Kohlendioxid-Emissionen und ist dadurch nicht CO₂-frei. Aber durch den regenerativen Anbau der Biomasse wird das freigewordene Kohlendioxid wieder durch die Pflanze gebunden. Der gesamte Prozess ist dann CO₂-neutral, aber eben nicht CO₂-frei.

Verwendung

Das auf minus 162°C gekühlte und verflüssigte Erdgas muss in einem thermisch isolierten Tank (Dewargefäß) gelagert werden, um den Energieeintrag von außen zu reduzieren. Dringt Wärmeenergie in den Tank ein, führt dies zur Verdampfung des Flüssiggases. Aufgrund der Zunahme des spezifischen Volumens und somit eines Druckanstiegs muss das entstehende Gas abgelassen werden, um die Zerstörung des Tanks zu verhindern.

Für die Verwendung in einer mobilen Anwendung wird das flüssige Erdgas aus dem Tank entnommen und in einem Verdampfer – der durch den Motorkühlkreislauf beheizt werden kann – in die Gasphase überführt. Danach wird das gasförmige Erdgas in einem Verbrennungsmotor verbrannt. Das Erdgas besitzt keine Selbstzündungseigenschaft, so dass der Verbrennungsprozess – ähnlich wie bei einem Benzinmotor – mit Zündkerzen befeuert werden muss. Der Kolben treibt eine Kurbelwelle an, über die die Kraft an das Getriebe, die Welle oder den Generator abgegeben wird.

Emissionen

Methan, als Hauptbestandteil des Erdgases hat eine etwa 25-fach höhere Treibhausgas-Wirkung als Kohlendioxid. Selbst geringe Mengen, die z.B. beim Betankungsprozess, Boil-Off, oder Start des Motors un-

verbrannt entweichen, haben einen entsprechend größeren Einfluss auf das Klima und den Treibhauseffekt, als das durch vollständige Verbrennung entstehende CO₂. Wird das Methan verbrannt, entsteht bei der Verbrennung von 1Nm³ Methan 1.839g Kohlendioxid. Die Verbrennung von einem Kilogramm LNG verursacht ca. 2.760 g Kohlendioxid²¹ (Durchschnittswert von 12kWh/kg und 230g CO₂/kWh).

Kosten

Die Kosten für LNG variieren und hängen sehr stark vom Angebot und Nachfrage für diesen Energieträger ab. Die Stadtwerke Konstanz rechnen mit einem Kilopreis von 0,40€/kg LNG, wenn das LNG aus fossilen Energieträgern stammt und mit einem Kilopreis von 1,30€/kg LNG, wenn es sich bei dem LNG um Bio-LNG handelt.

Für Erdgas geben die Stadtwerke einen indikativen Preis von 4,254ct/kWh (netto) an.

Physikalische Eigenschaften von Erdgas

Aggregatzustand (20°C)	gasförmig
Dichte:	0,700 – 0,840kg/m ³
Heizwert (Volumen)	7,4 – 9,99kWh/m ³
Heizwert (Masse)	9 – 12,6kWh/kg
Brennwert (Volumen)	8,2 – 11,1kWh/m ³
Brennwert (Masse)	10 – 14kWh/kg
Siedebereich.	-161°C
Flammpunkt	X
Zündtemperatur	640°C

Tabelle 4: Physikalische Eigenschaften von Erdgas

Gefahrgutklassen von Methan

GHS-Kennzeichnung: Methan ist hochentzündlich und gefährlich

H-Sätze	220 - 280
P-Sätze	210 - 377 - 381 - 403
UN-Nummer	1971
Gefahrnummer	23

Tabelle 5: Gefahrguteinteilung von Methan

²¹ (<https://www.volker-quaschning.de/datserv/CO2-spez/index.php>)

4.3.3 Elektrische Energie (Batterien)

Für die Beladung der EV-Batterien kann der elektrische Strom aus dem Stromnetz entnommen oder vor Ort mit Hilfe eines Generators oder einer regenerativen Anlage erzeugt werden. Um elektrische Energie in großen Mengen zu speichern, werden z.B. chemische Energiespeicher, wie Blei- und Lithiumakkumulatoren, oder auch Wasserstoff verwendet. Zur Bewertung der Umweltverträglichkeit von elektrischer Energie wird die Primärquelle betrachtet aus der der elektrische Strom erzeugt wurde.

Wird der elektrische Strom aus regenerativen Energiequellen erzeugt (Wind, Solar, Wasser), so entstehen nur sehr geringe Emissionen die im Wesentlichen auf die Herstellung der EE-Anlage selbst zurückzuführen sind.

Wird Strom mit Hilfe von fossilen Energieträgern erzeugt, so fallen Emissionen – abhängig vom jeweiligen Treibstoff, Kraftwerkstyp und Prozess – an. Legt man den deutschen Strommix zu Grunde, so ist momentan mit einer Kohlendioxid-Emission von 480g/kWh²² zu rechnen. Mit dem zunehmenden Anteil von regenerativer Energie im deutschen Stromnetz, wird sich dieser Wert in Zukunft weiter verringern. Die anfallenden NO_x- und Feinstaub-Emissionen können an dieser Stelle nicht beziffert werden.

Die Kosten für die elektrische Energie aus dem deutschen Stromnetz liegen bei 20 bis 30 ct/kWh. Wird der Strom in regenerativen Anlagen erzeugt, so kann großtechnisch ein Preis von 5ct/kWh erreicht werden. In diesem Fall ist es notwendig, dass der Strom gleich verbraucht (z.B. bei der Erzeugung von Wasserstoff durch eine Elektrolyseur oder Speicherung in einer Batterie) und nicht durch das Stromnetz geleitet wird. Dies würde den Strompreis durch die anfallenden Netzentgelte und EEG-Umlagen deutlich erhöhen. Die Stadtwerke Konstanz rechnen mit einem Netto-Strompreis von 20,98ct/kWh (inkl. Netznutzung). Der deutsche Strompreis setzt sich wie folgt zusammen²³:

²²<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/38897/umfrage/co2-emissionsfaktor-fuer-den-strommix-in-deutschland-seit-1990/>

²³<https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/PreiseUndRechnungen/WieSetztSichDerStrompreisZusammen.html>

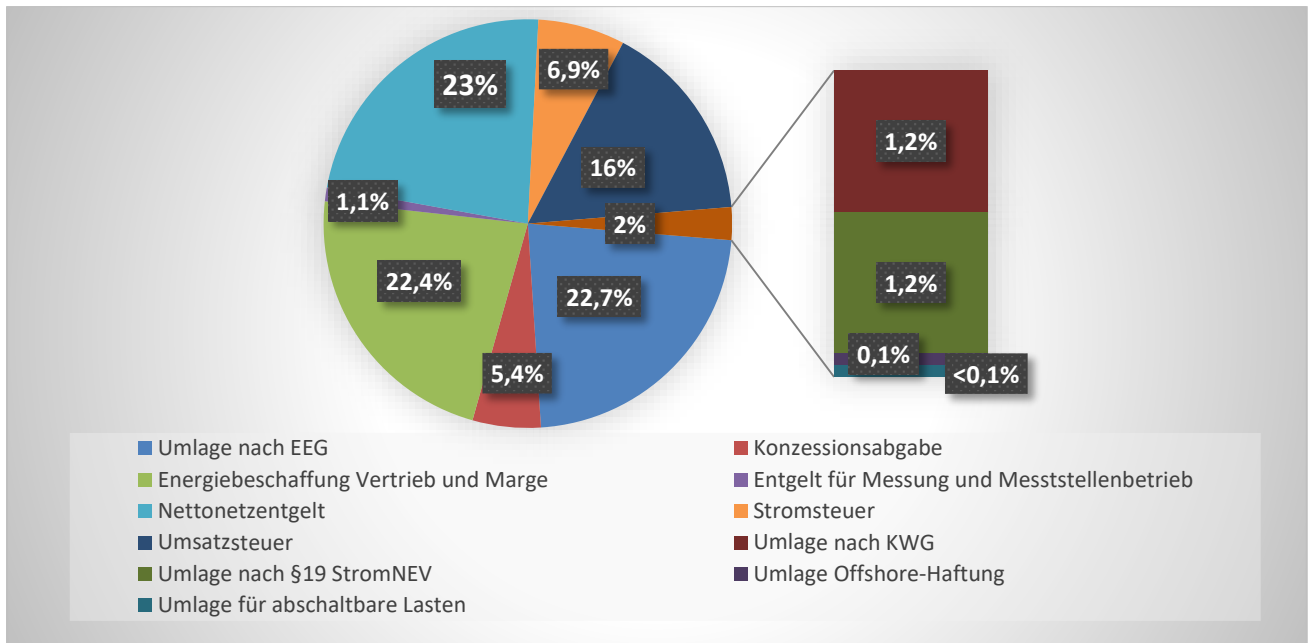


Abbildung 7: Aufteilung des Preisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 01.04.2018²⁴

Kosten für die Strombeschaffung (Erzeugung oder Einkauf), den Vertrieb und Gewinnmarge = insgesamt 22,4% Steuern (22,9%): diese beinhalten die Mehrwertsteuer (19%) und die Stromsteuer (6,9%) Nettonetzentgelt inklusive Abrechnung (23,0%): Das Netznutzungsentgelt Messung und Messstellenbetrieb (1,1%): Entgelte für die Kosten der technisch notwendigen Mess- und Steuereinrichtungen (z.B. Zähler), die Ablesung und das Inkasso Abgaben/Umlagen (30,7%)

Diese Umlagen beinhalten:

- Konzessionsabgabe (5,4%)
- Umlage nach dem Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG-Umlage) (22,7%)
- Umlage nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz KWKG (1,2%)
- Umlage nach § 19 der Strom-Netzentgeltverordnung (1,2%)
- Offshore-Haftungsumlage (0,1%)
- Umlage für abschaltbare Lasten (0,1%)

²⁴(<https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/PreiseUndRechnungen/WieSetztSichDerStrompreisZusammen.html>)

4.3.4 Methanol

Beschreibung

Methanol ist der einfachste Alkohol und liegt bei Umgebungstemperatur in flüssiger Form vor. Er ist Ausgangsprodukt für viele chemische Prozesse und kann sowohl fossil, als auch regenerativ erzeugt werden.

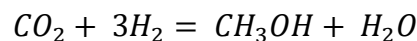
Vorkommen/Herstellung

Methanol entsteht z.B. auf natürliche Weise in kleinen Mengen bei der anaeroben Vergärung von Kohlehydraten. Großtechnisch wird Methanol meist über Erdgas erzeugt. Dazu wird Methan in der Dampfreformierung in ein Synthesegas umgewandelt und in einem weiteren Verfahren mit Hilfe von Katalysatoren zu Methanol verarbeitet. Da die Herstellung des Synthesegases über fossile Energieträger läuft, verursacht die spätere Nutzung des Stoffs CO₂-Emissionen.

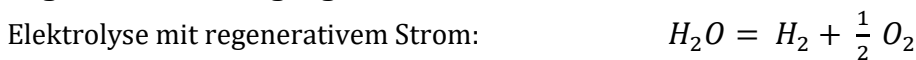
Erst mit der Herstellung des Synthesegases auf regenerativer Basis kann dieser Prozess zwar nicht CO₂-frei, aber immerhin CO₂-neutral durchgeführt werden. Dazu nutzt man eine leicht verfügbare (z.B. biologische) CO₂-Quelle sowie eine regenerative Energiequelle, mit deren Hilfe man Wasserstoff durch die Elektrolyse von Wasser erzeugt. Erst dieser Weg über das biologisch/regenerative Verfahren macht die Erzeugung von Methanol CO₂-neutral.

Fossile Erzeugung von Methanol

Die Erzeugung von Synthesegas aus Methan verläuft chemisch folgendermaßen:



Regenerative Erzeugung von Methanol

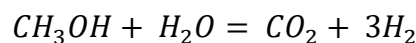


Verwendung

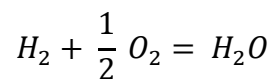
Methanol ist ein Ausgangsprodukt für viele Verfahren in der chemischen Industrie. Erst in jüngerer Zeit wird Methanol verstärkt als Energieträger diskutiert. Hintergrund dieser Diskussion ist die oben genannte Möglichkeit, Methanol sowohl fossil, als auch regenerativ zu erzeugen. Ein Übergang von der fossilen in die regenerative Energiewirtschaft wäre mit diesem Treibstoff möglich. Ein großer Vorteil dieses Treibstoffes ist die flüssige Form, in der er bei Umgebungstemperatur gespeichert werden kann. Somit kann eine größere volumetrische Energiedichte erreicht werden als bei der Speicherung von Gasen. Besonders interessant ist dies für Anwendungen, die prinzipiell einen größeren Energiebedarf haben – z.B. bei der Schifffahrt.

Bei einer Verwendung von Methanol in H₂-Brennstoffzellen, muss der Wasserstoff für die eigentliche Brennstoffzelle erst erzeugt werden. Dazu wird Methanol in einem Dampfreformer mit Wasserdampf in mehreren Stufen in Kohlendioxid und Wasserstoff umgewandelt. Der Wasserstoff wird in der Brennstoffzelle verarbeitet und erzeugt so Strom und Wärme für die Anwendung. Das im Reformat vorhandene Kohlendioxid wird als Abgas ausgeschieden.

Dampfreformierung von Methanol:



Energieerzeugung in der Brennstoffzelle (katalytische Oxidation von Wasserstoff):



Emissionen

Bei der Verbrennung von einem Liter Methanol entstehen 810g Kohlendioxid-Emissionen²⁵. Bei der Verbrennung von einem Kilogramm Methanol entstehen 1.040g Kohlendioxid-Emissionen.

Kosten

Die Kosten für Methanol hängen sehr stark von Angebot und Nachfrage und den Kosten der vorgelagerten Primärenergieträgern ab. Die Firma Methanex veröffentlicht den aktuellen Methanolpreis für die unterschiedlichen Regionen auf deren Webseite (www.methanex.com).

In Europa liegen die Kosten für Methanol momentan bei: 315€/to²⁶ – der Endkundenpreis für Großabnehmer liegt schätzungsweise im Bereich von 500€/to²⁷.

Physikalische Eigenschaften

Aggregatzustand (20°C)	Flüssig
Dichte:	790g/l
Heizwert (Volumen)	4,3kWh/l
Heizwert (Masse)	5,5kWh/kg
Siedepunkt	65°C
Flammpunkt	11°C
Zündtemperatur	455°C

Tabelle 6: Physikalische Eigenschaften von Methanol

²⁵ (http://www.energieinfo.de/eglossar/spezifische_kohlendioxidemissionen.html)

²⁶ (<https://www.methanex.com/our-business/pricing>)

²⁷ (<https://www.methanex.com/our-business/pricing>)

Die volumetrische Energiedichte von flüssigem Methanol ist prinzipiell größer als die Energiedichte von Gasen. Im Vergleich zu Diesel hat Methanol allerdings nur eine ungefähr halb so große volumetrische Energiedichte.

Die Abbauprodukte (Stoffwechselprodukte) von Methanol sind für Menschen giftig: Diese sind Formaldehyd und Ameisensäure – aus diesem Grund wird Methanol als giftig klassifiziert.

Methanol wirkt korrosiv – dies ist bei der technischen Auslegung zu beachten. Tanks sind mit einer Beschichtung zu versehen, bzw. Kunststoffteile oder Edelstahlteile sind beim Einsatz von Methanol zu verwenden. Methanol ist wasserlöslich und biologisch abbaubar – dies ist ein großer Vorteil bei einer eventuellen Gewässerverunreinigung, wie sie bei der Handhabung, z.B. beim Betanken von Schiffen auftreten kann.

Gefahrgutklassen

GHS-Kennzeichnung: Methanol ist gesundheitsgefährdend

H-Sätze	H225 - H331 - H311 - H301 - H370 -
P-Sätze	P210 - P233 - P280 - P302+P352 - P307+P310
UN-Nummer	1230
Gefahrnummer	3

Tabelle 7: Gefahrguteinteilung von Methanol

4.3.5 Wasserstoff

Wasserstoff kommt in drei verschiedenen Zuständen vor:

- Druckwasserstoff (gasförmig)
- Flüssigwasserstoff (flüssig)
- LOHC (liquid organic hydrogen carrier) oder Metallhydrid (chemisch gebunden)

Wasserstoff ist bei Umgebungstemperatur gasförmig. Um die Speicherkapazität zu vergrößern, wird das Gas unter Druck gesetzt und in entsprechenden Druckspeichern gelagert. Kühlt man Wasserstoff auf unter minus 253°C ab, so verändert sich der Aggregatzustand, das Gas kondensiert und geht in die flüssige Phase über. Durch diese Aggregatzustandsänderung kann deutlich mehr Wasserstoff auf gleichem Volumen gespeichert werden. Allerdings ist diese Zustandsänderung mit einem sehr großen Energieaufwand verbunden. Eine weitere Möglichkeit Wasserstoff im flüssigen Zustand zu speichern, ist die chemische Anlagerung der Wasserstoffatome an einen organischen Wasserstoffträger LOHC oder in einem Metallschaum (Metallhydride). Dadurch verändert sich die chemische Verbindung. Bei Bedarf muss der Wasserstoff aus diesem Wasserstoffträger ausgetrieben werden. Der chemische Zustand der Trägerverbindung verändert sich in den Ausgangszustand und steht für eine erneute Beladung durch Wasserstoff zur Verfügung. Da Metallhydride in der mobilen Anwendung keine Rolle spielt, wird im weiteren Verlauf der Studie nur die Verwendung von LOHC betrachtet.

Beschreibung

Wasserstoff ist das am häufigsten vorkommende chemische Element im Universum, tritt jedoch praktisch nicht in ungebundener Form auf der Erde auf. Er ist Bestandteil des Wassers und beinahe aller organischen Verbindungen. Somit kommt gebundener Wasserstoff in sämtlichen lebenden Organismen vor²⁸.

Bei Umgebungstemperatur ist Wasserstoff ein Gas mit einem massenspezifisch sehr hohen Energieinhalt. Wasserstoff lässt sich technisch sowohl aus fossilen Energieträgern, als auch über regenerativ erzeugte Energie durch die Spaltung von Wasser herstellen. Wasserstoff ist somit das ideale Bindeglied zwischen fossiler und regenerativer Energiewirtschaft.

Vorkommen/Herstellung

Wasserstoff kommt auf der Erde nur in gebundener Form vor. Für die Herstellung von Wasserstoff kommen im Prinzip drei großtechnische Verfahren zum Einsatz. Zum einen kann Wasserstoff über die Dampfreformierung bzw. die partielle Oxidation von Methan erzeugt werden, oder aber über die Spaltung von Wasser in einem Elektrolyseur. Kommt bei der Elektrolyse regenerativ erzeugter Strom zum Einsatz kann Wasserstoff regenerativ und frei von allen CO₂-Emissionen hergestellt werden.

Dampfreformierung von Methan: $CH_4 + 2H_2O = CO_2 + 4H_2$

Partielle Oxidation von Methan: $CH_4 + \frac{1}{2} O_2 = CO + 2H_2$

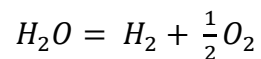
anschließende Wassergas-Shift-Reaktion: $CO + H_2O = CO_2 + H_2$

²⁸ (<https://de.wikipedia.org/wiki/Wasserstoff>)



Abbildung 8: Industrieller Dampfreformer²⁹

Elektrolyse von Wasser:



Als Elektrolyseur kann sowohl ein alkalischer Elektrolyseur zum Einsatz kommen, bei dem das Elektrolyt Kalilauge (KOH) ist, als auch ein PEM-Elektrolyseur, bei dem das Elektrolyt eine protonleitende Membran ist (s. PEM-Brennstoffzelle – Kapitel 4.1). Der PEM-Elektrolyseur arbeitet ohne ätzende und korrosive Stoffe und findet zunehmende Verbreitung.



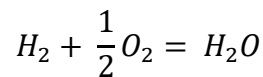
Abbildung 9: unterschiedliche Elektrolyseanlagen - PEM-Elektrolyseur (links) - KOH-Elektrolyseur (rechts)³⁰

²⁹ (new bus fuel Studie - bzw. BASF SE)

³⁰ (new bus fuel bzw. McPhy)

Verwendung

Kommt der Wasserstoff in einer Brennstoffzelle zum Einsatz erzeugt die katalytische Verbrennung (kalte Oxidation) Strom und Wärme. In der Brennstoffzelle läuft die umgekehrte Reaktion der Elektrolyse ab.



Da es sich um eine kalte Oxidation handelt, entstehen bei der katalytischen Verbrennung keine thermischen Stickoxide (im Vergleich zum Verbrennungsmotor), obwohl als Oxidationsmittel auch Luft (79% N₂ und 21% O₂) verwendet wird. Verbrennt der Wasserstoff in einer Flamme bei hohen Temperaturen (>1800°C) mit Luft (z.B. Verbrennungsmotor), entstehen auch hierbei thermische Stickoxide.

Emissionen

Die Emissionen einer Wasserstoff-Brennstoffzelle sind nur sauerstoffarme Luft (abgereichert durch die Oxidation in der Brennstoffzelle) sowie Wasser bzw. Wasserdampf.

Über die gesamte Kette betrachtet hängen die Emissionen bei der Verwendung von Wasserstoff als Energieträger davon ab, auf welche Weise der Wasserstoff erzeugt wurde. Basiert die Wasserstofferzeugung auf fossilen Energieträgern bzw. Kohlenwasserstoffen, entstehen entsprechende Kohlendioxid-Emissionen.

Nur wenn Wasserstoff mit regenerativer Energie (Wind, Solar, Wasser) über Elektrolyse erzeugt wird, ist die gesamte Energiekette nahezu frei von Kohlendioxid-Emissionen (s. Tabelle 8).

	Primärenergie	Kohlendioxid-Emissionen	Bemerkung
Elektrolyse	Wind, Solar, Wasser	0g CO ₂ / 1Nm ³ H ₂ 0g CO ₂ / kWh H _{2 th} 0g CO ₂ / kg H _{2 th}	CO ₂ -Emissionen der Anlagenherstellung vernachlässigt, auf Grund der Annahme künftiger 100%ig verfügbarer regenerativer Energie
	Deutscher Strommix	2.341g CO ₂ /1Nm ³ H _{2 th} 835g CO ₂ / kWh H _{2 th} 27.840g CO ₂ / kg H _{2 th}	480g CO ₂ /kWh ³¹ 58kWh/kg Elektrolyseurwirkungsgrad (Quelle: new bus fuel)
Reformer	Methan	614g CO ₂ /1Nm ³ H ₂ 205g CO ₂ / kWh H _{2 th} 7.301g CO ₂ / kg H _{2 th}	Dampfreformierung 80% Wirkungsgrad (großtechnisch)
	Methanol	936g CO ₂ /1Nm ³ H ₂ 312g CO ₂ / kWh H _{2 th} 11.130g CO ₂ / kg H _{2 th}	Dampfreformierung 70% Wirkungsgrad (Kleinanlage)

Tabelle 8: CO₂-Emissionen bei der Herstellung von Wasserstoff – ohne Emissionen verursacht durch die Herstellung der Produktionsanlage und durch den Transport der Treibstoffe

³¹<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/38897/umfrage/co2-emissionsfaktor-fuer-den-strommix-in-deutschland-seit-1990/>

Nur wenn Wasserstoff mit regenerativer Energie (Wind, Solar, Wasser) über Elektrolyse erzeugt wird, ist die gesamte Energiekette nahezu frei von Kohlendioxid-Emissionen (s. Tabelle 8).

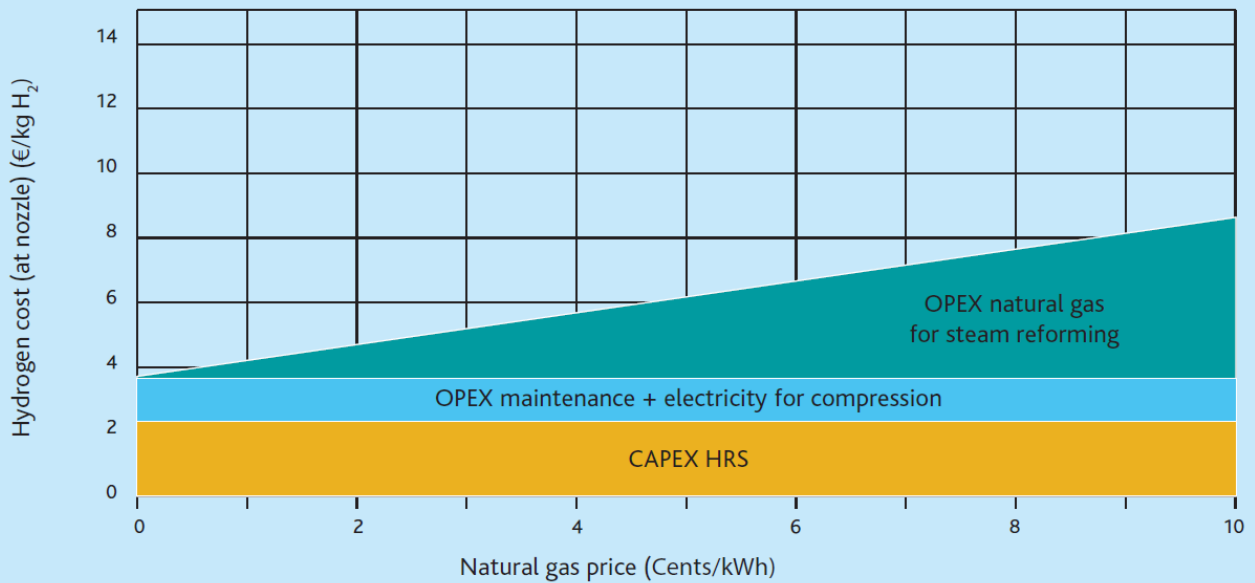
Kosten

Auch die Kosten für Wasserstoff schwanken stark und hängen von der Anlagenkonfiguration und den verwendeten Primärenergieträgern ab. Kleine Elektrolyseanlagen, welche die Energie aus regenerativen Anlagen beziehen und bei welchen der Wasserstoff anschließend verflüssigt wird, bilden die obere Preisspanne für Wasserstoff ab – großtechnische Reformieranlagen, die als Primärenergieträger Erdgas verwenden, bilden die untere Preisspanne ab. Der Wasserstoffpreis der unterschiedlichen Erzeugungsmethoden liegt zwischen 2€/kg und mehreren duzend Euro pro Kilogramm.

An den deutschen Tankstellen wird der Wasserstoff mit 8,50-9,50€/kg (brutto) gehandelt. Ein Wasserstoffpreis, bei dem sich der Einsatz im ÖPNV und insbesondere im Busbereich einigermaßen ökonomisch darstellen lässt, liegt bei einem Preis von ca. 4-6€/kg. Die genauen Wasserstoffkosten werden in den späteren Kapiteln 5.7 und 5.8.3 unter Auswertung der europäischen New-Bus-Fuel-Studie betrachtet.

Abbildung 10 und Abbildung 11 zeigen den zu erwartenden Wasserstoffpreis in Abhängigkeit von den Strom- bzw. Gaskosten und der Anlagengröße. Unterschieden wird eine Wasserstoffproduktionsanlage in der Größenordnung von 1.000kg/Tag und 6.000kg/Tag.

HRS with on-site steam reforming (1,000 kg H₂/d)



HRS with on-site steam reforming (6,000 kg H₂/d)

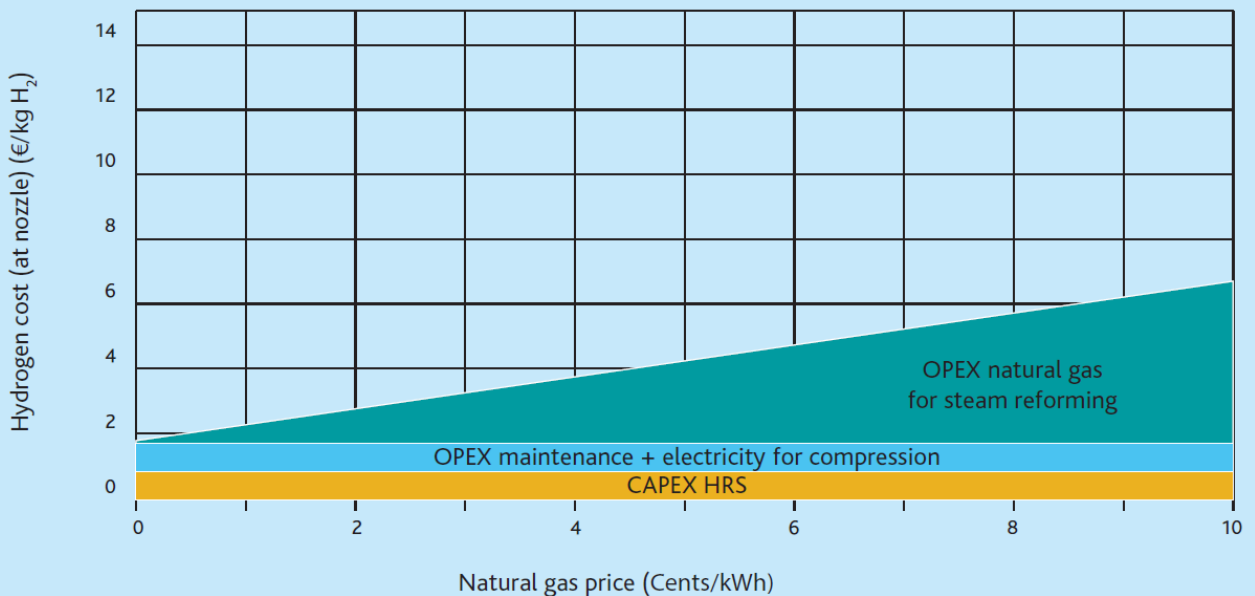


Abbildung 10: Wasserstoffkosten einer Wasserstofftankstelle mit Dampfreformierung in Abhängigkeit zu den Gaskosten und der Anlagengröße (Produktionskapazität 1t pro Tag (oben) bzw. 6t pro Tag (unten))³²

³² (New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots, Determination of basic parameters of the HRS (S.81))

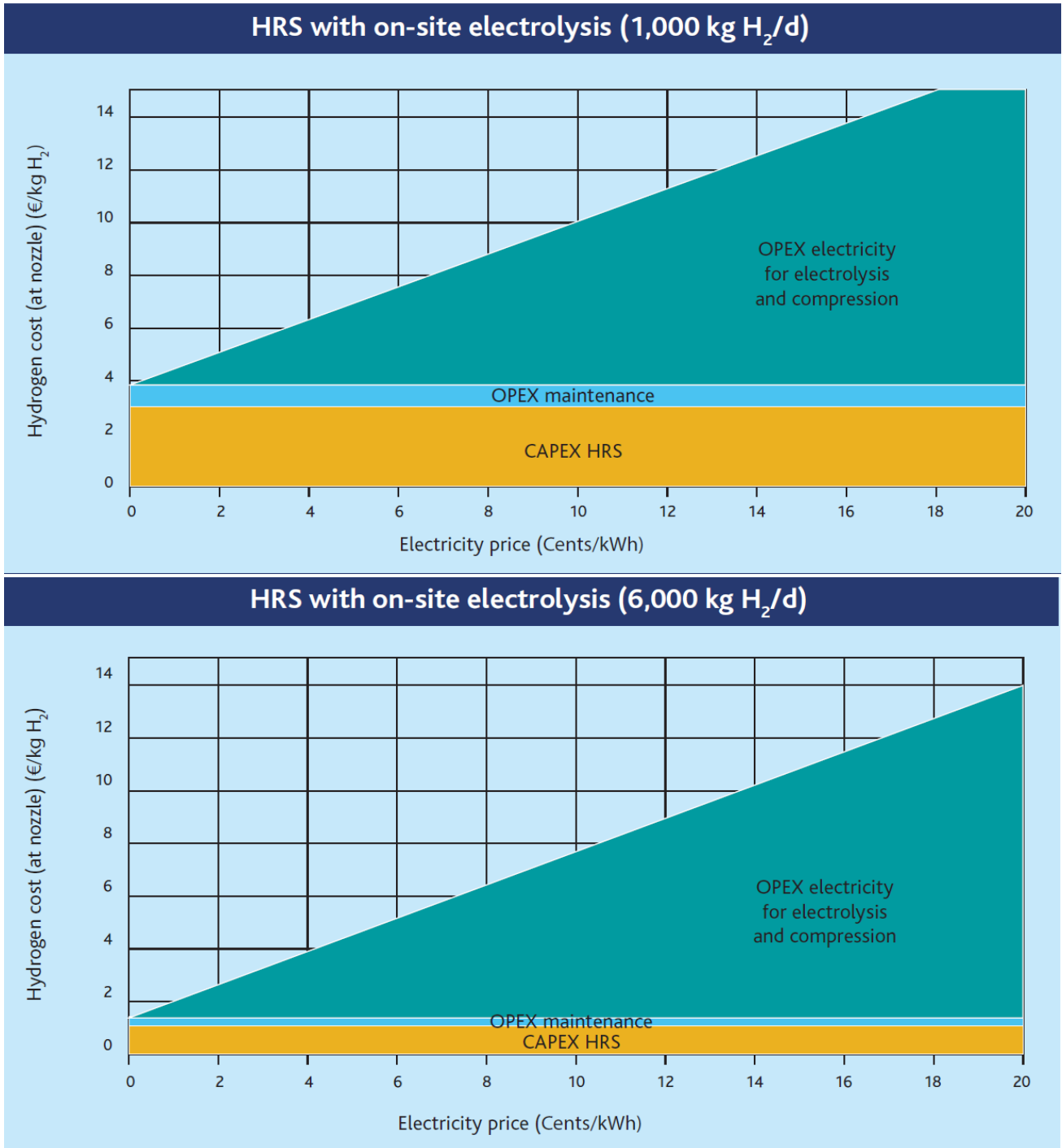


Abbildung 11: Wasserstoffkosten einer Wasserstofftankstelle mit Elektrolyse in Abhängigkeit zu den Stromkosten und der Anlagengröße (Produktionskapazität 1t pro Tag (oben) bzw. 6t pro Tag (unten))³³

³³ (New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots, Determination of basic parameters of the HRS (S.80))

Physikalische Eigenschaften

Aggregatzustand (20°C)	gasförmig
Dichte:	0,0899kg/m ³ @ 0°C
Heizwert (Volumen)	3,00kWh/Nm ³
Heizwert (Masse)	33,33kWh/kg
Brennwert (Volumen)	3,54kWh/Nm ³
Brennwert (Masse)	39,41kWh/kg
Siedepunkt	-252°C
Flammpunkt	X
Zündtemperatur	585°C

Tabelle 9: Physikalische Eigenschaften von Wasserstoff

Gefahrgutklassen

GHS-Kennzeichnung: Wasserstoff ist extrem entzündlich.

H-Sätze	H220 – H280
P-Sätze	P210 – P377 – P381 – P403
UN-Nummer	1049
Gefahrnummer	23

Tabelle 10: Gefahrguteinteilung von Wasserstoff

Besonderheiten/Sonstiges

Wenn Wasserstoff nicht vor Ort erzeugt wird, muss er von einer externen Produktionsstätte angeliefert werden. Dies kann in folgenden unterschiedlichen Aggregatzuständen geschehen:

Druckwasserstoff

Um den volumetrischen Energieinhalt von Wasserstoff und entsprechend die Ladekapazität eines Wasserstoff-Transport-LKW zu erhöhen, besteht die Möglichkeit, Wasserstoff zu verdichten und in Druckbehälter abzufüllen. Dies ist eine gängige Praxis, wobei der Wasserstoff üblicherweise für den Transport auf einen Druck von 200bar bzw. 300bar verdichtet wird. Wasserstoff verhält sich bei diesen Drücken nicht mehr wie ein ideales Gas – der reale Gaszustand muss um dem Kompressionsfaktor korrigiert werden.

Druck [bar]	Kompressionsfaktor [273k]
1,013	1
50	1,032
100	1,065
150	1,098
200	1,132
250	1,166
300	1,201
350	1,236
400	1,272
500	1,344
600	1,416
700	1,489
800	1,560
90	1,632
1000	1,702

Tabella 11: Kompressionsfaktor von Wasserstoff in Abhängigkeit vom Druck

Dies hat zur Folge, dass Wasserstoff als reales Gas bei 300bar nicht die 300fache Energiemenge speichern kann (im Vergleich zu Wasserstoff bei 1bar), sondern 20% weniger – demnach nur die 250fache Energiemenge. Je größer der Druck, desto größer ist der Einfluss des Kompressionsfaktors von Wasserstoff.

Bei der Verdichtung von Wasserstoff wird Energie benötigt, welche den Gesamtwirkungsgrad der Herstellungs- und Verbrauchskette reduziert. Abbildung 12 zeigt die notwendige Verdichtungsarbeit. Bei 300 bar muss somit 2% des Heizwerts für die Verdichtung selbst aufgebracht werden.

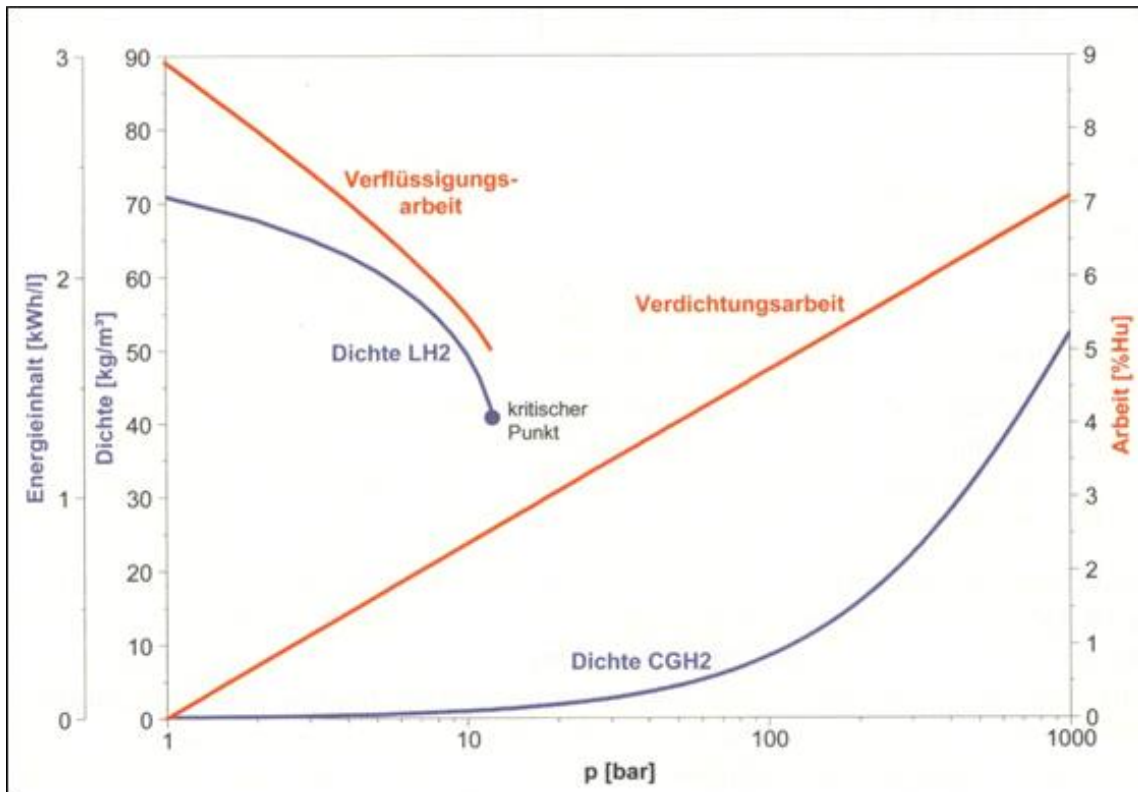


Abbildung 12: Speicherdichte und Arbeit der Wasserstoffspeicherung³⁴

Flüssigwasserstoff

Ändert man den Aggregatzustand von Wasserstoff und überführt ihn in den flüssigen Zustand, so reduziert sich das Volumen um den Faktor 786 bezogen auf einen Normkubikmeter. In einem Liter Flüssigwasserstoff ist ein Heizwert von 2,359kWh gespeichert (2,359kWh/l LH₂). Dies ermöglicht einen effizienten Transport – allerdings ist der technische und energetische Aufwand einer Wasserstoffverflüssigung enorm.

Ähnlich wie bei LNG, siedet Wasserstoff in einem Flüssigwasserstofftank (Dewargefäß) permanent. Das entstehende Boil-Off-Gas muss abgelassen bzw. verbraucht werden, damit der Wasserstofftank durch den Druckanstieg nicht beschädigt wird.

Die Verwendung von Flüssigwasserstoff bietet sich an, wenn ein kontinuierlicher Verbrauch vorhanden ist und quasi keine Boil-Off-Gase entstehen bzw. diese Gase durch die permanente Abnahme keinen Druckanstieg im Tank verursachen können. Ebenso ist Flüssigwasserstoff interessant, wenn eine Hochdrucktankstelle (z.B. 700bar für PKW) betrieben werden soll, da für die Druckerhöhung eine Vorkühlung auf minus 40°C erforderlich wird, wofür wiederum der bereits tiefkalte Wasserstoff geeignet ist.

³⁴ H.Eichsleder, M.Klell „Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik“, 1. Auflage

Genau wie bei der Verdichtung muss für die Verflüssigung des Wasserstoffs Energie aufgewendet werden. Aufgrund des Phasenwechsels ist die hierfür benötigte Energie grösser, als bei der Kompression, siehe Abbildung 12.

LOHC – Liquid Organic Hydrogen Carrier

Eine weitere Möglichkeit Wasserstoff zu lagern bzw. zu transportieren, ist die Verwendung von LOHC. Dabei wird Wasserstoff nach der Produktion an ein organisches Molekül angelagert. Dabei werden die in dem Molekül vorhandenen Doppel- und Dreifachbindungen aufgespalten und Wasserstoff angelagert (Hydrierungsprozess). Der exotherme Prozess findet unter Druck (20-50bar) und einer Temperatur von ca. 250°C statt.

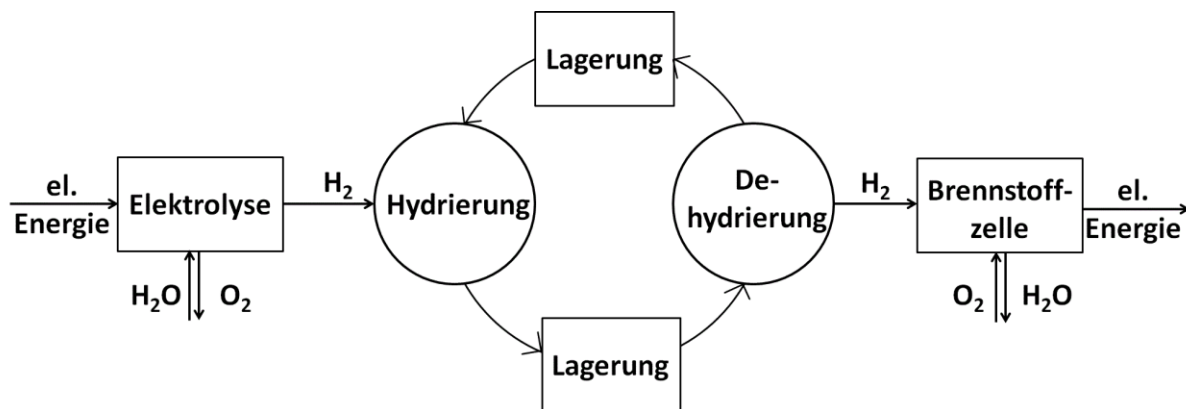


Abbildung 13: Hydrierung und Dehydrierung von LOHC^{35 36}

Der beladene organische Energiespeicher kann drucklos gelagert werden. Dieses beladene Öl (LOHC) ist schwer entflammbar, was eine gefahrlose Lagerung über eine lange Zeit möglich macht.

Wird der Wasserstoff benötigt, kann er aus der organischen Verbindung ausgetrieben (Dehydrierungsprozess) werden. Dafür muss Energie zugeführt werden. In den organischen Verbindungen bilden sich wieder Doppelverbindungen – das LOHC steht für einen neuen Beladungsprozess zur Verfügung. Der Dehydrierungsprozess findet bei geringem Druck (<5bar) und einer Temperatur von 300°C statt. Es handelt sich um einen endothermen Prozess, d.h. für den Dehydrierungsprozess muss Energie zugeführt werden. In der Regel muss ein Drittel der im LOHC gespeicherten Energie als Prozesswärme zugeführt werden.

Als organischer Wasserstoffträger wird in der Regel Dibenzyltoluol verwendet. Der volumenspezifische Energieinhalt von LOHC (Dibenzyltoluol) beträgt etwa 20% im Vergleich zum Energieinhalt von Diesel.

³⁵ (K. Müller - Eigenes Werk (Originaltext: eigene Arbeit) Bavarian Hydrogen Center, CC BY-SA 3.0)

³⁶ (<https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=36674363>)

Die Kosten für das Trägermaterial liegen bei ca. 4,50€/kg. Das LOHC hat eine Lebensdauer von mehreren hundert Zyklen, danach muss es ausgetauscht bzw. gereinigt und aufbereitet werden. Die Flüssigkeit wird als wassergefährdend (Wassergefährdungsklasse 2) eingestuft.

Beim Transport von LOHC muss das dehydrierte LOHC zurückgenommen werden, damit es an der Wasserstoffquelle wieder beladen werden kann.

Physikalische Eigenschaften - Dibenzyltoluol

Aggregatzustand (20°C)	flüssig
Summenformel unbeladen	C ₂₁ H ₂₀
Summenformel beladen	C ₂₁ H ₃₈
Dichte:	1,044kg/l
Siedepunkt	390°C
Schmelzpunkt	-34°C

Tabelle 12: Physikalische Eigenschaften von Dibenzyltoluol

Gefahrgutklassen

GHS-Kennzeichnung: Gesundheitsgefahr

H-Sätze	H304 – H413
P-Sätze	P273 – P301+310 – P331 – P405 – P501

Tabelle 13: Gefahrguteinteilung von Dibenzyltoluol

4.4 Tankstellen

Um die emissionsfreien Antriebsarten nutzen zu können, bedarf es einer neuen Infrastruktur an Tankstellen.

4.5 Tankstellen allgemein

Bei den Tankstellen wird zwischen den Treibstoffarten unterschieden. Im Allgemeinen ergibt sich folgende Einteilung:

- Dieseltankstelle (Referenz)
- LNG-Tankstelle für die neue Flüssiggasfahre (Referenz)
- Elektro-Ladestation
- Methanol-Tankstelle
- Wasserstoff-Tankstelle

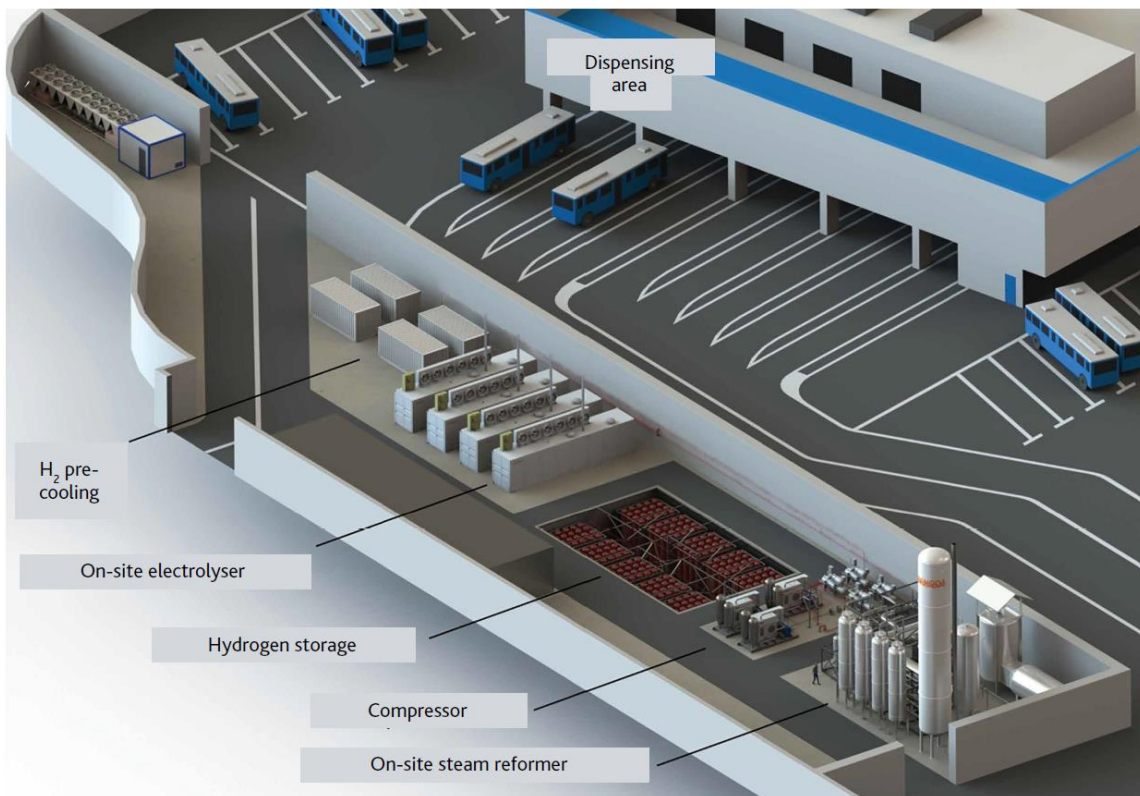


Abbildung 14: Wasserstofftankstelle mit einem Elektrolyseur und einer Dampfreformierung³⁷

Die oben stehende Abbildung zeigt exemplarisch eine voll ausgebaute Wasserstofftankstelle für eine Busanwendung. In diesem Fall wird der Wasserstoff über eine Dampfreformierung sowie über eine Elektrolyse erzeugt. Anschließend wird der Wasserstoff verdichtet, gespeichert und für die Betankung vorgekühlt. Die Abgabe des Wasserstoffs erfolgt in einem getrennten Bereich - der Dispensing Area.

³⁷ (New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots, Background information on hydrogen refuelling stations (HRS) for buses (S.27))

4.5.1 Dieseltankstelle

Eine Dieseltankstelle besteht sehr vereinfacht aus einem Diesel-Vorratstank, einer Dieselförderpumpe und einer Zapfsäule mit Dieselschlauch und Schnellkupplung, mit der die Tankstelle fest mit den Schiffen verbunden wird. Bei den Bussen wird keine feste Verbindung hergestellt – in diesem Fall stellt die Dieselförderpumpe die Dieselfuhr ab, sobald der Dieseltank im Bus voll ist. Bei den Schiffen wird eine Dieselmenge vorgewählt. Die Zapfsäule unterbricht die Dieselfuhr, sobald die vorgewählte Dieselmenge gefördert wurde. Um ein Überlaufen des Diesels zu vermeiden, werden die Tanks auf den Schiffen nie ganz voll getankt. Zusätzlich überwacht ein Grenzwertgeber den Dieselfüllstand im Schiffstank. Sollte dieser Wert überschritten werden, löst der Grenzwertgeber aus und stoppt die Dieselfuhr, bevor der Tank überlaufen und es zu einer Gewässerverunreinigung kommen kann. Die jeweiligen Dieseltankstellen verfügen über unterschiedlich große Dieselvorratstanks die unterschiedlich häufig mit einem Tankzug befüllt werden. Die übliche Tankmenge beträgt bei einem Nachfüllvorgang mit einem Tanklastwagen ca. 30.000l Diesel.

	Busse	BSB und Katamarane	PKW-Fähren
Standort	Betriebshof SW Konstanz	Stadthafen Konstanz	Fährhafen Staad
Dieselvorrat	130.000l	2x 80.000l und 1x 50.000l	2x80.000l
Lagerung	Unterirdisch	Oberirdisch	Unterirdisch
Nachtanken	1/Woche	saisonal unterschiedlich	1-2/Woche

Tabelle 14: Tankinformationen zu den Bussen, der BSB, den Katamaranen und den Fähren

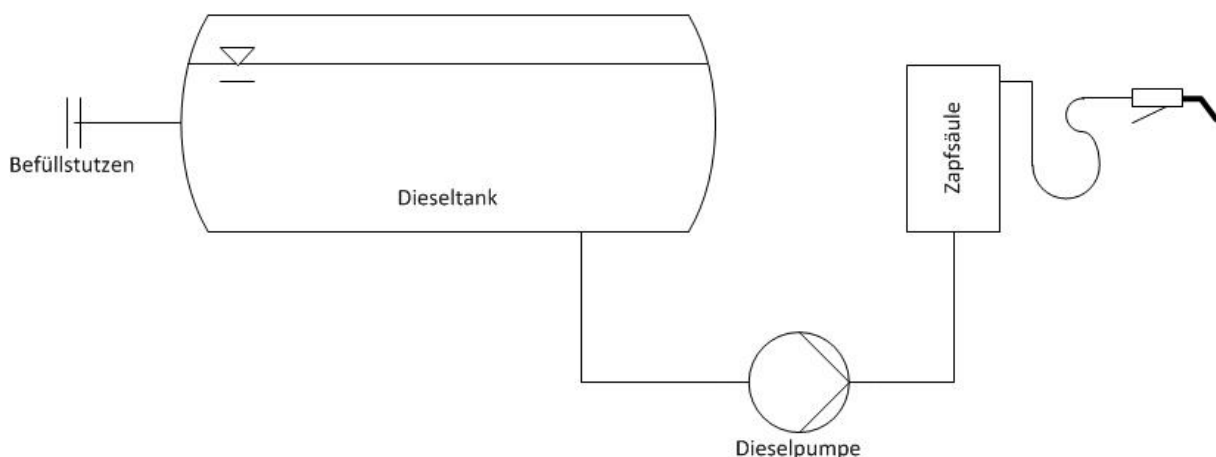


Abbildung 15: Vereinfachte Darstellung einer Diesel-Tankstelle

4.5.2 LNG-Tankstelle

Ab dem Jahr 2020 kommt auf dem Bodensee ein neues Fährschiff (FS14) zum Einsatz, welches mit Flüssigerdgas (LNG) betrieben wird. Für dieses Fährschiff wird keine fest installierte Tankstelle errichtet, sondern das Schiff wird direkt aus einem LNG-Tankfahrzeug heraus betankt. Die Betankung erfolgt nachts und dauert ca. 3 Stunden. In dieser Zeit wird der Gefahrenbereich im Umkreis von 50m abgesperrt – das Tankfahrzeug wird so geparkt, dass es im Notfall den Gefahrenbereich in Vorwärtsfahrt verlassen kann. Der LNG-Tankwagen kommt alle 10 Tage direkt aus einer Raffinerie in Rotterdam. Zu einem späteren Zeitpunkt ist geplant, dass das LNG mit einem Tankfahrzeug aus Basel angeliefert wird. Dies würde die Emissionen für die LNG-Anlieferung deutlich verringern.

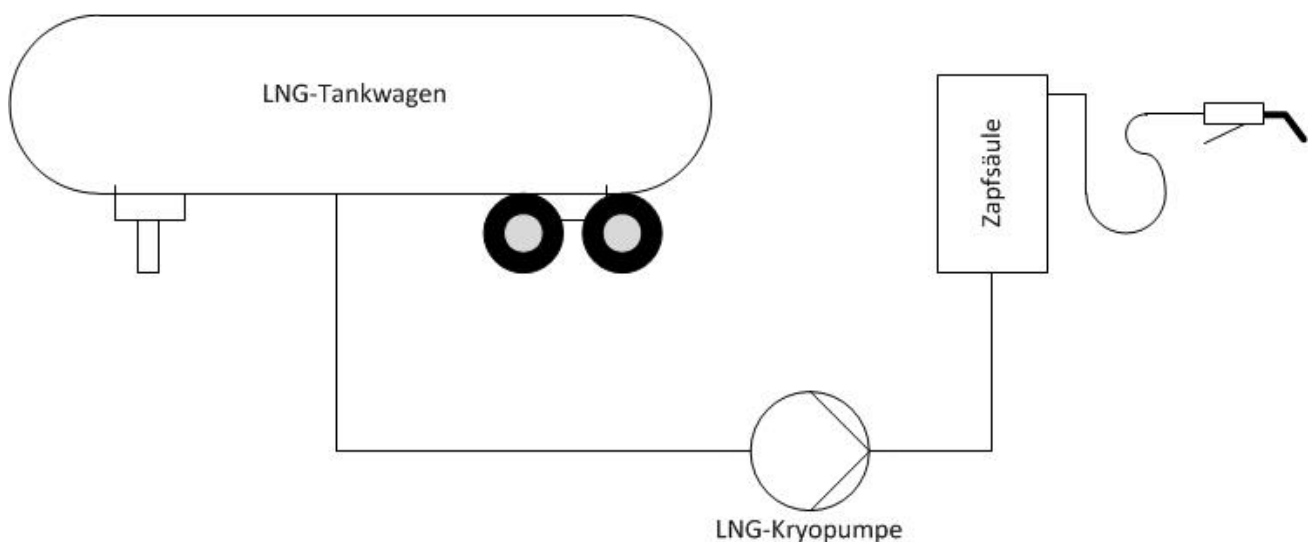


Abbildung 16: Vereinfachte Darstellung einer LNG-Tankstelle

4.5.3 Elektro-Ladestation

Wenn Elektrobusse zum Einsatz kommen, wird es beim heutigen Stand der Technik eine geteilte Ladeinfrastruktur geben müssen. Die erste Infrastruktur wird im Betriebshof der Stadtwerke Konstanz aufgebaut werden. Dort wird man an jedem Parkplatz eines E-Busses eine Ladestation aufbauen, die den Bus über Nacht auflädt. Grundsätzlich stehen für das Beladen zwei unterschiedliche Technologien zur Verfügung:

1. Beladung mit Wechselstrom (AC): hierbei stellt der Ladeanschluss Wechselstrom bis zu einer Leistung von maximal 43kW zu Verfügung. Ein Wechselrichter in der Bordelektronik des Busses wandelt diesen dann in Gleichstrom um, mit welchem die Batterien beladen werden können. Aufgrund der weiten Verbreitung von AC-Ladestationen und dem Entfall des Gleichrichters in der Ladestation sind AC-Ladestationen kostengünstiger, als die im Folgenden beschriebenen DC-Ladestationen.
2. Beladung mit Gleichstrom (DC): hierbei stellt der Ladeanschluss Gleichstrom zur Verfügung, der sich ohne größeren technischen Aufwand in die Traktionsbatterie des Busses einspeichern lässt.

Typischerweise können DC-Ladestationen wesentlich höhere Ladeleistungen zur Verfügung stellen, als AC Ladestationen. Übliche Leistungswerte reichen von 50 bis 450kW. Aufgrund der komplexeren Technik (Gleichrichter) und der hohen Ladeleistungen sind DC-Ladestationen in der Regel wesentlich teurer als AC-Ladestationen.

Generell lässt sich sagen, dass eine langsame Batterieladung die Batterielebensdauer weniger stark beeinträchtigt als eine Schnellladung. Es sollte daher bei der Auslegung der Ladeinfrastruktur sichergestellt werden können, dass die Batteriebusse über Nacht im Depot auf jeden Fall (langsam) vollgeladen werden können und evtl. notwendige Zwischenladungen, die aufgrund der kurzen Ladezeiten immer mit sehr hohen Leistungen erfolgen müssen, auf ein Minimum beschränkt werden.

Die in der von ABB durchgeführten Beispielrechnung angenommene Batteriekapazität von plus/minus 100kWh reicht allerdings nicht aus, um die gesamte Tagesstrecke eines Batteriebusse abzudecken. In diesem Fall werden sogenannte Opportunity-Charger (DC) an den Endhaltestellen der Buslinien erforderlich. Diese Ladestationen arbeiten als Pantographen und haben eine Ladeleistung von z.B.: 300kW bzw. 450kW.



Abbildung 17: Pantographen als Opportunity Charger von der Firma ABB, die meist an der Endhaltestelle installiert werden³⁸

Bei der entsprechenden Ladezeit und der angegebenen Ladeleistung wird die Batterie mit ausreichend Energie geladen, um genügend Energie für den nächsten Umlauf in die Batterien zu laden. Um die ausreichende Energiemenge in die Batterien laden zu können, muss evtl. der bestehende Busfahrplan angepasst werden. Dieses Zwischenladen ist erforderlich, da nicht die gesamte Energie zur Fortbewegung und die Nebenaggregate (z.B. Heizung im Winter) für den ganzen Tag in der Batterie gespeichert werden kann.

³⁸ (<https://www.electrive.net/2019/01/08/bern-e-busse-via-opportunity-charging-im-dauereinsatz/>)

Ein großer Nachteil der Pantographen an der Endhaltestelle ist, dass man die Flexibilität in der Streckenführung verliert. Eine als Schnellladestation ausgestattete Endhaltestelle wird eine entsprechende Endhaltestelle bleiben müssen. Eine Erweiterung oder Verlegung der Streckenführung ist nur mit großem Aufwand möglich. Eine detaillierte Berechnung zweier ausgewählter Strecken wird in Kapitel 11.6 vorgestellt.

4.5.4 Methanol-Tankstelle

Der Aufbau einer Methanol-Tankstelle ist vergleichbar mit dem Aufbau und der Funktionsweise einer Diesel-Tankstelle. Die Tankstelle besteht aus einem Vorratstank, der in regelmäßigen Abständen durch einen Treibstofflieferanten aufgefüllt wird. Aus diesem Vorratstank wird das Methanol mit einer Methanolkpumpe entnommen und über einen Dispenser an den Anwender abgegeben. Der Vorratstank ist in der Regel doppelwandig und mit einer internen Beschichtung korrosionsbeständig ausgeführt.

Durch den geringeren Energieinhalt von Methanol im Vergleich zu Diesel (knapp die Hälfte des Energieinhaltes) muss ein größeres Volumen an Methanol gespeichert werden, wenn die Anlieferung des Methanols im vergleichbaren Abstand wie Diesel erfolgen soll.

Methanol wird in einer Konzentration von 100% gespeichert. Der Methanol-Brennstoffzelle Reformierungsprozess benötigt allerdings ein Methanol/Wassergemisch mit einem Volumenverhältnis von 60/40 MeOH/Wasser.

An dieser Stelle gibt es zwei Möglichkeiten das richtige Mischungsverhältnis von Methanol und Wasser einzustellen. Entweder man betankt das vorgemischte und richtig eingestellt Methanol/Wasser-Gemisch (60/40) oder man betankt Methanol (100%) und mischt es an Bord des Schiffes mit Wasser, um das richtige Methanol/Wasser-Mischungsverhältnis (60/40) zu erreichen. Das erforderliche Wasser wird aus dem Abgas der Brennstoffzelle gewonnen. Dazu kondensiert man das Abgas bzw. den Wasserdampf der Brennstoffzelle und nutzt das so gewonnene Wasser für die Mischung mit Methanol. In diesem Fall muss, wenn überhaupt, nur ein kleiner Wassertank an Bord installiert werden.

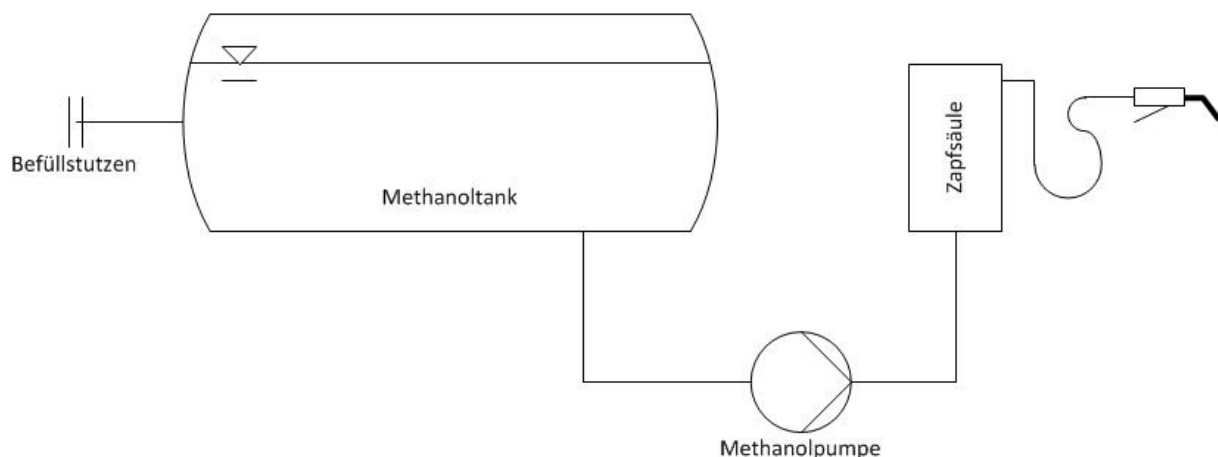
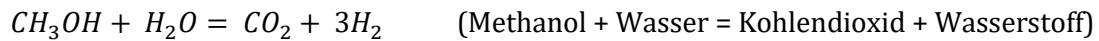


Abbildung 18: Vereinfachte Darstellung einer Methanoltankstelle

Reformerprozess:



Brennstoffzellenprozess:



Summe der Reaktionsgleichungen:



4.5.5 Wasserstoff-Tankstelle

Bei den Wasserstofftankstellen wird unterschieden, ob der Wasserstoff angeliefert oder vor Ort erzeugt wird. Darüber hinaus gibt es eine Unterteilung, ob bei der Tankstelle ein 350bar-Fahrzeug oder ein 700bar-Fahrzeug betankt wird.

Schwerlastverkehr, Busse und Schiffe werden in der Regel mit einem Druck von 350bar Wasserstoff betankt – Brennstoffzellen-PKW werden üblicherweise mit einem Druck von 700bar betankt. Die Tankstellen sind codiert, damit eine Verwechslung ausgeschlossen werden kann. Dies trifft insbesondere für ein 350bar-Fahrzeug zu. Hierdurch wird vermieden, dass ein auf 350bar ausgelegter Tank versehentlich mit 700bar Wasserstoffdruck betankt wird. Umgekehrt ist es allerdings möglich, ein 700bar-Fahrzeug mit einem 350bar Tankdruck zu betanken. Der Tank kann in diesem Fall allerdings nur die Hälfte des sonst üblichen Volumens aufnehmen.

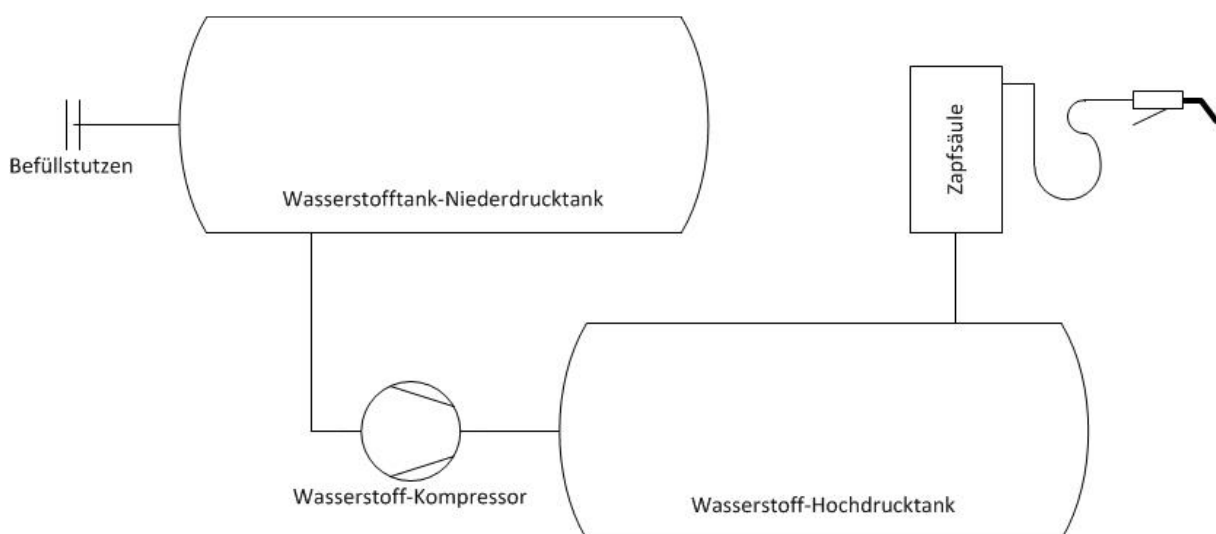


Abbildung 19: Vereinfachte Darstellung einer Wasserstofftankstelle



Abbildung 20: Skizze einer Flüssiggas-Wasserstofftankstelle³⁹

Flüssigwasserstoff wird mit speziellen Tanklastwagen angeliefert und in speziell isolierten Tanks gelagert. Soll der Wasserstoff im gasförmigen Zustand betankt werden, muss der Flüssigwasserstoff über entsprechende Verdampfer (links im Bild) in den gasförmigen Zustand überführt werden. Danach wird er für den Tankprozess verdichtet. Alternativ kann der Flüssigwasserstoff direkt getankt werden – die Verdampfung erfolgt dann direkt in der Anwendung. Hierfür ist allerdings ein Kryotank (Dewargefäß) im Fahrzeug erforderlich.

LOHC bietet die Möglichkeit, Wasserstoff vor Ort zu erzeugen, indem er aus einem Wasserstoffträger (LOHC) bei Bedarf angetrieben wird (Dehydrierung). Der so erzeugte Wasserstoff wird wie in einer normalen Wasserstofftankstelle weiter verarbeitet. Das verbrauchte LOHC muss abtransportiert und bei einer Wasserstoffquelle wieder beladen werden (Hydrierung) werden. Der Vorteil dieser Anwendung liegt in der Sicherheit. LOHC ist gefahrlos und ohne Druck speicherbar – die Erzeugung von Wasserstoff erfolgt nur in Abhängigkeit des Bedarfs. So wird vermieden, dass große Mengen Wasserstoff vor Ort gelagert werden müssen.

³⁹ (New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots, Background information on hydrogen refuelling stations (HRS) for buses (S.30))

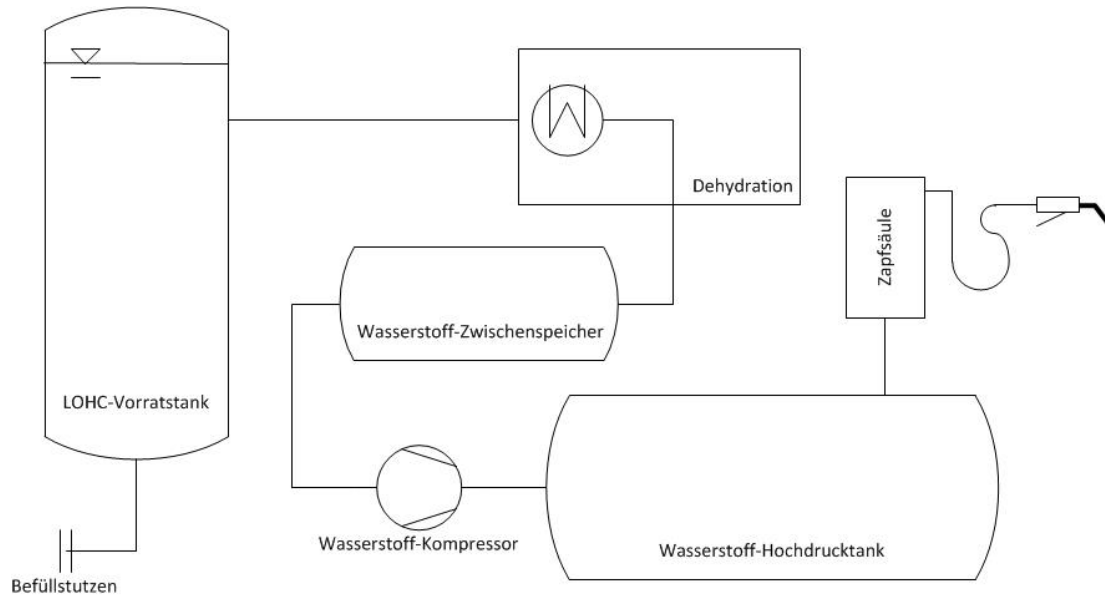


Abbildung 21: Vereinfachte Darstellung einer Wasserstofftankstelle, bei der der Wasserstoff aus LOHC gewonnen wird

Wasserstoff-Tankstelle

		350bar	700bar	Flüssig
Anlieferung	Druckwasserstoff	X	X	-
	Flüssigwasserstoff	X	X	X
	LOHC	X	X	-
Onsite-Erzeugung	Elektrolyseur	X	X	-
	Dampfreformierung	X	X	-

Tabelle 15: Mögliche Druckstufen der unterschiedlichen Wasserstofferzeugungsmöglichkeiten.

Egal, in welchem Aggregatzustand der Wasserstoff angeliefert oder ob der Wasserstoff Vorort erzeugt wird, es können alle erforderlichen bzw. gängigen Druckstufen bedient werden. Eine Ausnahme bildet Flüssigwasserstoff. Soll Flüssigwasserstoff betankt werden, so muss Flüssigwasserstoff angeliefert werden, da eine Verflüssigungsanlage am Standort nicht rentabel betrieben werden kann.

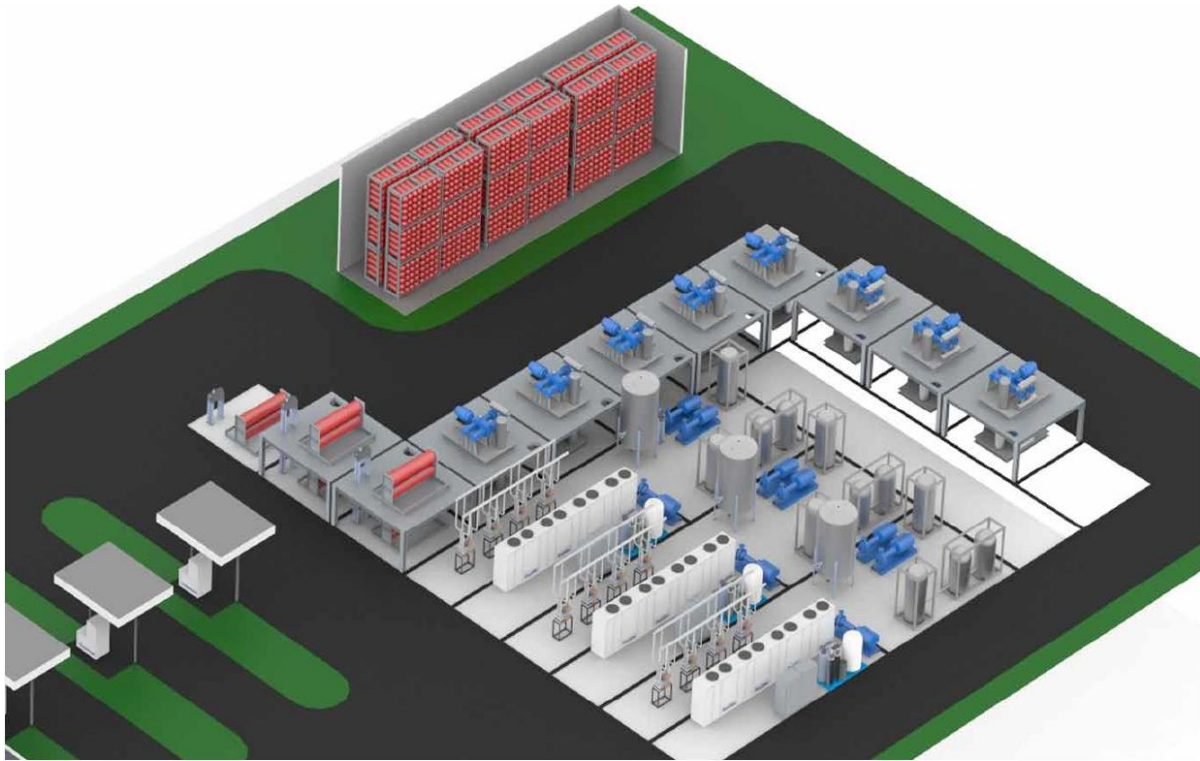


Abbildung 22: Skizze einer Wasserstofftankstelle mit Elektrolyseur - Tageskapazität: 6t/d⁴⁰

Abbildung 22 zeigt die Möglichkeit einer modular aufgebauten Anlage, sowohl bei den Komponenten für die Wasserstoffherzeugung, als auch bei der Verdichtung, Speicherung, und Kühlung ist ein modularer Ansatz und eine schrittweise Aufrüstung der Wasserstofftankstelle möglich.

⁴⁰ (New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots, Determination of basic parameters of the HRS (S.67))

5 Busse

5.1 Einführung

Die Busflotte in Konstanz deckt fast den kompletten ÖPNV in der Kernstadt, sowie in den Vororten ab. Ergänzt wird diese nur durch die Zugverbindung mit insgesamt vier Haltestellen in Konstanz. Da keinerlei andere Verkehrsmittel für den Transport von Fahrgästen, wie zum Beispiel Straßenbahnen eingesetzt werden (außer Taxis), ist die Busflotte das Kernstück des ÖPNV in Konstanz.

5.1.1 Allgemeine Beschreibung und Ausgangssituation Dieselsebuse in Konstanz

Momentan sind in Konstanz 57 Busse im Einsatz, die 13 Linien befahren. Im Jahr 2018⁴¹ nutzten 13,3 Mio. Fahrgäste die Busse als Transportmittel. Für die Busse bedeutet das 3,4 Mio. gefahrene Kilometer



Abbildung 23: Busse der Stadtwerke Konstanz (Bilder wurden von den Stadtwerken zur Verfügung gestellt)⁴²

und ein Dieserverbrauch von 1,8 Mio. Litern über das gesamte Jahr. Die Busflotte besteht aus einem Midi-Bus, 15 Standardbussen mit einer Länge von 12 Metern, 38 Gelenkbussen mit 18 Metern und drei Buszügen, die bei hoher Auslastung an modifizierte Solobusse gehängt werden können. Beim Midi-Bus handelt es sich um einen um 1,5 Meter verkürzten Standardbus, der speziell für den Auftragsverkehr auf der Insel Mainau beschafft wurde. In Tabelle 16 sind die drei relevanten Bustypen Standardbus, Gelenkbus und Buszug gegenübergestellt.

⁴¹ (https://www.stadtwerke-konstanz.de/fileadmin/pdf/Unternehmen/Fortschrittsbericht_2019.pdf)

⁴² Quelle: Stadtwerke Konstanz

	Bustyp		
	Standardbus	Gelenkbus	Buszug
Anzahl	15	38	3
Länge	12m	18m	23m (ganzer Zug), 12m Zugwagen
Tankvolumen	250 Liter	300 Liter	250 Liter
Reichweite	mind. 600km	mind. 600km	500km
Kapazität	103 Fahrgäste	152 Fahrgäste	180 Fahrgäste
Motorisierung	220kW	265kW	265kW
Anschaffungskosten	255.000€ netto	345.000€ netto	430.000€ netto
Lebens-Laufleistung	600.000 – 650.000km	> 700.000km	> 700.000km
Nutzungsdauer	12-15 Jahre	12-15 Jahre	12-15 Jahre

Tabelle 16: Daten zu den Bussen der Stadtwerke Konstanz

Die Anschaffungskosten beinhalten ein Hybridmodul, welches mit ca. 12.000€ netto zu Buche schlägt. Durch das Hybrid-Modell sinkt der Verbrauch der Busse um 8% und somit auch die schädlichen Emissionen. Die Dieselhybrid-Gelenkbusse erfüllen bereits die Abgasnorm Euro6. Derzeit werden ca. 30 weitere Busse auf den Euro6-Standard aufgerüstet. Zum jetzigen Zeitpunkt fahren bereits alle Busse mit Rußpartikelfilter und mit Abschluss der Busbeschaffung 2019 werden auch alle Busse mit AdBlue zur Reduzierung der NO_x Emissionen fahren.



Abbildung 24: Busliniennetz in Konstanz⁴³

⁴³ (<https://www.stadtwerke-konstanz.de/mobilitaet/bus/fahrplaene/>)

Das Busliniennetz ist in der Abbildung 24 skizzenhaft dargestellt.

In der Tabelle 17 sind die Daten zu den Tankvorgängen der Busse ⁴⁴ dargestellt.

Tank der Busse	
Durchschnittliche Betankung	Täglich
Durchschnittliche Dieselmenge/ Tankvorgang	150-250 Liter
Tankstelle	
Anzahl der Tankplätze	1 Tanksäule + Reservesäule
Dauer des Tankvorgangs	2-3 min
Tankwart für Tankvorgänge	ja
Ort der Tankstelle	Indoor
Größe des Dieselvorrattanks	130.000 Liter
Häufigkeit der Auffüllung des Dieselvorrattanks	wöchentlich
Platzbedarf für Tankstelle	Unterflurtanks, gering
Betankung mit AdBlue	2x wöchentlich

Tabelle 17: Daten zu den Tankvorgängen der Busse (nach Angaben der Stadtwerke Konstanz)

5.1.2 Herausforderungen für Busse

Konstanz besitzt eine sehr hohe Haltestellendichte, wodurch hohe Verbräuche durch ständiges Anhalten und Anfahren entstehen. Dies macht sich ebenfalls in einem hohen Verschleiß der Busse bemerkbar, die durchschnittlich 12 Jahre lang im Einsatz sind, sodass jedes Jahr zwischen 3 und 5 neue Busse angeschafft werden. Neben dem Einsatz als Stadtbuss fahren die Busse auch Überlandstrecken, wie beispielsweise die Linie 4/13 über die Vororte Dettingen/Wallhausen. Bei höchster Auslastung sind 55 der 57 Busse im Einsatz, sodass nur wenige Busse als Ersatzfahrzeuge zur Verfügung stehen. Daher besteht die Anforderung der Stadtwerke darin, dass durch den Wechsel zu emissionsfreien Bussen die Verfügbarkeit und die Flexibilität der Einsatzfähigkeit nicht eingeschränkt werden. Immer wieder finden Änderungen der Streckenführung statt, sodass keine festen Zwischentankstellen gewünscht sind.

Für Sonderfälle wie beispielsweise das Seenachtsfest ist ein Großteil der Busse gleichzeitig im Einsatz, wobei das Tagesgeschäft normal gefahren wird, ebenso wie das am nächsten Tag, weswegen die Tankvorgänge nicht häufiger und länger sein sollten, als sie momentan sind.

⁴⁴ Hr. Stöhr(2019), mündliche Mitteilung vom 18.08.2019, Stadtwerke Konstanz, Leiter Busbetrieb

Es ist davon auszugehen, dass sich in den nächsten Jahren das Stadtbild ändern wird, sodass nicht mit gleichbleibender Streckenführung gerechnet werden kann. Voraussichtliche Änderungen werden Erschließungen von neuen Wohngebieten, die Sperrung des Bahnhofsvorplatzes für Fahrzeuge und sich durch die Weiterentwicklung des Stadtbildes ergebene Veränderungen sein. Wie in vielen anderen Städten ist der Busverkehr in Konstanz zudem nicht kostendeckend.

5.2 Anwendung

Die Antriebsarten von Bussen können grob in vier unterschiedliche Kategorien eingeteilt werden:

1. Reine Verbrennungsmotoren

In den meisten Fällen handelt es sich hier um dieselbetriebene Busse, aber auch Verbrenner mit Gas, Benzin oder auch Methanol sind möglich.

2. Elektrobusse

Als Elektrobusse werden vor allem solche bezeichnet, die einen reinen Batterieantrieb haben. Dies bedeutet, dass sie entweder mit einer großen Batterie ausgestattet sind, die über Nacht geladen wird oder dass die Busse ähnlich wie Züge über eine Oberleitung betrieben werden oder die Batterie über Pantographen an der jeweiligen Endhaltestelle für wenige Minuten geladen wird.

3. Brennstoffzellenbusse

Brennstoffzellenbusse sind im eigentlichen Sinne auch Elektrobusse, allerdings wird die elektrische Energie für den Antrieb direkt in der Brennstoffzelle an Bord des Busses erzeugt. Brennstoffzellenbusse haben in der Regel eine Pufferbatterie, über die die hohen Anfahrströme abgedeckt werden.

4. Hybridbusse

Die vierte Kategorie sind Hybridbusse. Diese haben zwei unterschiedliche Antriebsmöglichkeiten an Bord. Die Abgrenzungen sind hierbei aber sehr verschwommen und können jede mögliche Kombination von Antriebsarten beinhalten.

5.2.1 Dieselbusse

Der Wirkungsgrad von Verbrennungsmotoren bzw. Dieseln betragt nach Carnot unter idealen Voraussetzungen aufgrund der im Motor erreichten Temperatur maximal etwa 70%. Unter realen Bedingungen wird bei mobilen Anwendungen ein Wirkungsgrad bis maximal 40% erreicht. Die Funktionsweise ist im Folgenden beschrieben: In eine Brennkammer, im Falle von Motoren sind dies die Zylinder im Motorblock, wird eine Mischung aus Luft und zerstäubten Diesel über eine Düse eingebracht. Diese wird dann durch den Kolben verdichtet und zur Zündung gebracht. Das verbrannte Gasgemisch wird im letzten Schritt ausgestoßen. Durch die versetzte Anordnung der Kolben auf der Kurbelwelle finden diese Explosionen zu unterschiedlichen Zeitpunkten statt, womit ein kontinuierlicher Antrieb ermöglicht wird.

5.2.2 Hybridbusse

Hybridbusse können völlig unterschiedliche Konfigurationen aufweisen. Meisten bestehen sie jedoch aus einem Hauptantrieb und einer zweiten Einheit, welche die Effizienz oder Reichweite steigert. Die Busse in Konstanz sind beispielsweise mit Hybridmodulen ausgestattet, welche einen Teil der Energie in das Bordnetz zurückspeisen. Bei den ab 2019 neu beschafften Mild-Hybrid-Bussen wird die rekuperierte Energie auch in den Antrieb eingespeist. Oft werden Brennstoffzellen als Range-Extender in Batteriebusse eingebaut, um die Reichweite zu erhöhen. Hybridbusse sind sehr gut geeignet, um als Übergangslösungen zu umweltfreundlicheren Technologien zu dienen.

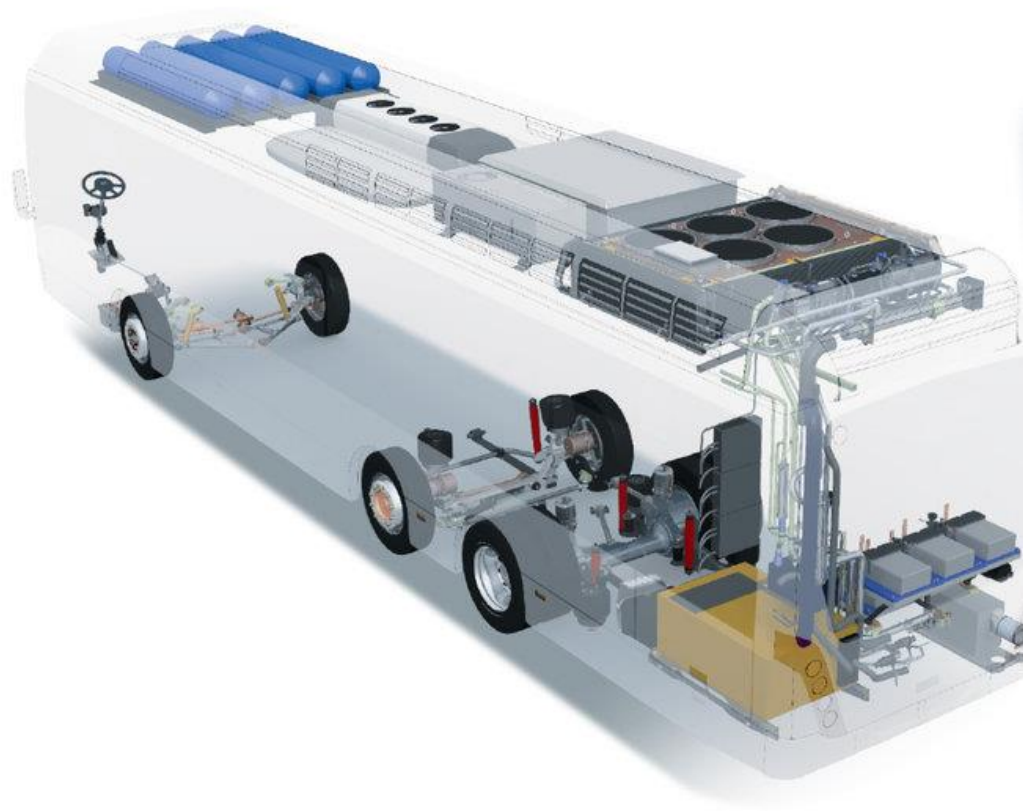


Abbildung 25: Modell der Platzierung der Brennstoffzellen und des Antriebs in einem Brennstoffzellen-Bus⁴⁵

5.2.3 Elektrobusse/Batterieelektrische Busse

Elektrobusse bzw. Batteriebusse arbeiten mit einem elektrischen Energiespeicher, im Falle von Bussen einer Batterie an Bord. Diese Batterie versorgt die Elektromotoren, die an den Rädern sitzen, oder den Zentralmotor des Busses mit elektrischer Energie. Der große Vorteil an einem rein elektrischen Antriebsstrang sind die sehr hohen Wirkungsgrade von über 90% (Beladen/Entladen) die erzielt werden können. Auch können im Bremsvorgang durch Rekuperation die Batterien wieder aufgeladen werden, indem die

⁴⁵ (<https://www.vanhool.be/en/public-transport/agamma/hybrid-fuel-cell>)

Elektromotoren als Generatoren betrieben werden. Ein weiterer sehr großer Vorteil sind die weniger genutzten herkömmlichen Bremsen, welche durch die Elektromotoren unterstützt werden, da diese zusammen mit dem Reifenabrieb für 85% des gesamten Feinstaubes eines Fahrzeuges verantwortlich sind.

Die lokalen Treibhausgas-Emissionen eines batterieelektrischen Busses sind null. In die Gesamtbilanz gehen auch hier die Emissionen bei der Bereitstellung der elektrischen Energie sowie bei der Herstellung des Fahrzeuges ein. Da derzeit die Fertigung einer Batterie als zusätzliches Energiebudget im Vergleich zu einem herkömmlichen Bus berücksichtigt wird, hängt auch diese von der CO₂-Bilanz der Energieerzeugung im Herstellungsland ab. Ein komplett CO₂-freier Fahrbetrieb ist möglich, wenn mit Abschluss der Energiewende eine 100%ige Versorgung mit regenerativer Energie erreicht ist. Im aktuellen Strommix in Deutschland hängt es von der Laufzeit eines Busses ab, ob die Gesamt-CO₂-Bilanz vorteilhaft ist.

5.2.4 Brennstoffzellenbusse

Brennstoffzellenbusse sind Hybridbusse mit einer Brennstoffzelle und einer Batterie. Sie nutzen Wasserstoff als Energiespeicher, der in der Regel auf 350bar verdichtet ist. In der Brennstoffzelle reagieren Wasserstoff und Luftsauerstoff mit reinem Wasser bzw. Wasserdampf. Durch diesen Prozess wird elektrischer Strom erzeugt, welcher die Batterie lädt, aus der wiederum das Fahrzeug betrieben wird (siehe Kapitel 4.1). Die Brennstoffzelle in mobilen Anwendungen erreicht Wirkungsgrade bis 50%. Auch dieses Elektrofahrzeug hat den Vorteil, dass die Bremsenergie für die Rekuperation genutzt werden kann. Auch in diesem Fall wird der Verschleiß der Bremsen reduziert.

Für die CO₂-Gesamtbetrachtung gilt ähnliches wie beim batterieelektrischen Bus, dass die lokalen Treibhausgasemissionen eines H₂-Brennstoffzellenbusses gleich null sind. In die Gesamtbilanz müssen allerdings auch die CO₂-Emissionen der Wasserstoff-Herstellung sowie die der Fertigung eines Busses berücksichtigt werden. Erstere sinken auf null, wenn eine 100%ige Versorgung mit regenerativer Energie erreicht ist.

5.3 Hersteller

Für die Brennstoffzellenbusse gibt es bereits einige etablierte Hersteller auf dem Markt. Anhand der technischen Daten kann evaluiert werden, welche für die Anwendung in Konstanz geeignet sind. Eine genaue Übersicht der Brennstoffzellenbushersteller wird in Kapitel 11.2.1 vorgestellt.

5.3.1 Brennstoffzellenbusse

In diesem Teil der Studie werden die Hersteller für Wasserstoffbusse sowie der Batteriebusse vorgestellt, die zum Zeitpunkt der Studie den Autoren bekannt waren. Diese Liste erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit und wird sich durch Neuentwicklungen erweitern. Des Weiteren werden Erfahrungsberichte von Anwendern dieser Antriebstechnologien vorgestellt.

In Tabelle 18 sind aktuelle Modelle und Hersteller von Wasserstoffbussen dargestellt. Technische Daten von Brennstoffzellenbussen sowie rein batterieelektrischen Bussen sind in Kapitel 11.2.2 aufgeführt.

Solobusse ⁴⁶	Doppeldecker
Toyota/ CaetanoBus	Alexander Dennis
Daimler AG (Evo Bus)	Wrightbus
Solaris Bus & Coach	
VanHool	
Businova	
ebeEUROPA	
rampini	
Safra	
Ursus Bus	

Tabelle 18: Aufstellung Hersteller Wasserstoffbusse

5.4 Welche Regionen und Städte nutzen emissionsfreie Busse?

Auf Grund der sich verändernden gesetzlichen Grundlage sind Städte und Kommunen dazu angehalten, in emissionsfreien ÖPNV zu investieren. Jedoch sind die Investitionskosten in neue Infrastrukturen und die Anschaffung neuer Fahrzeuge häufig nicht allein durch lokale Finanzierung machbar. EU-Förderprojekte mit großem Budget unterstützen diese Projekte finanziell, mit dem Ziel emissionsfreien Personentransport einzuführen. Nachfolgend werden beispielhaft Projekte von Städten vorgestellt, die bereits Wasserstoff- oder Batteriebusse in Betrieb haben und erste Erfahrungen mit dieser Technologie sammeln konnten.

⁴⁶ (<https://www.fuelcellbuses.eu/suppliers#29>)

5.4.1 Regionen und Städte mit Brennstoffzellenbussen⁴⁷

Das Ziel des JIVE Programm (Joint Initiative for hydrogen Vehicles across Europe) bestand darin, emissionsfreie Wasserstoffbusse bereitzustellen und eine Betankungsinfrastruktur in fünf Ländern aufzubauen. Das Programm wurde auf sechs Jahre bis Januar 2017 ausgelegt und ist ein Unterprogramm des EU-Förderprogramms „Horizon 2020“. Der zweite Teil des Projekts „JIVE 2“ startete im Januar 2018. Durch diese beiden Programme werden bis 2020 insgesamt 300 Brennstoffzellenbusse in 22 Städten in Europa fahren⁴⁸.

Durch diese Förderung soll die Vermarktung der Brennstoffzellenbusse und der Infrastruktur so weit vorangebracht werden, dass sich die Anschaffung und der Betrieb dieser Technologie wirtschaftlich gestalten lassen und dass eine spätere Anschaffung ohne Subventionen möglich ist⁴⁹:

- Die Preise für BZ-Busse sollen bis 2020 auf 450.000€ fallen.
- Die Hersteller sollen ermutigt werden, ihre Busse weiter zu entwickeln und zu verbessern.
- Große Flottengrößen sollen in die Tests einbezogen werden um zu zeigen, dass Brennstoffzellenbusse eine valide emissionsfreie Alternative zu Dieseln sind.
- Ein Tanknetz für Wasserstoff mit einer fast 100% Verlässlichkeit soll erstellt werden.
- Informationsaustausch von Erfahrungen sollen gefördert werden, um die Akzeptanz der Technologie zu erhöhen.

In Betrieb (JIVE): Aberdeen, London, Köln, Bolzano,

In Planung (JIVE): Birmingham, Wuppertal, Rhein-Main, Herning, Riga

In Betrieb (JIVE 2): Köln, Groningen

In Planung (JIVE 2): Reykjavik, Dundee, Brighton, Akershus, Örebro, South-Holland, North-Brabant,
Auxerre, Toulouse, Pau

Auch in anderen EU-Projekten wurde die Einführung von Wasserstoffbussen gefördert, beispielsweise in den Projekten CHIC, HighVLOCITY, HyTransit, NewBusFuel, MEHRLIN,3Emotion⁵⁰.

Die japanische Stadt Tokyo führt zu den Olympischen und Paraolympischen Spielen im nächsten Jahr (2020) 100 neue Brennstoffzellenbusse des Herstellers Toyota ein. In Japan wird nicht nur die Einführung der Wasserstoffbusse gefördert, sondern auch der PKW, sodass die Wasserstofftankstelleninfrastruktur bereits weiter ausgebaut ist als in Deutschland.

Die Betreiber des öffentlichen **Londoner** Transports „London for Transport (LfT)“ investierten 12 Mio. Pfund in neue Wasserstoffbusse und eine Tankinfrastruktur, wobei 5 Mio. Pfund (~5,53 €) durch För-

⁴⁷ <https://www.fuelcellbuses.eu/>

⁴⁸ (<https://www.fuelcellbuses.eu/projects/jive>)

⁴⁹ (<https://www.fuelcellbuses.eu/public-transport-hydrogen/jivejive2mehrlein-leaflet>)

⁵⁰ (<https://www.fuelcellbuses.eu/>)

dergelder des JIVE Programms und 1 Mio. Pfund vom Amt für emissionsarme Fahrzeuge (Teil des Verkehrsministeriums und des Ministeriums für Wirtschaft, Energie und Industriestrategie) gedeckt wurden. London setzt sowohl auf Batteriebusse als auch auf Wasserstoffbusse, um die Emissionen zu senken. Die Londoner Flotte besitzt bereits 165 Null-Emissionsbusse und plant mit weiteren 68 rein elektrischen Doppeldeckerbussen ab Sommer 2019⁵¹.

Erfahrungsbericht aus dem RVK-Projekt in Köln

Der RVK in Köln wird mit 30 Brennstoffzellenbussen die größte Flotte dieser Art in Europa besitzen. Ein Teil der Busse wurde bereits vom Hersteller VanHool seit Beginn 2019 ausgeliefert, der andere Teil folgt bis Ende 2020. Ebenfalls motiviert durch die Richtlinie 2009/33/EG begann Köln bereits im Jahr 2011 ihre Busse auf Wasserstoff umzustellen. Von dem EU-Förderprojekt JIVE und JIVE 2 wurde die Anschaffung der Busse finanziell unterstützt. Hybridsysteme mit einer Kombination aus Batterien und Wasserstoff werden auf Grund der doppelten Infrastrukturanschaffung vermieden. Die durchschnittliche tägliche Laufleistung beträgt 250 km/Tag, wobei die maximale Laufleistung bei 500 km/Tag liegt. Es wurden Tankzeiten zwischen 5 und 10 Minuten gemessen, diese liegen also nicht weit über denen von Dieselbussen. Die Anschaffungskosten unterscheiden sich dagegen im Moment noch deutlich, da ein Brennstoffzellenbus ca. 650.000€ und ein Dieselbus ca. 250.000€ kostet. Die VanHool Busse besitzen eine Brennstoffzellen-Leistung von 80kW, eine 26kWh-Batterie und weisen eine höhere Effizienz auf als die Dieselbusse. Durchschnittlich benötigt ein Brennstoffzellenbus 12kg Wasserstoff/100km bei einer Fahrzeuglänge von 14m. Der Dieselbus verbraucht dagegen 36 Liter Diesel/100km. Die TÜV Zulassungen bereiten keinerlei Probleme. Der Wasserstoff wird in 200bar Bündeln aus einem örtlichen Chemiewerk (Abfallprodukt aus der PVC-Herstellung) angeliefert, vor Ort mit einem Kolbenkompressor auf 400bar verdichtet und unter Hochdruck gelagert. Die Tankstelle verkauft den Wasserstoff für unter 4€/kg H₂. Um die technologischen Risiken zu minimieren, besitzt der RVK einen Vollwartungsvertrag mit dem Bushersteller VanHool. Somit werden kurze Reparatur- und Ausfallzeiten garantiert.

Übersicht Einsatz von VanHool Brennstoffzellenbussen bei der RVK:

Antrieb

- Brennstoffzellenleistung: 80kW

Batterie

- Batterie-Kapazität: 26kWh
- Rekuperation: 25-30%

Kapazität

- Max. Sitzplatzangebot: 34 Personen
- Tägliche Laufleistung: 250km
- Max. tägliche Laufleistung: 500km
- Gewicht Bus: 26 Tonnen (vonHool-Busse ist relativ schwer im Vergleich zu den anderen BZ-Bussen)
- Verbrauch: 12kg Wasserstoff/ 100km (bei 14m Fahrzeuglänge)

⁵¹ (<https://www.sustainable-bus.com/news/20-fuel-cell-double-decker-buses-will-run-in-london/>)

- Tankkapazität: 40kg Wasserstoff unter 350bar

Kosten

- Anschaffungskosten 650.000€
- Lieferzeit der Brennstoffzellenbusse: 12-14 Monate

Tankstellen

- Zeit zum Tanken: 5-10 min
- Tankstelle wirtschaftlich: nein

Zulassung

- TÜV Zulassung keine große Herausforderung
- Nachweis, dass Anlagen technisch dicht sind: wiederkehrende Prüfungen
- Sicherheitssystem: Schmelzschutz, brennt der Bus, öffnet das Ventil und macht den Tank drucklos
- Hauptuntersuchung und Sicherheitsprüfung (HU/SP-Prüfung): alle 3 Monate
- Aktive Kühlung nicht notwendig

5.4.2 Regionen und Städte mit Elektrobussen

Hier werden beispielhaft Städte aufgeführt, die bereits Elektrobuse in ihre Busflotte aufgenommen und getestet haben.

Die chinesische Stadt **Shenzhen** hat im Jahr 2018 ihre komplette Busflotte von 16.359 Bussen auf Elektrobuse umgestellt. 2009 wurde die Stadt für dieses Pilotprojekt ausgewählt. Die Busse stammen von dem chinesischen Hersteller BYD⁵².

Die Betreiber des ÖPNV in **Los Angeles** planen die erste reine Elektroflotte in den USA. Dafür kaufen sie innerhalb der nächsten fünf Jahre 85 Busse von BYD.

Die Stadt **Mannheim** förderte im Jahr 2013 mit 3,3 Mio. € die Anschaffung von Elektrobussen, die induktiv geladen werden (Förderprojekt PRIMOVE Mannheim). Jedoch wird das System der Elektrobuse in Mannheim nicht weiter ausgebaut. Gründe dafür seien zu häufige Werkstattaufenthalte, zu geringe Reichweite der Akkus und die sehr aufwändigen technischen Anlagen auf der Busroute. Die Busse wurden von der Schweizer Hess AG hergestellt. Die Ladetechnik stammt von Bombardier Primove⁵³.

Die Verkehrsbetriebe **Hamburg-Holstein** (VHH) haben angekündigt ab 2020 für das Hamburger Gebiet nur noch Elektrobuse zu kaufen. Für die komplette Umrüstung der VHH Flotte wird bereits an einem eigens dafür vorgesehenen Betriebshof (für ca. 70 Mio. €) gebaut. In dem Projekt „Norddeutsche EnergieWende-NEW 4.0“ wird untersucht wie der überschüssige Strom durch die Windanlagen zur Ladung

⁵²(<https://qz.com/1169690/shenzhen-in-china-has-16359-electric-buses-more-than-americas-biggest-citys-conventional-bus-fleet/>)

⁵³(<https://www.heise.de/newsticker/meldung/Induktives-Laden-Mannheim-will-keine-weiteren-Primove-Elektrobuse-4060084.html>)

der Elektrobusse genutzt werden kann⁵⁴. Bis 2030 sollen 1.000 Elektrobusse den Transport der Passagiere übernehmen, wobei zunächst für das Jahr 2019 30 Busse bestellt wurden. Davon werden 20 Busse von Mercedes (e-citaro) und 10 von Solaris (Urbino nE12) geliefert. Die Reichweite wird bei 150km liegen. Im Jahr 2020 werden erneut 30 Busse ausgeliefert mit einer Reichweite von 200km. Die Kosten für einen Bus liegen bei 600.000€, insgesamt wird die Stadt ca. 18 Mio. € für die komplette Umrüstung der Busse investiert⁵⁵.

Die öffentlichen **Genfer** Verkehrsbetriebe TPG (Transport Publics Genevois) kauften 12 Gelenkbusse (für 133 Fahrgäste) des Herstellers HESS AG ein, die zusammen mit ABB die schnellladenden Busse bauten. Das besondere an den Bussen ist, dass die Batterie innerhalb von 20 Sekunden an einer Flash-Ladestation geladen wird, während die Passagiere ein und aussteigen. Dies geschieht über einen Ladearm (Pantograph) auf dem Dach, der ausgefahren wird sobald der Bus steht und sich mit dieser Flash-Ladestation verbindet. Auf rund 16 Millionen Schweizer Franken beläuft sich der Gesamtwert der Aufträge für die Einrichtung der emissions- und geräuscharmen Nahverkehrslinie 23. Dafür werden auf den rund 600.000 gefahrenen Kilometern auf der Linie pro Jahr laut ABB 1.000 Tonnen CO₂ eingespart.

Anfang des Jahres 2019 fuhren die ersten Elektrobusse auf den Straßen in **Bern**. Der Bus wurde vom Schweizer Bushersteller HESS geliefert und die Ladetechnik und der Antrieb von ABB. Während der Tour werden die Busse 5 Minuten lang zwischengeladen, wobei sich dafür ein Stromabnehmer (Pantograph) von der Station herabsenkt und sich über Stromschienen auf dem Busdach verbindet. Die Ladeleistung beträgt 450kW. Für die Busse wird „Opportunity Charging“ verwendet⁵⁶.

5.5 Modell zur Abschätzung des Treibstoffbedarfs

Zur Ermittlung des Energiebedarfs der Konstanzer Stadtbusse wurde mittels MATLAB ein Berechnungstool erstellt. Damit werden die Verbräuche der aktuellen Dieselsebusse berechnet und zur Validierung mit Werten der Stadtwerke Konstanz abgeglichen. Dabei wird der Verbrauch pro Bus, pro Umfahrt und pro 100km in Litern Dieseln berechnet. Dieselben Berechnungen werden für Wasserstoff in kg und Ladekapazität in kWh durchgeführt. Ebenfalls berechnet wird das Rekuperationspotential für elektrifizierte Antriebe.

Diese Berechnungen dienen vor allem der Überprüfung, inwieweit Batterie- und Brennstoffzellenbusse in der Lage sind, die aktuellen Linien in Bezug auf ihre „Tankfüllung“ zu fahren. Zudem sind die berechneten Werte eine wichtige Grundlage für eine grobe Vorabanschätzung der Wirtschaftlichkeit.

⁵⁴ (<https://vhhbus.de/elektromobilitaet/>)

⁵⁵ <https://www.ndr.de/nachrichten/hamburg/Erste-Serien-Elektrobusse-sind-im-Linien-Betrieb,elektrobus188.html>

⁵⁶ (<https://www.electrive.net/2019/01/08/bern-e-busse-via-opportunity-charging-im-dauereinsatz/>)

Datengenerierung:

Die Grundlage für das Tool bildet die Aufnahme von GPS-Daten der einzelnen Busstrecken. Etwa jede Sekunde wurden die Positionsdaten, die Höhenangabe, die Geschwindigkeit sowie die Zeit gemessen.

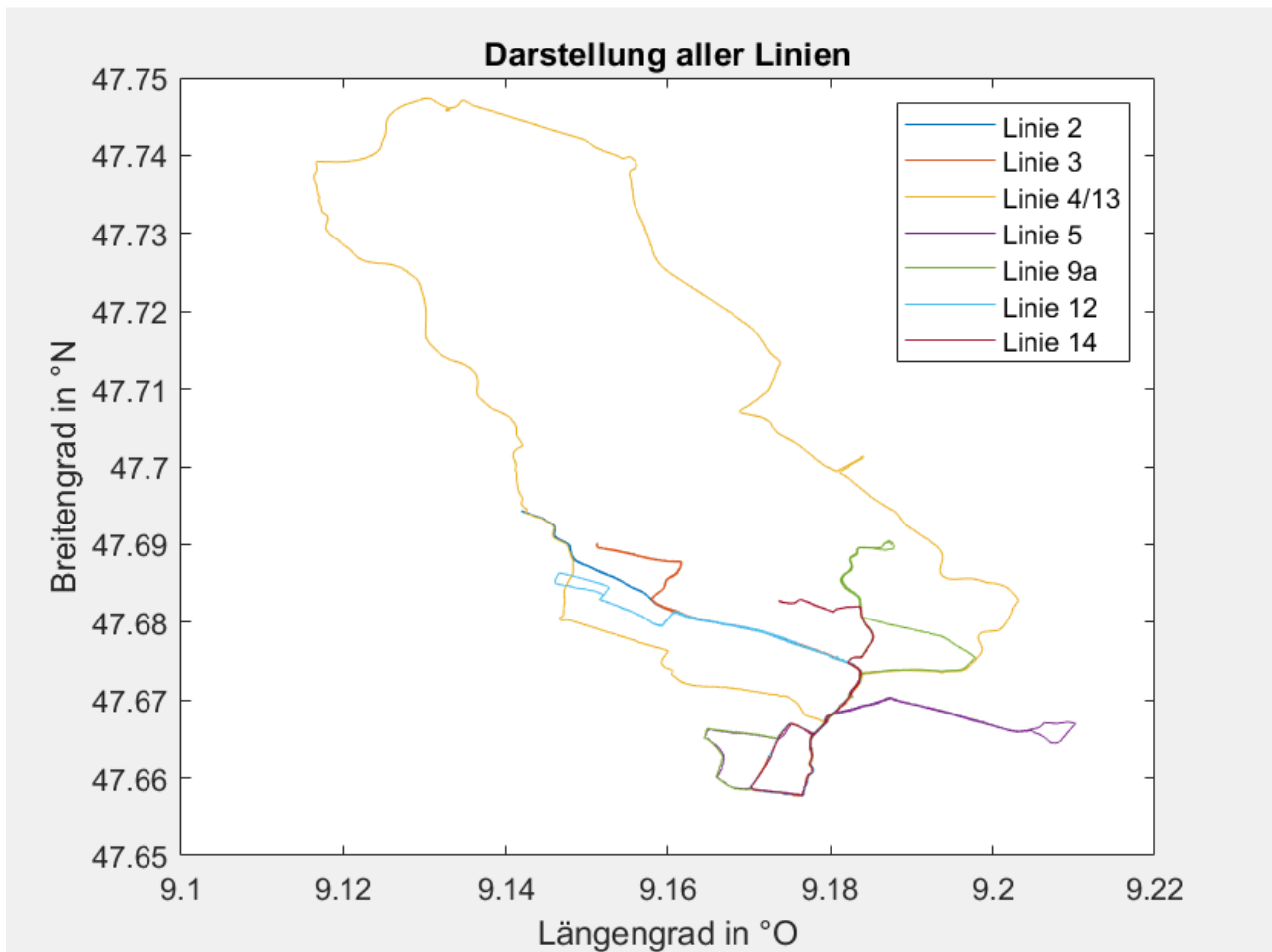


Abbildung 26: Routenführung der Buslinien in Konstanz

Diese Messwerte werden mit einem Python-Programm in Excel überführt und von dort mit MATLAB ausgelesen und weiterverarbeitet.

Modellierung:

Das Modell wird nachfolgend anhand der anspruchsvollsten Linie 4/13 erläutert.

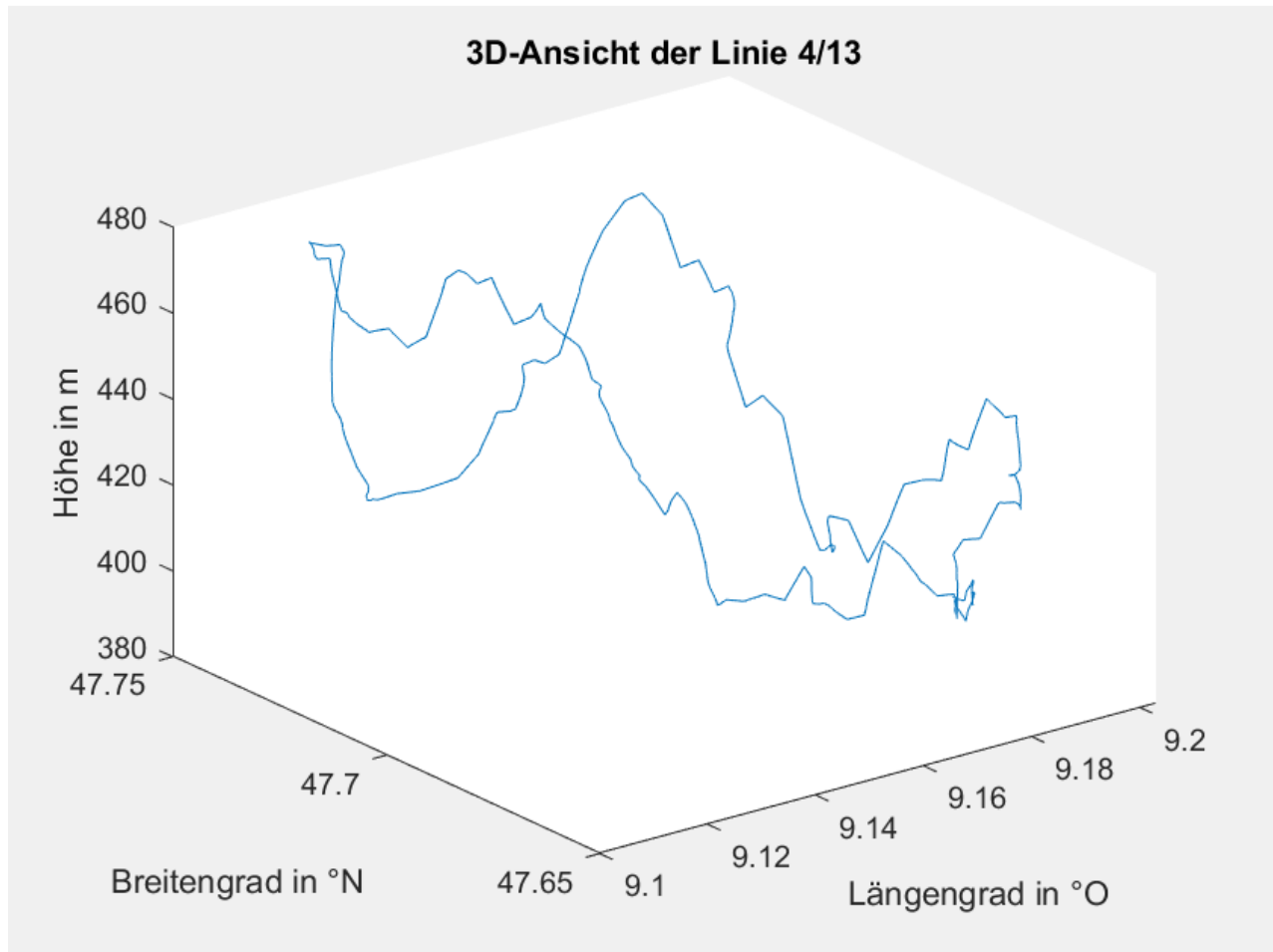


Abbildung 27: GPS-Daten der Buslinie 4/13 in 3D Ansicht

Diese Buslinie bedient die Konstanzer Vororte Litzelstetten, Dingelsdorf, Wallhausen und Dettingen und legt somit die größte Distanz zurück. Außerdem sind der zu bewältigende Höhenunterschied sowie die Steigung am höchsten.

Messdaten:

Aus den GPS Rohdaten (Abbildung 27: GPS-Daten der Buslinie 4/13 in 3D Ansicht) wurde zunächst das Höhenprofil ausgelesen. Aufgrund des kurzen Messintervalls von 1s kommt es zu einer starken Streuung in der Höhenmessung. Daher wurde dieses Profil mit einem Intervall von 500m geglättet. (Abbildung 28: Höhenprofil der Linie 4/13: blaue Kreise: Messpunkte, orange: geglättete Kurve). Zudem wurde aus diesen Daten gefahrene Distanz ermittelt. Das Geschwindigkeitsprofil ist in Abbildung 29 dargestellt.

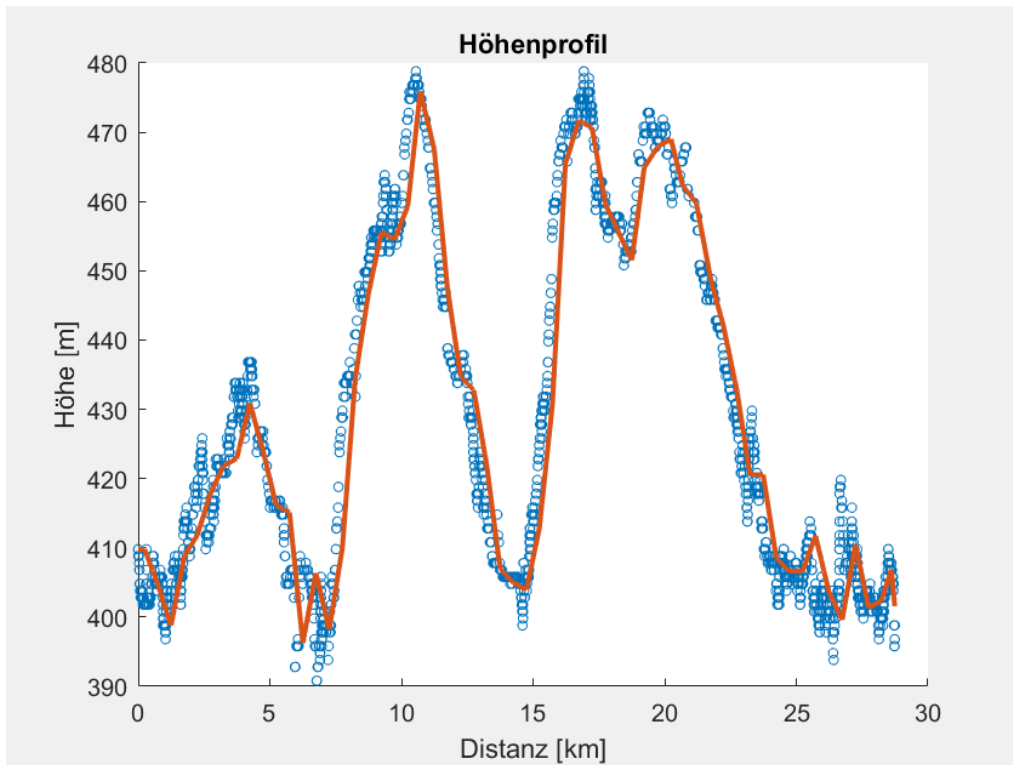


Abbildung 28: Höhenprofil der Linie 4/13: blaue Kreise: Messpunkte, orange: geglättete Kurve

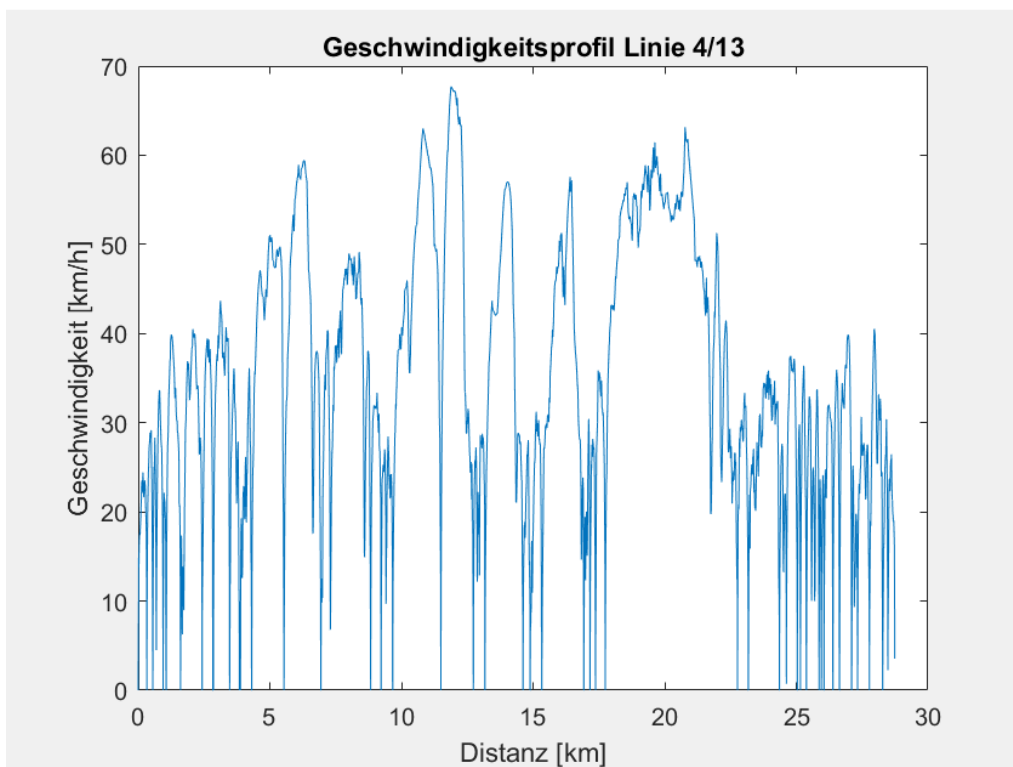


Abbildung 29: Geschwindigkeitsprofil der Linie 4/13

Modell:

Die Messdaten sowie die für jede Buslinie benutzten Parameter in Tabelle 19 dienen nun als Eingabe in das physikalische Modell.

Parameter	Beschreibung
$c_W = 0,4$	Luftwiderstandsbeiwert
$A = 8m^2$	Frontfläche Bus
$\mu_R = 0,008$	Rollreibungskoeffizient

Tabelle 19: Parameter für Busmodell

Das Gewicht m des Busses ist ein variabler Parameter, der von dem Bustyp, der Art des Treibstoffes sowie der Zuladung abhängt.

Die Arbeit am Motor W_{Motor} berechnet sich wie folgt (Formel 1):

$$W_{Motor}(t) = W_{kin}(t) - W_{kin}(t - 1) + W_{pot}(t) - W_{pot}(t - 1) + W_{RR}(t) + W_{LW}(t)$$

Formel 1: Berechnete Arbeit am Motor

Dabei ist:

$$W_{kin}(t) = \frac{1}{2}mv(t)^2: \text{kinetische Energie zum Zeitpunkt } t$$

$$W_{pot}(t) = mgh(t): \text{potentielle Energie zum Zeitpunkt } t$$

$$W_{RR}(t) = \mu_r \cdot mg \cos \alpha(t) \cdot \Delta x(t): \text{Rollreibungsverlust mit Reibungskoeffizient } \mu_r, \text{ Steigungswinkel } \alpha \text{ und Distanz zum Zeitpunkt } (t - 1) \Delta x$$

$$W_{LW}(t) = \frac{1}{2}c_W \cdot \rho_{Luft}A \cdot v(t)^2 \cdot \Delta x(t): \text{Luftwiderstandsverlust mit Luftwiderstandsbeiwert } c_W, \text{ Dichte der Luft } \rho_{Luft} \text{ und Distanz zum Zeitpunkt } (t - 1) \Delta x$$

Ist $W_{Motor}(t) > 0$, so muss die Arbeit vom Motor aufgebracht werden. Ist $W_{Motor}(t) < 0$, so ist dies die Arbeit zum Bremsen bzw. zur Rekuperation. Der gesamte Energiebedarf für einen Fahrzyklus ist die Summe der positiven $W(t)$ - Werte.

$$W_{Beschl} = \sum_i W_{motor}(t_i), \text{ mit } W_{Motor}(t) > 0$$

Während dieses Fahrzykluses wird die Summe aller negativen $W(t)$ - Werte zum Bremsen benötigt. Die Bremsenergie ist um den dissipativen Anteil (Luftwiderstand; Rollreibung) geringer als die Energie zum Beschleunigen.

$$W_{Brems} = \sum_i W_{motor}(t_i), \text{ mit } W_{Motor}(t) < 0$$

Diese Energie kann prinzipiell in elektrische Energie umgewandelt und gespeichert werden. In Dieselbussen wird heute oft eine Rekuperationseinheit verbaut, die die gespeicherte Bremsenergie zur Unterstützung des nächsten Beschleunigungszykluses nutzt. Im Mercedes Citaro G Hybrid verbaute Einheit kann den Kraftstoffverbrauch laut Herstellerangaben um bis zu 8,5% reduzieren.

In Brennstoffzellen- und Batteriebusen kann die Bremsenergie über einen Generator wieder in die Batterie gespeist werden. Allerdings müssen noch weitere Verluste berücksichtigt werden: Nicht in allen Fällen kann die Bremskraft über die Rekuperation alleine erreicht werden. In diesen Fällen wird ein Teil der Bremsenergie in Wärme an den Brems scheiben umgewandelt. Zudem weisen sowohl Generator als auch Leistungselektronik Verluste auf. Für letztere ist eine gute Annahme ein Wirkungsgrad von $\eta_{AS} = 89\%$ ⁵⁷. Der Einsatz der mechanischen Bremse kann mit den vorliegenden Messungen nicht ermittelt werden. Die Fahrweise ist aber entscheidend für die Ausnutzung des vollen Potentials der Rekuperation. Für die weiteren Abschätzungen werden drei Fälle unterschieden: best case (keine zusätzlichen Bremsverluste), moderate (33% Bremsverluste $\rightarrow \eta_{BV} = 67\%$) und worst case (100% Bremsverluste $\rightarrow \eta_{BV} = 0$).

$$W_{reku,pot} = \eta_{AS} \cdot \eta_{BV} \cdot W_{Brems}$$

Treibstoffbedarf

Über die Energiedichten der jeweiligen Treibstoffe und die Wirkungsgrade der Antriebsstränge können die Treibstoffbedarfe E_{TA} für die unterschiedlichen Antriebe modelliert werden.

$$E_{TA} = (W_{Beschl} - W_{reku,pot}) \cdot e_{Treibstoff} \cdot \eta_{Antriebsstrang}$$

Der Gesamttreibstoffbedarf E_T ist die Summe aus dem Bedarf für den Antrieb sowie dem von der Jahreszeit abhängigen Energiebedarf für die Nebenaggregate, Klimaanlage, Heizung und weitere elektrische Verbraucher im Boardnetz E_{TV} .

$$E_T = E_{TA} + E_{TV}$$

Werden Brennstoffzellen und Dieselmotoren genutzt, kann mit der Abwärme ein Teil des Energiebedarfs für die Heizung im Winter genutzt werden, sodass sich für diese Antriebsarten geringe Nebenverbräuche ergeben könnten.

⁵⁷ P. Spichartz ; P. Dost ; C. Sourkounis, "Examination and measurement of range extension using different recuperation modes in electric vehicles", IEEE Industry Application Society Annual Meeting, 2014

Auswertung

Energieaufwand und Rekuperation

Zunächst wurde der Fahrzyklus mit einem Fahrzeuggewicht von 21,14t ausgewertet. Dies entspricht dem Gewicht des Mercedes Citaro G Hybrid, dessen Dieserverbrauch in einem Testzyklus von der Gesellschaft für Technische Überwachung gemessen wurde. Damit kann das Modell auf Plausibilität überprüft werden. In Tabelle 20 sind der Energieaufwand, die Bremsenergie sowie die Rekuperationspotentiale für jeweils einen Fahrzyklus auf der entsprechenden Linie zusammengefasst. Im besten Fall (vollständige Bremsung über Rekuperation, nur Reibungs- und Wärmeverluste in der Leistungselektronik bzw. im Generator) können zwischen 58% und 64% der Antriebsenergie rekuperiert werden. Dies ist in guter Übereinstimmung mit den von BMW veröffentlichten Werten⁵⁸. Im Fahrbetrieb ist nicht auszuschließen, dass auch die herkömmliche Bremse neben der Rekuperation eingesetzt wird, sodass das Rekuperationspotential sinkt. Bei moderaten Bremseninsatz kann beispielsweise von ca. 40% Rekuperationspotential ausgegangen werden.

Tabelle 21 fasst die Werte für ein Fahrzeuggewicht von 28t zusammen. Dieses Gewicht entspricht dem zulässigen Gesamtgewicht des Citaro G mit Dieselantrieb. Laut Datenblatt wiegt der E-Citaro G mit Batterieantrieb bei gleichen Maßen 2t mehr. Die mit diesem Gewicht berechneten Aufwände sind in Tabelle 22 zusammengefasst. Wie zu erwarten skaliert sowohl der Energiebedarf für den Antrieb als auch für das Bremsen mit der Masse. Das Verhältnis aus Rekuperationspotential und Antriebsenergie bleibt nahezu gleich.

Linie	W_{beschl} [kWh]	W_{Brems} [kWh]	$\frac{W_{\text{Brems}}}{W_{\text{beschl}}}$ (ideal)	$\frac{W_{\text{reku,pot}}}{W_{\text{beschl}}}$ (best case)	$\frac{W_{\text{reku,pot}}}{W_{\text{beschl}}}$ (moderate)
2	18,1	-12,1	67%	59%	40%
3	21,7	-15,5	71%	64%	43%
4/13	45,2	-29,9	66%	59%	39%
5	13,0	-9,3	71%	64%	43%
9a	21,2	-12,8	61%	54%	36%
12	19,0	-13,5	71%	63%	42%
14	14,1	-9,1	65%	58%	39%

Tabelle 20: Energieaufwand, Bremsenergie und Rekuperationspotentiale für jeweils einen Fahrzyklus der betrachteten Buslinien mit einem Fahrzeuggewicht von 21.140 t (vgl. SORT Messung).

⁵⁸ <https://m.heise.de/autos/artikel/Bremsenergieerueckgewinnung-und-ihr-Wirkungsgrad-4340576.html?seite=all>

Linie	W_{beschl} [kWh]	W_{Brems} [kWh]	$\frac{W_{\text{Brems}}}{W_{\text{beschl}}}$ (ideal)	$\frac{W_{\text{reku,pot}}}{W_{\text{beschl}}}$ (best case)	$\frac{W_{\text{reku,pot}}}{W_{\text{beschl}}}$ (moderate)
2	23,9	-16,1	67%	60%	40%
3	28,6	-20,6	72%	64%	43%
4/13	59,4	-39,9	67%	60%	40%
5	17,2	-12,4	72%	64%	43%
9a	28,0	-17,1	61%	54%	36%
12	25,1	-17,9	72%	64%	43%
14	18,6	-12,1	65%	58%	39%

Tabelle 21: Energieaufwand, Bremsenergie und Rekuperationspotentiale für jeweils einen Fahrzyklus der betrachteten Buslinien n mit einem Fahrzeuggewicht von 28 t (zul. Gesamtgewicht Citaro G Hybrid).

Linie	W_{beschl} [kWh]	W_{Brems} [kWh]	$\frac{W_{\text{Brems}}}{W_{\text{beschl}}}$ (ideal)	$\frac{W_{\text{reku,pot}}}{W_{\text{beschl}}}$ (best case)	$\frac{W_{\text{reku,pot}}}{W_{\text{beschl}}}$ (moderate)
2	25,5	-17,2	68%	60%	40%
3	30,6	-22,1	72%	64%	43%
4/13	63,5	-42,8	67%	60%	40%
5	18,4	-13,3	72%	64%	43%
9a	29,9	-18,3	61%	54%	36%
12	26,8	-19,2	72%	64%	43%
14	19,9	-13,0	65%	58%	39%

Tabelle 22: Energieaufwand, Bremsenergie und Rekuperationspotentiale für jeweils einen Fahrzyklus der betrachteten Buslinien n mit einem Fahrzeuggewicht von 30 t (zul. Gesamtgewicht E-Citaro G Hybrid).

Verbräuche

Die im Folgenden berechneten Werte für den Verbrauch pro Bus je Linie und die Anzahl der Fahrten sind Richtwerte, da die Busse auf den Linien je nach Bedarf ausgetauscht werden. Dadurch entsteht eine hohe Auslastung aller Busse, nicht nur speziell auf wenigen Hauptstrecken. Im Durchschnitt fährt ein Bus ca. 300km/Tag.

Diesel

Linie	Diesel			
	Verbrauch pro Umfahrt [l]	Verbrauch pro Tag [l]	Verbrauch pro 100 km [l]	Verbrauch pro 100 km [l] bei 8,5% Rekuperation
2	5,7	170	44	40
3	6,8	136	55	50
4/13	14,1	268	49	45
5	4,1	82	42	38
9A	6,6	146	44	41
12	5,9	107	49	44
14	4,4	132	50	46

Tabelle 23: Dieserverbrauch berechnet je Linie

Tabelle 23 fasst die Dieserverbräuche für die einzelnen Linien zusammen (Wirkungsgrad Dieselmotor: 33%, Fahrzeuggewicht $m = 21.14t$). Zum Abgleich des Modells können die Werte mit den Werten aus den GTÜ Teststrecken verglichen werden (Tabelle 24), die mit einem Mercedes Citaro G Hybrid mit einem Gewicht von 21.14t ermittelt wurden. Diese Verbräuche sind ohne Heizung und Klimageräte ermittelt worden, dafür aber mit dem zusätzlichen Leistungsbedarf durch das Bordnetz und den Nebenaggregaten im normalen Betrieb. Der Vergleich zeigt, dass die berechneten Werte plausibel sind.

SORT: Stadtverkehr [l/100 km]	SORT 2: Stadt- und Überlandverkehr [l/100 km]	SORT 3: Überlandverkehr [l/100 km]
54	46	44

Tabelle 24: SORT-Verbräuche auf der Teststrecke von GTÜ

Wasserstoff

Zur Ermittlung des Wasserstoffbedarfs wird zunächst die Auswirkung der Beladung des Fahrzeuges analysiert. Dabei wird der Wirkungsgrad der Brennstoffzelle auf eher konservative 40% ausgelegt.

Linie	Verbrauch pro Umfahrt [kg] (ohne Rekupe- ration)	Verbrauch pro Bus pro Tag [kg] (ohne Re- kuperation)	Verbrauch pro 100km [kg] (ohne Rekupe- ration)	Verbrauch pro 100km [kg] (moderate Re- kuperation)	Verbrauch pro 100km [kg] (best case Re- kuperation)
2	1,4	40,8	10,4	6,3	4,2
3	1,6	32,5	13,1	7,6	4,8
4/13	3,4	64,4	11,8	7,1	4,9
5	1,0	19,6	10,0	5,8	3,7
9a	1,6	35,0	10,6	6,8	4,9
12	1,4	25,7	11,7	6,7	4,3
14	1,1	31,7	12,0	7,4	5,1

Tabelle 25: Wasserstoffverbrauch je Linie mit einem Fahrzeuggewicht von 21.14t.

In einem nicht voll beladenen Gelenkbus Typ Citaro G mit einer Masse von ca. 21t liegt der Treibstoffbedarf des Antriebes, E_{TA} bei 10kg/100km bis 13kg/100km, wenn keine Rekuperation stattfindet. Bei moderater Rekuperation kann der Verbrauch auf 6,3kg/100km bis 7,6kg/100km gesenkt werden (Tabelle 25).

Linie	Verbrauch pro Umfahrt [kg] (ohne Rekupe- ration)	Verbrauch pro Bus pro Tag [kg] (ohne Re- kuperation)	Verbrauch pro 100 km [kg] (ohne Rekupe- ration)	Verbrauch pro 100 km [kg] (moderate Re- kuperation)	Verbrauch pro 100 km [kg] (best case Re- kuperation)
2	1,9	55,6	14,2	8,5	5,7
3	2,2	44,4	17,9	10,2	6,4
4/13	4,6	87,5	16,0	9,6	6,4
5	1,3	26,7	13,7	7,8	4,9
9a	2,2	47,8	14,5	9,2	6,6
12	1,9	35,0	15,9	9,1	5,8
14	1,4	43,2	16,4	10,0	6,9

Tabelle 26: Wasserstoffverbrauch je Linie mit einem Fahrzeuggewicht von 29t.

Bei einem vollbeladenen Gelenkbus mit Brennstoffzellentechnologie wird von einem zulässigen Gesamtgewicht von 29t ausgegangen. Damit erhöht sich der Verbrauch auf 13,7kg/100km bis 17,9kg/100km. Bei moderater Rekuperation können Verbräuche von 7,8kg/100km bis 10,2kg/100km erreicht werden (Tabelle 26).

Für die Abschätzung des Gesamttreibstoffbedarfs ist es notwendig auch Nebenverbraucher mit einzubeziehen. Im Winter kann ein Teil der Heizenergie durch die Abwärme der Brennstoffzelle gedeckt werden. Für die folgende Abschätzung wird daher von einem Bedarf von $E_{TV} = 1 \text{ kWh/km}$ ausgegangen.

Damit ergibt sich bei moderater Rekuperation ein über alle betrachteten Linien gemittelter Gesamttreibstoffbedarf für die best case Rekuperation von $7,5 \text{ kg/100km}$ in einem nicht voll besetzten Bus ($m_{Bus} = 21 \text{ t}$) bis $9,1 \text{ kg/100km}$ in einem voll besetzten Gelenkbus (29t). Bei moderater Rekuperation würde der Bedarf auf $9,8 \text{ kg/100km}$ bis $12,2 \text{ kg/100km}$ steigen. Der Bedarf an Wasserstoff für die Nebenverbraucher beträgt in diesem Szenario jeweils 3 kg/100km .

Daraus lässt sich folgern, dass bei derzeit angebotenen Bussen mit einer Speicherkapazität von bis zu $37,5 \text{ kg}$ Wasserstoff nicht alle Linien mit einem Bus bedient werden können, ohne dass dieser über Tag nachtanken muss. Die Linie 13/4 würde in diesem Szenario bis zu zwei Tankfüllungen bei Vollbeladung und erhöhtem Verbrauch der Nebenaggregate benötigen.

Bei 3,5 Mio. gefahrenen Kilometern im Jahr ergibt sich damit ein Tagesbedarf an Wasserstoff von 900-1.100kg, wenn der gesamte Busverkehr auf Wasserstoff als Treibstoff umgerüstet werden würde.

Batterie

In Tabelle 27 und Tabelle 28 sind die Berechnungen für Batteriebusse zusammengefasst. Ladeverluste wurden nicht betrachtet. Der Entladewirkungsgrad wurde auf 99% abgeschätzt.

Für das Fahrzeuggewicht wurde wieder ein nicht voll beladener mit 21t und ein vollbeladener Bus mit 30t (zul. Gesamtgewicht E—Citaro G) untersucht.

Linie	Verbrauch pro Umfahrt [kWh] (ohne Rekupera- tion)	Verbrauch pro Bus pro Tag [kWh] (ohne Reku- peration)	Verbrauch pro 100 km [kWh] (ohne Rekuperation)	Verbrauch pro 100 km [kWh] (mo- derate Re- kuperation)	Verbrauch pro 100 km [kWh] (best case Reku- peration)
2	18,3	548,8	140,5	84,6	57,0
3	21,9	438,3	177,1	101,7	64,6
4/13	45,7	867,4	158,8	96,2	65,4
5	13,2	263,4	134,9	77,5	49,2
9a	21,4	471,1	142,9	91,3	65,9
12	19,2	345,7	157,1	90,6	57,9
14	14,2	426,5	161,8	99,4	68,7

Tabelle 27: Energiebedarf je Linie mit einem Fahrzeuggewicht von 21.14t.

Der Energiebedarf steigt mit Zunahme des Gewichts. Durch Rekuperation kann Energie wieder zurückgewandelt werden.

Linie	Verbrauch pro Umfahrt [kWh] (ohne Rekupera- tion)	Verbrauch pro Bus pro Tag [kWh] (ohne Reku- peration)	Verbrauch pro 100 km [kWh] (ohne Rekuperation)	Verbrauch pro 100 km [kWh] (mo- derate Re- kuperation)	Verbrauch pro 100 km [kWh] (best case Reku- peration)
2	25,8	774,0	198,1	118,4	79,1
3	30,9	618,3	249,8	142,2	89,3
4/13	64,1	1218,6	223,1	133,4	89,2
5	18,6	372,1	190,6	108,8	68,5
9a	30,2	665,2	201,8	128,2	91,9
12	27,1	488,1	221,7	127,0	80,3
14	20,1	602,1	228,4	139,6	95,9

Tabelle 28: Energiebedarf je Linie mit einem Fahrzeuggewicht von 30t.

Bei batteriebetriebenen Bussen müssen alle Nebenaggregate ebenfalls aus der Batterie versorgt werden. Daher wird in diesem Szenario ein Bedarf von 1,5kWh/km für die Nebenverbraucher angenommen.

Damit ergibt sich bei moderater Rekuperation ein über alle betrachteten Linien gemittelter elektrischer Energiebedarf für die best case Rekuperation von 213kWh/100km in einem nicht voll besetzten Bus (21t) bis 236kWh/100km in einem voll besetzten Gelenkbus (30t). Bei moderater Rekuperation würde der Bedarf auf 243kWh/100km bis 280kWh/100km steigen.

Es zeigt sich sehr deutlich, dass nahezu alle Linien im Energiebedarf weit über den Batteriekapazitäten liegen, welche Busse auf dem Markt anbieten. Für Batteriebusse ist es daher notwendig, die Betriebsstrategie anzupassen. Dies kann zusätzliche Zwischenladungen auf der Strecke und/oder eine höhere Anzahl an Bussen bedeuten.

Ein mögliches Szenario wurde von der Firma ABB bereitgestellt und wird im folgenden Unterkapitel vorgestellt.

5.6 Modell Batteriebus ABB

Ergebnisse ABB - Linie 2

Herr Merlin Gutter von der ABB in Mannheim hat eine Präsentation zusammengestellt mit Berechnungen und einer Auslegung eines Batteriebusses - exemplarisch für die Linien 2 und 9AB in Konstanz. Die Streckenführung – inkl. Haltestellen und Höhenprofil – wurde von ABB mit Hilfe einer digitalen Karte und dem Busfahrplan der Stadtwerke Konstanz erarbeitet. Die genannten technischen Busdaten stammen von ABB, die aus vielen bereits realisierten Projekten auf die Konstanzer Streckenführung angepasst wurden. An dieser Stelle ein großer Dank für die Berechnung und Dimensionierung.

Die Linie 2 fährt 28 Haltestellen an. Für die Auslegung des Batteriebusses wird eine Zwischenladestation 400m entfernt von der Endhaltestelle am Wendehammer eingeplant, sodass 800m mehr Strecke gefahren wird. Für die gesamte Fahrt wird von einer maximalen Geschwindigkeit von 50km/h ausgegangen.

Es wird von den folgenden Fahrzeugdaten ausgegangen:

Fahrzeuglänge	18 Meter
Fahrzeuggewicht	29 Tonnen
Batteriegröße	99,03 kWh (BOL)* 79,22 kWh (EOL)**
Nebenverbraucher	22,0 kWh (ca. 1,5kWh/km)
Gesamtverbrauch	36,2 kWh
Verbrauch pro km	2,8 kWh
Fahrzeit	37 min 03s
Standzeit an jeder Haltestelle	34 s
Durchschnittsgeschwindigkeit [v(t)]	20,9 km/h
Traktion	14 kWh

Tabella 29: Fahrzeugdaten für die Linie 2

* Begin of life

** End of life

End of life beschreibt die maximale Kapazität der Batterie bei 80 %. Durch einen regelmäßigen Gebrauch der Batterien sinkt die maximal aufzuladende Kapazität im Vergleich zum Beginn (begin of life). Da die Reduzierung der maximalen Energie immer mit dem fortschreitenden Alter der Batterie auftritt, basiert die Dimensionierung der Busse auf der EoL Batteriekapazität. Zu den Nebenverbrauchern zählen die Heizung, die Kühlung und die Stromversorgung in den Bussen. Der Verbrauch für die Klimaanlage im Sommer ist geringer als der Verbrauch für die Heizung im Winter, sodass die Dimensionierung mit dem Verbrauch der Heizung (Winterverbrauch) kalkuliert ist. Wird während des Betriebs ein geringer Ladestand der Batterien detektiert, werden schrittweise die Nebenverbraucher reduziert. Die Beladung in der Nähe des EOL erfolgt auf 80%, d.h. bei 64% der Vollkapazität (BOL). Wird die Batteriegröße auf 99,03kWh ausgelegt, bedeutet das für die Ladekapazität in der Nähe des EOL eine Reduktion auf 63,4kWh.

Für die beispielhaft berechnete Linie 2 ist eine Ladestation, ein Pantograf 400 Meter nach der Endhaltestelle Wendehammer zur Zwischenladung eingeplant, sodass eine zusätzliche Strecke von 800m (entspricht 2,24kWh) für die Busse eingeplant wird. Über Nacht werden die Busse im Depot komplett geladen. Dies ist trotz Zwischenladestation nötig. Die folgenden Varianten sind laut der Berechnung der ABB realisierbar.

<u>Variante 1</u>	<u>Variante 2</u>	<u>Variante 3</u>
3 Busse 450 kW Ladeleistung Bus 1 fährt die letzte Fahrt mit Fahrplananpassung Produktivität 81,8 %	3 Busse 450 kW Ladeleistung Bus 2 wartet und übernimmt die letzte Fahrt plangemäß Produktivität 82,2 %	4 Busse 300 kW Ladeleistung Bus 1 fährt letzte Fahrt mit Fahrplananpassung Produktivität 63,5 %
<u>Variante 4</u>	<u>Variante 5</u>	<u>Variante 6</u>
4 Busse 300 kW Ladeleistung Bus 2 wartet und übernimmt die letzte Fahrt planmäßig Produktivität 63,1 %	4 Busse 300 kW Ladeleistung Bus 2 setzt früher ein Bus 2 fährt die letzte Fahrt mit Fahrplananpassung Produktivität 63,2 %	4 Busse 300 kW Ladeleistung Bus 2 setzt früher ein Bus 1 wartet und übernimmt die letzte Fahrt planmäßig Produktivität 62,9 %

Tabelle 30: Varianten für die Einführung von Batteriebusen von ABB, übernommen aus der Präsentation von Herrn Merlin Gutter

Der Schweizer Bushersteller Hess verbaut die Batterien von ABB. Das Unternehmen Hess lieferte bereits die MAN-Gespannbusse an Konstanz. Der 18m-Gelenkbus von ABB wird voraussichtlich 650.000 – 900.000 € kosten.

Ergebnisse ABB - Linie 9AB

Die Linie 9AB wurde ebenfalls von ABB durchgerechnete und Umsetzungsszenarien vorgeschlagen. Diese sind im Anhang 11.6 zu finden.

5.7 Infrastruktur/Tankstellen für Busse

Der Betriebshof der Busflotte befindet sich auf dem Hauptgelände der Stadtwerke Konstanz in der Max-Stromeyer-Straße 21-29 in 78467 Konstanz. Dort werden die Busse über Nacht geparkt, bei Bedarf gewartet und abends betankt. Das Gelände verfügt über Dieseltanks mit einem Volumen von 130.000l und über eine Zapfsäule und eine Ersatzzapfsäule, die für die Betankung der Busse sorgen. Die Dieseltanks werden in der Regel einmal pro Woche von einem Diesel-Tankwagen mit 30.000l Diesel aufgefüllt. Die Vorrat-Tanks sind unterirdisch verbaut.



Abbildung 30: Gesamtübersichtsplan SW Konstanz Betriebsgelände⁵⁹

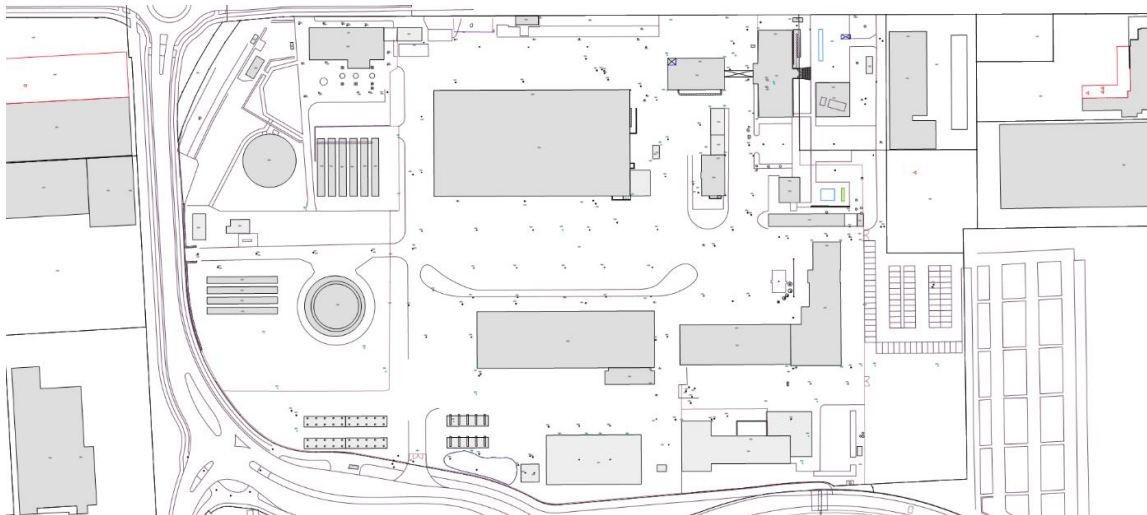


Abbildung 31: Katasterplan des SW Konstanz Betriebsgeländes⁶⁰

⁵⁹ (Google Earth)

⁶⁰ (Stadtwerke Konstanz)

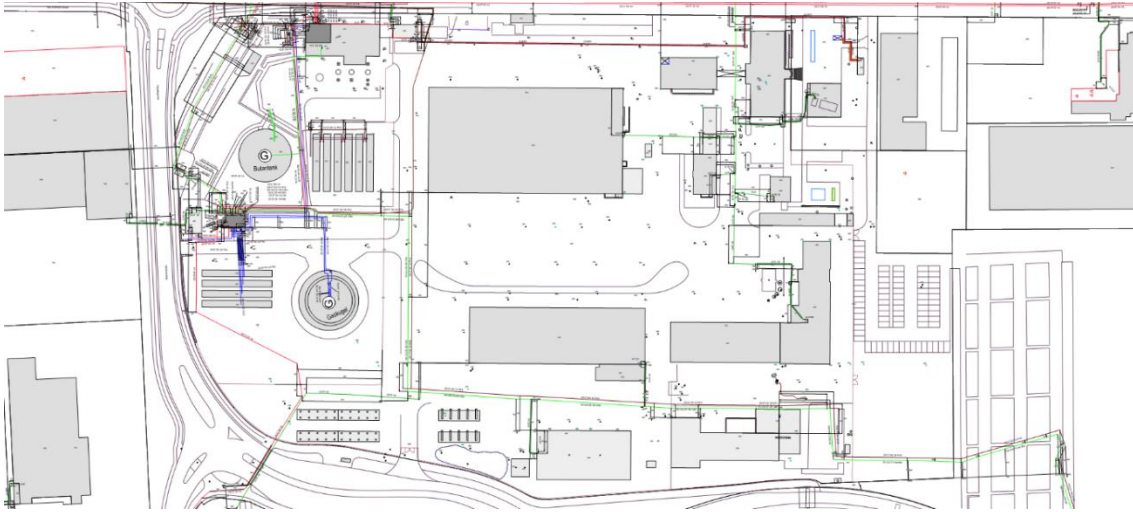


Abbildung 32: Gasleitungen auf dem Betriebsgelände der SW Konstanz⁶¹

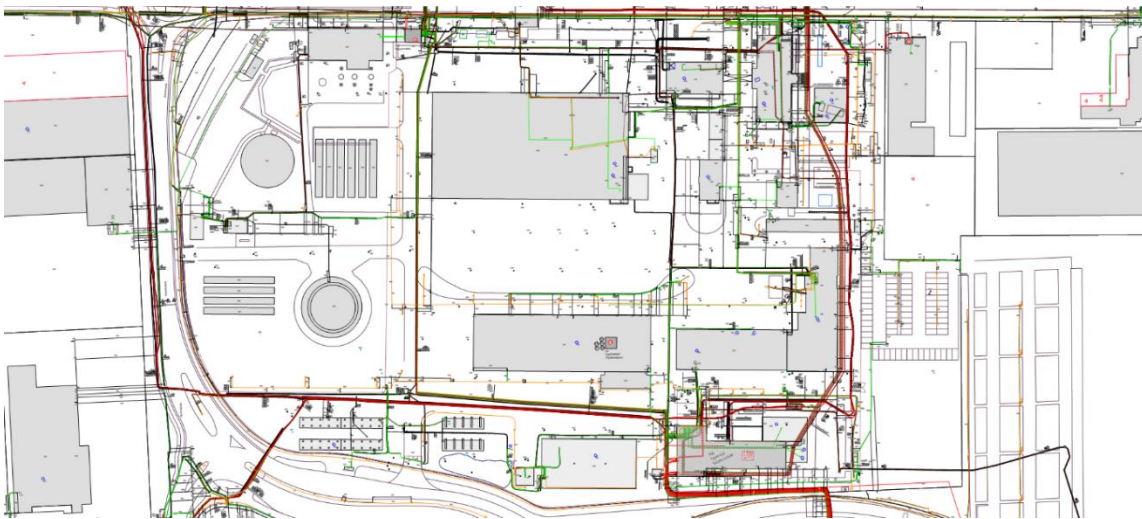


Abbildung 33: Stromleitungen auf dem Betriebsgelände der SW Konstanz⁶²

Auf dem Betriebsgelände der Stadtwerke Konstanz befindet sich zusätzlich eine Lagerstätte für Erd- und Flüssiggas, welche eine Ex-Zone 2 auf dem Gelände verursacht. Diese Ex-Zone ist in der folgenden Abbildung eingezeichnet und muss bei der Installation einer Wasserstofftankstelle entsprechend berücksichtigt werden. Bedingt durch die Lagerstätten für Erd- und Flüssiggas, muss bei einer Erweiterung der Anlage (z.B. durch Wasserstoff) stets die Störfallverordnung berücksichtigt werden.

⁶¹ (Stadtwerke Konstanz)

⁶² (Stadtwerke Konstanz)

Für die mögliche Aufstellung der Dispenser-Einheit, der Wasserstoffherzeugung mittels Dampfreformierung bzw. Elektrolyse wurden zwei Möglichkeiten mit einer Fläche von 2.000m² bzw. 2.500m² identifiziert. Eine Fläche befindet sich in der vorhandenen Ex-Zone2 – diese bietet sich für die Aufstellung der Wasserstoffspeicher an. Die größere Fläche von 2.500m² liegt außerhalb der Ex-Zone – hier kann der Dispenser und die Wasserstoffherzeugung installiert werden, falls zu einem späteren Zeitpunkt eine Vorortherzeugung des Wasserstoffs in Erwägung gezogen wird.

Der momentan auf dem Betriebsgelände installierte Netzanschluss hat eine Leistung von 50MW – der vorhandene Gasanschluss hat eine maximale Leistung von 230MW. Für den Elektrolyseur wird in der maximalen Ausbaustufe eine Leistung von 2,5MW benötigt. Damit können alle Busse auf BZ-Antrieb umgestellt werden und der somit entstehende Tagesbedarf von 1.000kg/Tag bedient werden (1.000kg/d x 58kWh/kg / 24H/d).

Da eine Wasserstoffproduktion mit Hilfe eines Dampfreformers nicht CO₂-frei durchgeführt werden kann, wird diese Variante in der weiteren Betrachtung nicht berücksichtigt.

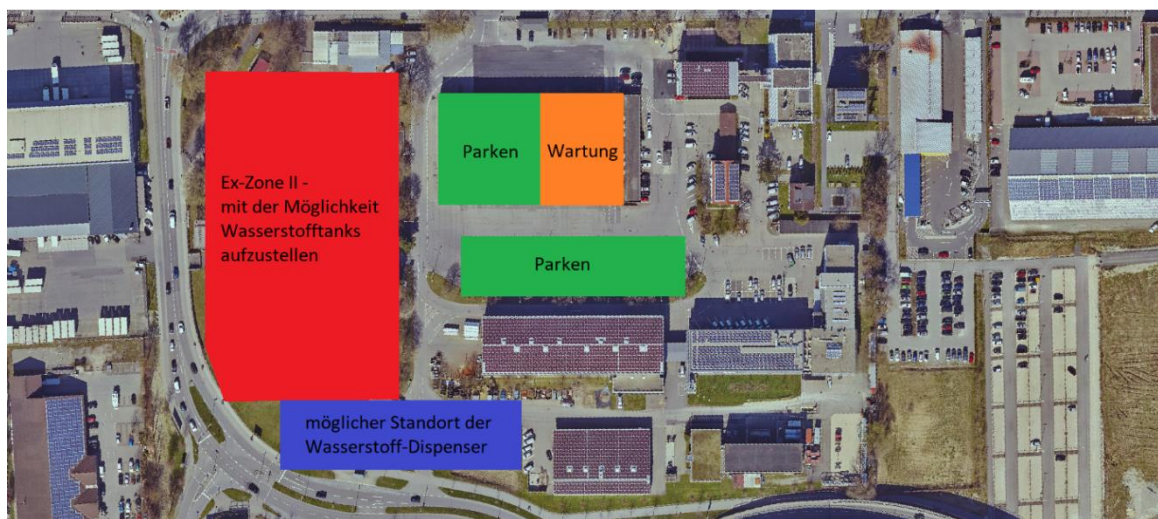


Abbildung 34: zeigt die unterschiedlichen Standorte auf dem Betriebsgelände der SW Konstanz

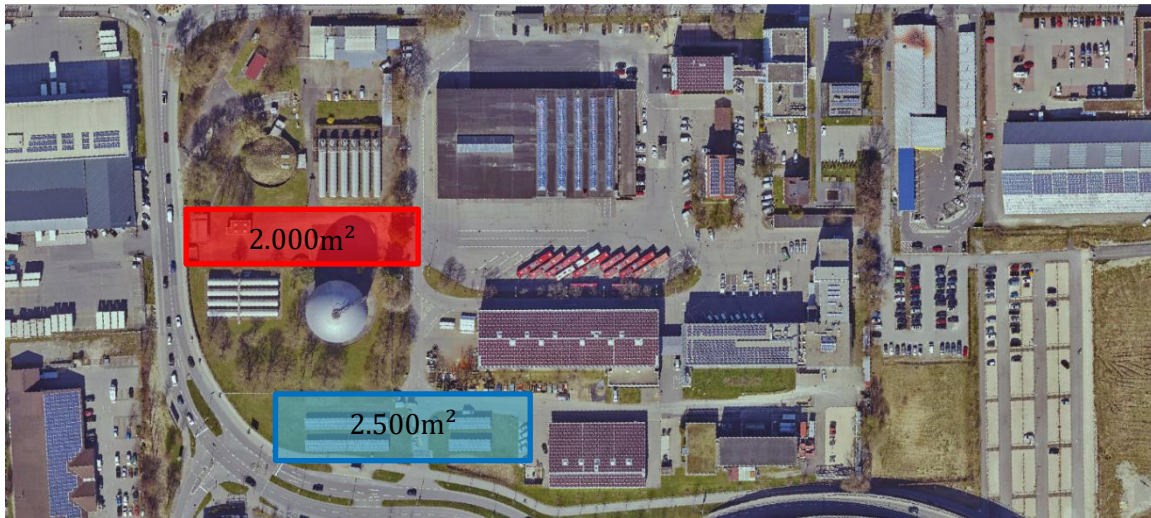


Abbildung 35: Die rot markierte Fläche zeigt den möglichen Aufstellungsort des Wasserstoffspeichers im vorhandenen Ex-Bereich (Fläche ca. 2.000m²) - die blau markierte Fläche zeigt den möglichen Aufstellungsort der Wasserstoffherzeugung und der Dispenser mit einer Fläche von ca. 2.500 m²

Um die Kosten für den Betreiber der Busflotte zu optimieren und um den Mehrwert einer Wasserstoff-Tankstelle zu maximieren, bietet sich eine Aufstellung der Dispenser an, die es ermöglicht, sowohl die Wasserstoffbusse zu betanken, als auch einen Zugang für die Öffentlichkeit zu realisieren. Somit können auch andere gewerbliche bzw. private Wasserstofffahrzeuge betankt werden, soweit dies in den Betriebsablauf der Busflotte passt.

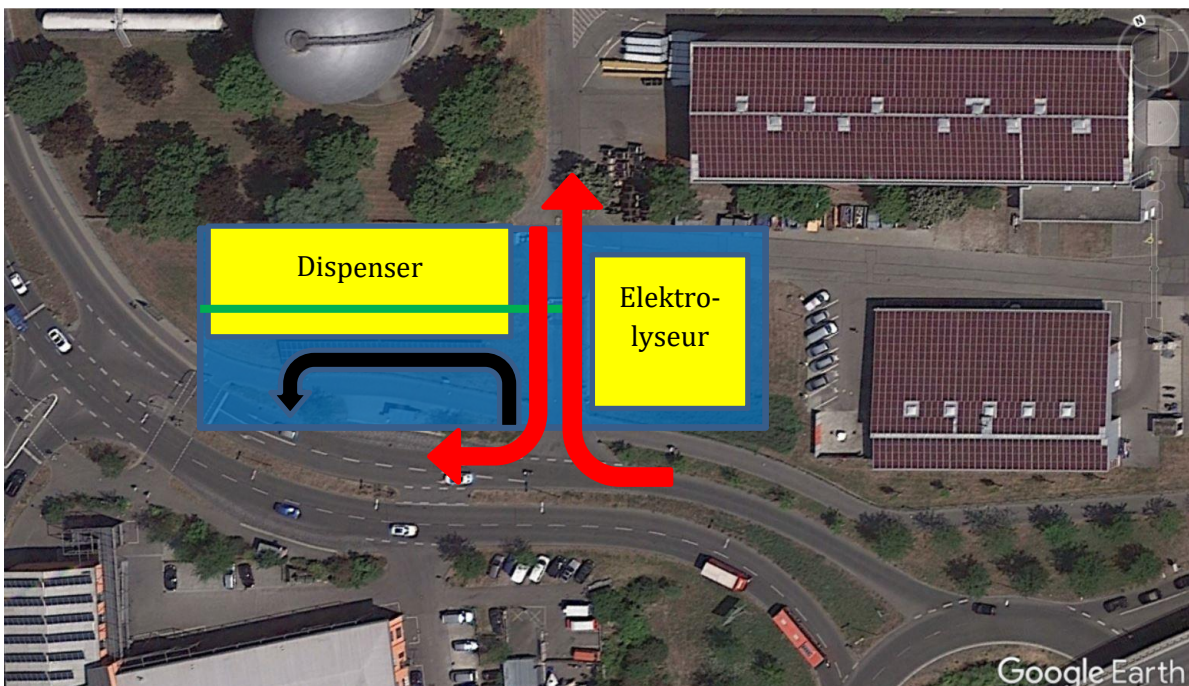


Abbildung 36: Die blaue Markierung zeigt die mögliche Lage einer Wasserstofftankstelle auf dem Betriebsgeländer der SW Konstanz

Die in Abbildung 36 linke gelbe Markierung zeigt eine mögliche Lage der Dispenser – die rechte gelbe Markierung zeigt eine mögliche Lage eines Elektrolyseurs – die grüne Markierung zeigt die Trennung zwischen öffentlichem Bereich und Betriebsgelände – der schwarze Pfeil zeigt den möglichen Fahrweg der öffentlichen Fahrzeuge und der rote Pfeil zeigt den Fahrweg der Busse auf das Betriebsgelände bzw. zur Wasserstofftankstelle. Wird auf Grund eines Rückstaus an der Tankstelle eine Vorstaufläche erforderlich, so kann die Betankung der Busse auch in umgekehrter Richtung erfolgen. Die Busse warten dabei auf dem Betriebsgelände und verlassen das Gelände nach der Betankung mit Wasserstoff.

Bei der hier gezeigten Variante handelt es sich um eine Möglichkeit der Tankstelleninstallation, die vor der Umsetzung genauer mit dem Tankstellenbauer und der Störfallverordnung abgeglichen werden muss. Es kann durchaus sein, dass sich dabei bessere Aufstellungsvarianten ergeben, oder sich die vorgeschlagene Variante als nicht realisierbar herausstellt.

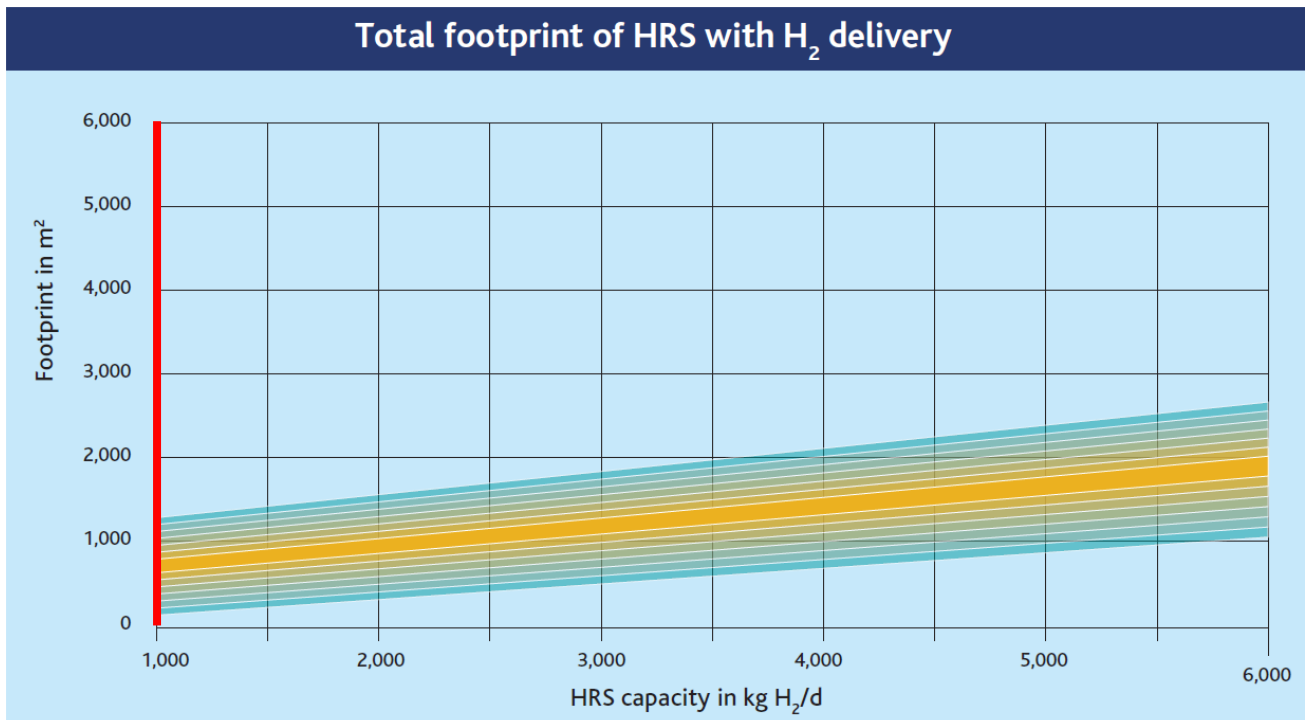


Abbildung 37: Diese Grafik zeigt die erforderliche Aufstellfläche einer Wasserstofftankstelle, bei der der Wasserstoff extern angeliefert wird, in Abhängigkeit von der Tagesproduktionsleistung⁶³

Startet man in Konstanz mit einer Wasserstofftankstelle, so muss bei einer erforderlichen Wasserstoffmenge von max. 1.000kg/Tag für die gesamte Busflotte, eine erforderliche durchschnittliche Aufstellfläche von ca. 700m² (300m² bis 1.200m²) berücksichtigt werden. Diese Flächenabschätzung gilt für die externe Belieferung mit Wasserstoff.

⁶³ (New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots, Determination of basic parameters of the HRS (S.61))

Soll nachträglich eine Wasserstoffproduktionseinheit installiert werden, so muss bei der genannten erforderlichen Tagesmenge von ca. 1.000kg/Tag zusätzlich eine Fläche von ca. 250m² für die Wasserstoffproduktionsanlage reserviert werden.

Folgende Grafik zeigt die erforderliche Aufstellfläche nur für die Wasserstoffproduktionsanlage in Abhängigkeit von der Produktionsleistung.

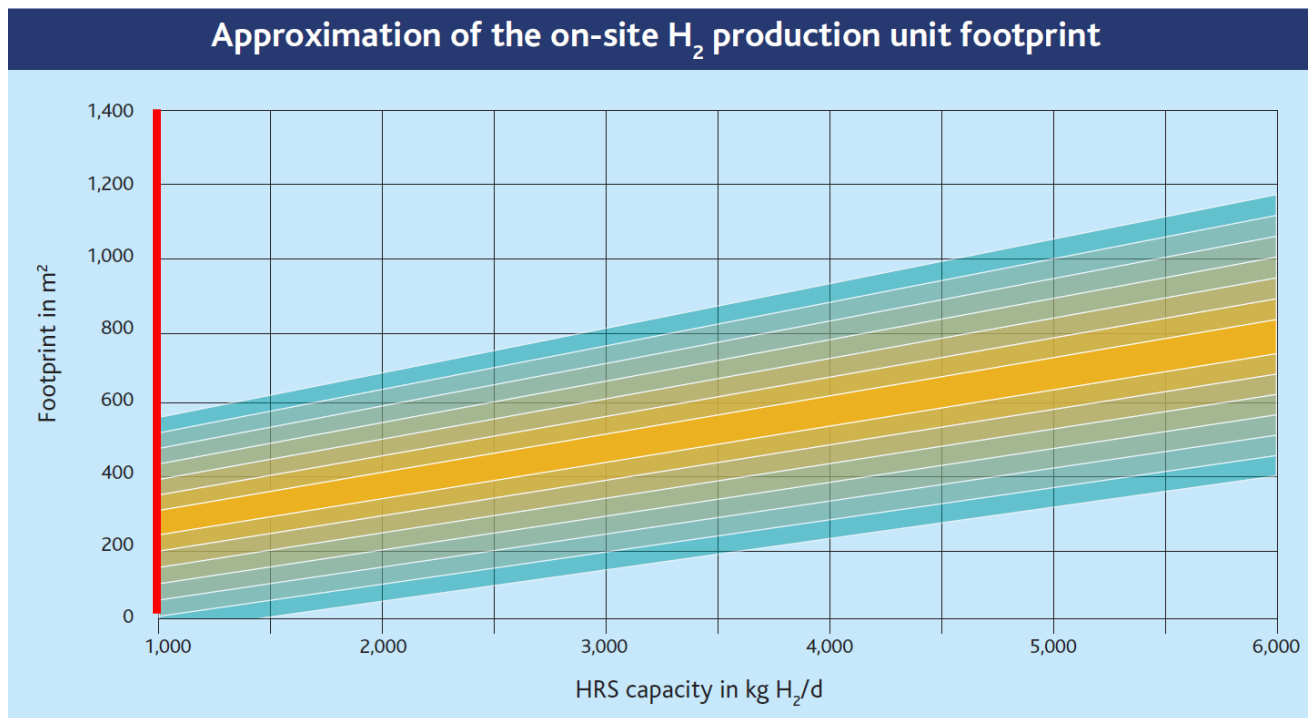


Abbildung 38: Erforderlichen Footprint einer Wasserstoffproduktionsanlage, in Abhängigkeit von der Tagesproduktionsleistung⁶⁴

Entschließt man sich in Konstanz gleich eine Wasserstofftankstelle mit einer Vor-Ort-Wasserstoffherzeugung, so muss für die Aufstellfläche der gesamten Anlage eine Fläche von ca. 1.000 m² reserviert werden. In diesem Fall kann man die gesamte Busflotte mit dem Wasserstoff-Tagesbedarf von 1.000kg/d versorgt werden.

⁶⁴ (New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots, Determination of basic parameters of the HRS (S.64))

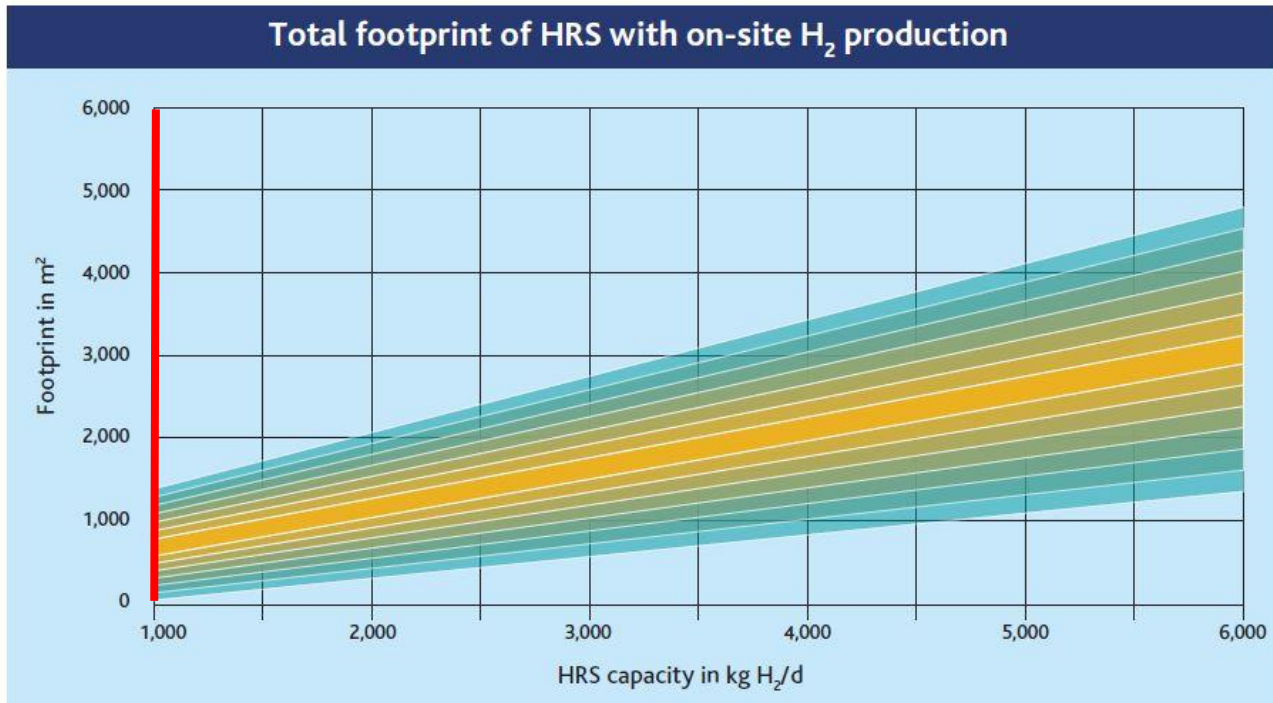


Abbildung 39: Diese Grafik zeigt den erforderlichen Footprint einer Wasserstofftankstelle, bei der der Wasserstoff on-site in einem Elektrolyseur produziert wird, in Abhängigkeit von der Tagesproduktionsleistung⁶⁵

Bei den Stadtwerken Konstanz steht eine Fläche von 2x2000m² zur Verfügung, die nach jetzigem Kenntnisstand als mögliche Aufstellungsorte einer Wasserstofftankstelle genutzt werden können. Die in Abbildung 35 gezeigten möglichen Aufstellungsflächen übersteigen die für eine Vollausbaustufe auf dem Betriebsgelände der Stadtwerke Konstanz erforderliche Fläche um ein Vielfaches. Auch die für den Betrieb eines Elektrolyseurs erforderliche Netzanschlussleistung steht auf dem Gelände zur Verfügung.

Ein typisches Nutzerverhalten einer Wasserstofftankstelle für Busse könnte so aussehen: In der Regel werden die Busse nach dem Einsatz für den nächsten Morgen/Tag betankt. Der Elektrolyseur und der Kompressor arbeiten kontinuierlich – der erzeugte, bzw. aufbereitete Wasserstoff wird hauptsächlich abends bzw. in den Nachstunden abgenommen und getankt.

⁶⁵ (http://newbusfuel.eu/wp-content/uploads/2015/09/NBF_SummaryReport_download.pdf)

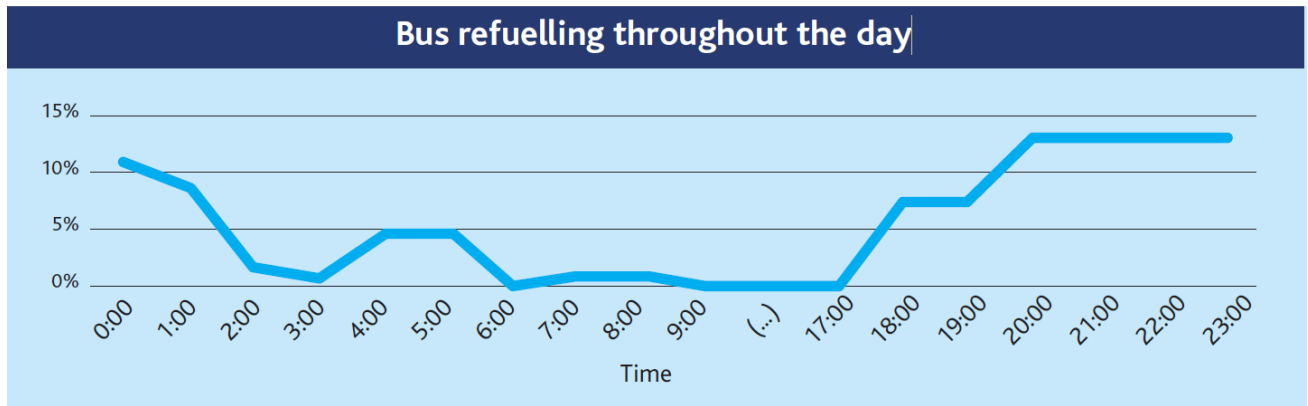


Abbildung 40: Mögliche Nutzung einer Wasserstofftankstelle über den Tag verteilt⁶⁶

⁶⁶ (New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots, Determination of basic parameters of the HRS (S.54))

5.8 Kosten und Wirtschaftlichkeit

Aktuell ist das Betreiben einer Busflotte mit Dieselbussen die günstigste Variante, sowohl in Bezug auf die Anschaffung von Bussen, als auch auf den Betrieb einer Tankstelle. Nur unter sehr speziellen Umständen kann der Treibstoff für alternative Antriebsysteme günstiger sein als der aktuelle Dieselpreis. Bei Umstieg auf brennstoffzellenbetriebene Busse oder Batteriebusse muss deshalb immer ein höherer Betrag investiert werden, als bei vergleichbaren Dieselbussen. Auch ist aktuell mit signifikant höheren Betriebskosten zu rechnen. Diese Ausgangssituation kann sich allerdings ändern, sobald CO₂-Emissionen in ausreichendem Maße besteuert werden bzw. wenn die Realisierung von emissionsfreien Bussen durch die genannte EU-Richtlinie (Kapitel 1.1) umgesetzt werden muss.

5.8.1 Busse

Die EU hat eine Studie in Auftrag gegeben, bei der eine Prognose erstellt wurde, inwieweit sich die Preise für Busse mit unterschiedlichen Antriebssträngen entwickeln und wie sich die Kosten für elektrifizierte Antriebe im Vergleich zum herkömmlichen Dieselbus verändern. Diese Studie beinhaltet jedoch neben den Standardbussen auch Doppeldeckerbusse, da diese bereits seit mehreren Jahren in Großbritannien im Einsatz sind. Die Studie beinhaltet keine Gelenkbusse. Da in Konstanz der Großteil der Busse jedoch Gelenkbusse sind und diese stetig ausgebaut werden, wird im Folgenden die Doppeldeckerbus-Variante als Vergleich herangezogen, da diese den Gelenkbussen bei den Kosten, dem Betrieb und dem Verbrauch sehr ähnlich sind. Auf diesen Daten beruhen die Prognosen für die Wirtschaftlichkeit⁶⁷.

Antriebsart		Diesel ICE	Diesel hybrid ICE	Batterie-elektrisch	Batterie-elektrisch	Brennstoffzelle
Bustyp		Doppeldecker - Vgl. Gelenkbus	Doppeldecker - Vgl. Gelenkbus	Doppeldecker - Vgl. Gelenkbus	Doppeldecker - Vgl. Gelenkbus	Doppeldecker - Vgl. Gelenkbus
Szenario		Standard	Standard	lange Reichweite	30% zusätzliche Busse	Standard
Bus Verfügbarkeit	%	0,95	0,95	0,9	0,9	0,9
zusätzlich erforderliche Busse	%	-	-	-	0,3	-
Bus Anschaffung (CAPEX)	€/Bus	235.000	300.000	595.000	555.000	670.000
Bus Lebenszeit	Jahre	12	12	12	12	12
Austausch Antrieb (CAPEX)	€/Bus	5.875	7.500	87.500	87.500	62.500
Lebenszeit Antrieb	Jahre	6	6	6	6	6
Unterhaltskosten für Antrieb	€/Jahr/Bus	10.000	15.000	15.000	15.000	30.000
Dieserverbrauch	l/100km	43	34	-	-	-
Stromverbrauch	kWh/100km	-	-	256	256	-
Wasserstoffverbrauch	kg/100km	-	-	-	-	9,3

Tabelle 31: Technische Annahmen für verschiedene Doppeldecker-Busse in den Jahren 2017-2022⁶⁸

⁶⁷ (http://newbusfuel.eu/wp-content/uploads/2019/03/NewBusFuel_D3.8_Business-cases-to-support-FC-bus-commercialisation.pdf)

⁶⁸ (http://newbusfuel.eu/wp-content/uploads/2019/03/NewBusFuel_D3.8_Business-cases-to-support-FC-bus-commercialisation.pdf)

Antriebsart		Diesel ICE	Diesel hybrid ICE	Batterie-elektrisch	Batterie-elektrisch	Brennstoffzelle
Bustyp		Single Deck - Vgl. Solobus	Single Deck - Vgl. Solobus	Single Deck - Vgl. Solobus	Single Deck - Vgl. Solobus	Single Deck - Vgl. Solobus
Szenario		Standard	Standard	lange Reichweite	30% zusätzliche Busse	Standard
Bus Verfügbarkeit	%	0,95	0,95	0,9	0,9	0,9
zusätzlich erforderliche Busse	%	-	-	-	0,3	-
Bus Anschaffung (CAPEX)	€/Bus	165.000	250.000	520.000	480.000	610.000
Bus Lebenszeit	Jahre	12	12	12	12	12
Austausch Antrieb (CAPEX)	€/Bus	4.125	6.250	87.500	87.500	62.500
Lebenszeit Antrieb	Jahre	6	6	6	6	6
Unterhaltskosten für Antrieb	€/Jahr/Bus	10.000	15.000	15.000	15.000	30.000
Dieserverbrauch	l/100km	37	30	-	-	-
Stromverbrauch	kWh/100km	-	-	220	200	-
Wasserstoffverbrauch	kg/100km	-	-	-	-	8.0

Tabelle 32: Technische Annahmen für verschiedene Single-Deck-Busse (Solobusse) in den Jahren 2017-2022⁶⁹

Im Betrachtungszeitraum 2017 bis 2022 liegen die Preise für Brennstoffzellenbusse und Batteriebusse deutlich über denen von Dieselnbussen. Auch die Wartungskosten sind gegenüber den Dieselnbussen höher und die Verfügbarkeit liegt darunter. Gründe hierfür sind zum einen die fehlende Serienproduktion und ein sich erst entwickelnder Markt für diese Fahrzeuge, in Verbindung mit einem geringen Konkurrenzdruck bei den Herstellern. Selbst mit Subventionierungen sind diese Busse immer noch teurer und auch der Unterhalt im Betrieb liegt deutlich über dem von Dieselnbussen.

Die aus der New-Bus-Fuel Studie entnommene Prognosen für die Jahre 2023 bis 2030 sieht jedoch deutlich besser aus.

⁶⁹ http://newbusfuel.eu/wp-content/uploads/2019/03/NewBusFuel_D3.8_Business-cases-to-support-FC-bus-commercialisation.pdf

Antriebsart		Diesel ICE	Diesel hybrid ICE	Batterie-elektrisch	Batterie-elektrisch	Brennstoffzelle
Bustyp		Doppeldecker - Vgl. Gelenkbus	Doppeldecker - Vgl. Gelenkbus	Doppeldecker - Vgl. Gelenkbus	Doppeldecker - Vgl. Gelenkbus	Doppeldecker - Vgl. Gelenkbus
Szenario		Standard	Standard	lange Reichweite	30% zusätzliche Busse	Standard
Bus Verfügbarkeit	%	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
zusätzlich erforderliche Busse	%	-	-	-	0,3	-
Bus Anschaffung (CAPEX)	€/Bus	235.000	300.000	465.000	445.000	490.000
Bus Lebenszeit	Jahre	12	12	12	12	12
Austausch Antrieb (CAPEX)	€/Bus	5.875	7.500	70.000	63.500	50.000
Lebenszeit Antrieb	Jahre	6	6	6	6	6
Unterhaltskosten für Antrieb	€/Jahr/Bus	10.000	15.000	15.000	15.000	30.000
Dieserverbrauch	l/100km	43	34	-	-	-
Stromverbrauch	kWh/100km	-	-	256	256	-
Wasserstoffverbrauch	kg/100km	-	-	-	-	7,6

Tabelle 33: Technologische Annahmen für verschiedene Doppeldecker-Busse für die Jahre 2023-2030⁷⁰

Antriebsart		Diesel ICE	Diesel hybrid ICE	Batterie-elektrisch	Batterie-elektrisch	Brennstoffzelle
Bustyp		Single Deck - Vgl. Solobus	Single Deck - Vgl. Solobus	Single Deck - Vgl. Solobus	Single Deck - Vgl. Solobus	Single Deck - Vgl. Solobus
Szenario		Regular	Regular	lange Reichweite	30% zusätzliche Busse	Regular
Bus Verfügbarkeit	%	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
zusätzlich erforderliche Busse	%	-	-	-	0,3	-
Bus Anschaffung (CAPEX)	€/Bus	165.000	250.000	390.000	370.000	430.000
Bus Lebenszeit	Jahre	12	12	12	12	12
Austausch Antrieb (CAPEX)	€/Bus	4.125	6.250	70.000	63.500	50.000
Lebenszeit Antrieb	Jahre	6	6	6	6	6
Unterhaltskosten für Antrieb	€/Jahr/Bus	10.000	15.000	10.000	10.000	15.000
Dieserverbrauch	l/100km	37	30	-	-	-
Stromverbrauch	kWh/100km	-	-	220	200	-
Wasserstoffverbrauch	kg/100km	-	-	-	-	6,5

Tabelle 34: Technologische Annahmen für verschiedene Single-Deck-Busse (Solobusse) für die Jahre 2023-2030⁷¹

⁷⁰ http://newbusfuel.eu/wp-content/uploads/2019/03/NewBusFuel_D3.8_Business-cases-to-support-FC-bus-commercialisation.pdf

⁷¹ http://newbusfuel.eu/wp-content/uploads/2019/03/NewBusFuel_D3.8_Business-cases-to-support-FC-bus-commercialisation.pdf

Die Studie zeigt, dass bei den Brennstoffzellenbussen mit einer deutlichen Steigerung des Wirkungsgrades gerechnet wird, wobei diese Steigerung bei den Batteriebusen nicht gegeben ist. Dies liegt u.a. an dem bereits sehr hohen Wirkungsgrad der Batteriesysteme (Beladen/Entladen). Aus diesem Grund sind bei den Batterieanwendungen keine großen Effizienzsteigerungen möglich.

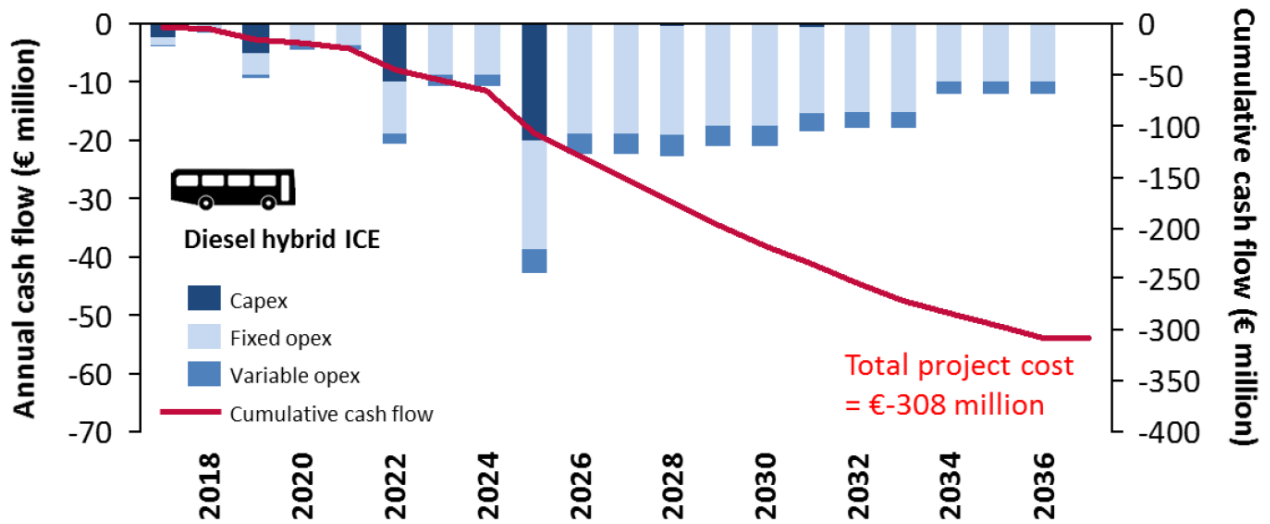


Abbildung 41: Cash Flow und Gesamtprojektkosten für z.B. 150 Dieselhybrid-Solobusse (Beschaffungen: 10 - 20 - 40 - 80)⁷²

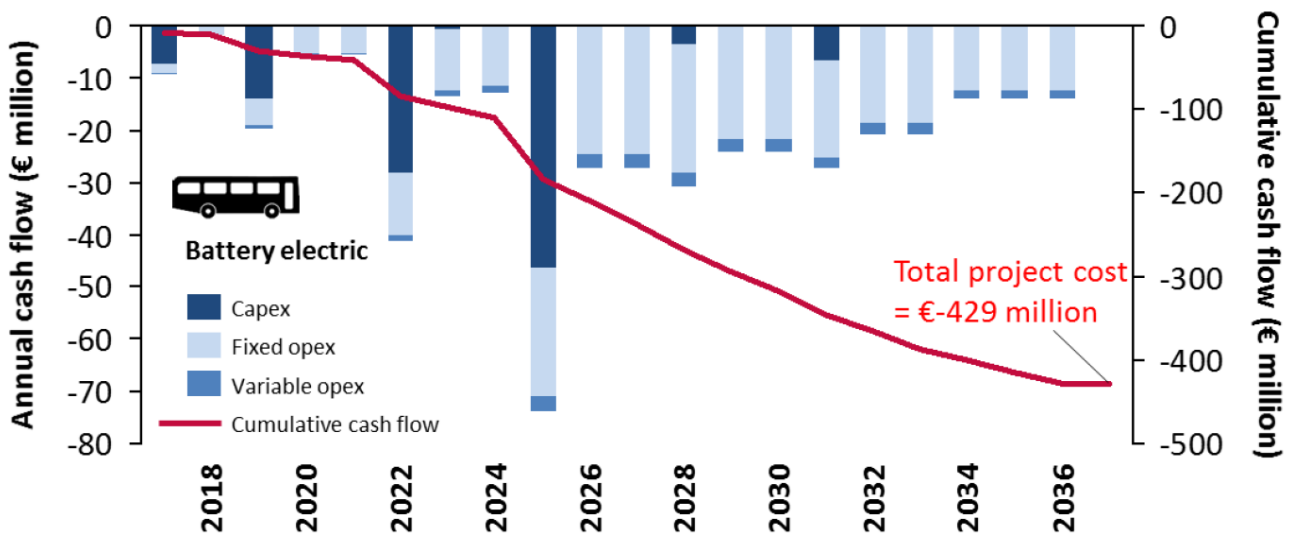


Abbildung 42: Cash Flow und Gesamtprojektkosten für z.B. 150 Batterie-Solobusse (Beschaffungen: 10 - 20 - 40 - 80)⁷³

⁷² (New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots,D3.8 – Business cases to support FC bus commercialisation (S.18/29))

⁷³ (New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots,D3.8 – Business cases to support FC bus commercialisation (S.18/29))

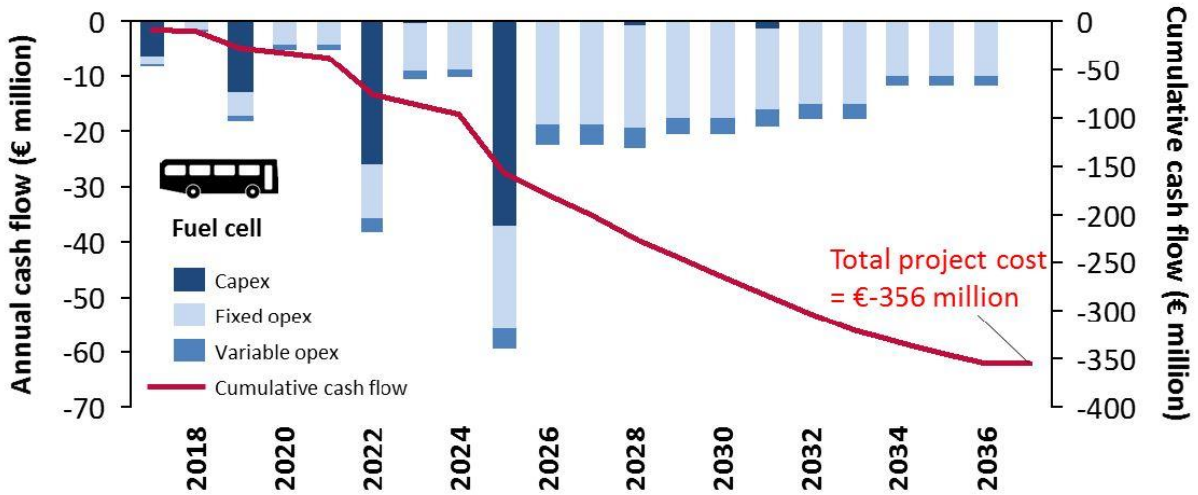


Abbildung 43: Cash Flow und Gesamtprojektkosten für z.B. 150 Brennstoffzellen-Solobusse⁷⁴

Bezogen auf die Anschaffung von Doppeldeckerbussen (Vergleich Gelenkbusse) ergibt sich folgender kumulierter Cashflow exemplarisch für die Anschaffung von 150 Bussen.

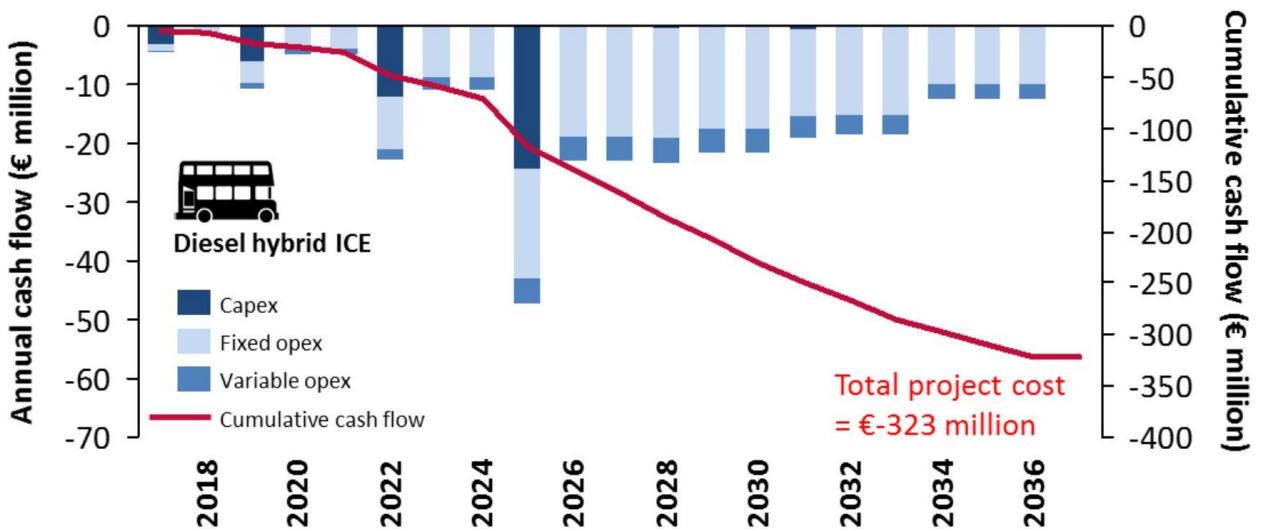


Abbildung 44: Cash Flow und Gesamtprojektkosten für z.B. 150 Diesel-Hybrid-Doppeldeckerbusse (Vgl. Gelenkbusse)⁷⁵

⁷⁴ (New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots, D3.8 – Business cases to support FC bus commercialisation (S.18/29))

⁷⁵ http://newbusfuel.eu/wp-content/uploads/2019/03/NewBusFuel_D3.8_Business-cases-to-support-FC-bus-commercialisation.pdf

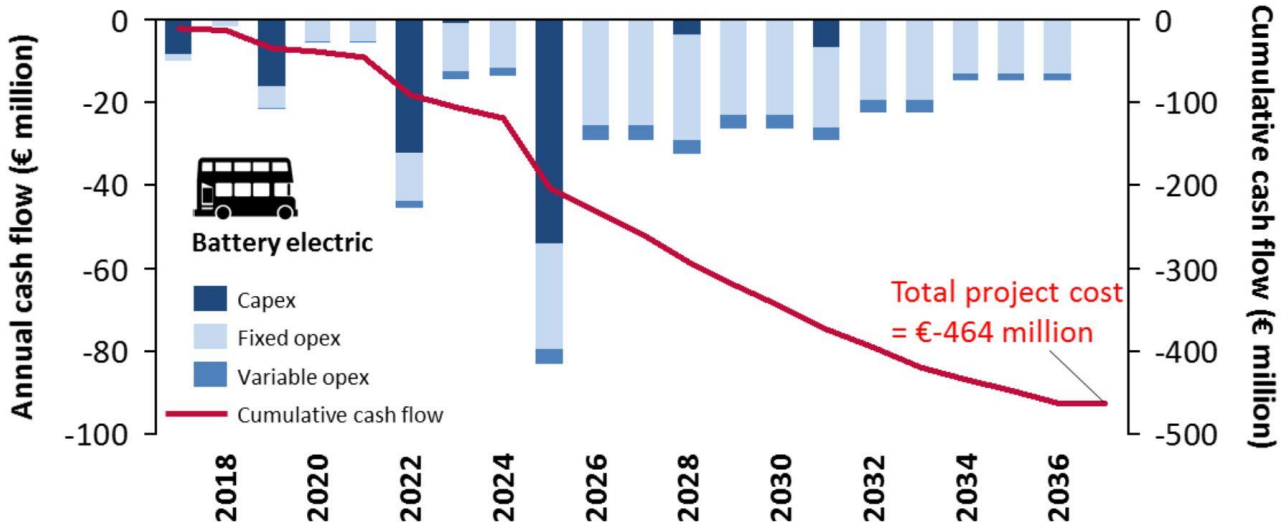


Abbildung 45: : Cash Flow und Gesamtprojektkosten für z.B. 150 Batterie-elektrische-Doppeldeckerbusse (Vgl. Gelenkbusse)⁷⁶

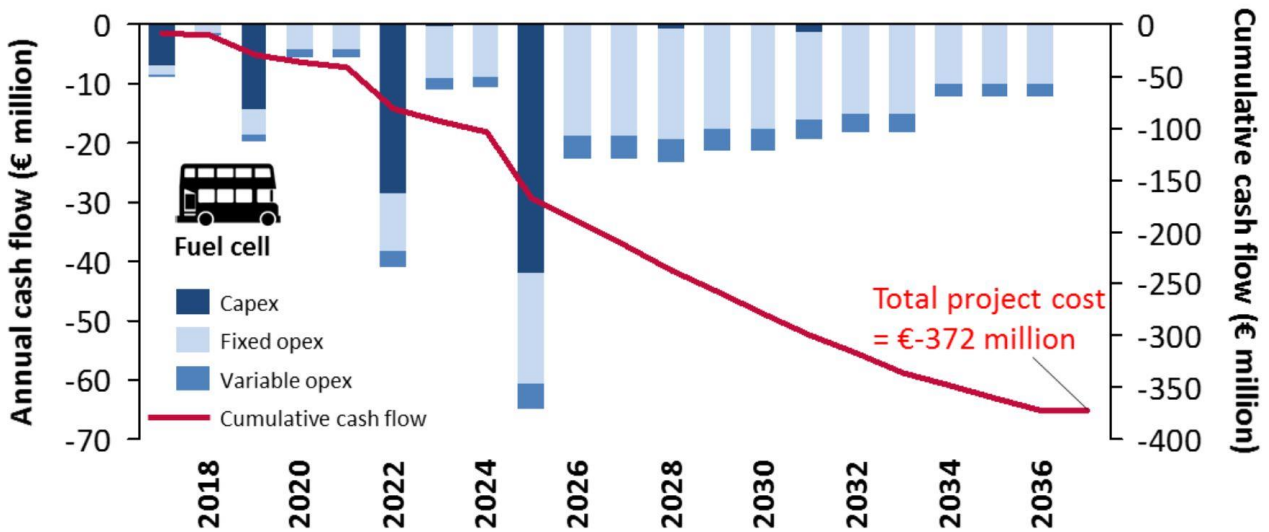


Abbildung 46: : Cash Flow und Gesamtprojektkosten für z.B. 150 Brennstoffzellen-Doppeldeckerbusse (Vgl. Gelenkbusse)⁷⁷

Ein Vergleich der Total Cost of Ownership (TCO) ergibt bei den Gelenkbusen (Doppeldeckerbusse) für die Jahre 2017 bis 2022 einen um 54% höheren Betrag (bei 4€/kg Wasserstoffkosten) als bei einem Die-

⁷⁶ http://newbusfuel.eu/wp-content/uploads/2019/03/NewBusFuel_D3.8_Business-cases-to-support-FC-bus-commercialisation.pdf

⁷⁷ http://newbusfuel.eu/wp-content/uploads/2019/03/NewBusFuel_D3.8_Business-cases-to-support-FC-bus-commercialisation.pdf

sel-Hybridbus. Im Vergleich zu einem Batteriebus sind die TCO um 13% erhöht. Bezogen auf einen Wasserstoffpreis von 6€/kg verursacht ein Brennstoffzellenbus Mehrkosten in Höhe von 70% gegenüber einem Diesel-Hybridbus und 23% gegenüber einem Batteriebus.

Total Cost of Ownership €/bus/year

Current state-of-the-art
(2017-2022)

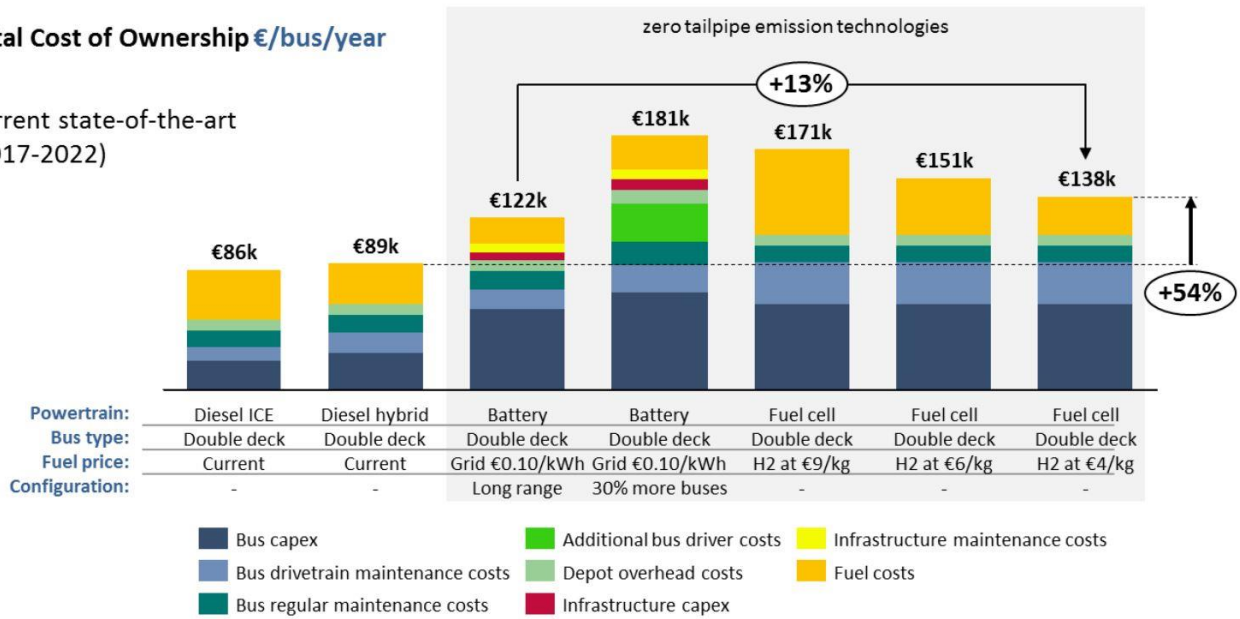


Abbildung 47: Total Cost of Ownership (2017-2022) – Vergleich von Diesel-, Batterie und Brennstoffzellen-Doppeldeckerbussen (Vgl: Gelenkbusse)⁷⁸

⁷⁸ http://newbusfuel.eu/wp-content/uploads/2019/03/NewBusFuel_D3.8_Business-cases-to-support-FC-bus-commercialisation.pdf

Total Cost of Ownership €/bus/year

Future costs and performance targets
(2023-2030)

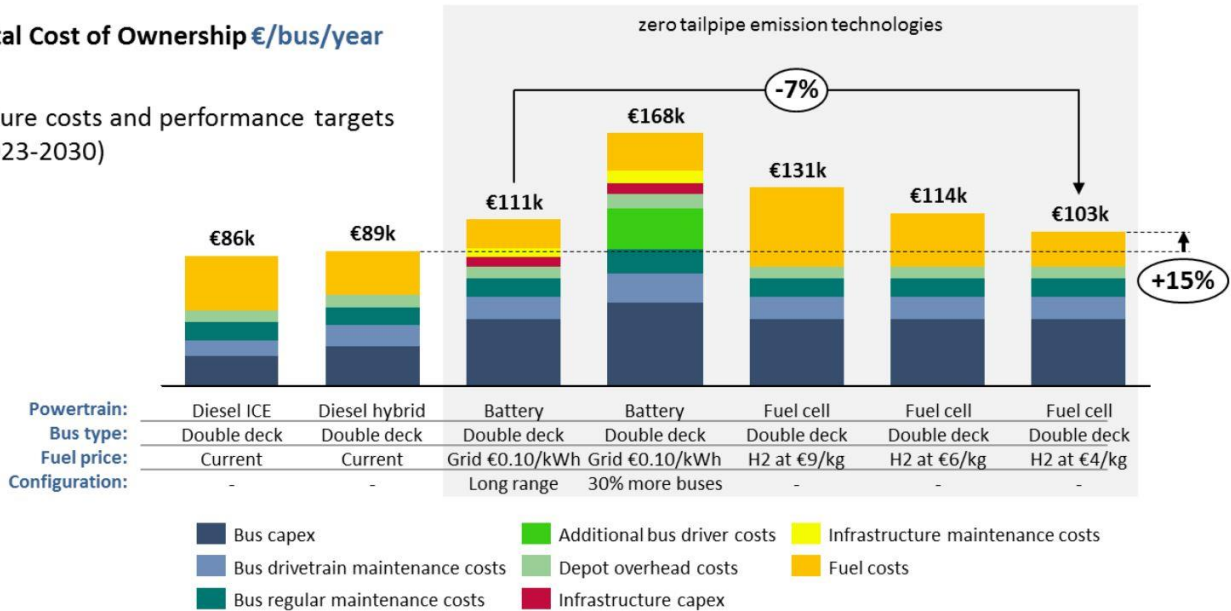


Abbildung 48: Total Cost of Ownership (2023-2030) – Vergleich von Diesel-, Batterie und Brennstoffzellen-Doppeldeckerbussen⁷⁹

Für die Jahre 2023 bis 2030 ergibt ein Vergleich der TCO bei den Gelenkbussen (Doppeldeckerbusse) einen um 15% höheren Betrag (bei 4€/kg Wasserstoffkosten) im Vergleich zu einem Diesel-Hybridbus. Im Vergleich zu einem Batteriebus sind die TCO bei einem Brennstoffzellenbus um 7% reduziert. Bezogen auf einen Wasserstoffpreis von 6€/kg verursacht ein Brennstoffzellenbus Mehrkosten in Höhe von 28% gegenüber einem Diesel-Hybridbus und 3% gegenüber einem Batteriebus.

⁷⁹ http://newbusfuel.eu/wp-content/uploads/2019/03/NewBusFuel_D3.8_Business-cases-to-support-FC-bus-commercialisation.pdf

Total Cost of Ownership €/bus/year

Current state-of-the-art
(2017-2022)

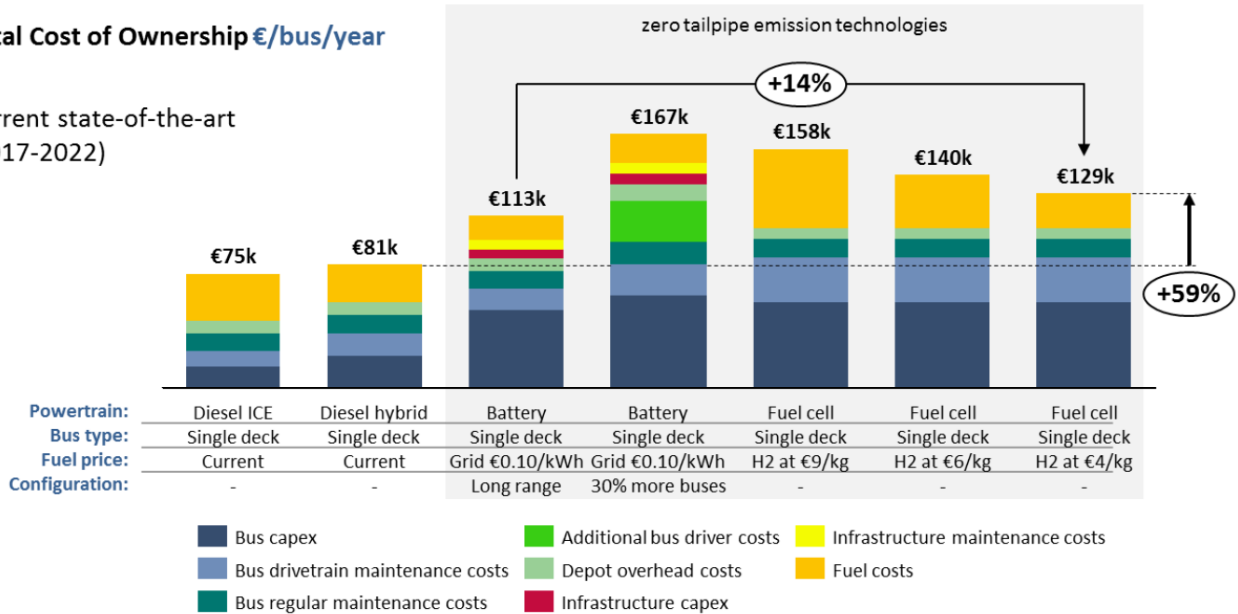


Abbildung 49: Total Cost of Ownership (2017-2022) – Vergleich von Diesel-, Batterie und Brennstoffzellen-Solobussen⁸⁰

Ein Vergleich der TCO ergibt bei den Solobussen (Single-Deck-Busse) für die Jahre 2017 bis 2022 einen um 59% höheren Betrag (bei 4€/kg Wasserstoffkosten) im Vergleich zu einem Diesel-Hybridbus. Im Vergleich zu einem Batteriebus sind die TCO bei einem Brennstoffzellenbus um 14% erhöht. Bezogen auf einen Wasserstoffpreis von 6€/kg verursacht ein Brennstoffzellenbus Mehrkosten in Höhe von 73% gegenüber einem Diesel-Hybridbus und 24% gegenüber einem Batteriebus.

⁸⁰ (New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots,D3.8 – Business cases to support FC bus commercialisation (S.11/29))

Total Cost of Ownership €/bus/year

Future costs and performance targets
(2023-2030)

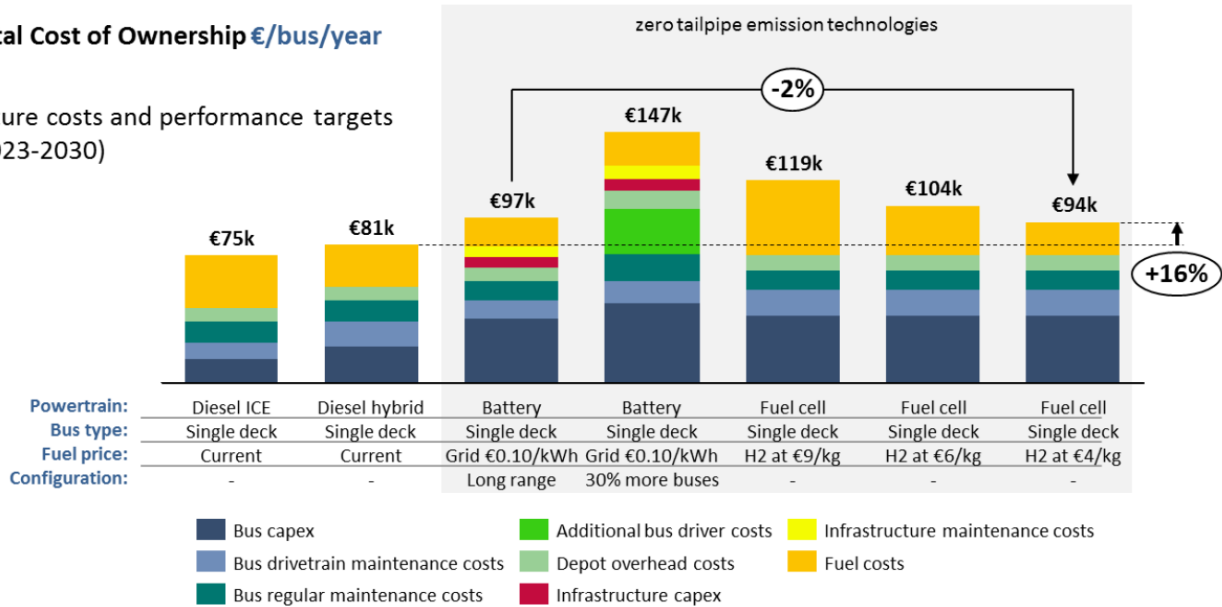


Abbildung 50: Total Cost of Ownership (2023 -2030) Vergleich von Diesel-, Batterie und Brennstoffzellen-Solobussen⁸¹

Ein Vergleich der TCO ergibt bei den Solobussen (Single-Deck-Bus) für die Jahre 2023 bis 2030 einen um 16% höheren Betrag (bei 4€/kg Wasserstoffkosten) im Vergleich zu einem Diesel-Hybridbus. Im Vergleich zu einem Batteriebus sind die TCO bei einem Brennstoffzellenbus um 2% reduziert. Bezogen auf einen Wasserstoffpreis von 6€/kg verursacht ein Brennstoffzellenbus Mehrkosten in Höhe von 28% gegenüber einem Diesel-Hybridbus und 7% gegenüber einem Batteriebus.

Sowohl die Verfügbarkeit als auch die Wartungskosten sind vergleichbar mit dem Niveau von Dieselnbussen. Einzig der Austausch des Antriebs (Batterie und Brennstoffzelle) ist deutlich teurer, als bei einem vergleichbaren Dieselnbus. Die Kosten für Brennstoffzellenbusse sinken immer weiter, liegen aber für den Zeitraum 2023-2030 immer noch deutlich über dem Anschaffungskosten von Dieselnbussen. Bei den Batteriebusen wurden die Anschaffungs- und Betriebskosten einer Ladeinfrastruktur getrennt aufgeführt. Diese Kosten sind bei der Diesel- und Wasserstoffvariante bereits mit dem Treibstoffpreis abgedeckt. Bei den Batteriebusen unterscheidet man zusätzlich zwischen einer Langstreckenversion und der Standardversion. Um die gleiche Verfügbarkeit zu erzielen, müssen bei der Standardvariante 30% mehr Busse angeschafft werden, da die Busse häufiger im Betriebshof nachgeladen werden müssen.

Die New-Bus-Fuel-Studie zeigt, dass der Preis für Wasserstoff in Zukunft deutlich fallen wird. So ist es möglich Wasserstoff im Wert von 4-5€ pro kg⁸² zu erzeugen und zu nutzen. Gespräche mit dem Brenn-

⁸¹ (New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots,D3.8 – Business cases to support FC bus commercialisation (S.14/29))

⁸² New Bus Fuel-Studie . www. http://newbusfuel.eu/

stoffzellenbusbetreiber RVK Köln haben ergeben, dass dort aufgrund der Nähe zu einem Chemieunternehmen, bei dem Wasserstoff als Abfallprodukt bei der PVC-Produktion entsteht, dieser mit einem Preis von deutlich unter 4€/kg zur Verfügung steht (s. Kapitel: 5.4.1).

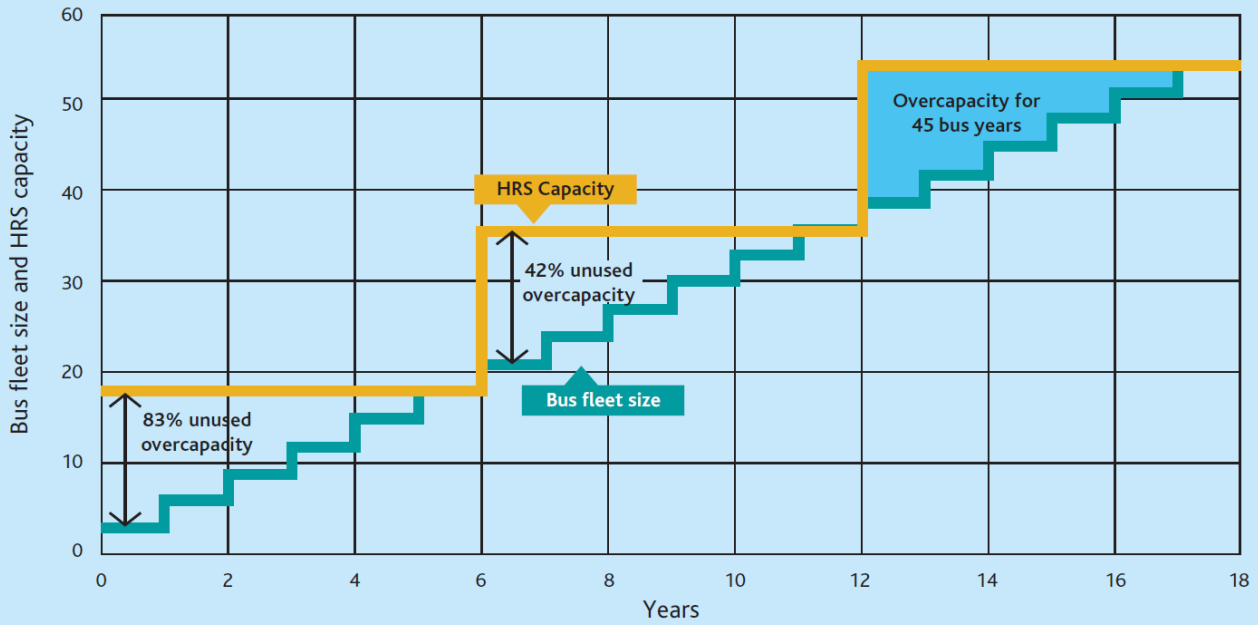
5.8.2 Tankstelle

Die Wirtschaftlichkeit einer Tankstelle hängt in erster Linie von der Auslastung ab. Bei einer schrittweisen und kleinen Anschaffung der Wasserstoffbusse entsteht besonders in der Anfangsphase ein geringer Auslastungsgrad. Werden die Busse allerdings in größeren Tranchen angeschafft und dadurch schneller auf die Produktionskapazität der Tankstelle angepasst, so entsteht ein besserer Auslastungsgrad der Tankstelle.

Folgende Graphen zeigen die schrittweise Anschaffung der Busse bis zu einer Flottengröße von 54 Bussen – was ungefähr der Flottengröße von Konstanz entspricht, sowie eine schrittweise Erweiterung der Tankstelle. Im ersten Graph werden jährlich drei Brennstoffzellenbusse gekauft und die Tankstelle jeweils um eine Ausbaustufe von 18 Bussen erweitert. Im zweiten Graph werden alle drei Jahre neun Busse gekauft – die Tankstellenerweiterung erfolgt in den gleichen Schritten – jeweils eine Erweiterung um 18 Busse pro Ausbaustufe.

In der ersten Variante hat die Tankstelle in der Anfangszeit eine ungenutzte Kapazität von 83% und eine gesamte Überkapazität von 45 Busjahren. Wenn die Busse hingegen nur alle 1,5 Jahre – dafür aber in der dreifachen Menge angeschafft werden, hat die Tankstelle in der Anfangszeit eine ungenutzte Kapazität von nur 50% und eine gesamte Überkapazität von 27 Busjahren.

Continuous bus fleet ramp-up and modular HRS extensions



Stepwise bus fleet ramp-up and modular HRS extensions

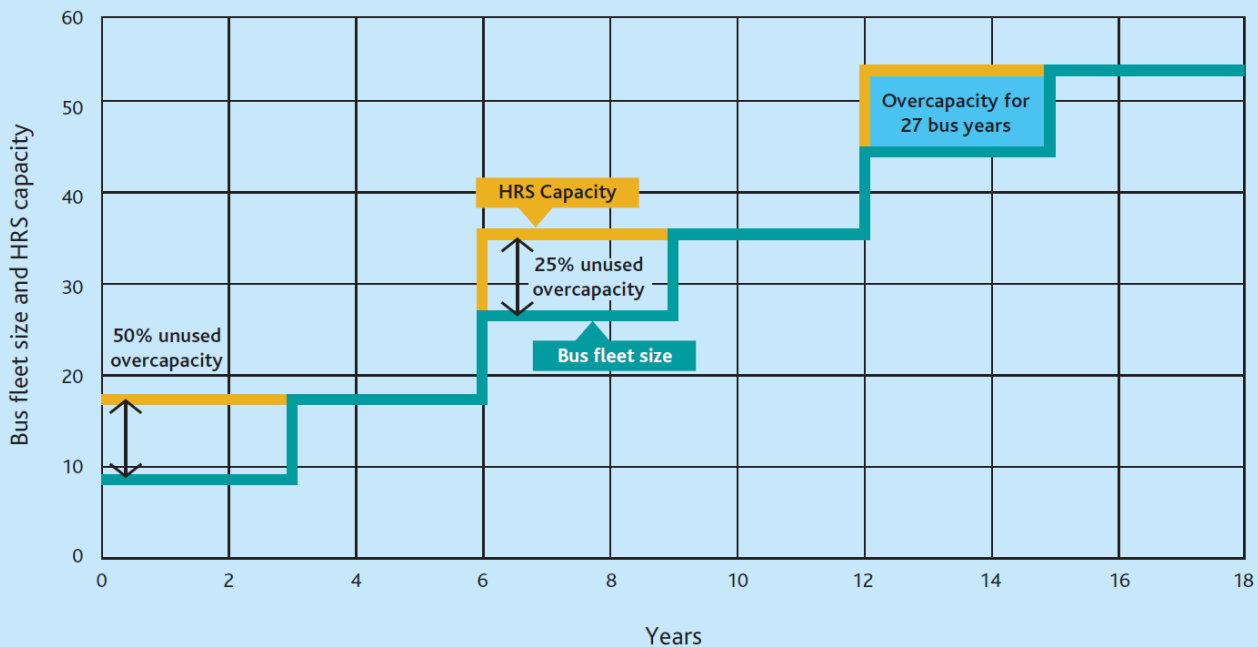


Abbildung 51: Kontinuierlicher Ausbau der Busflotte (3 Busse pro Jahr, oder neun Busse alle drei Jahre)⁸³

⁸³ (New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots, Recommendations and next steps (S.38))

Folgende Grafik zeigt exemplarisch die Wasserstoffkosten in Abhängigkeit des Auslastungsgrades der Tankstelle. Es sollte dafür gesorgt werden, dass die Tankstelle schnell mit über 40% Auslastung betrieben wird. Ein entsprechender Anschaffungsplan der Busse sollte diesen Zusammenhang zwischen Auslastung und Wasserstoffkosten berücksichtigen.

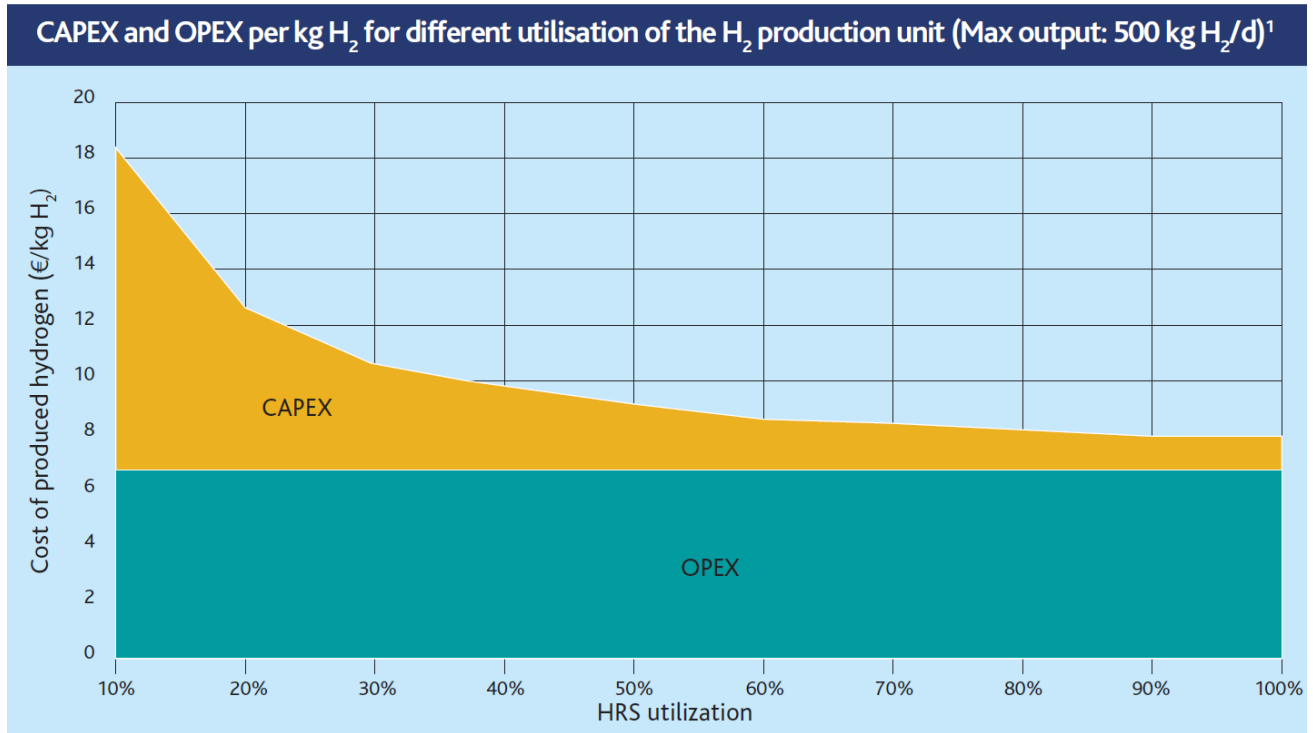


Abbildung 52: Wasserstoffkosten pro Kilogramm in Verbindung mit CAPEX und OPEX und der Abhängigkeit vom Nutzungsgrad der Tankstelle mit einer Tagesproduktionsrate von 500kgH₂/d⁸⁴

In der folgenden Grafik wird der durchschnittliche CAPEX einer Wasserstoffproduktionsanlage mit einem Elektrolyseur aufgezeigt.

⁸⁴ (New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots, Determination of basic parameters of the HRS (S.74))

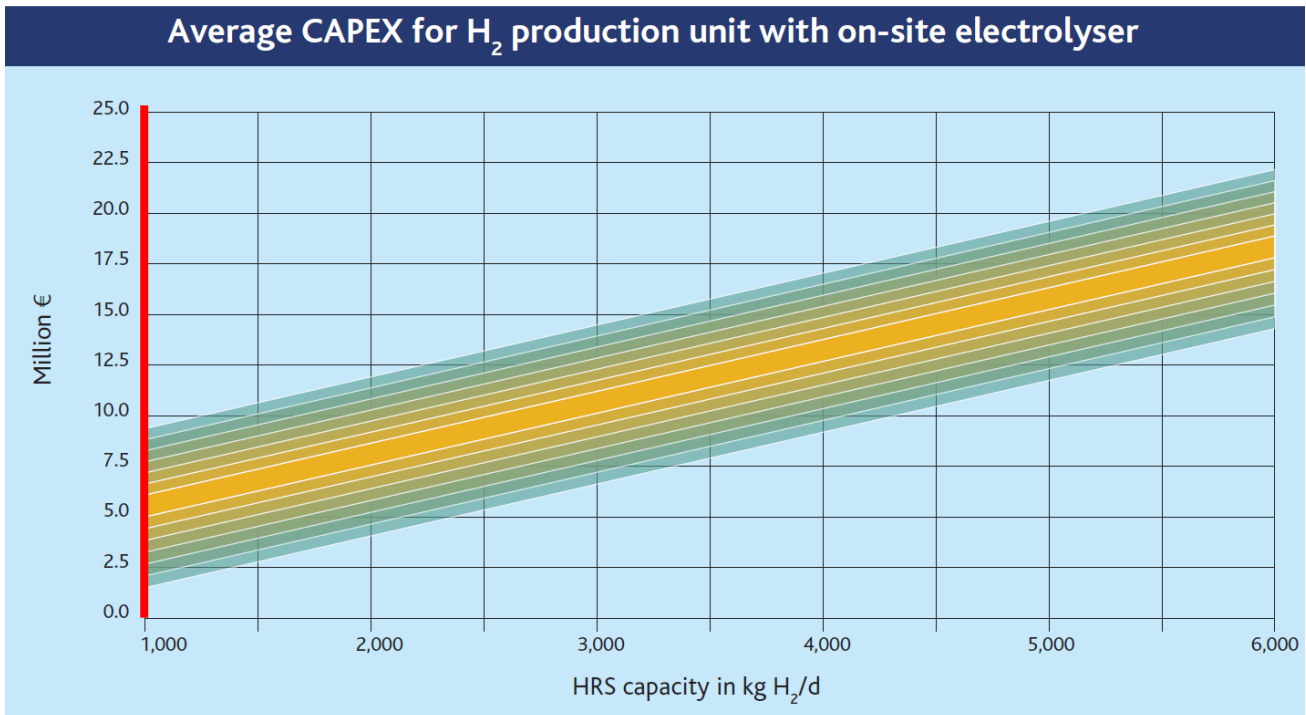


Abbildung 53: Durchschnittlicher CAPEX einer Wasserstoffproduktion in Verbindung mit einem Elektrolyseur und in Abhängigkeit der Produktionskapazität⁸⁵

Wird der Wasserstoff in Konstanz mit einem Elektrolyseur erzeugt, muss für die erforderliche Produktionskapazität von 1.000kg/d mit einer Investitionssumme von ca. 5 Mio. € (nur für den Elektrolyseur) gerechnet werden.

Die nächste Grafik zeigt die Gesamtinvestitionen für eine Wasserstoffstofftankstelle, bei der der Wasserstoff on-site produziert wird.

⁸⁵ (New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots, Determination of basic parameters of the HRS (S.73))

Approximate total investment for an HRS with on-site hydrogen production

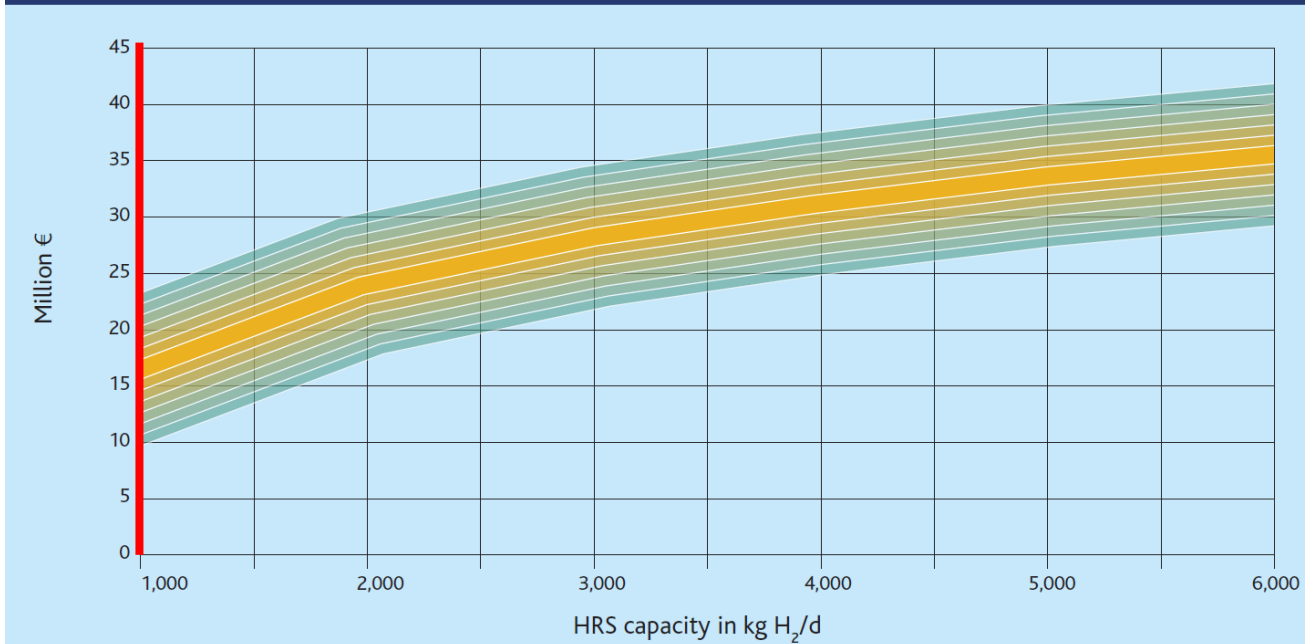


Abbildung 54: Angenäherte Gesamtinvestitionskosten einer Wasserstofftankstelle inkl. on-site-Wasserstoffproduktion⁸⁶

Die Gesamtinvestitionskosten für eine Wasserstofftankstelle – inkl. Wasserstofferzeugung in einem Elektrolyseur, Verdichtung, Wasserstoffspeicher, Dispenser muss bei den errechneten Verbrauchszahlen (1.000kg/d) mit einer Summe von ca. 15 Mio. € gerechnet werden.

⁸⁶ (New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots, Determination of basic parameters of the HRS (S.79))

Technical and financial assumptions of an HRS with on-site electrolysis	
H₂ production unit	
Daily H ₂ production capacity	3,000 kg H ₂ /d
Investment for the H ₂ production unit	10.5 M€
Technical lifetime and depreciation period of the H ₂ production unit	10 years
Electricity consumption of the H ₂ production unit	58 kWh/kg H ₂
Operating days per year	365 days
Compression + Storage Unit	
Investment for the compression unit + storage	12.0 M€
Technical lifetime and depreciation period of compression unit + storage	20 years
Electricity consumption in the compression unit (storage pressure bus: 350 bar)	4 kWh/kg H ₂
Dispensing unit	
Investment for the dispensing unit (5 dispensers)	1.0 M€
Technical lifetime and depreciation period of the dispensing unit	20 years
Other costs	
Other investment costs, e.g. additional civil works, financing costs, project management	4.7 M€
Depreciation period	20 years
Maintenance (for H ₂ -related technologies)	3% of CAPEX p.a.

Abbildung 55: Technische und Finanzielle Annahmen für eine Wasserstofftankstelle mit einer On-Site Elektrolyse⁸⁷

Die oben gezeigte Tabelle stammt aus der New-Bus-Fuel-Studie. Die genannten Werte und Kosten sind für eine Wasserstofftankstelle mit einer Wasserstoffproduktionsrate von 3.000kg/d. Diese Menge ist ungefähr dreimal so groß, wie die erforderliche Wasserstofftankstelle für die Busanwendung in Konstanz. Die oben genannten Werte wurden aus diesem Grund für die Anwendung in Konstanz angepasst.

⁸⁷ (New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots, Techno-economic analysis (S.27))

Die genannten Preise wurden in diesem Fall nicht gedrittelt (Reduktion um 66%), sondern nur mit einer Kostenreduktion um 50% berechnet. Dies ist ein realistischer Wert, da im kleineren Maßstab die Größenskalierung nicht linear ist (Economies of Scale).

Technische und finanzielle Annahmen einer Wasserstofftankstelle mit On-Site Elektrolyse	
H₂-Produktionseinheit	
Tägliche H ₂ -Produktionskapazität	1.000kg H ₂ /d
Investition für die H ₂ -Elektrolyseanlage	5,25 Mio€
Lebenszeit und Abschreibungszeitraum des Elektrolyseurs	10 Jahre
Stromverbrauch des Elektrolyseurs	58kWh/kgH ₂
Arbeitstage pro Jahr	365
Kompressions- und Speichereinheit	
Investitionen für Kompressions- und Lagereinheit	6,0 Mio€
Lebenszeit und Abschreibungszeitraum des Dispensers	20 Jahre
Stromverbrauch des Kompressors (bei Bussen auf 350bar)	4kWh/kgH ₂
Dispenser	
Investition für den Dispenser	0,5Mio€
Lebenszeit und Abschreibungszeitraum des Dispensers	20 Jahre
Weitere Investitionen	
Weitere Investitionen (Baumaßnahmen, Finanzierungskosten, Projektmanagement etc.)	2,35Mio€
Abschreibungszeitraum	20 Jahre
Instandhaltung	3% vom CAPEX pro Jahr

Tabelle 35: Technische und finanzielle Annahmen für eine Wasserstofftankstelle mit einer On-Site Elektrolyse für Konstanz⁸⁸

Die Gesamtkosten für eine vollausgebaute Wasserstofftankstelle mit einer Produktionsrate von 1.000kg/d für die Busanwendung betragen demnach 15 Mio. € bei jährlichen Instandhaltungskosten von ca. 0,45 Mio. €/a. Die für die Wasserstoffproduktion erforderliche Energiemenge beträgt täglich 58.000kWh/d für die Produktion und 4.000kWh/d für die Verdichtung – bei einer Produktionsrate von 1.000kg/d. In Summe werden für die Wasserstoffproduktion und Verdichtung jährlich 22.630.000kWh Strom benötigt.

⁸⁸ (New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots, Techno-economic analysis (S.27))

Stromkosten (€/kWh)	Gesamtstromkosten pro Jahr (€/a)
0,05	1.131.500
0,10	2.263.000
0,15	3.394.500
0,21 (SW KN)	4.752.300
0,25	5.657.500

Tabelle 36: Stromkosten für die Erzeugung und Verdichtung von Wasserstoff

5.8.3 Treibstoffe

Die Wirtschaftlichkeit einer Technologie ist vor allem von dem Treibstoff abhängig, welcher verwendet wird. Bei Batteriebusen ist die Wirtschaftlichkeit lediglich vom Strompreis abhängig. Bei Strom aus dem Netz sinkt die Wirtschaftlichkeit stark im Vergleich zu einer eigenen Photovoltaikanlage, bei der der Strom nicht über das Netz geleitet wird - womit Steuern und Netzumlagen entfallen.

Bei der Herstellung von Wasserstoff über Elektrolyse gelten die gleichen Voraussetzungen wie für Batteriebusse – der Strompreis. Die Elektrolyse von Wasserstoff ist jedoch mit deutlich höheren Verlusten verbunden und später auch mit einem niedrigeren Wirkungsgrad im Bus selbst. Der große Vorteil jedoch ist die Speicherbarkeit des Wasserstoffs in Tanks, was bei Strom in diesen Mengen nicht funktioniert.

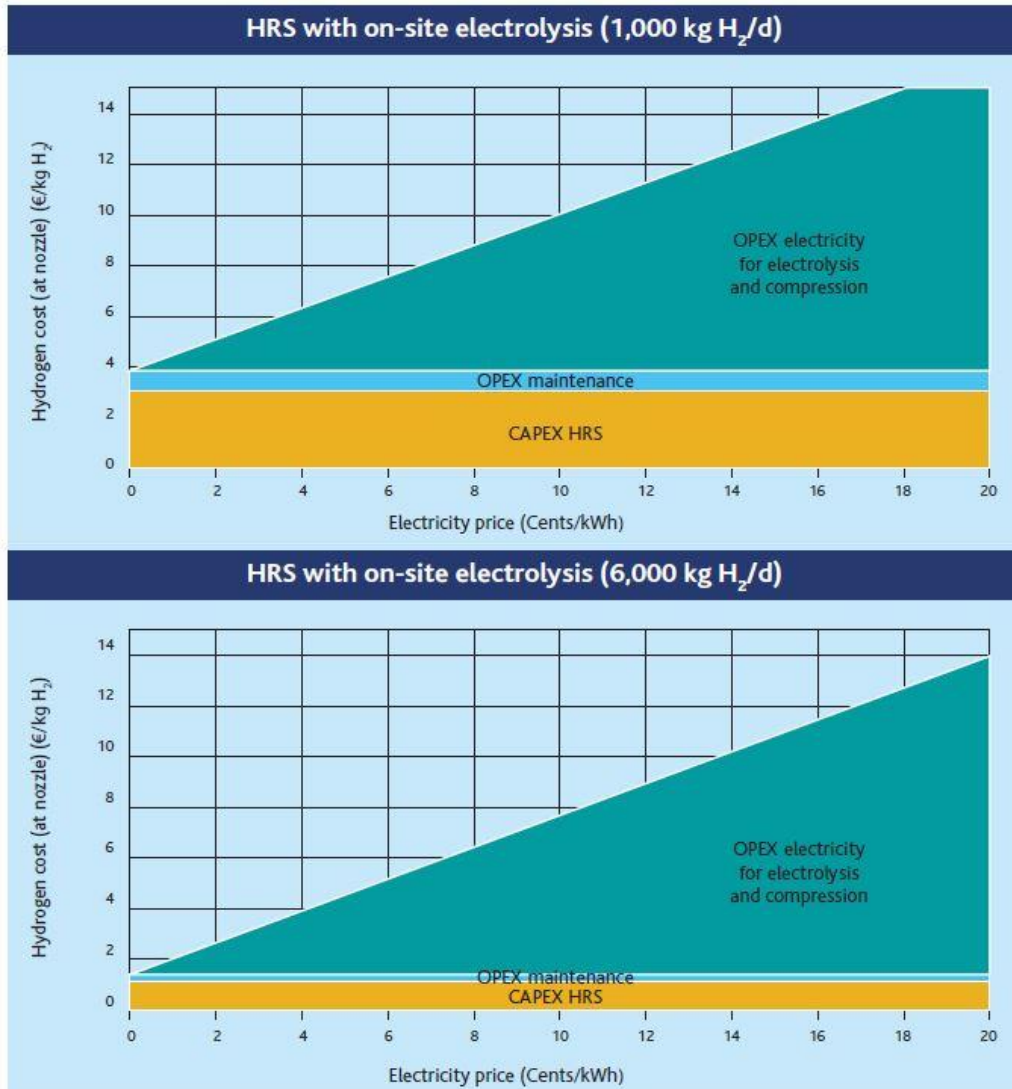


Abbildung 56: Wasserstoffkosten einer Wasserstofftankstelle mit Elektrolyseur in Abhängigkeit der Stromkosten bei unterschiedlichen Anlagegrößen (1t/d bzw. 6t/d)

Um eine Vor-Ort-Produktion von Wasserstoff in einem sinnvollen finanziellen Rahmen betreiben zu können, darf der Strom für die Elektrolyse nicht über 8ct/kWh kosten. In diesem Fall könnte man Wasserstoff bei einer Produktionsgröße von 1.000kg/d (Konstanz) zu einem heute marktüblichen Preis von ca. 8-9€/kg erzeugen. Um bei einer Produktionsanlagen von 1.000kg/d auf einen Preis von 6€/kg zu kommen, darf der Strom für die Elektrolyse bei dem angenommen CAPEX nicht mehr als 4ct/kWh betragen.

Die Herstellung von Wasserstoff aus Erdgas mithilfe einer Dampfreformierung ist die effizienteste Methode. Sie kann unabhängig vom Netzstrom betrieben werden. Sie ist im Großen und Ganzen nur abhängig vom Erdgas-Preis. Natürlich fallen hier große Menge CO₂ an, die in Zukunft sicherlich besteuert werden. Die Kosten für die Besteuerung sind in der folgenden Betrachtung nicht berücksichtigt.

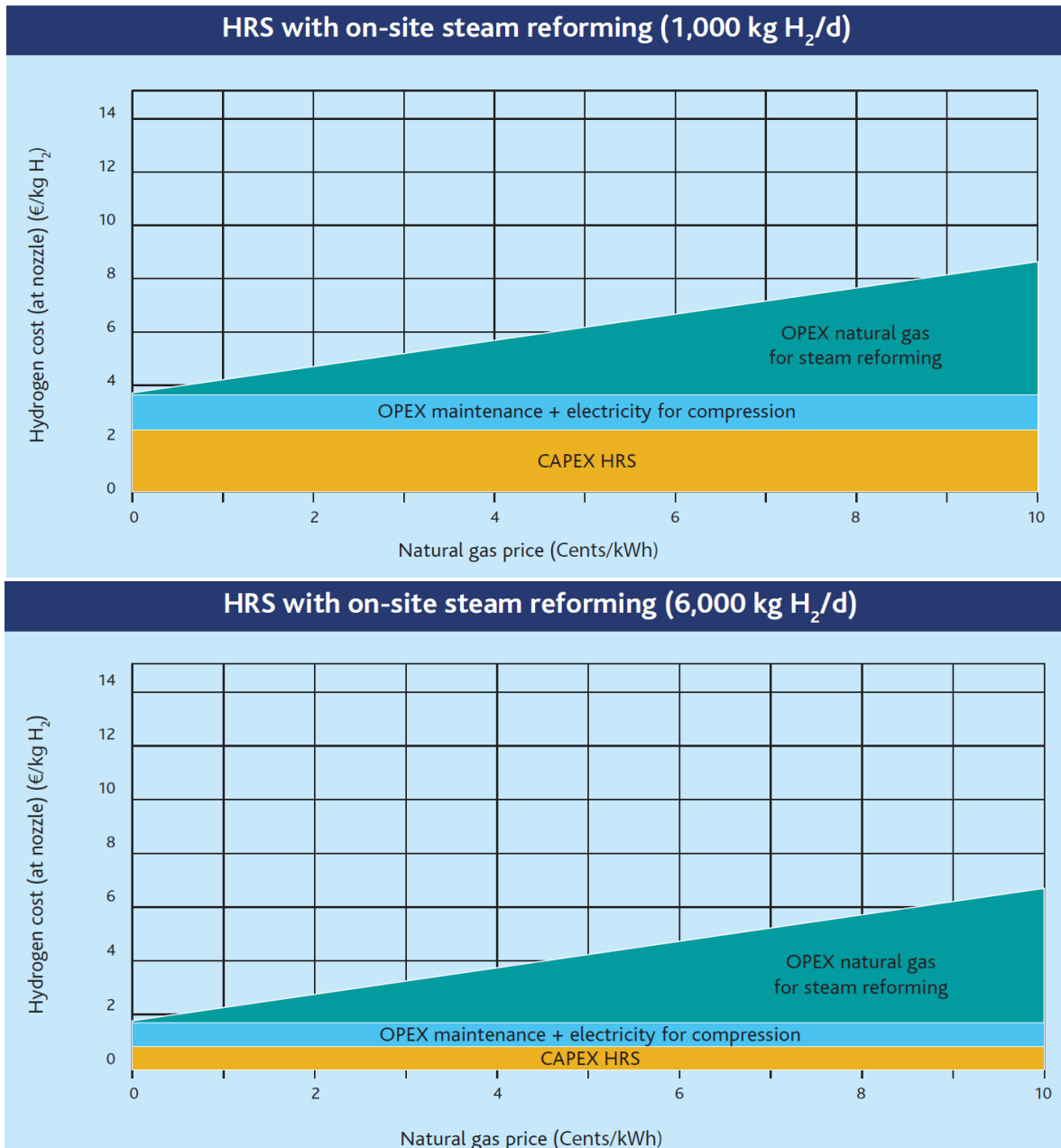


Abbildung 57: Wasserstoffkosten einer Wasserstofftankstelle mit Dampfreformierung in Abhängigkeit der Erdgaskosten bei unterschiedlichen Anlagegrößen (1t/d bzw. 6t/d)⁸⁹

Abbildung 57 zeigt, dass Wasserstoff bei Erdgaskosten von 4ct/kWh zu unter 6€/kg erzeugt werden kann.

⁸⁹ (New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots, Determination of basic parameters of the HRS (S.81))

5.9 Umwelt

Der Umweltaspekt gewinnt immer mehr an Bedeutung. Für die Gesellschaft spielt ein umweltfreundlicheres Verhalten eine immer größere Rolle und auch die Politik gibt immer mehr die notwendigen Rahmenbedingungen vor, um den Klimawandel und seine drohenden Folgen zu stoppen.

Aus diesem Grund gibt es laufend neue Auflagen, um die aktuellen Dieselfahrzeuge umweltfreundlicher zu machen. Die bekannteste Norm sind die Euro-Normen, welche die Abgaswerte genau definieren. Aktuell ist die Euro-Norm 6 vom 31.12.2013 für Neuzulassungen, welche Emissionswerte für NO_x und CO₂, sowie weitere Treibhausgase festlegen. Die neue Norm wird für das Jahr 2021 erwartet. Neben den Euronormen sind auch Ausstattungen wie Feinstaubfilter, AdBlue für die Abgasnachbehandlung oder Möglichkeiten zur Energieeffizienz, wie zum Beispiel ein Hybridmodul Pflicht bzw. notwendig, um die erforderlichen Grenzwerte einzuhalten.

Trotz der fortlaufenden Entwicklungen und Einsparungen an Emissionen sind Verbrennungsmotoren dem Carnot-Wirkungsgrad unterworfen und müssen irgendwann abgelöst werden, um die Emissionen noch weiter zu senken. Vor allem der Ausstoß an CO₂ ist für den Klimawandel sehr bedenklich. Um den CO₂ Gehalt in der Atmosphäre langfristig auf einem stabilen Niveau halten zu können bzw. ihn sogar zu reduzieren, sind Technologien notwendig, die kein neues CO₂ produzieren. Alternative Technologien für Busse sind elektrische Antriebe, bei denen der Strom aus regenerativen Quellen kommt oder auch Treibstoffe aus biologischen Quellen, wie zum Beispiel Bio-LNG oder auch Methanol aus entsprechender Produktion.

5.9.1 CO₂-Emissionen

Nach einer Studie für ein Klimaschutzkonzept für Konstanz geht hervor, dass in Konstanz rund 17% des Gesamtenergieverbrauchs auf den Verkehr fallen. Im Jahr 2007 machten bezogen auf den Modal Split 20% des motorisierten Verkehrs der ÖPNV aus, nach 2020 soll dieser Wert inklusive Carsharing auf 40% steigen.⁹⁰

Nachfolgend geht hervor, dass der Busverkehr in Konstanz ein Jahresvolumen von knapp 5.000 Tonnen CO₂ aufweist. Diese können komplett eingespart werden, wenn Brennstoffzellenbusse verwendet werden, deren Wasserstoff aus regenerativen Quellen bezogen wird. Dieses Potential steigt noch mehr, wenn der Anteil des ÖPNV in Konstanz weiter ausgebaut werden soll⁹¹.

⁹⁰

(https://www.konstanz.de/site/Konstanz/get/documents_E918190674/konstanz/Dateien/Stadt%20gestalten/ASU/Verkehr/NVP_Konstanz_2015.pdf)

⁹¹(https://www.konstanz.de/site/Konstanz/get/params_E1841326913_Dattachment/133391/Integriertes_Klimaschutzkonzept_Konstanz_2016-2030.pdf)

	Personenverkehr		Güterverkehr		Gesamt	
	GWh	t CO ₂	GWh	t CO ₂	GWh	t CO ₂
Straße	154	49.238	22	7.057	176	56.295
PKW	137	43.834				
Bus	15,1	4.830				
Kraftrad	1,8	573				
Schiene	5,8	4.319	0,9	649	6,7	4.968
Schifffahrt	35,3	11.284			35	11.284
Fähren	19,0	6.093				
Katamaran	6,1	1.957				
BSB-Linien	8,1	2.608				
Heidegger	0,8	267				
Privatschiffe	1,1	360				
Flugverkehr	1,1	352			1,1	352
Summe	196	65.193	23	7.706	219	72.899

Tabelle 37: Endenergieverbrauch (Kraftstoffe) und CO₂-Emissionen nach Verkehr in Konstanz im Jahre 2012⁹²

Aus der Abbildung 58: Energiebedarf des Personen- und Warenverkehrs in Konstanz im Jahr 2012 (berechnet) wird deutlich, dass für den Beitrag des Verkehrssektors zur Energiewende für Städte eine Reduzierung des motorisierten Individualverkehrs notwendig ist. Der Binnenverkehr kann zumindest teilweise vom ÖPNV aufgenommen werden. Dann ist es umso notwendiger, dass der ÖPNV CO₂-neutral ist, um die Klimaschutzziele zu erreichen.

⁹²(https://www.konstanz.de/site/Konstanz/get/params_E1841326913_Dattachment/133391/Integriertes_Klimaschutzkonzept_Konstanz_2016-2030.pdf)

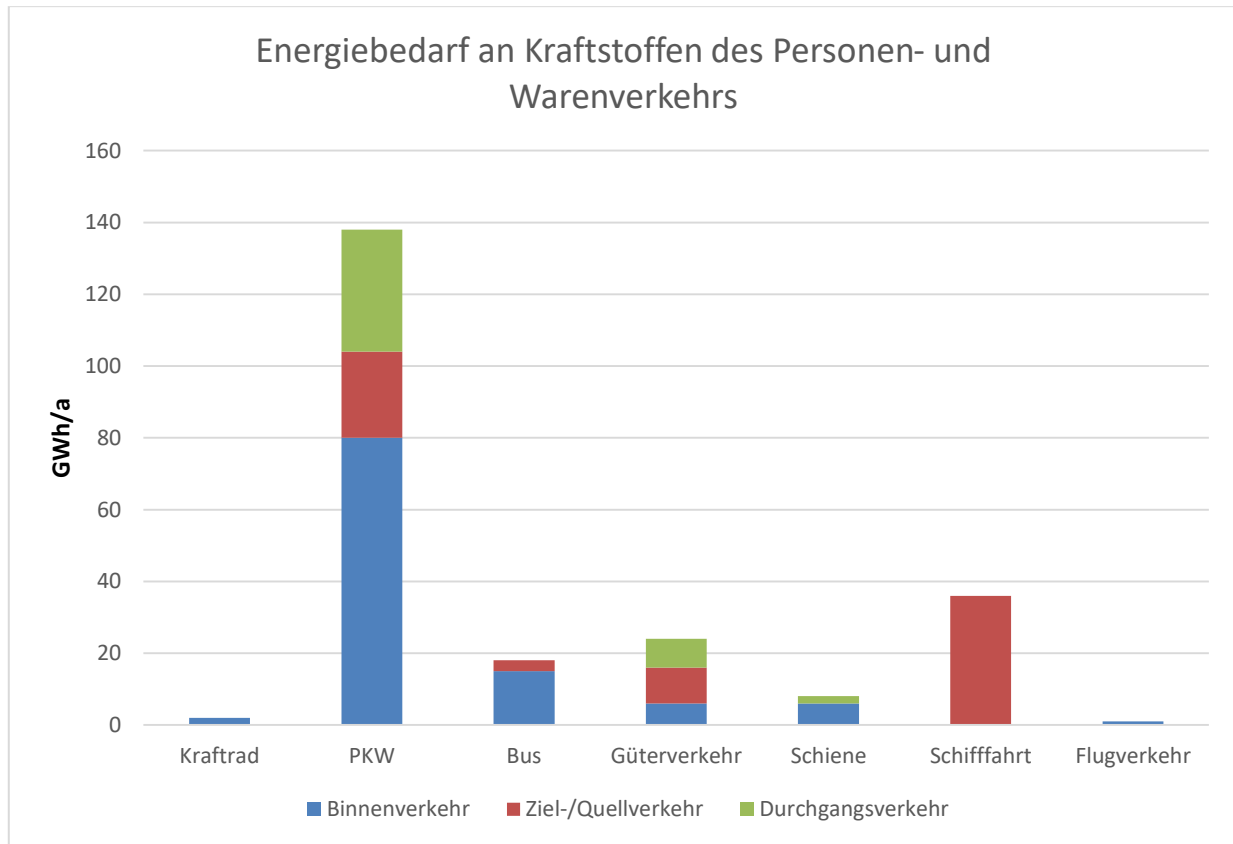


Abbildung 58: Energiebedarf des Personen- und Warenverkehrs in Konstanz im Jahr 2012 (berechnet)⁹³

5.9.2 NO_x-Emissionen

Stickoxide sind nicht nur umweltschädlich, sondern auch sehr gefährlich für die Atmungsorgane bei Menschen, weshalb sie ein sehr kritischer Teil der Emissionen sind. Stickoxide entstehen bei Verbrennungsvorgängen und werden u.a. durch Dieselbusse verursacht. Die Stadt Konstanz hat allerdings keinerlei Probleme mit Stickoxidbelastungen. Es wurden Messungen durchgeführt, bei denen der Grenzwert nie überschritten wurde.

Um zu betrachten, wie viel Stickoxid-Emissionen durch den ÖPNV – insbesondere der Busse – verursacht wird, haben die Stadtwerke Osnabrück hierzu eine Abgasmessung an einem ihrer Busse während einer normalen Linienfahrt vorgenommen. Bei dem Bustyp handelt es sich um einen Mercedes Benz Citaro O 530 G EEV der Euronorm V, welcher den Bussen in Konstanz sehr ähnlich ist. Mit der Umstellung der Konstanzer Busse auf die Abgasnorm 6 wird die NO_x-Belastung deutlich sinken. Messungen hierzu liegen zum Zeitpunkt der Studiererstellung den Autoren noch nicht vor.

⁹³(https://www.konstanz.de/site/Konstanz/get/params_E1841326913_Dattachment/133391/Integriertes_Klimaschutzkonzept_Konstanz_2016-2030.pdf)

Dauer	Dis- tanz	Mittlere Ge- schwin- digkeit	Emissionen [g/km]						
			NO _x	NO	NO ₂	CO ₂	THC	CO	Ruß
1h 43min	25,47 km	53,3 km/h	13,378	13,218	0,160	1640,344	0,094	3,413	6,982E-04

Tabelle 38: gemittelte Messwerte der Stadtwerke Osnabrück für eine ihrer Busstrecken ⁹⁴

5.9.3 Feinstaub

Feinstaub ist ein immer größeres Problem in Städten, wobei der Großteil des Feinstaubes von PKW und den Aufwirbelungen im Straßenverkehr kommen. In der nachfolgenden Grafik sind die einzelnen Verursacher dargestellt. Busse sorgen hier für nur 3% des gesamten Feinstaubes durch den Verbrennungsmotor, sowie für ihren Anteil an Feinstaub durch Bremsvorgänge und Reifenabrieb.

Durch Umstellung auf elektrifizierte Antriebe können diese 3% teilweise eingespart werden, sowie der Anteil durch die Bremsen, da den Bremsvorgang hauptsächlich die Elektromotoren übernehmen und es zu sehr wenig Abrieb kommt im Vergleich zu herkömmlichen Bremsen mit Bremsbelägen. Der Reifenabrieb kann hierbei nicht reduziert werden. Evtl. ist sogar davon auszugehen, dass sich der Reifenabrieb durch das größere Drehmoment der Elektromotoren in der Anfahrphase leicht erhöhen wird. Genaue Messungen und Informationen, ob z.B. das Drehmoment bei der Anfahrt elektronisch limitiert werden kann, lagen zum Zeitpunkt der Studiererstellung nicht vor.

⁹⁴(https://www.stadtwerke-osnabrueck.de/blog/wp-content/uploads/2017/03/Schlussbericht_S-129.99.387.00_Stadtwerke-Osnabrueck-EEV-Gelenkbusse.pdf)

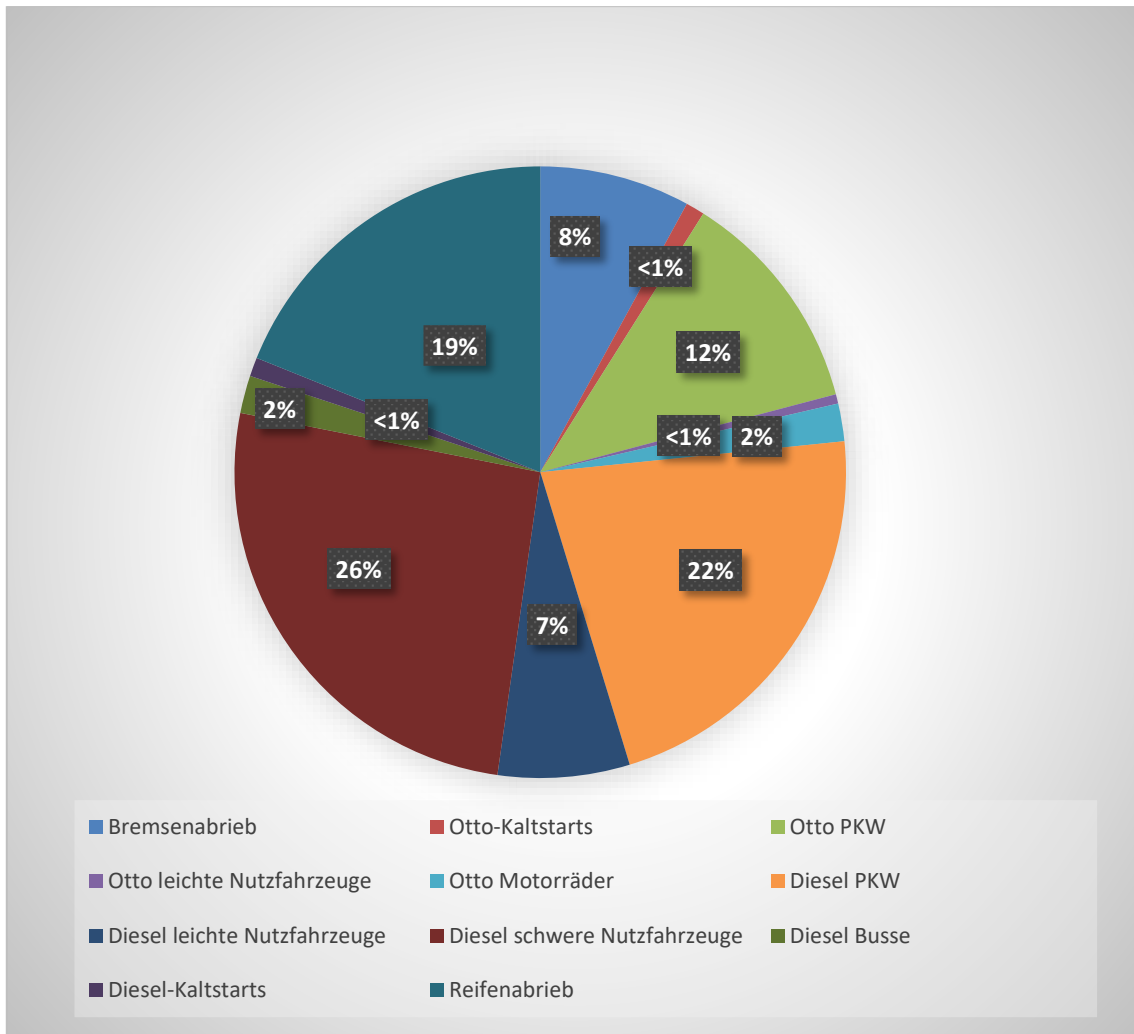


Abbildung 59: Ausstoß von Feinstaub nach Verursacher ⁹⁵

5.9.4 Lärm/Vibrationen

Nicht nur die Emissionen in Form von Abgasen und Feinstaub sind zunehmend ein Problem, sondern auch Lärm und Vibrationen. Einige Krankheiten lassen sich auf die ständige Aussetzung gegenüber Lärm zurückführen. Deshalb gibt es für Arbeitsplätze und z.B. auch für Wohngebiete Regelungen, die die maximale Lärmbelastung beschreiben. Ein großes Problem sind diese Lärmemissionen vor allem in dicht besiedelten Gebieten, wie der Konstanzer Altstadt, in der ein hohes Verkehrsaufkommen herrscht.

Nach der 16. BImSchV sind die Immissionsgrenzwerte für unterschiedliche Nutzungsgebiete genau festgelegt.

⁹⁵(<https://www.stmuv.bayern.de/themen/luftreinhaltung/verunreinigungen/feinstaub/emissionenpm10.htm>)

Nutzungen	Tag	Nacht
Krankenhäuser, Schulen, Kur- und Altenheime	57	47
Reine und allgemeine Wohngebiete, Kleinsiedlungsgebiete	59	49
Kerngebiete, Dorfgebiete, Mischgebiete	64	54
Gewerbegebiete	69	59

Tabelle 39: Immissionsgrenzwerte der 16. BImSchV [dB(A)]⁹⁶

Gerade in der Altstadt und speziell an der Laube in Konstanz befinden sich hochfrequentierte Straßen, welche besonders durch Straßenverkehr belastet sind und Passanten und vor allem Anwohner direkt beeinflussen. Die nachfolgenden Grafiken sind aus dem noch in Entwicklung befindlichen Lärmaktionsplan der Stadt Konstanz.

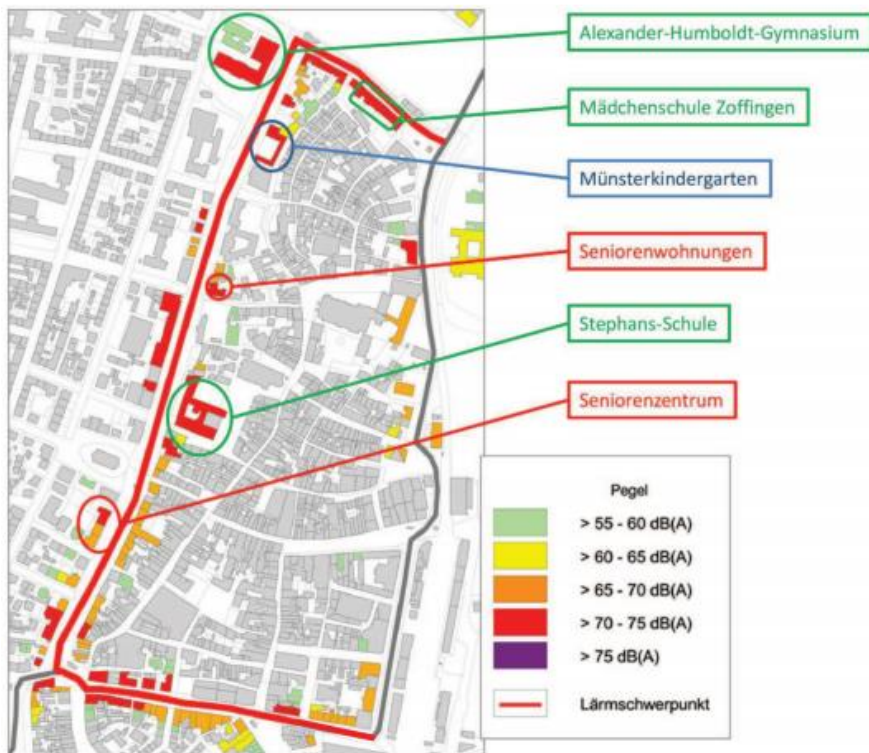


Abbildung 60: Sensible Nutzungen und Lärmschwerpunkte entlang des Altstadtrings

⁹⁶(<https://www.staedtebauliche-laermfibel.de/?p=98&p2=3.1.2.2>)

Stadtteil	Pegelbereich Tag (6:00 – 22:00 Uhr)		
	≥ 65 dB(A)	≥ 67 dB(A)	≥ 70 dB(A)
Wollmatingen – L220	5 Gebäude	41 Gebäude	33 Gebäude
Allmannsdorf – L219	7 Gebäude	24 Gebäude	12 Gebäude
Petershausen – B33	7 Gebäude	7 Gebäude	20 Gebäude
Altstadt - Altstadtring	9 Gebäude	43 Gebäude	43 Gebäude
Stadtteil	Pegelbereich Nacht (22:00 – 6:00 Uhr) in dB(A)		
	≥ 55 dB(A)	≥ 57 dB(A)	≥ 60 dB(A)
Wollmatingen – L220	8 Gebäude	61 Gebäude	12 Gebäude
Allmannsdorf – L219	7 Gebäude	28 Gebäude	6 Gebäude
Petershausen – B33	5 Gebäude	7 Gebäude	25 Gebäude
Altstadt - Altstadtring	5 Gebäude	49 Gebäude	37 Gebäude

Tabelle 40: Lärmbelastete Wohngebäude entlang der Lärmschwerpunkte entsprechend RLS-90

Auf der gemessenen Strecke an der Laube ist deutlich zu erkennen, dass die Grenzwerte für die bestehenden Nutzungsgebiete deutlich überschritten werden. Im betrachteten Gebiet handelt es sich nicht nur um Wohngebiete, sondern auch um Schulen, Kindergärten und Senioreneinrichtungen. Auch andere Gebiete in Konstanz sind durch erhöhten Lärm belastet. Die Grenzwerte sind auch durch die TA-Lärm⁹⁷ und die RLS-90 genau geregelt.

Ein Teil dieser Lärmemissionen fällt auch auf die Busse zurück, da dieser Teil einer der am meisten befahrenen Abschnitte ist und dieser von sieben Linien teilweise im Viertelstunden Takt befahren wird.

In der nachfolgenden Grafik ist der Schalldruckpegel bei unterschiedlichen Fahrszenarien und für unterschiedliche Busse zu sehen. Bei 50 km/h sind die Geräusche der Busse völlig identisch, da hier die Lärmemissionen von Reifen und sonstigem, die des Verbrennungsmotors übertönen. Bei allen anderen Szenarien ist der brennstoffzellenbetriebene Bus deutlich leiser als der Diesibus. Hierbei muss gesagt werden, dass die Dezibelskala logarithmisch ist und somit 120dB nicht doppelt so laut sind wie 60dB. Bei einer Erhöhung von 10dB(A) wird die Lautstärke als doppelt so laut empfunden. Um dies in Relation zu setzen: Ein Brennstoffzellenbus der mit 20km/h fährt (62dB) entspricht der Lautstärke eines normal geführten Gesprächs. Während der Diesibus mit 20km/h (76dB) mehr als doppelt so laut vom Menschen wahrgenommen wird. Dies entspricht einer signifikanten Steigerung der Lärmbelastung⁹⁸.

⁹⁷ (http://gaa.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/16507/4_1_1.pdf)

⁹⁸ (http://i-sme.de/wp/wp-content/uploads/2018/06/LeisE_Elektrische_Antriebe_im_Busverkehr_Endpublikation.pdf)

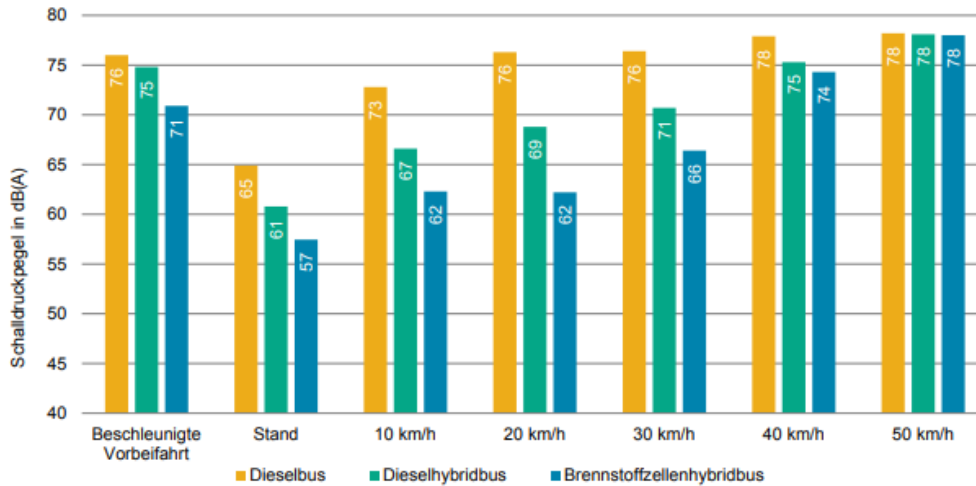


Abbildung 61: Lärmpegel im Vergleich von verschiedenen Bustypen bei unterschiedlichen⁹⁹

Auch das Verteilungsmuster der Frequenzen spricht eindeutig für den Brennstoffzellenbus und gegen den reinen Dieselbus. Der hörbare Bereich eines Menschen liegt zwischen 20Hz und 20kHz, wobei der Bereich, den Menschen als angenehm betrachten, zwischen 500Hz und 4000Hz liegt. Der Brennstoffzellenbus ist insgesamt leiser, zudem ist auch sein Frequenzmuster deutlich näher im angenehmen Bereich für den Menschen im Vergleich zum Dieselbus.

⁹⁹(Geschwindigkeiten
content/uploads/2018/06/LeisE_Elektrische_Antriebe_im_Busverkehr_Endpublikation.pdf)

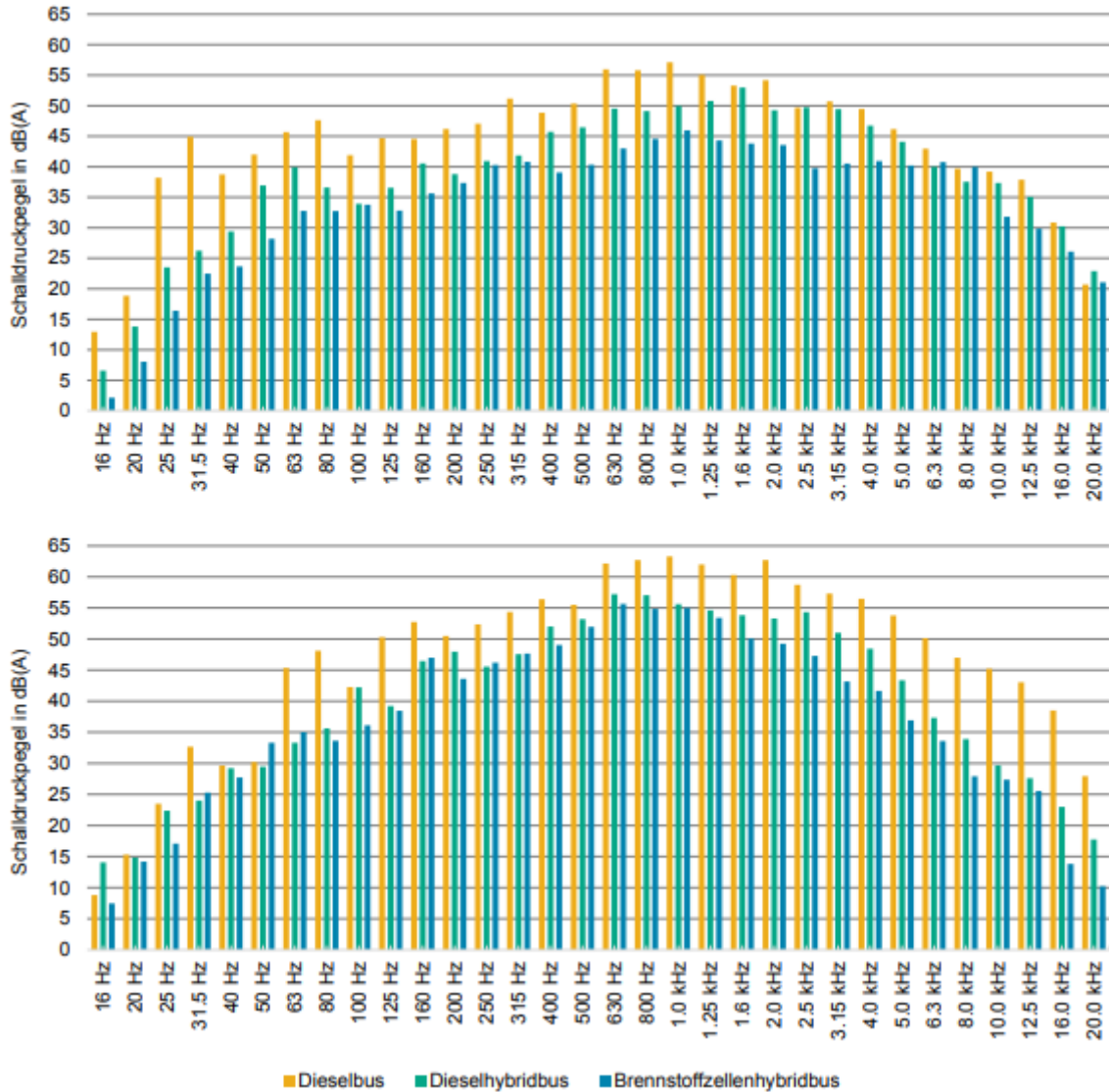


Abbildung 62: Frequenzspektrum im Stand (oben) und bei 30 km/h (unten) mit einem Abstand von 7,5m zur Längsachse. Messung in Stand mit laufendem Motor und Nebenaggregaten¹⁰⁰

Im Brennstoffzellenbus selbst herrscht auch ein viel geringerer Lärmpegel im Vergleich zu normalen Dieselnbussen. Zudem liegt der Lärmpegel im angenehmeren Frequenzbereich für die Passagiere und den Busfahrer.

Ursache für den niedrigeren Lärmpegel ist zum großen Teil auch in den geringeren Vibrationen eines Brennstoffzellenbusses im Vergleich zu einem Bus mit Verbrennungsmotor zu suchen.

¹⁰⁰ (http://i-sme.de/wp/wp-content/uploads/2018/06/LeisE_Elektrische_Antriebe_im_Busverkehr_Endpublikation.pdf)

Die geringeren Vibrationen und auch den geringeren Lärmpegel wirkt sich sehr positiv auf die Gesundheit der Busfahrer aus, welche jeden Tag für 8h diesen Emissionen ausgesetzt sind, wie sich aus den Erfahrungen der RV Köln ergeben hat. Demnach haben Busfahrer, die mit einem elektrisch betriebenen Bus (in diesem Fall Brennstoffzellenbus) unterwegs sind, deutlich weniger Krankheitstage, als Busfahrer, die mit einem herkömmlichen Dieselbus fahren.

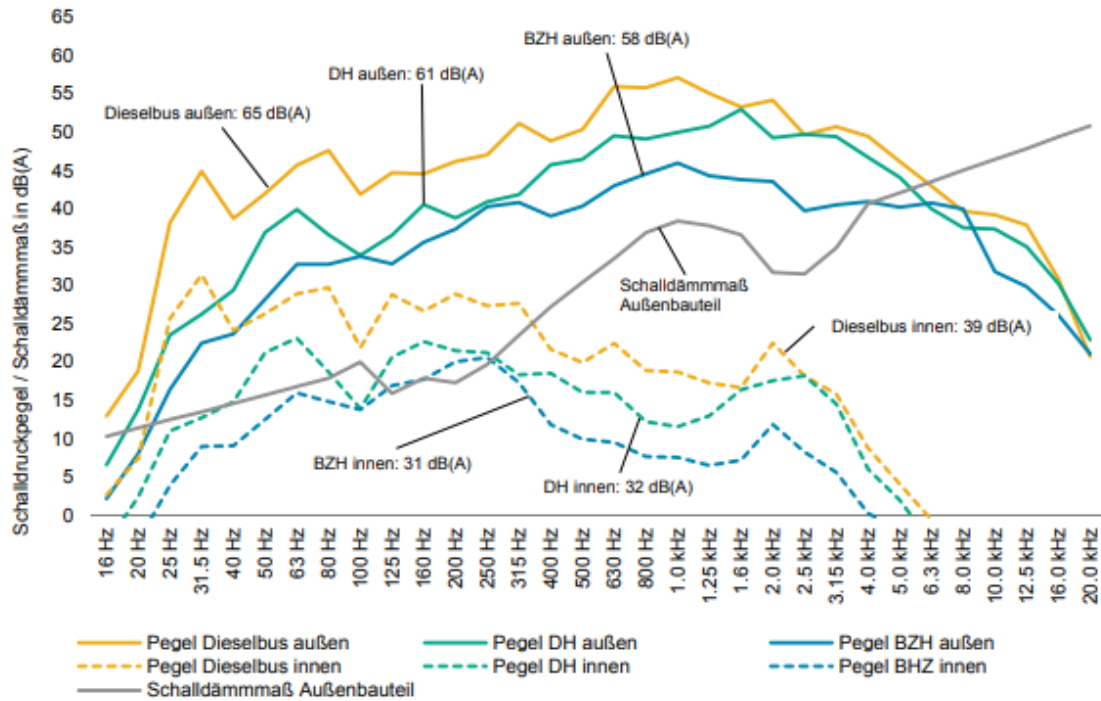


Abbildung 63: Schalldruckpegel im Stand von außen und innen. Messung von außen im Abstand von 7,5m¹⁰¹

¹⁰¹ (http://i-sme.de/wp/wp-content/uploads/2018/06/LeisE_Elektrische_Antriebe_im_Busverkehr_Endpublikation.pdf)

5.10 Fördermöglichkeiten

Für die Anschaffung von Bussen und Tankstellen werden immer wieder nationale und internationale Förderprojekte aufgelegt, mit deren Hilfe die Mehrkosten der Anschaffung bzw. des Betriebs subventioniert werden können. Eine sehr gute Übersicht der Förderprojekte findet sich auf:

<https://www.fuelcellbuses.eu/projects>

Da bis zu einer Umsetzung in Konstanz sicherlich etwas Zeit verstreichen wird, ist davon auszugehen, dass es bis dahin neue Fördermöglichkeiten geben wird. Aus diesem Grund wird nicht auf eine spezielle Fördermöglichkeit eingegangen, sondern die Vorgehensweise im Allgemeinen vorgestellt.

Die Fördermöglichkeiten lassen sich in zwei Kategorien unterteilen. Zum einen für den Bau von Tankstellen, welche auch der Öffentlichkeit zugänglich sind und zum anderen zur Subvention von Brennstoffzellenbussen, um die Anschaffung und den Betrieb in einem finanziellen Rahmen zu halten. Die Anschaffung von Tankstellen und Bussen sollte deshalb aktuell noch sehr stark von den Förderungen abhängig gemacht werden. Diese unterscheiden sich auch oft in dem geförderten Volumen. Manche beschränken sich auf eine kleine Summe und der Anschaffung von einzelnen Bussen, andere haben ein deutlich höheres Fördervolumen, womit Busse und die dazugehörige Tankstelle finanziert werden können.

Weiterhin wird unterschieden zwischen Fördermöglichkeiten auf unterschiedlichen Ebenen. So gibt es Förderungen, welche auf die Region bezogen sind (z.B. bestimmte Landkreise). Die nächste Stufe entspricht Subventionsmöglichkeiten auf Länderebene und staatliche Förderungen zur Erstellung von Tankstellen und Anschaffung von Brennstoffzellenbussen. Die größte finanzielle Unterstützung gibt es jedoch auf EU-Ebene, welche in der Vergangenheit Pakete mit einem Volumen von über einer Milliarde Euro verabschiedet haben. Zudem bestehen auch Fördermöglichkeiten durch Zusammenschlüsse von privaten Firmen, welche Interesse am Ausbau der Wasserstofftechnologie haben.

Momentan gibt es keine aktuelle Ausschreibung für ein Förderprojekt auf EU-Ebene. Es ist aber davon auszugehen, dass weitere Förderprogramme folgen werden.

Aus diesen Gründen sollten die aktuellen Ausschreibungen im Auge behalten werden und die eigene Planung danach angepasst werden. Dies ist solange erforderlich bis die Kosten für Busanschaffung und Tankstelle in einen finanziellen Rahmen fallen, der akzeptabel ist.

In Brüssel gibt es einen Zusammenschluss aus Wasserstoff-Brennstoffzellen-Vertretern. Die Kontaktdaten werden als Fußnote angezeigt¹⁰².

¹⁰² (FUEL CELLS AND HYDROGEN JOINT UNDERTAKING, Avenue de la Toison d'Or 56-60, B-1060 Brussels, e-mail:fch-ju@fch.europa.eu)

5.11 Genehmigungs- und Prüfverfahren

5.11.1 Busse

Für Busse im ÖPNV-Einsatz sind zwei Arten von Prüfungen vorgeschrieben.

- Hauptuntersuchung (HU)
- Sicherheitsprüfung (SP)

Das Hauptaugenmerk liegt bei der HU auf dem Zustand, der Funktion, der Ausführung sowie der Wirkung der unterschiedlichsten Bauteile.

Die SP ist vom Gesetzgeber in Abhängigkeit vom Fahrzeugalter vorgeschrieben, sodass Busse mit mehr als acht Fahrgastsitzplätzen ab dem dritten „Lebensjahr“ letztendlich alle drei Monate gecheckt werden müssen. Bei der SP werden Bauteile und Systeme überprüft, die maßgeblich die Fahrzeugsicherheit beeinflussen: Fahrgestell, Fahrwerk und Verbindungseinrichtungen, Lenkung, Räder und Bereifung, Auspuffanlage sowie Bremsen. Die SP-Prüfmarke wird erst dann angebracht, wenn das Fahrzeug mängelfrei ist.¹⁰³

Prüfintervalle für HU und SP:

Für Omnibusse sind folgende Untersuchungen und Prüffristen vorgeschrieben:

- Hauptuntersuchung (HU) mit Untersuchung nach BOKraft: alle 12 Monate
- Sicherheitsprüfung (SP): im ersten Zulassungsjahr keine, im 2.-3. Zulassungsjahr alle 6 Monate nach der letzten HU, ab dem 4. Zulassungsjahr alle 3 Monate nach der letzten HU

Für die letzten 12 Monate muss eine fristgerechte Durchführung der erforderlichen Untersuchungen für alle Fahrzeuge nachgewiesen werden. Für Omnibusse sind Prüfbücher vorgeschrieben, in denen die Untersuchungen und Sicherheitsüberprüfungen dokumentiert werden. Nach erfolgter Hauptuntersuchung muss das Prüfbuch der Aufsichtsbehörde unverzüglich vorgelegt werden. Die Einhaltung der Fristen wird durch eine entsprechende Buchführung erleichtert. Prüftermine sollen im Voraus geplant werden. Eine entsprechende Checkliste erleichtert es, den Überblick zu behalten.¹⁰⁴

¹⁰³ (https://www.vdtuev.de/dok_view?oid=213104)

¹⁰⁴ (StVZO Anlage VIII zu § 29 Abs. 1 bis 4, Abs. 9 und 10)

Betriebsmonate	HU	SP
12 Monate	1. HU	
18 Monate		1. SP
24 Monate	2. HU	
30 Monate		2. SP
36 Monate	3. HU	
39 Monate		3. SP
42 Monate		4. SP
45 Monate		5.SP
48 Monate	4.HU	
51 Monate		6. SP
54 Monate		7. SP
57 Monate		8. SP
usw.	usw.	usw.

Abbildung 64: für Busse vorgeschriebene Prüfintervalle

Für Brennstoffzellenbusse gelten keine abweichenden Regelungen.

5.11.2 Tankstellen

Bei einer Wasserstofftankstelle handelt es sich um eine genehmigungspflichtige Anlage, die je nach Wasserstoff-Lagermenge unterschiedliche Zulassungsverfahren durchläuft¹⁰⁵.

Bis zu einer Wasserstoff-Lagermenge von 3t durchläuft das Projekt ein vereinfachtes Zulassungsverfahren.

Ab einer Wasserstoff-Lagermenge von 3t ist das Genehmigungsverfahren deutlich aufwändiger und unterliegt der Störfallverordnung. In diesem Fall erfolgt die Zulassung unter Berücksichtigung der BIMSCH – dies führt zu deutlich schwierigeren Auflagen bei der Lagerung, dem Betrieb und den vorgeschriebenen Prüfungen der Anlage.

Für die Zulassung einer Wasserstofftankstelle in Konstanz ist das Amt für Abfallrecht und Gewerbeaufsicht zuständig.

Ansprechpartner für Antragsteller Konstanz

Amt für Abfallrecht und Gewerbeaufsicht

Benediktinerplatz 1

78467 Konstanz

Telefon: 07531 800-1258

Email: abfallrecht-gewerbeaufsicht@lrakn.de

¹⁰⁵ (NOW GmbH Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie)

Ein Leitfaden für Wasserstofftankstellen beschreibt die Vorgehensweise und die erforderlichen Schritte bei der Zulassung einer Wasserstofftankstelle. Der Leitfaden ist im Anhang (Kapitel: 11.1 Leitfaden zum Genehmigungsprozess für Wasserstofftankstellen) aufgeführt und kann hier online abgerufen werden:

<https://www.h2-genehmigung.de/leitfaden>

5.11.3 Wasserstoff als Treibstoff

Für Wasserstoff als Treibstoff in PEM Brennstoffzellen gibt es gesetzliche Vorgaben welche in der DIN EN 17124:2018 genau definiert und geregelt sind.

In nachfolgender Tabelle ist ein Auszug aus den maximal zulässigen Verunreinigungen aufgeführt.

Bestandteil	Eigenschaften
Wasserstoffkraftstoff-Index (minimaler molarer Anteil)	99,97%
Nicht-Wasserstoff-Gase gesamt	300 µmol/mol
Maximale Konzentration der einzelnen Verunreinigungen	
Wasser	5 µmol/mol
Kohlenwasserstoffe gesamt (Außer Methan)	2 µmol/mol
Methan	100 µmol/mol
Sauerstoff	5 µmol/mol
Helium	300 µmol/mol
Stickstoff	300 µmol/mol
Argon	300 µmol/mol
Kohlenstoffdioxid	2 µmol/mol
Kohlenstoffmonoxid	0,2 µmol/mol
Schwefelverbindungen gesamt	0,004 µmol/mol
Formaldehyd	0,2 µmol/mol
Methansäure	0,2 µmol/mol
Ammoniak	0,1 µmol/mol
Halogenierte Verbindungen (Halogenionen-Basis)	0,05 µmol/mol
Maximale Schwebstoffteilchen-Konzentration	1 mg/kg
Für die zusätzlichen Bestandteile, wie die gesamten Kohlenwasserstoffe und die gesamten Schwefelverbindungen muss die Summe der Bestandteile geringer oder gleich dem zulässigen Grenzwert sein.	

Tabelle 41: Auszug aus den maximal zulässigen Verunreinigungen für Wasserstoff zum Betrieb einer PEM-Brennstoffzelle für Fahrzeuganwendungen¹⁰⁶

¹⁰⁶ (17124:2018, DIN EN)

Um die Qualität gewährleisten zu können, müssen regelmäßig Analysen des Wasserstoffs an der Tankstelle durchgeführt werden. Diese können entweder Offline oder über ein Online-Monitoring erfolgen. Bei der Offline-Analyse werden Proben entnommen und im Labor analysiert, beim Online-Monitoring wird die Qualität des Wasserstoffs kontinuierlich oder halb-kontinuierlich mit Hilfe von Sensoren überwacht.

Zudem muss eine Risikobewertung durchgeführt werden, in welcher die Wahrscheinlichkeiten von Auftreten von Verunreinigungen überprüft werden müssen, ihre Häufigkeit, in der sie auftreten, sowie eine Abschätzung über die Auswirkungen auf die Brennstoffzellen-Stacks in den Fahrzeugen. Zuletzt muss eine Zulässigkeitstabelle erstellt werden, welche die Ergebnisse der Risikobewertung darstellt.

Für genauere Informationen und Daten wird die DIN EN 17125:2018 empfohlen bzw. ihre nachfolgenden Versionen.

5.12 Zusammenfassung und Einführungsszenarien

5.12.1 Einführungsszenarien

Wie bereits im Kapitel zur Wirtschaftlichkeit (Kapitel 5.8) beschrieben, bilden der Einkaufspreis der Busse und die Kosten für den Betrieb (auf Grundlage der Kosten für den Wasserstoff bzw. Treibstoff) die Grundlage für bestimmte Einführungsszenarien. Da diese je nach Konstellation sehr unterschiedlich ausfallen können, werden hier mehrere Varianten untersucht und die Vor- und Nachteile herausgearbeitet. Aktuell ist es sehr schwierig, ein konkretes oder bestes Szenario zu bewerten, da sehr viele Faktoren eine Rolle spielen und diese sehr variabel sein können. Langfristig sollen die Kosten über die Lebenszeit von Brennstoffzellenbusse im gleichen Bereich liegen wie für Dieselbusse. Eine bessere finanzielle Vergleichbarkeit wird sicherlich die Besteuerung von Kohlendioxid-Emissionen und der damit eingepreisten Umweltproblematik von CO₂-Emissionen erreichen.

Der erste Faktor ist der reine Kaufpreis der Busse. Dieser variiert sehr stark je nach Hersteller, Menge der abgenommenen Busse und vor allem Höhe der Subventionen. Die Annahme, die zum jetzigen Zeitpunkt getroffen werden kann, ist, dass die Preise auch mittelfristig über den von Dieselbussen liegen werden. Die Preise für Brennstoffzellenbusse sind aktuell politisch betrieben und hängen sehr stark von den jeweiligen Förderprojekten und Förderquoten ab. Die Preise für Brennstoffzellenbusse werden aber über kurz oder lang den Marktgesetzen unterworfen – mit einem gewissen Konkurrenzdruck auf der Herstellerseite werden sich die Preise weiter nach unten entwickeln. Der wichtigste Punkt für die Wirtschaftlichkeit und den Betrieb einer Brennstoffzellen-Busflotte ist allerdings der Preis für den Wasserstoff.

Ein erster Ansatz wäre der Bau einer Tankstelle mithilfe von Subventionen, welche auch öffentlich genutzt werden kann. Der Wasserstoff wird hierfür in der Anfangsphase angeliefert. Zu Beginn empfiehlt sich die Anschaffung von wenigen Brennstoffzellenbussen – möglicherweise 3-5 Busse. Diese werden probeweise eingesetzt, um sich mit der Technik vertraut zu machen. Die Vorteile hierbei sind, dass die Stadtwerke zunächst nur ein geringes Investitionsrisiko eingehen und die Busse bei Bedarf wieder verkauft werden können, falls sich der Einsatz der Busse in Konstanz nicht eignet. Die Busse können dann

mehrere Jahre auf unterschiedlichen Strecken eingesetzt und getestet werden. Durch Messungen für den Verbrauch und andere Daten könnten die bestehenden Simulationstools noch deutlich genauer mit Informationen versorgt werden, um eine deutlich höhere wirtschaftliche Sicherheit bei der kompletten Umsetzung der Busflotte zu ermöglichen.

Der Betrieb einer solchen subventionierten, öffentlichen Tankstelle ist grundsätzlich teurer als der Betrieb einer eigenen Tankstelle. Diese Mehrkosten zeigen sich meist über den geschlossenen Liefervertrag von Wasserstoff und die abgerechneten Wasserstoffkosten. Allerdings sind die Kosten für den Bau und Projektierung deutlich geringer und bieten einen enormen Vorteil für die Einführung der Technologie. Hat sich die Technologie bewährt, reduzieren sich auch die Kosten für die Tankstelle, wenn diese mit der Größe der Busflotte aufgerüstet wird.

Die Investitionskosten für solch eine subventionierte Tankstelle belaufen sich auf ca. eine Million Euro und der Anschaffung von 3-5 Solo-Bussen mit ungefähr je 450.000 Euro (Herstellerangaben ab dem Jahr 2020), ergibt sich eine Gesamtinvestition von etwa 3,5 Millionen Euro für die Einführung und das Testen der neuen Technologie. Der Wasserstoff wird in diesem Fall über einen Wasserstoffliefervertrag mit dem Erbauer der Tankstelle (H₂Mobility GmbH) zu einem Preis von ungefähr 8EUR/kg (netto) angeboten werden – Details müssen allerdings noch verhandelt werden.

Für die Genehmigung und den Bau der Tankstelle, sowie für die Busbestellung muss mit einer Vorlaufzeit von etwa 18-24 Monaten gerechnet werden. Danach kann der Probetrieb der Brennstoffzellenbusse und Tankstelle aufgenommen werden. Verläuft der Probetrieb erfolgreich, kann z.B. nach zwei weiteren Jahren mit der Umstellung der gesamten Busflotte und dem weiteren Ausbau der Tankstelle begonnen werden. Hierfür empfiehlt sich ein größerer Zukauf von Brennstoffzellenbussen um eine möglichst große Auslastung der Tankstelle zu erzielen (vgl. Kapilel:5.8.2). Die Tankstelle kann je nach Flottengröße beliebig erweitert werden und ab einer bestimmten Menge kann auch eine On-Site Produktion des Wasserstoffes in Betracht gezogen werden.

Umsetzung zu Beginn 2023 – Kostenabschätzung

Die in der Tabelle aufgeführten Werte sind aus der EU-Studie übernommene Werte. Es handelt sich hierbei um einen Standard Dieselbus mit Hybridmodul wie er auch in Konstanz zum Einsatz kommt, im Vergleich zu einem wasserstoffbetriebenen Bus. In beiden Fällen werden normale 12m Solobusse betrachtet. In der folgenden Tabelle wurden die Kosten für CO₂-Besteuerung exemplarische für einen Wert von 150€/t CO₂ berechnet.

	Dieselbus	Wasserstoffbus
Kaufpreis	250.000 €/12a	450.000 €/12a
Wartung	10.000 €/a	15.000 €/a
Antriebsstrang	6250 €/12a	50.000 €/12a
Buskosten/Jahr	31.350 €/a	55.000 €/a

Verbrauch	30 Liter/100 km	8,0 kg/100km
Gefahrene Strecke	60.000 km/a	60.000 km/a
Gesamtverbrauch/ Jahr	18.000 Liter Diesel pro Bus	4.800 kg H ₂ pro Bus
Preis Diesel (Stand Juli '19)	100 Liter = 100,5 €	8€/kg (worst case)*
CO₂-Bepreisung (150€/t CO₂)	7.155€/a	
Betriebskosten/Jahr pro Bus	25.245 €/a	38.400 €/a

Abbildung 65: Buskosten pro Jahr mit Dieselantrieb

* ohne Umsatzsteuer

	Dieselbus	Wasserstoffbus
Gesamtkosten	56.595 € / Jahr	93.400€ / Jahr

Tabelle 42: Gesamtkosten für Dieselbusse und Wasserstoffbusse pro Jahr ¹⁰⁷

Werden nun realistischere Werte für die beiden unterschiedlichen Antriebsarten angenommen, ergibt sich ein deutlich besseres Ergebnis. Werden die aktuellen Kosten für Diesel verwendet und unter der Annahme der Studie, dass die Wasserstoffkosten, bei einer geeigneten Infrastruktur deutlich sinken, dann entstehen im günstigsten Fall nur noch geringere Mehrkosten für den Brennstoffzellenbus im Vergleich zum Dieselbus.

5.12.2 Kauf der Anwendung

Herausforderungen - Flottenalter

Das maximale Alter der Busse sollte im Durchschnitt 12 Jahre nicht überschreiten. Dabei spielt die Anschaffungsfrequenz allerdings keine Rolle – so können beispielsweise vier Busse pro Jahr gekauft werden oder acht Busse alle zwei Jahre – wichtig ist nur, dass das Alter von 12 Jahren nicht wesentlich überschritten wird.

Herausforderungen - Anschaffungskosten/Betriebskosten

Die Anschaffungskosten der Brennstoffzellenbusse liegen deutlich über denen eines Dieselmotors. Momentan kostet ein Wasserstoffbus von VanHool ca. 650.000€ und ein vergleichbarer Dieselbus ca. 250.000€. Gespräche mit den unterschiedlichen Busherstellern haben ergeben, dass die Preise für Wasserstoffbusse voraussichtlich im Jahr 2020 auf 450.000€ fallen werden. Dies stimmt sehr gut mit der New Bus Fuel-Studie überein, die den Preis für einen Wasserstoffbus im Jahr 2022 mit 430.000€ prognostizieren.

Bei der Einführung von Brennstoffzellenbussen wird eine neue Infrastruktur für das Tankstellensystem benötigt. Die initiale Investition für eine neue Infrastruktur ist erheblich und birgt ein gewisses Risiko bei fehlender Erfahrung mit der Technologie. In anderen Städten, wie beispielsweise Köln, wurden diese

¹⁰⁷(http://newbusfuel.eu/wp-content/uploads/2019/03/NewBusFuel_D3.8_Business-cases-to-support-FC-bus-commercialisation.pdf)

hohen Anfangskosten mit der Unterstützung von EU Förderprojekten (JIVE) bewältigt. Die aktuellen Wasserstoffbusse verbrauchen im Schnitt 12kg auf 100km. Die Preise für den Wasserstoff schwanken stark, abhängig davon, wo und wie der Wasserstoff produziert wird bzw. ob dieser als Abfallprodukt der Industrie anfällt. Bei einem Dieselbus wird der Motor während der Lebensdauer von 15 Jahren nicht gewechselt. Bei einem Wasserstoffbus kann davon ausgegangen werden, dass die Brennstoffzellen-Stacks nach spätestens 10 Jahren ausgetauscht werden müssen.

Herausforderungen - Reichweite/Lebenszeit

Die Reichweite der Busse liegt zwischen 250 und 350km. Die längste Strecke am Tag im Streckennetz der Konstanzer Busse liegt bei bis zu 400km. Einige der Busse müssen einmal am Tag zwischengetankt werden, je nachdem welche Strecke sie fahren. Aus diesem Grund müssten auch die Fahrpläne leicht an diese neue Situation angepasst werden. Eine Möglichkeit wäre die Erweiterung von Tanks, was allerdings wieder zu Lasten der Wirtschaftlichkeit fällt. Bezogen auf die Prognosen sollte der Verbrauch der neuen Brennstoffzellenbusse mit den Jahren sinken und somit auch die Reichweite erhöhen.

Die Lebenszeit hängt direkt mit der Lebenszeit der Brennstoffzelle zusammen. Wenn davon ausgegangen wird, dass die Brennstoffzelle nach 8-10 Jahren getauscht werden muss, kann mit einer zweiten Brennstoffzelle die Lebenszeiten von 14-16 Jahren von aktuellen Dieseln wieder erreicht werden.

5.12.3 Tankstelle

Herausforderungen - Tankstellen/Auslastung Wasserstoff-Tankstelle

Die Stadtwerke haben ausdrücklich den Wunsch einer redundanten Tankmöglichkeit geäußert, damit der Betrieb - auch bei Problemen mit einer Tankstelle - uneingeschränkt weiter laufen kann. Diese Anforderungen sind zumindest in der Anfangszeit nur schwer zu realisieren, da sie kaum finanziell abgebildet werden können.

Für das Einführungsszenario wird die Anschaffung einer öffentlich nutzbaren Wasserstofftankstelle empfohlen. Eine solche Anschaffung wird in der Regel gefördert und für die entsprechende Wasserstoffversorgung, die Wartung und den Service der Anlage wird in der Regel gesorgt. Die Wasserstofflieferung kann über einen Wasserstoffliefervertrag, der über eine bestimmte Menge und bestimmte Lieferintervalle abgeschlossen wird, sichergestellt werden.

Die Firma H₂-Mobility GmbH bietet eine solche Komplettlösung an, wobei sich der Kunde weder um die Zulassung, noch um die Wasserstofflieferung bzw. Wartung oder Service kümmern muss.

Mit dem Aufbau einer geförderten Tankstelle können die 3-5 Wasserstoffbusse bedient werden und der Anwender hat die Möglichkeit, Erfahrungen mit den Bussen zu sammeln, ohne in eine voll ausgestattete Wasserstofftankstelle investieren zu müssen bzw. diese betreiben zu müssen.

Zu einem späteren Zeitpunkt und mit der Anschaffung weiterer Brennstoffzellenbusse kann und muss die Tankstelle schrittweise ausgebaut werden. Dazu muss der Treibstofftank vergrößert werden und die

kritischen Komponenten (wie z.B. der Wasserstoffkompressor) schrittweise redundant aufgebaut werden. Mit den anstehenden Ausbaustufen der Tankstelle wird dann auch die Wasserstoffversorgung von „Anlieferung“ auf „Eigenproduktion“ umgestellt. Dazu muss ein Elektrolyseur angeschafft werden. Die Anschaffung des Elektrolyseurs kann modular und ebenfalls schrittweise erfolgen. Die Anschaffung und der Ausbau der Tankstelle muss mit dem Betreiber und den möglichen Investitionskosten und Anschaffungsintervallen abgestimmt und geplant werden.

Der erforderliche Platzbedarf für eine voll ausgebaute Wasserstofftankstelle inkl. Wasserstofferzeugung mit Hilfe eines Elektrolyseurs ist am Standort Konstanz vorhanden (s. Kapitel 5.7). Diese maximal ausgebaute Tankstelle könnte eine gesamte Brennstoffzellen-Busflotte mit Wasserstoff versorgen.

5.12.4 Treibstoff-Lieferung

Es ist davon auszugehen, dass in Konstanz zu Beginn nur wenige Brennstoffzellenbusse im Einsatz sein werden, für die sich eine voll ausgebaute Tankstelle mit der Vor-Ort-Erzeugung von Wasserstoff noch nicht rechnet. Aus diesem Grund wird man in der Anfangsphase die Anlieferung von Wasserstoff bevorzugen.

Diese Anlieferung kann über einen Liefervertrag z.B. mit der Energiedienst GmbH (s. Kapitel 8.5) oder aber mit dem Tankstellenbauer H₂-Mobility abgeschlossen werden.

So kann man sich bei den Stadtwerken auf den Betrieb der neuen Technologie in den Brennstoffzellenbusse konzentrieren und muss nicht gleich auch noch eine Wasserstoffproduktionsanlage betreuen. Wenn man die Brennstoffzellentechnik im Griff hat und weitere Busse anschaffen möchte, empfiehlt sich der schrittweise Ausbau der Tankstelle und der Treibstofflager. Im Rahmen des Tankstellenausbaus erfolgt auch der Umstieg von der Anlieferung von Wasserstoff, hin zur Eigenproduktion des benötigten Wasserstoffs. Da auf dem Gelände der Stadtwerke die Störfallverordnung greift, muss die maximale Wasserstoffmenge, die auf dem Gelände gelagert wird, nicht auf unter 3t begrenzt werden. Wäre das nicht der Fall, wäre es erstrebenswert, diese Grenze zu unterschreiten, da man sonst ein aufwändigeres Zulassungsverfahren durchlaufen muss.

5.12.5 Wartung

In der Einführungsphase kann es sinnvoll sein, dass ein Wartungsvertrag mit dem Busersteller abgeschlossen wird und so zumindest für eine gewisse Zeit ein Servicetechniker des Buserstellers bzw. Brennstoffzellenherstellers vor Ort ist, von dem die Techniker der Stadtwerke lernen und profitieren können.

Für die Techniker der Stadtwerke Konstanz, die später die Wartung der Brennstoffzellenbusse durchführen werden, ist eine Technik-Schulung vorzusehen. Diese Schulung wird in der Regel beim Busersteller bzw. beim Brennstoffzellenhersteller stattfinden.

Zu einem späteren Zeitpunkt ist davon auszugehen, dass sich ausgebildete Brennstoffzellen-Fachkräfte auf dem Arbeitsmarkt finden werden, welche die Wartung der Brennstoffzellenbusse übernehmen können. Die RV Köln haben aktuell einen Ingenieur für die Wartungen angestellt, was die Kosten dementsprechend in die Höhe treibt. Für die restlichen Wartungsarbeiten an den Bussen ändert sich im mechanischen Bereich nichts.

Neben der Ausbildung der Servicetechniker muss die Wartungshalle technisch angepasst werden. So sind zum Beispiel Wasserstoffsensoren zu installieren, die bei 20% der unteren Explosionsgrenze (UEG) einen Voralarm generiert und bei 40% UEG einen Hauptalarm auslöst. Dieser Hauptalarm muss zu einer automatisierten Belüftung der Halle führen (z.B. Start eines Ex-geschützten Lüfters, hydraulische Öffnung der Dachluken, usw.). Dadurch wird verhindert, dass sich Wasserstoff in einer kritischen Konzentration in der Halle sammeln und theoretisch zu einer Knallgasexplosion führen kann.

5.12.6 Schulung der Busfahrer

Eine Schulung für das Fahren eines Brennstoffzellenbusses wird nicht zwingend benötigt, jedoch hat es, wie das Vorbild der RV Köln zeigt, einen hohen psychologischen Vorteil, wenn die Busfahrer entsprechend geschult und auf die neue Technik vorbereitet wurden. Im Beispiel RV Köln durften die Busfahrer als eine Art Beförderung von einem Dieselbus auf einen Elektro- bzw. Brennstoffzellenbus umsteigen. Da es sich bei den Brennstoffzellenbussen um eine neue Technologie handelt, die sich die Akzeptanz innerhalb der Bevölkerung und der Belegschaft oftmals erst erarbeiten muss, kann es von Vorteil sein, wenn ein kompetenter und von der Technik überzeugter Busfahrer bereitwillig Auskunft über die neue Technologie geben kann.

6 Schiffe

Die Schiffe des öffentlichen Verkehrs, welche auf dem Bodensee verkehren, werden bis jetzt ausschließlich mit Dieselmotoren angetrieben. Die jeweilige Antriebsart kann sich zwischen den jeweiligen Schiffen unterscheiden. Während bei den PKW-Fähren, die zwischen Meersburg und Konstanz-Staad und denen die zwischen Friedrichshafen und Romanshorn verkehren ausschließlich Voith-Schneider-Antriebe (VSP) zum Einsatz kommen, die sowohl Antrieb als auch Steuerung übernehmen, kommen bei der BSB sowohl Dieselmotoren mit Starrwelle plus konventioneller Ruderanlage als auch Voith-Schneider-Propeller zum Einsatz. In manchen Fähren ist der Antriebsstrang so ausgestaltet, dass die Antriebsenergie direkt vom Motor über die Welle an den Voith-Schneider-Propeller übertragen wird. In anderen Fällen speist der Motor einen Generator, welcher dann wiederum einen Elektromotor betreibt, der mit dem Propeller verbunden ist, der sogenannte Diesel-Elektrische Antrieb.

Bei den Katamaranen kommen ausschließlich dieselmechanische Antriebe mit Propeller und Rudereinlage zum Einsatz.

Aufgrund der unterschiedlichen sich im Einsatz befindenden Schiffarten (Fähre, Ausflugsschiff, Kurschiff) und deren sehr unterschiedlichen Anwendungen (Übersetzverkehr, Personentransport, Tourismus) ist dieses Kapitel auf die einzelnen Anwendungsarten bzw. bedienten Strecken aufgeteilt. Diese sind:

- PKW-Fähre zwischen Konstanz-Staad und Meersburg
- „Weiße Flotte“ der BSB (verschiedene Linien)
- Katamaran zwischen Konstanz und Friedrichshafen
- Wasserbus innerhalb von Konstanz zwischen Hafen und Bodenseeforum

Allgemein ist bei den Schiffen das Erfahrungspotential im Feld noch nicht auf dem Stand der Busse, da die Gesamtflottengröße im Vergleich zur Busflotte deutlich kleiner ist und damit auch keine Hersteller mit standardisierten Angeboten vorhanden sind. Trotzdem erlauben die vorhandenen Daten einen grundlegenden Einblick in das Thema, sowie grundsätzliche Berechnungen bzw. Abschätzungen zu Kosten und Möglichkeiten.

6.1 Antriebsarten - Optionen

Dieselmotor (Referenz)

Beim Dieselantrieb wird eine Welle über den Motor angetrieben, die wiederum mit dem Schiffspropeller verbunden ist und diesen dadurch antreibt. Im Dieselmotor wird Luft angesaugt und verdichtet. Anschließend wird der Treibstoff in den Zylinderraum eingespritzt wobei er sich aufgrund des hohen Drucks und der hohen Temperatur selbst entzündet und den Kolben treibt. Aufgrund der hohen Drücke und Temperaturen weisen Dieselmotoren einen für Wärmekraftmaschinen vergleichsweise hohen Wirkungsgrad auf, welcher allerdings kraftstoffbedingt mit Rußbildung und temperaturbedingt mit Stickoxidbildung erkauft wird. Als Folge ist eine Abgasnachbehandlung notwendig, welche Rußfilter und Stickoxidkatalysatoren mit Adblue Einspritzung erfordert.

Dieselmotoren zeichnen sich durch ihre robuste Bauweise und somit hohe Verfügbarkeit aus, was insbesondere beim Personentransport auf dem Wasser und der damit verbundenen Sicherheitsvorgaben von Vorteil ist. Auch die vergleichsweise hohe Lebensdauer ist von Vorteil um den Wartungsaufwand gering zu halten.

Dieselelektrisch (Referenz)

Beim dieselelektrischen Antrieb ist der Motor nicht direkt mit dem Schiffspropeller verbunden, sondern er treibt einen Generator an, welcher wiederum den Strom erzeugt, um einen Elektromotor anzutreiben – dieser ist mit dem Schiffspropeller verbunden. Dieselelektrische Antriebe zeigen eine geringere Störanfälligkeit gegenüber Direktantrieben. Jedoch besitzt der Antrieb auf Grund der notwendigen Umwandschritte der Energie einen leicht geringeren Wirkungsgrad als ein Direktantrieb¹⁰⁸.

LNG-Motor (Referenz)

LNG steht für Liquid Natural Gas, also ein Isobar/Isotherm durch Verdichtung verflüssigtes Gas. Das Gas wird nach einer Expansion als Gas-Luftgemisch in einem Kolbenmotor nach dem Otto-Motor-Prinzip verbrannt. Das Treibstoffgemisch im Zylinder wird aber im Vergleich zum Dieselmotor weniger stark verdichtet. Als Folge entstehen weniger Stickoxide. Weiter entsteht kraftstoffbedingt kein Ruß, was wiederum die Abgasnachbehandlung vereinfacht bzw. überflüssig macht. In Bezug auf Verfügbarkeit und Lebensdauer gelten die gleichen Aussagen wie zum Dieselantrieb.

Brennstoffzelle-Batterie-Hybrid

Die Verwendung von Brennstoffzellen in Antriebssystemen ist bereits in vielen Anwendungen realisiert. Da Brennstoffzellen nicht für in der Schifffahrt typisch hohen Anfahrströme – bedingt durch das Losreißmoment des Propellers - geeignet sind, werden sie immer mit Batterien zum Hybridantrieb ergänzt. Die Einheit Brennstoffzelle/Batterie liefert wiederum die elektrische Energie mit welcher der Elektromotor die Welle bzw. den Schiffspropeller antreibt. Im Hybridantrieb werden die Batterien benötigt, um Lastspitzen abzufangen. Sie können dann bei normaler Fahrt oder auch im Fall eines Fährschiffes während der Liegezeit im Hafen zum Be- und Entladen der Fahrzeuge über die verfügbare elektrische Energie aus der Brennstoffzelle aufgeladen werden.

Allgemein stehen verschiedene Brennstoffzellentypen mit unterschiedlichen Eigenschaften zur Verfügung. Für diese Studie wird nur die PEM Brennstoffzelle (Polymer Elektrolyt Membran) berücksichtigt, da diese für eine mobile Anwendung grundsätzlich über die besten Eigenschaften verfügt. PEM Brennstoffzellen arbeiten nur mit reinem Wasserstoff und Luft.

Wasserstoff: Der Wasserstoff als Treibstoff wird für große Maschinen wie Schiffe in der Regel als komprimiertes Gas bei einem Druck von 350bar in Tanks gespeichert. Höhere Drücke sind zwar technisch möglich aber nicht sinnvoll, da auf den Schiffen genügend Platz verfügbar ist und die eingesetzte Energie für die stärkere Verdichtung unnötigerweise den Gesamtwirkungsgrad (Elektrische Energie – Brennstoff – Elektrische Energie – Antrieb) reduziert. Die Zellen arbeiten üblicherweise in Überdruck, um die leistungsdichte der Stacks zu erhöhen. Aus diesem Grund

¹⁰⁸ (https://de.wikipedia.org/wiki/Dieselelektrischer_Antrieb)

werden Verdichter/Gebläse benötigt, um die Luft auf der Kathodenseite auf dasselbe Druckniveau zu heben. Weiter entsteht auch bei PEM Brennstoffzellen Abwärme, welche abgeführt werden muss, bzw. im Winter auch zu Heizzwecken im Fahrgastraum der Schiffe Verwendung finden kann. Wasserstoff als Brennstoff ist CO₂ frei und verursacht in einer Brennstoffzelle auch keine anderen umweltschädlichen Emissionen. Der Wirkungsgrad derartiger Systeme beträgt derzeit zwischen ca. 40% und 55%.

Methanol: Methanol kann als Flüssigkeit auf dieselbe Weise wie Diesel in Tanks gelagert oder transportiert werden. Aufgrund des geringeren Heizwerts nimmt ein Methanoltank allerdings mehr Raum in Anspruch als Diesel bei einer gleichwertigen Anwendung. Als Kohlenwasserstoff ist in Methanol Kohlenstoff gebunden, welcher vor der Weiterverarbeitung in einer PEM Brennstoffzelle abgeschieden werden muss. Dies geschieht in einem Reformer, in welchem prozessbedingt etwas Methanol oder das unverbrauchte Reformat aus dem Brennstoffzellenstack direkt verbannt werden muss. Der abgetrennte Kohlenstoff wird an Sauerstoff gebunden und verlässt das System als CO₂. Weitere umweltschädliche Emissionen treten nicht auf. Aufgrund der notwendigen Reformierung sinkt der Wirkungsgrad gegenüber der Verwendung von reinem Wasserstoff als Brennstoff auf ca. 30% bis 40%.

Batterieelektrisch

Bei batterieelektrischen Antriebssystemen dient ein Akkumulator (üblicherweise Lithium-Ionen) sowohl als Energiespeicher, als auch als direkter Lieferant des Stroms für den Elektromotor, welcher wiederum den Schiffspropeller antreibt. Durch die direkte Speicherung von Strom ohne chemischen Energieträger entstehen kaum Umwandlungsverluste und der Gesamtwirkungsgrad (elektrische Energie – Speicher – elektrischer Antrieb) ist dementsprechend hoch. Auch entstehen hier zumindest vor Ort keinerlei Emissionen in die Umwelt. Allerdings sind Akkumulatoren als Speicher vergleichsweise groß, schwer und teuer, sodass die Speicherkapazität so ausgelegt wird, dass ein Schiff nur kurze Strecken zurücklegen kann, bevor es wieder aufgeladen werden muss. Somit wird an jedem Hafen eine Ladestation benötigt, welche genügen elektrische Leistung bereitstellt, um in wenigen Minuten den Energiebedarf für die nächste Überfahrt zu liefern. Aufgrund der kurzen Reichweiten ist eine flexible Nutzung und Routenwahl der Schiffe nur sehr eingeschränkt möglich. Neben dem Problem der begrenzten Reichweite zeigen Akkumulatoren ein Alterungsverhalten, welches nur eine sehr begrenzte Zahl von Vollladezyklen ermöglicht, bevor sie ausgetauscht werden müssen. Nicht weiter in dieser Arbeit behandelt sind die externalisierten Umweltkosten, welche bei der Herstellung der Batterien aufgrund der notwendigen Materialien wie Lithium und Kobalt entstehen.

6.2 Fähre Konstanz-Meersburg

Einer der besonderen Merkmale am Konstanzer öffentlichen Verkehr (ÖV) sind die Wasserstraßen über den Bodensee. Dazu gehören auch sechs Fähren, die die zwei Städte Konstanz und Meersburg miteinander verbinden.



Abbildung 66: Fährschiff Lodi zwischen Konstanz Stadt und Meersburg¹⁰⁹

6.2.1 Ausgangssituation

Die 4,4km lange Verbindung zwischen Konstanz-Staad und Meersburg ist nicht nur für Touristen eine schöne Strecke über den Bodensee, sie erspart PKW-, LKW- und Busfahrern eine Strecke von ca. 58km um den Überlinger See. Im Jahr 2018 nutzten 4,24 Mio. Fahrgäste das Fährangebot, wodurch ca. 90,1 Mio. PKW-Kilometer und 5,6 Mio. LKW/Bus-Kilometer eingespart wurden. Für die Nutzer bedeutet die Fähre nicht nur ein Treibstoffersparnis, sondern auch eine Zeitersparnis zwischen Meersburg und Konstanz. Bei guter Verkehrslage benötigt ein PKW ca. 70 Minuten während die Fähre lediglich 15 Minuten unterwegs ist. Zusammen mit dem Auf- und Abfahren auf die Fähre ergeben sich ca. 30 Minuten. Somit nimmt die Strecke bei Nutzung der Fähre im Vergleich zur Straße nur die Hälfte der Zeit in Anspruch.

¹⁰⁹ Quelle: Stadtwerken Konstanz

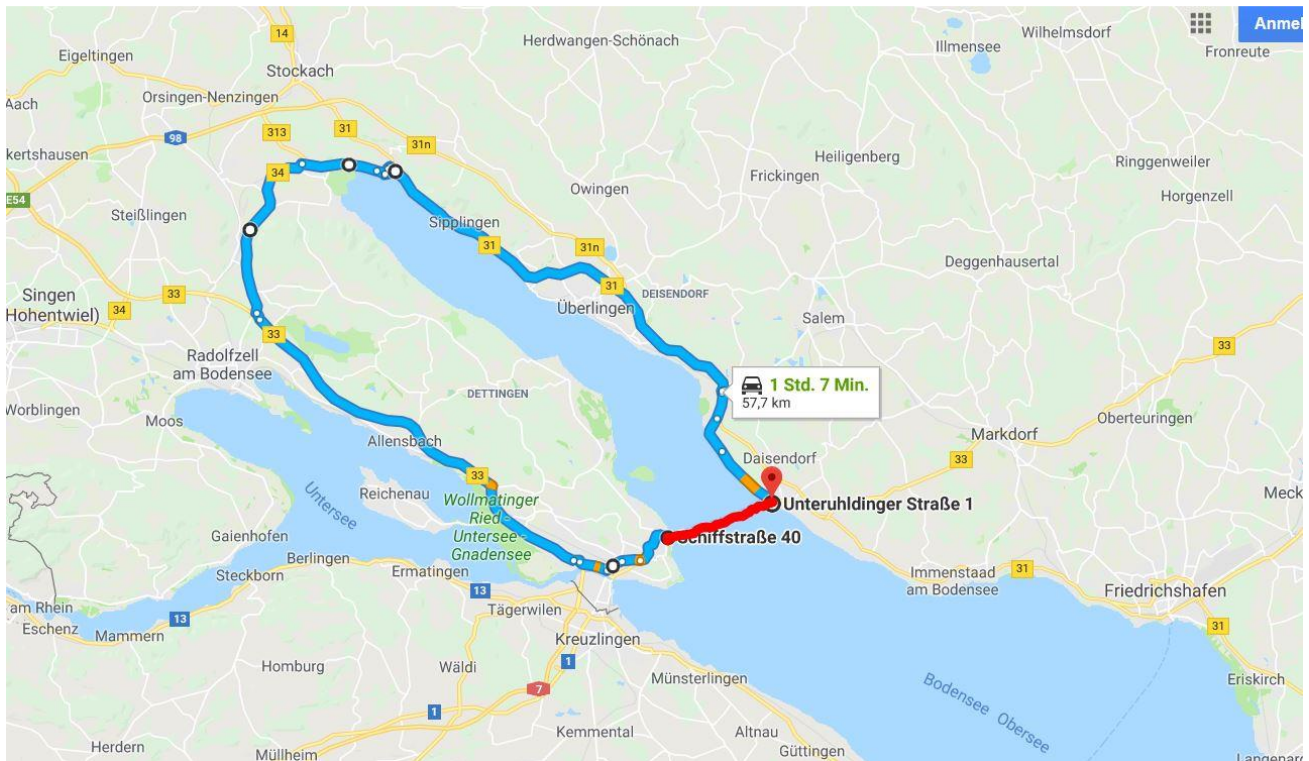


Abbildung 67: Fährverbindung erspart einen Umweg um den Überlinger See¹¹⁰

Im Jahr 2018 legten die Fähren insgesamt 319.200km zurück und verbrauchten auf dieser Strecke 3.690.578 Liter Diesel, was einer Kohlendioxidemission von 9.780 Tonnen CO₂ (2,65kg/l Diesel) entspricht. Unter der Annahme eines durchschnittlichen Kraftstoffverbrauchs von 6 l Diesel/100 km äquivalent für PKW und 30 l Diesel/100km für LKW hätten die Fahrzeuge auf dem Landweg 18.777 Tonnen CO₂ emittiert. Durch die Nutzung der Fähren konnten somit 8.997 Tonnen CO₂-Ausstoß vermieden werden, was einer Einsparung von ca. 48% CO₂ entspricht. Anhand dieser Zahlen wird deutlich, dass die Fähre bereits zu einer Reduktion des CO₂ Ausstoßes am Bodensee beiträgt. Allerdings haben die Fähren mit ihrem jährlichen Dieserverbrauch das größte Einsparpotential an CO₂ im Konstanzener ÖPNV. Darüber hinaus muss im Rahmen des Pariser Klimaabkommens die Fährverbindung im Jahr 2050 CO₂ neutral betrieben werden.

Die technischen und betriebswirtschaftlichen Daten zu den Fähren wurden von den Stadtwerken Konstanz zur Verfügung gestellt. Die Fähren unterscheiden sich in ihrer Größe, Fahrgastkapazität und Motorisierung, wie in Tabelle 43 sichtbar wird.

¹¹⁰ (www.google.com)

Schiffsname	Inbetriebname	v _{max} *	Antriebsleistung	Zul. Personen-zahl	Zul. PKW**	Länge ü.A.	Verdrängung (leer)	Verbrauch (nur Diesel)
	[Jahr]	[km/h]	[kW]	[-]	[-]	[m]	[t]	[l/h]
FS 14	2020	22,5	2x750	700	64	82	720	
FS LODI	2010	22,5	2x750	700	64	82	720	230
FS TABOR	2004	22,5	4x498	700	60	72	660	240
FS KREUZLINGEN	1993	22,5	4x498+1x112	700	54	68	632	220
FS MEERSBURG	1980	22,5	2x566	700	54	68	612	200
FS KONSTANZ	1975	22,5	2x515	700	54	68	612	200
FS FONTAINEBLEAU	1970	22,5	2x341	600	40	54	374	170

Tabelle 43: Auflistung aller Fähren

* Geschwindigkeit **4,30m/PKW

Die FS14 ist eine LNG-Fähre und wird voraussichtlich 2020 in Betrieb genommen. Im Tagesbetrieb sind 5 Fähren im Einsatz - ein Fährschiff dient als „Springer“, falls sich eine der Fähren in Wartung oder Reparatur befindet.

Da die Baujahre der jeweiligen Fähren stark voneinander abweichen, werden lediglich die Anschaffungskosten der neuesten Schiffe FS Lodi und FS14 aufgeführt.

Kosten	Fähren
Anschaffungskosten	FS Lodi 11 Mio.€ FS14 (LNG) 18,5 Mio.€
Betriebskosten, Wartungsaufwand/Fähre	15.000 – 55.000 € Ölwechsel, Ölfilter, Öl, Luftfilter, Kraftstofffilter, Einspritzdüsen, Einspritzpumpen, Ventildeckeldichtung
Anschaffungskosten der Tankstelle	In den 1980er gebaut, keine Angaben
Instandhaltungskosten Tankstelle	3.000€/Jahr
Kosten von Tankstellenprüfung	2.000 – 15.000 €

Tabelle 44: Kostenübersicht für die Fähre

Für den Betrieb der Fähren ergeben sich im Mittel folgende Rahmenbedingungen:

Diesel Motor	Fähren
Geplante Lebenslaufzeit	40-50 Jahre
Rußfilter	Alle 4.000 Betriebsstunden von Asche gereinigt
Häufigkeit Ölwechsel	Alle 1.500 Betriebsstunden
Regelmäßige Wartung	Alle 4 Jahre TÜV
Austausch des Dieselmotors	Nach 24.000 -34.000 Betriebsstunden

Tabelle 45: Rahmenbedingungen zum Betrieb der Fähren

Im Vergleich zu den Bussen besitzen Schiffe deutlich längere Lebenslaufzeiten. Busse werden durchschnittlich 12 Jahre lang genutzt, die Fähren sind dagegen durchschnittlich 40-50 Jahre im Einsatz.

Tanken	Fähren
Durchschnittliche Betankung	Alle 3 Tage
Dauer des Tankvorgangs	20 Minuten
Durchschnittliche Dieselmenge pro Tankvorgang	5.000 Liter
Diesel-Verbrauch (2018)	3,69 Mio. Liter
Platzbedarf für Tankstelle	2 m ² an der Oberfläche
Tankwart für Tankvorgänge	Übernimmt Schiffsführer
Größe des Dieselvorratstanks	2* 80.000 Liter/Tankstelle
Häufigkeit der Auffüllung des Dieselvorratstank	2x wöchentlich
Einzuhaltende Vorschriften	EX Ausführung für Zapfstelle, allg. TÜV Vorschriften, SUK Auflagen, Zollaufgaben

Tabelle 46: Informationen zum Tanken der Fähren

Die Fähren tanken durchschnittlich 5.000 Liter pro Tankvorgang. Die Tanks und Teile der Infrastruktur sind weitgehend unterirdisch verbaut, wodurch sich ein oberirdischer Flächenbedarf von lediglich 2m² ergibt.

6.2.2 Besonderheiten

Mit den Auto- und Passagierfähren zwischen Konstanz-Staad und Meersburg erzielen die Stadtwerke ihre größten finanziellen Gewinne. Die Schiffe verkehren 24 Stunden am Tag, 365 Tage im Jahr und erwirtschaften somit hohe konstante Gewinne für die Stadtwerke Konstanz. Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit der Schiffe sind eine Grundvoraussetzung für diese Verbindung, was auch für alle zukünftigen Anschaffungen berücksichtigt werden muss.

Die Fähren fahren zwischen Konstanz und Meersburg nachts zwischen 0 und 4 Uhr stündlich, zwischen 6 und 20 Uhr alle 15 Minuten und zu den anderen Zeiten zweimal stündlich. Aufgrund des Fahrplans ergeben sich pro Tag regulär 146 Überfahrten. Bei besonders hohem Verkehrsaufkommen kann die Taktung erhöht werden. Die Einhaltung der Fahrpläne hat für die Stadtwerke oberste Priorität. Auf Grund des 24/7 Betriebs resultiert ein sehr hoher Gesamtverbrauch der Flotte. Durch die hohe Auslastung der Strecke sind kurze Verweilzeiten in dem jeweiligen Hafen sehr wichtig.

Für jegliche künftig in Frage kommende alternative Antriebstechnik müssen die obigen Rahmenbedingungen möglichst eingehalten werden, was im Rahmen der vorliegenden Studie entsprechend berücksichtigt wurde.

6.2.3 Alternative Antriebe für PKW Fähren – Stand der Technik

Im Gegensatz zu Bussen werden Fähren nicht als standardisierte Serienprodukte auf dem Markt angeboten. Praktisch jedes Schiff ist ein Prototyp, welches mit bzw. in einer Werft entwickelt und gebaut wird. Somit hat der Endkunde die Möglichkeit, Einfluss zu nehmen auf Motorisierung und auch auf die Auswahl des Herstellers der Antriebstechnik. Für die Fertigung von einem Schiff mit Brennstoffzellen ist folglich eine Werft beteiligt, ein Brennstoffzellenhersteller, ein Betreiber und ein Unternehmen, welches den kompletten Antrieb zusammenstellt. Gleiches gilt natürlich auch bei der Verwendung batterieelektrischer Antriebe.

6.2.3.1 Brennstoffzellen-Fähren

Die Entwicklung von Brennstoffzellenfähren wurde in den vergangenen Jahren im Wesentlichen über öffentlich geförderte Projekte von EU, einzelnen Ländern und/oder Kommunen vorangetrieben. Aktuell werden keine derartigen Fähren in größeren Stückzahlen gebaut. Es existieren praktisch nur einzelne Projekte in denen Versuchsträger entwickelt und gebaut werden. Hiervon sind viele Projekte noch in der Planungsphase, technische Daten sind entsprechend kaum vorhanden und Betriebserfahrung so gut wie gar nicht verfügbar. Ein aktuelles Projekt, welches in seiner Größenordnung einigermaßen zu den am Bodensee betriebenen Fähren passt, soll beispielhaft herangezogen werden. Im Rahmen des Projekts mit dem Namen HySeasIII wird derzeit eine Autofähre entwickelt, welche künftig in Schottland zwischen den Orten Kirkwall und Shapinsay verkehren soll. Die wichtigsten Daten sind in Tabelle 47 aufgeführt, weitere Daten finden sich in Anhang 11.7.1.

Art	Wert
Distanz Kirkwall - Shapinsay	7,5 km
Fahrtdauer	43 Minuten
Voraussichtliche Gesamtkosten	12,6 Mio.€
Dimension	Länge: 39,9 m, Breite: 10 m, Tiefgang: 4 m
Kapazität	35 Passagiere + 18 PKW oder 2 LKW
Antrieb	
Brennstoffzellen Leistung	600 kW (PEM)
Batteriesystem	784 kWh
Tank	600 kg Wasserstoff bei 350 bar (ausreichend für 1,5 Betriebstage)

Tabelle 47: Kennzahlen HySeasIII



Abbildung 68: Fähre HySeas III¹¹¹

6.2.3.2 Batterieelektrische Fähren

Ähnlich wie bei den Brennstoffzellenfähren ist die Anzahl von batterieelektrischen Fähren in Betrieb bzw. in der Entwicklung noch vergleichsweise gering. Seit 2014 ist allerdings in Norwegen eine Fähre im Einsatz, welche von den Kennzahlen sehr nah an die Konstanzer Fähren herankommt. Der Rumpf ist als

¹¹¹ (<http://hyseas3.eu/>)

Katamaran ausgeführt und um das Gewicht gering zu halten besteht er aus Aluminium. Um während der 10-minütigen Liegezeit die notwendige Energiemenge für die Ladung der Batterien bereitzustellen ist am Hafen eine 260kWh Batterie installiert. Obwohl eine Überfahrt nur ca. 200kWh an Energie verbraucht ist die Batterie der Fähre mit 1.000kWh ausgelegt. Die Größe der Batterie hat neben dem Sicherheitsaspekt auch den Vorteil, dass damit nur noch Teilentladungen stattfinden, was sich wiederum positiv auf die Lebensdauer auswirkt. Leider ist nicht bekannt, wie viele Ladezyklen das Batteriesystem übersteht. Es wird davon ausgegangen, dass die Lebensdauer einer Batterie 10 Jahre beträgt. Die wichtigsten Kennzahlen sind in Tabelle 48 zusammengefasst, weitere Daten befinden sich im Anhang.

Art	Wert
Distanz Lavik - Oppedal	5,6 km
Fahrdauer	20 Minuten
Verbrauch	150 – 200 kWh pro Überfahrt, je nach Wetter
Anzahl Fahrten/Tag	30-35
Geschwindigkeit	19,6 km/h
Dimension	Länge: 79,4 m, Breite: 21,44 m, Tiefgang: 6 m
Kapazität	350 Passagiere + 120 PKW
Antrieb	
Elektromotoren	2 x 400 kW
Batteriesystem	1000 kWh

Tabelle 48: Kennzahlen der Ampere



Abbildung 69: Die vollständig elektrische Fähre "Ampere" befährt die sechs Kilometer lange Route E39 zwischen Lavik und Oppedal nördlich von Bergen in Norwegen. Sie fährt im 20-Minuten-Takt 34 Mal am Tag rein elektrisch über den Sognefjord.¹¹²

6.2.4 Verbrauchszahlen verschiedener Energieträger

Im Rahmen des Projekts wurde auch für die Schiffe ein Modell in Matlab zur Simulation der Fahrvorgänge erarbeitet. Das Simulationsmodell soll eine genauere Auslegung und Dimensionierung der Komponenten alternativer Antriebe ermöglichen, indem Abfahr- und Anlegemanöver mit verschiedenen Geschwindigkeiten simuliert werden. Weiter sollten generell verschiedene Geschwindigkeiten für die jeweiligen Schiffsrouten untersucht werden, um deren Einfluss auf den Verbrauch, bzw. die notwendige Dimensionierung der Komponenten zu untersuchen. Leider sind die strömungsmechanischen Vorgänge bei Schiffen etwas komplexer, verglichen zum Bus, sodass das Modell im Rahmen der verfügbaren Zeit nicht fertiggestellt werden konnte. Es steht aber zur Weiterentwicklung bereit, sofern sich aus dieser Arbeit Folgearbeiten ergeben sollten.

Da ein komplexeres Simulationsmodell nicht zur Verfügung steht, mussten für dieses Projekt die Verbrauchszahlen mit einfacheren Berechnungen ermittelt werden. Zur Berechnung der Verbräuche für die unterschiedlichen Treibstoffe wurde die Strecke, die Anzahl der Überfahrten pro Tag und der Verbrauch an Diesel pro Kilometer verwendet. Für die PKW-Fähre ist der Gesamtdieserverbrauch der Flotte mit ca. 3,69 Mio. Liter im Jahr 2018 bekannt, sodass dieser Wert direkt auf die einzelne Strecke umgerechnet werden kann. Es ergibt sich bei 365 Tagen und 146 Überfahrten pro Tag gemäß Fahrplan + ca. 41 Son-

¹¹² https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/b/b9/Ferry_Ampere_Sognefjord.jpg - 11.10.2019

derfahrten, ein durchschnittlicher Verbrauch pro Überfahrt von 54 Liter Diesel. Bei einem mittleren Wirkungsgrad der Antriebe der bestehenden Flotte von ca. 35,7% und einem Heizwert von 9,8kWh/l ergibt sich somit ein Energiebedarf an der Welle von 189kWh.

Beim Dieselmotor wird ein mittlerer Wirkungsgrad von 36% angenommen, bei einem dieselektrischen Antrieb werden 35% angenommen, da hier Umwandlungsverluste durch Generator und Elektromotor entstehen. Mittlerer Wirkungsgrad bedeutet, dass die Schiffe durch die Lastwechsel selten im Optimum fahren, und sich somit ein mittlerer Wirkungsgrad ergibt. Für die Brennstoffzellen mit Reformier wird von einem Wirkungsgrad von 30% ausgegangen. Für die H₂-Brennstoffzellen selbst wurde ein Wirkungsgrad von 40% angesetzt, der Reformier selbst besitzt einen Wirkungsgrad von ca. 75%. Für einen Motor mit LNG wird wie beim Dieselmotor mit einem mittleren Wirkungsgrad von 36% gerechnet¹¹³. Für das Batterieschiff wiederum wird ein Lade/Entladewirkungsgrad von 90% angesetzt, aufgrund der kurzen Ladezeit am Hafen. Die Wirkungsgrade für den Dieselmotor basieren auf Verbrauchs- und Leistungsdaten, welche von der FS Lodi für mehrere Überfahrten bereitgestellt wurden. Die anderen Wirkungsgrade basieren auf üblichen Werten aus der Literatur, wobei für diese Arbeit eher niedrigere Wirkungsgradwerte verwendet wurden, um eine konservative Auslegung zu erhalten. Verluste am Antriebsstrang bzw. am Schiffspropeller (z.B. Teillast oder Vollast) wurden vernachlässigt, da diese Effekte bei allen Antrieben gleichermaßen auftreten und somit über einen Relativvergleich mit einem Referenzantrieb (hier der Dieselmotor) immer noch sinnvolle Aussagen getroffen werden können.

Unter den oben genannten Angaben und aus den Auslegungen der folgenden Abschnitte ergeben sich, basierend auf dem Gesamtbrennstoffverbrauch der derzeitigen Flotte, folgende Brennstoffverbräuche, je nach Antriebsart und Wirkungsgrad (FS Lodi-Design als Basis für die Auslegung der alternativen Antriebe):

Antriebsart	Treibstoff	Mittlerer Verbrauch	
		pro Überfahrt	pro Tag
Dieselantrieb (Flottendurchschnitt)	Diesel	54 l	2.004 l
Dieselantrieb (FS Lodi)	Diesel	48 l	1.796 l
LNG (Methan) (FS 14) ¹¹⁴	Verflüssigtes Erdgas	43 kg	1.614 kg
H ₂ Brennstoffzelle (FS Lodi)	Wasserstoff	12 kg	432 kg
Brennstoffzelle mit Reformier (MeOH) (FS Lodi)	Methanol	140 l	5.232 l
Batterie-Elektrisch (FS Lodi)	Strom	203 kWh	7.604 kWh

Tabelle 49: Verbrauch pro Überfahrt, bezogen auf den eingesetzten Brennstoff der sechs Fähren

¹¹³ (https://de.wikipedia.org/wiki/LNG_als_Brennstoff_f%C3%BCr_Schiffe, 11.09.2019)

¹¹⁴ (<https://www.biogasrat.de/wp-content/uploads/2018/01/mks-kurzstudie-lng.pdf>)

6.2.5 Auslegung alternativer Antriebe

In diesem Abschnitt wird eine Auslegung für verschiedene alternative Antriebskonzepte vorgestellt, namentlich ein H₂-Brennstoffzellen-Batterie-Hybrid Schiff, ein Methanol-Brennstoffzellen-Batterie-Hybrid Schiff, sowie ein reines Batterie-Elektrisches Schiff.

Basis für die Auslegung bilden Leistungsmessungen des Fährschiffs Lodi, welche einen repräsentativen Leistungsbedarf während der Überfahrten bilden. Abbildung 70 zeigt den typischen Leistungsbedarf von einem der beiden Motoren der FS Lodi für eine Hin- und Rückfahrt zwischen Konstanz und Meersburg. Da die Fähre kein Wendemanöver vollzieht, sondern einfach einmal „vorwärts“ und das andere Mal „rückwärts“ fährt, ergibt sich je nachdem ob der Motor den in Fahrtrichtung vorderen oder hinteren Voith-Schneider-Propeller bedient ein anderer Leistungsbedarf. Hintergrund ist, dass der jeweils in Fahrtrichtung hinten liegende Propeller die Abströmung des Vorderen abbekommt. Aufgrund dieses Effekts variiert der Leistungsbedarf des jeweiligen Motors je nach Fahrtrichtung.

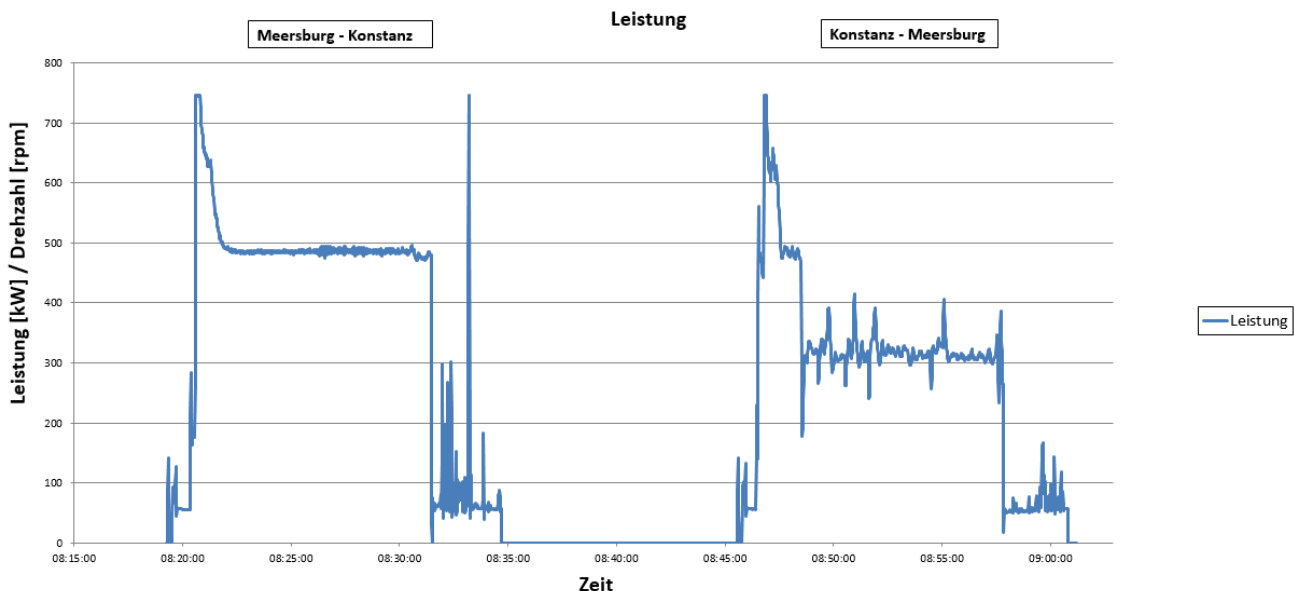


Abbildung 70: Leistungsmessungen des FS Lodi¹¹⁵

Für den Gesamtleistungsbedarf und somit die Dimensionierung des Antriebs wird die Summe aus beiden Motoren für eine Überfahrt gebildet. Es ergibt sich somit folgendes Bild, die Gesamtüberfahrt dauert ca. 15 Minuten, die Liegezeit im Hafen wiederum beträgt ca. 10 Minuten. Für die Abfahrt und während des Beschleunigungsvorgangs wird für ca. 2 Minuten eine Gesamtleistung von ca. 1500kW benötigt (= maximale Leistung beider Motoren zusammen), während der Fahrt bei Normgeschwindigkeit wird eine Gesamtleistung von ca. 800kW benötigt. Beim Bremsvorgang kann es ebenfalls zu kurzen Leistungsspitzen auf einzelnen Motoren kommen, der Gesamtleistungsbedarf des Anfahrtsvorgangs wird dabei aber nicht überschritten. Jeder einzelne Motor muss demnach eine Gesamtleistung von 750kW liefern, was der jeweiligen Maximalleistung der Motoren des FS Lodi entspricht. Es wird für die Auslegung des alternativen

¹¹⁵ Machbarkeitsstudie: Emissionsfreier Antrieb für die Bodenseefähre Konstanz-Meersburg – Martin Sautter – Januar 2011

Antriebs vereinfachend davon ausgegangen, dass die Leistungswerte des FS Lodi nachgebildet werden sollen. Natürlich kann mit anderen Beschleunigungswerten, Überfahrtgeschwindigkeiten usw. auch ein kleinerer Antrieb wie bei der Norwegischen Ampère ausgelegt werden, aber dazu müssten die Stadtwerke einen neuen Fahrplan erstellen, was nicht das Ziel dieser Arbeit ist.

6.2.5.1 Referenz FS - Dieselelektrisch sowie LNG

FS Tabor (dieselelektrisch) und FS 14 (LNG) sind die neueren Schiffe der Flotte, das eine mit dieselelektrischem Antrieb, das andere mit LNG-Motor Direktantrieb betrieben. Beide Schiffe sind sich in ihrer Form sehr ähnlich mit leicht unterschiedlichen Abmessungen und Motorleistungen. Sie dienen als Referenz für die alternativen Antriebe in den folgenden Unterkapiteln. Das FS Tabor wurde anstelle des FS Lodi hier als Referenz verwendet, da von Seiten der Stadtwerke für das FS Tabor entsprechende Daten zur Verfügung gestellt wurden.

Für das FS 14 ergeben sich nach Angabe der Stadtwerke folgende Kosten für den Antrieb:

2 Motoren mit Kupplung und GVU*	750.000 €
2 Tanks mit Cool-Box	500.000 €
Zusatzlüfter u Sicherheitseinbauten	300.000 €
Gesamt LNG-Strang ca.	<u>1.550.000 €</u>
Tankleergewicht	16 Tonnen

Tabelle 50: Kosten des LNG Antriebs des FS2020 (nach Angaben der Stadtwerke Konstanz) *Gasdruckregelinheit (GVU = gas valve unit)

Für das dieselelektrische Fährschiff FS Tabor sind folgende Kosten für den Antrieb angefallen:

Komponenten	Stückpreis	Anzahl	
Motor 12V 2000M51	87.000 €	4	348.000 €
Elektr. Motorsteuerung	27.500 €	4	110.000 €
Dieselpartikelfilter	12.500 €	12	150.000 €
Generatoren	35.000 €	4	140.000 €
Tank a 10.000l Diesel	25.000 €	2	50.000 €
Netto ohne zweiten Motorenrahmen			
Gesamt			<u>798.000 €</u>

Tabelle 51: Kosten des Antriebs der dieselelektrischen Fähre FS Tabor (nach Angaben der Stadtwerke Konstanz)

6.2.5.2 *H₂ Brennstoffzelle-Batterie-Hybrid Fährschiff (H₂-BZ-Bat-Hyb-FS)*

Basis für die technische Auslegung eines Brennstoffzellen-Batterie-Hybrid FS ist das FS Lodi, welches das aktuellste FS in Betrieb ist und welches den aktuellen Anforderungen der Stadtwerke entspricht. Weiter zeichnet sich das FS Lodi durch einen relativ geringen Verbrauch aus. Die gemessenen Leistungsdaten des FS Lodi aus Abbildung 70 bieten zudem die Möglichkeit, eine Auslegung an realistischen Fahrdaten durchzuführen.

Drei Varianten für ein H₂-BZ-Bat-Hyb-FS wurden untersucht. Die erste Variante bildet ein FS mit maximal sinnvoller Brennstoffzellenleistung und minimal sinnvoller Batteriekapazität. Die zweite Variante bildet ein optimiertes Verhältnis zwischen BZ Leistung und Batteriekapazität. Bei den ersten beiden Varianten wird die Batterie jeweils während der Liegezeiten von der BZ aufgeladen. Die dritte Variante ist ein FS, welches als eine Art Plug-In-Hybrid FS ausgelegt ist, also ein Schiff mit kleiner Brennstoffzellenleistung und größerer Batteriekapazität. Während des Tages entlädt sich die Batterie schrittweise, sodass am Abend neben dem H₂ Tankvorgang die Batterien über das Stromnetz wieder aufgeladen werden müssen. Die Varianten 1 und 3 bilden somit die technischen Extremmöglichkeiten unter Verwendung einer Brennstoffzelle ab, Variante 2 ist ein Optimum. Eine Variante ganz ohne Batterie wurde nicht betrachtet, da aufgrund der relativ hohen Kosten pro kW Brennstoffzellenleistung diese Form von Schiff nicht wirtschaftlich darstellbar ist und auch weitere Nachteile entstehen.

Aus den gemessenen Leistungsdaten des FS Lodi von insgesamt 10 Überfahrten ergibt sich ein mittlerer Energiebedarf pro Überfahrt von 165kWh. Die Wetterbedingungen am Messtag sind hier vernachlässigt, weil nicht bekannt. Während der Überfahrt bei konstanter Geschwindigkeit wird an beiden Motoren zusammen eine Leistung von ca. 800kW abgerufen (vorne 500kW, hinten 300kW). Beim Anfahren wird für kurze Zeit die gesamte verfügbare Leistung beider Motoren von 1500kW abgerufen. Insgesamt 30 Überfahrten werden pro Schiff und Tag durchgeführt. Für die Auslegung wurden noch 25% Zusatzfahrten bei viel Betrieb, sowie 25% Tankreserve berücksichtigt. Somit stehen gemäß dieser Auslegung gegenüber dem Normbetrieb insgesamt +50% zusätzliche Reserven zur Verfügung, wenn davon Ausgegangen wird, dass an jedem Abend ein Tankvorgang stattfindet.

Für die wiederaufladbaren Batterien wurde nur die Lithium Ionen Technologie betrachtet, da dies dem aktuellen Stand der Technik entspricht, bei einer attraktiven Leistungsdichte. Die Lebensdauer solcher Batterien hängt stark vom Lade-Entladevorgang ab. Vollladezyklen sind am schädlichsten und liefern die tiefste Gesamtzyklenzahl. Je kleiner die Entladetiefe, desto höher die Lebensdauer. Wenn eine Restkapazität von 80% als Lebensende der Batterie angenommen wird, ergibt sich bei heute übliche Zellen bei einer Entladetiefe von 20% eine mögliche Gesamtzyklenzahl von 32000 dieser Teilladezyklen. Bei 30 Überfahrten pro Tag ist somit die Lebensdauer der Batterie 2,9 Jahre, bzw. mit etwas Sicherheit 2,5 Jahre. Dieser Entladungsgrad von 20% dient der Dimensionierung der Batterie, deren Gesamtkapazität somit dem Faktor 5 des tatsächlichen Verbrauchs entsprechen muss. Eine weitere wichtige Größe bei der Batterieauslegung ist die sogenannte C-Rate. Diese gibt vor, welche Leistung bei welcher Gesamtkapazität aus der Batterie abgerufen werden kann. Je nach Technologie sind C-Raten >20 erreichbar, für Lithium Ionen Batterien üblich sind derzeit aber Werte <3. Der Ladewirkungsgrad wurde mit 90% angesetzt.

Als elektrischer Wirkungsgrad für die Brennstoffzellensysteme wurde 40% angesetzt, was als konservativer Wert am unteren Ende der verfügbaren Systeme angesiedelt ist. Der Elektromotor wurde mit einem Wirkungsgrad von 95% ebenfalls am unteren Ende der verfügbaren Maschinen angesetzt.

Die wichtigsten Komponenten sind Brennstoffzellensystem, Batteriesystem, Tank sowie Motor und Steuerung. Für die technischen Daten, sowie Kosten wurden folgende Werte und Referenzen verwendet:

Komponente	Wert	Referenz
Brennstoffzellensystem	Kosten: 1500 €/kW Gewicht: 285 kg/100 kW	¹¹⁶ S.80ff Ballard - H ₂ -BZ 100 KW
Batteriesystem	Kosten: 200 €/kWh Gewicht: 8 kg/kWh C-Rate: 3 A/Ah	09.2019 Angebot erfragt von Fa. Leclanche, Technische Daten unter ¹¹⁷
Drucktank (350 bar)	Kosten / Zylinder: 3600 € Kosten Container 62 Z.: 400 k€ Kosten Container 54 Z.: 320 k€	Alle Werte direkt von der FA NPROXX erfragt (08.2019) auf Basis des Drucktanks vom Typ NPROXX, AH500-35 ¹¹⁸
Motor und Steuerung	Elektr.Motorsteuerung: 27,5 k€/500kW Elektromotor: 35 k€/500kW	Skaliert aufgrund der Werte des FS Tabor

Tabelle 52: Hauptkomponenten, technische Daten und Kosten, sowie Herkunft der Information

Die Kosten für Motorsteuerung und Elektromotor sind grobe Schätzungen aufgrund der Daten des FS Tabor. Da aber für alle untersuchten Varianten die gleichen Motorsteuerungen und auch die gleichen Motoren eingesetzt werden ist der Relativvergleich unter den Antriebssystemen immer noch im Rahmen der Präzision der anderen Daten in Ordnung. Die Daten wurden trotzdem mit angegeben, damit eine Abschätzung der Gesamtkosten des Antriebs bis zur Schiffswelle möglich ist.

Die Frage der Zulassung des jeweiligen Tanksystems muss geklärt sein, da hier je nach Zulassungsnorm oder Zertifizierung unterschiedliche bauliche Auflagen bestehen und die Kosten entsprechend unterschiedlich sind. Das gewählte System hat eine EC79 Zulassung.

Unter Berücksichtigung der oben genannten Preise und technischen Eigenschaften ergeben sich für die einzelnen Varianten folgende Auslegungen:

¹¹⁶(http://marigreen.eu/wordpress_marigreen/wp-content/uploads/2018/11/Hydrogen-Feasibility-Study-MariGreen.pdf)

¹¹⁷ (<https://www.leclanche.com/wp-content/uploads/2019/04/LECLANCHE-plaquette-G-NMC-KMWEB.pdf>, 17.09.2019)

¹¹⁸ (<https://www.nproxx.com/capabilities/type-4-pressure-vessels/>, 17.09.2019)

Variante 1

Variante 1 basiert auf einer möglichst kleinen Batterie, welche nur dazu dient, die Lastspitzen beim Anfahren abzudecken. Die eigentliche Überfahrt wird vollständig aus der Brennstoffzelle bedient. Der gesamte Tagesbedarf an Wasserstoff beträgt demnach 414kg, was unter Berücksichtigung der 50% Extrakapazität, also 517kg H₂, insgesamt 62 Drucktankzylinder mit je 350 Liter Tankvolumen entspricht. Die Batteriekapazität von 64kWh resultiert aus der notwendigen Energie zur Abdeckung der kurzen Lastspitzen. Da allerdings für die Lastspitzen eine Leistung von bis zu 700kW abgefragt wird ergibt sich eine C-Rate von 11, was deutlich über den heute üblichen Werten liegt. Ein derartig ausgelegtes Schiff benötigt somit Batterien einer kommenden Generation von Lithium-Ionenn, oder einen anderen gängigen Typ Batterien, welcher derartige Entladeleistungen zulässt (z.B. NiCad). Da sich bei der wirtschaftlichen Betrachtung das Konzept ohnehin als nicht konkurrenzfähig erweist, wurde in diesem speziellen Fall die hohe benötigte Leistungsentnahme akzeptiert, um zumindest das Extrem der kleinen Batterie in der Studie mit aufnehmen zu können.

Technische Daten:		
Brennstoffzellensystem Leistung	800	KW
Batteriesystem Kapazität	64	kWh
Wasserstoffmenge (erforderlich 24h Betrieb inkl. Sonderfahrten)	417	kg
Wasserstoffmenge (mitgeführt)	519	kg
Tankgröße gesamt	21.700	Liter
Anzahl der Druckzylinder	62	
Kosten:		
Brennstoffzellensystem	1.200.000	€
Batteriesystem	12.800	€
Motor + Steuerung	110.000	€
Tank	400.000	€
Summe	1.722.800	€
Gewicht:		
Brennstoffzellensystem	2.280	kg
Batteriesystem	512	kg
Tank (voll)	6.969	kg
Summe	9.761	kg

Tabelle 53: Auslegungsdaten Variante 1 für den Antrieb (Brennstoffzellen, Batterie und das Tanksystem)

Die erforderliche Wasserstoffmenge ist die Menge, die für die Überfahrten für 24h Betrieb mitgeführt werden muss, inklusive der möglichen Sonderfahrten bei viel Betrieb. Für die mitgeführte Menge werden 25% zuzüglich gerechnet. Die Anzahl der Tanks und die Größe der benötigten Leistung pro Tag wurde bereits mit einem gewissen Puffer berechnet – beispielsweise für Ausweichmanöver, außerfahrplanmäßige Wartezeiten etc. Die Fähre hat eine Brennstoffzelle mit einer Leistung von 800kW und einen Akku mit einer Kapazität von 64kWh. Die erforderliche Wasserstoffmenge beträgt 417kg/Tag pro Schiff, bei durchschnittlich 30 Überfahrten pro Tag. Bei einem gewählten Tank von 519kg H₂ bei 350bar würde eine Füllung demnach für einen vollen Tag Betrieb + 50% Sicherheit reichen.

Variante 2

Bei Variante 2 ist das Verhältnis von Brennstoffzellengröße zu Batteriegröße optimiert. Während bei Variante 1 die Batterie nur zur Abdeckung der Leistungsspitzen eingesetzt wird, was einem mittleren Bedarf von ca. 12kWh je Überfahrt führt, unterstützt die Batterie bei Variante 2 den Antrieb während der gesamten Überfahrt. Daraus ergibt sich ein Bedarf von ca. 72kWh, also etwa 43% der benötigten Energiemenge einer Überfahrt. Während der Liegezeit wird die Batterie dann von der Brennstoffzelle aufgeladen. Diese Kombination hat mehrere Vorteile. Auf der einen Seite wurde die C-Rate auf einen Wert von 3 reduziert, was heute übliche Batteriesysteme erlauben. Weiter operiert das Brennstoffzellensystem viel gleichmäßiger in Grundlast, ohne starke Lastwechsel, was wiederum die Lebensdauer erhöht. Weiter reduziert sich der Anschaffungspreis aufgrund des deutlich kleineren Brennstoffzellensystems um ca. 23%. Allerdings ergibt sich durch die größere genutzte Batteriekapazität aufgrund der Lade-/Entladeverluste ein um ca. 4% höherer Wasserstoffbedarf gegenüber Variante 1. Damit reduziert sich der Sicherheitsfaktor im Tank von 25% auf 20%, wenn von der gleichen Anzahl an Zylindern wie in Variante 1 ausgegangen wird. Der mitgeführte Wasserstoff reicht somit für einen 24h Betrieb mit einer zusätzlichen Sicherheit von 45%. Die Batterien müssen nicht extern geladen werden, die Liegezeit kann sogar noch um 16% verkürzt werden und die Batterie wird immer noch vollständig geladen. Darüber hinaus ist die Batterie groß genug, dass bei einem Ausfall des Brennstoffzellensystems die Überfahrt noch beendet werden kann.

Technische Daten:		
Brennstoffzellensystem Leistung	500	KW
Batteriesystem Kapazität	350	kWh
Wasserstoffmenge (erforderlich 24h Betrieb inkl. Sonderfahrten)	433	kg
Wasserstoffmenge (mitgeführt)	520	kg
Tankgröße gesamt	21.700	l
Anzahl der Druckzylinder	62	

Kosten:		
Brennstoffzellensystem	750.000	€
Batteriesystem	70.000	€
Motor + Steuerung	110.000	€
Tank	400.000	€
Summe	1.330.000	€
Gewicht:		
Brennstoffzellensystem	1.425	kg
Batteriesystem	2.800	kg
Tank (voll)	6.969	kg
Summe	11.194	kg

Tabelle 54: Auslegungsdaten Variante 2 für den Antrieb (Brennstoffzellen, Batterie und das Tanksystem)

Variante 3

Variante 3 ist ein Plug-In-Hybrid Fahrzeug. Hier ist die Brennstoffzelle soweit in der Leistung reduziert, und dabei die Batteriekapazität soweit vergrößert, dass ein 24h Betrieb möglich ist. Nach 24h muss neben dem Wasserstofftankvorgang auch die Batterie über das Stromnetz wieder aufgeladen werden. Das bedeutet, dass pro Überfahrt trotz Liegezeit mit Aufladen der Batterie durch die Brennstoffzelle ein Energiedefizit von ca. 21kWh entsteht, wodurch sich die Batterie über den Tag schrittweise entleert. Die Batterie ist dabei so dimensioniert, dass sie nach einem Tag zu maximal 50% entleert wird, um die Lebensdauer entsprechend hoch zu halten. Nach den 24h müssen dann ca. 775kWh wieder in die Batterie geladen werden, was bei entsprechenden Ladeleistung technisch möglich ist. Allerdings wird durch dieses Konzept die flexible Nutzung der Fährschiffe deutlich eingeschränkt, da die Wasserstoffbetankung und die Batterieladung entsprechenden Platz im Hafen benötigen und einen klaren Taktplan für die Schiffe voraussetzen. Sollte dieser durch technische Probleme gestört werden, können auch die Folgen für den gesamten Fährbetrieb schwerwiegend sein. Trotzdem lohnt sich ein Blick auf diese Variante, um sie zumindest aus wirtschaftlicher Sicht einzuordnen. Aufgrund der deutlich größeren Batteriekapazität steigt auch das Gewicht um das Doppelte im Vergleich zu den anderen beiden Varianten.

Technische Daten:		
Brennstoffzellensystem Leistung	400	KW
Batteriesystem Kapazität	1.600	kWh
Wasserstoffmenge (erforderlich 24h Betrieb inkl. Sonderfahrten)	380	kg
Wasserstoffmenge (mitgeführt)	475	kg
Tankgröße gesamt	19.950	l
Anzahl der Druckzylinder	57	
Kosten:		
Brennstoffzellensystem	600.000	€
Batteriesystem	320.000	€
Motor + Steuerung	110.000	€
Tank	382.000	€
Summe	1.412.000	€
Gewicht:		
Brennstoffzellensystem	1.140	kg
Batteriesystem	12.800	kg
Tank (voll)	6.407	kg
Summe	20.347	kg

Tabelle 55: Auslegungsdaten Variante 3 für den Antrieb (Brennstoffzellen, Batterie und das Tanksystem)

Vergleich der Varianten

Vom Preis her ist Variante 1 am teuersten, im Wesentlichen aufgrund der derzeit noch vergleichsweise hohen Kosten eines Brennstoffzellensystems. Auch die Tatsache, dass die Entladeströme bezogen auf die Gesamtkapazität der Batterie (C-Rate) zu hoch für derzeit marktübliche Lithium Ionen Batterien sind, ist hier von Nachteil. Zwischen Variante 2 und 3 ist der Preisunterschied relativ gering und bewegt sich innerhalb der Unsicherheiten, welche in einer derartigen Übersichtsstudie noch vorhanden sind. Trotzdem überwiegen die Vorteile von Variante 2, da hier nur eine Wasserstofftankstelle, ohne zusätzliche externe Ladeinfrastruktur notwendig ist.

Die größten Unsicherheiten bei der Berechnung der Kosten für einen Antrieb bestehen im Brennstoffzellen- und Batteriesystem. Hier hängen die Preise stark von der künftigen Marktentwicklung ab. Bei Brennstoffzellen ist das Potential am größten, da hier der großindustrielle Einsatz noch aussteht. Bei Batterien

hingegen hat bereits ein starker Preisverfall stattgefunden, sodass das verbleibende Potential entsprechend geringer ist.

Abbildung 71 und Abbildung 72 zeigen einen Kostenvergleich der drei Varianten unter Berücksichtigung eines möglichen Preisverfalls von Brennstoffzellen- bzw. Batteriesystemen. Es zeigt sich, dass für Variante 1 der Preis für Brennstoffzellensysteme enorm sinken müsste, um mit den anderen Varianten gleichzuziehen. Variante 2 profitiert generell von einem Preisverfall der Brennstoffzellensysteme und bleibt dadurch kostentechnisch die attraktivste Variante.

In der gesamten Preisbetrachtung fehlt ein Verfall der Kosten für das Tanksystem. Das ist nur sehr schwer zu bestimmen, da hier aufgrund der Sicherheitsvorgaben nicht das gleiche Skalierungspotential wie bei den Brennstoffzellen besteht. Auch erscheinen Drucktanks vom Aufbau schwieriger zu optimieren, sodass ein Automatisierungsgrad bei der Produktion nicht so hoch erscheint wie bei Brennstoffzellen. Dieser Einfluss wird somit in dieser Studie bewusst vernachlässigt, auch wenn hier ein bedeutender Gesamtkostenblock besteht.

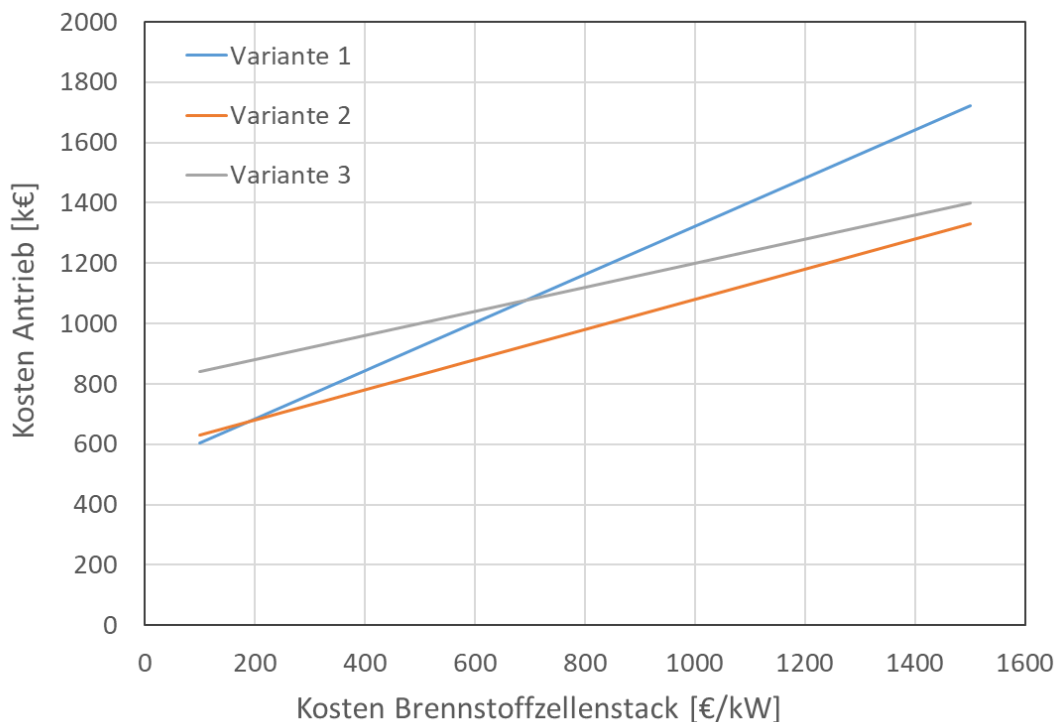


Abbildung 71: Einfluss Brennstoffzellensystempreis auf Kosten des Antriebssystems

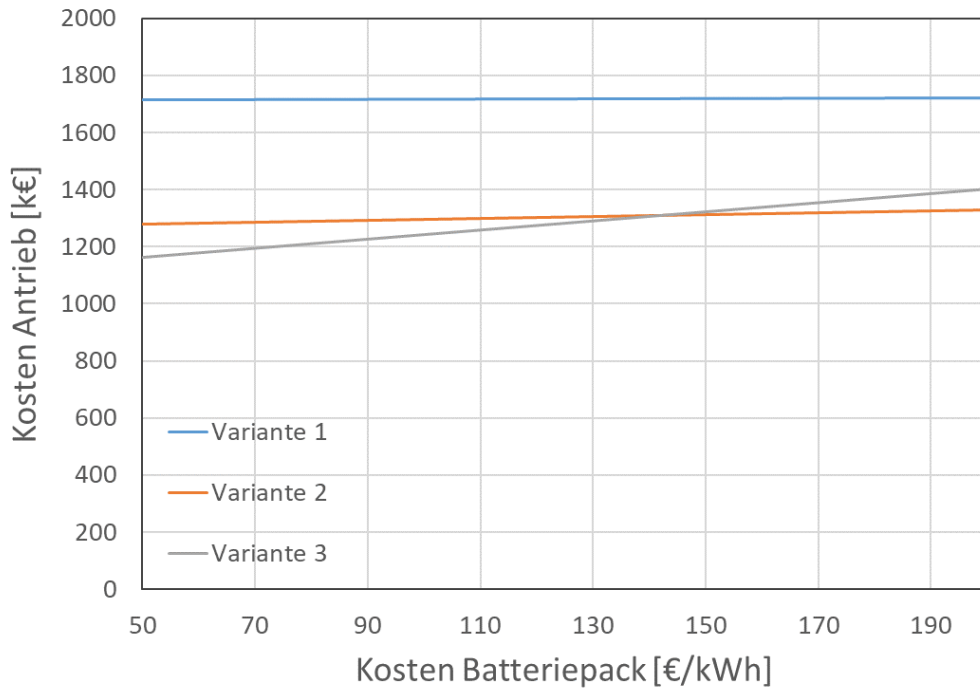


Abbildung 72: Einfluss Batteriesystempreis auf Kosten des Antriebssystems

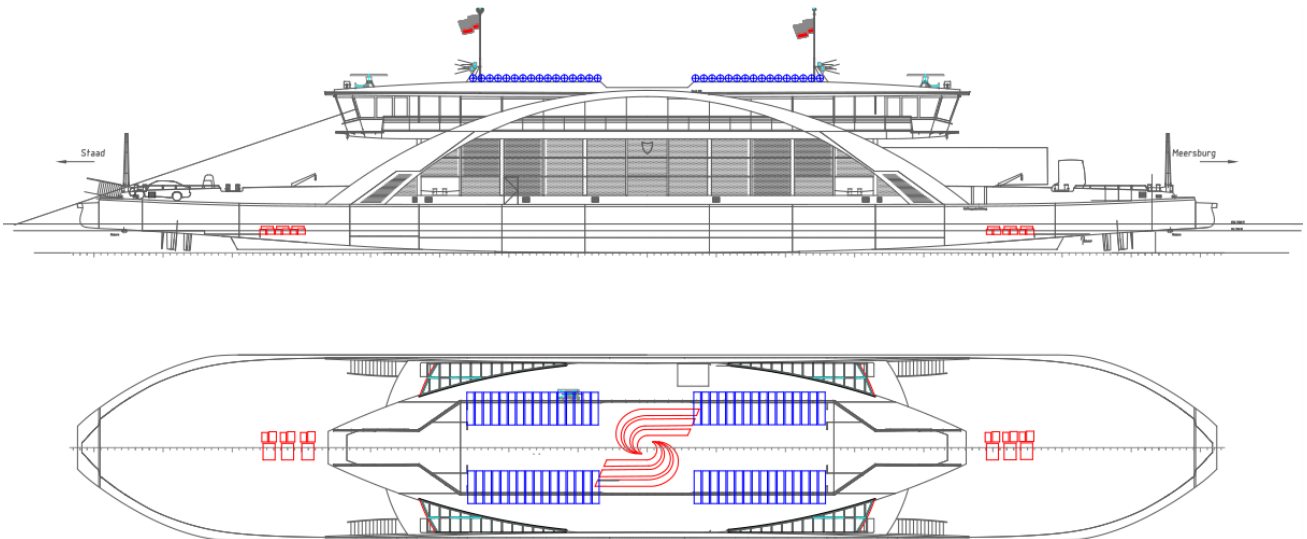


Abbildung 73: Brennstoffzellenschiff auf Basis des Fährschiffs LODI

Abbildung 73 zeigt die Möglichkeit der Integration einer Brennstoffzelle und des erforderlichen Wasserstoffspeichers in ein Fährschiff (vgl. LODI). Die Wasserstoffspeicher sind auf dem Dach des Fährschiffes zu sehen (blau). Es sind 64 Wasserstofftanks installiert die den Wasserstoff für einen Betriebstag speichern (350bar). Im Rumpf sind sechs Brennstoffzellen (inkl. Luftsystem und Kühlsystem) zu sehen (rot). Es handelt sich um 6x100kW Brennstoffzellen die anstelle der zwei Verbrennungsmotoren eingezeichnet wurden. Die Lithiumbatterien, die für das Hybridsystem erforderlich sind, sind nicht in der Zeichnung zu

sehen. Die Abweichungen zu den oben untersuchten Varianten resultieren aus der zeitlichen Überschneidung der Tätigkeiten während des Projekts. Trotzdem zeigt das Bild, wie sich ein Brennstoffzellensystem mit den ausgelegten Daten auf ein reales FS übertragen lässt.

6.2.5.3 Methanol Brennstoffzelle-Batterie-Hybrid FS

Das Fährschiff mit Methanol-Reformer ist hier analog zur H₂-BZ-Bat_Hyb-FS Variante 2 ausgelegt. Es ändern sich die Art des Brennstoffs und somit die Form des Tanks, sowie die Tatsache, dass mittels Reformierung der Wasserstoff vom Kohlenstoff getrennt werden muss. Alle weiteren Größen bleiben somit erhalten.

Durch den Reformierungsprozess sinkt der Gesamtwirkungsgrad des Brennstoffzellensystems auf ca. 30%. Dafür vereinfachen sich der Tankvorgang, sowie die Handhabung des Brennstoffs, da sich dieser ähnlich wie Diesel handhaben lässt. Die Brennstoffmenge ist auf einen 48h Betrieb mit anschließendem Betankungsvorgang ausgelegt. Die Kosten des Tanks sind analog zu einem Dieseltank berechnet, mit den verfügbaren Werten des FS Tabor.

Der vorgeschaltete Reformer führt im Brennstoffzellensystem zu einer Kostensteigerung von ca. 30%. Dafür sinken die Kosten für den Tank auf ca. 12,5%. Gesamthaft ergibt sich somit folgendes Bild für ein Fährschiff mit Methanol Brennstoffzelle-Hybrid Antrieb:

Technische Daten:		
Brennstoffzellensystem Leistung	500	KW
Batteriesystem Kapazität	350	kWh
Methanolmenge (erforderlich 48h Betrieb inkl. Sonderfahrten)	8.309	kg
Methanolmenge (mitgeführt)	10.386	kg
Tankgröße gesamt	13.114	l
Kosten:		
Brennstoffzellensystem (inkl. Reformer)	975.000	€
Batteriesystem	70.000	€
Motor + Steuerung	110.000	€
Tank	33.000	€
Summe	1.188.000	€

Gewicht:		
Brennstoffzellensystem	1.895	kg
Batteriesystem	2.800	kg
Tank (voll)	11.425	kg
Summe	16.120	kg

Tabelle 56: Auslegungsdaten Methanol-BZ-Batterie-Hybrid für den Antrieb (Reformer+Brennstoffzellen, Batterie und das Tanksystem)

Von den reinen Anschaffungskosten ist das Methanol Brennstoffzellen-Batterie-Hybrid FS um ca. 12% günstiger als die vergleichbare H₂ Variante. Durch den verringerten Wirkungsgrad steigt aber der Verbrauch, was weiter unten in der wirtschaftlichen Betrachtung verglichen wird.

6.2.5.4 Batterieelektrisches FS

Ein rein batterieelektrisches FS ist im Aufbau einfacher als ein vergleichbares FS mit Brennstoffzellensystem. Aufgrund der hohen Speicherkosten der Batteriesysteme und auch des hohen Gewichts wird ein derartiges Fährschiff so ausgelegt, dass die mitgeführte Energiemenge für die einfache Überfahrt + etwas Reserven ausreicht, nicht aber für einen 24h Betrieb ohne Zwischenladung.

Die einfache Überfahrt hat gemäß gemessener Daten des FS Lodi einen Energiebedarf von ca. 165kWh. Diese Menge muss inklusive Ladeverluste während der 10-Minütigen Liegezeiten entsprechend ausgeglichen werden. Dafür ist eine Ladeleistung von 1.100kW notwendig. Für die Entladung ergibt sich somit eine C-Rate von 2, was gut mit bereits verfügbarer Technik möglich ist. Falls der Takt im Sommer erhöht wird, muss eine entsprechend höhere Ladeleistung vorgesehen werden. Wie bei den anderen Antriebsvarianten ist die Gesamtkapazität hier so ausgelegt, dass die jeweilige Zwischenladung etwa 20% der Batteriekapazität entspricht. Damit wird eine Alterung des Batteriepakets auftreten, bei der nach ca. 3 Jahren eine Restkapazität von ca. 80% vorhanden ist. Mit der ausgelegten Batteriekapazität sind somit 5 Überfahrten ohne Zwischenladung möglich, sodass bei einem Ausfall der Ladeinfrastruktur im Hafen der Fährbetrieb noch für beinahe 2 Stunden aufrechterhalten werden kann.

Es ergeben sich folgende Auslegungsdaten:

Technische Daten:		
Batteriesystem Kapazität	963	kWh
Notwendige Ladeleistung	1.098	kW
Notwendige Ladeleistung (erhöhter Takt)	2.196	kW

Kosten:		
Batteriesystem	193.000	€
Motor + Steuerung	110.000	€
Summe	303.000	€
Gewicht:		
Batteriesystem	7.704	kg

Tabelle 57: Auslegungsdaten Batterieelektrischer Antrieb

In der Anschaffung ist das batterieelektrische Fährschiff somit deutlich preiswerter als die vergleichbaren Varianten mit Brennstoffzellen. Selbst wenn die Batterien alle 3 Jahre ausgewechselt werden müssen erreichen die Fährschiffe mit Brennstoffzellenantrieb nicht diesen Preis.

Neben den reinen Anschaffungskosten ist auch aus gesamtenergetischer Sicht das batterieelektrische Fährschiff gegenüber den anderen Antriebsvarianten im Vorteil. Da hier nur Lade-Entladeverluste entstehen, ist der Gesamtenergiebedarf über das Jahr betrachtet am geringsten. Tabelle 58 zeigt einen Vergleich des Gesamtenergiejahresbedarfs für die verschiedenen Konzepte. Weiter ist der PV Flächenbedarf gezeigt, sollte die gesamte Energie über PV Anlagen bereitgestellt werden. Als wichtigste Annahmen wurden getroffen: H₂ Elektrolysewirkungsgrad (inkl. 350bar Verdichtung) von 63%, Methanolherstellungswirkungsgrad von 75%, PV Anlagenwirkungsgrad von 17%, Jahreseinstrahlung Konstanz von 1.025kWh/m²/Jahr.

Es zeigt sich, dass aufgrund der deutlich geringeren Umwandlungsverluste ein rein batterieelektrischer Antrieb energetisch die sinnvollste Lösung darstellt, und auch den geringsten Flächenbedarf zur Stromerzeugung zur Folge hat. Bei einer Wasserstoffanwendung steigt der Bedarf um den Faktor 4,4 und bei Methanol um den Faktor 5, wobei hier noch zusätzlich zum Wasser das CO₂ zur Verfügung gestellt werden muss, was je nach Quelle zusätzlichen energetischen Aufwand zur Folge hat.

Variante	Energiebedarf [kWh/Jahr]	Flächenbedarf PV Anlage [m²]
H ₂ -BZ-Bat-Hyb-FS - Variante 1	47.439.808	1.089.006
H ₂ -BZ-Bat-Hyb-FS - Variante 2	49.347.722	1.132.803
H ₂ -BZ-Bat-Hyb-FS - Variante 3	45.511.506	1.044.740
Methanol-BZ-Bat-Hyb-FS	55.269.449	1.268.739
Batterieelektrisches FS	13.876.910	318.552

Tabelle 58: Vergleich, Gesamtenergiejahresbedarf und entsprechender PV Anlagen Flächenbedarf für die Herstellung der Brennstoffe, je nach Antriebskonzept für bei 5 Schiffen im Betrieb und 30 Überfahrten pro Tag

Gemäß den kostentechnischen Daten für den Antrieb, sowie bei einer rein energetischen Betrachtung zeigt also der batterieelektrische Antrieb Vorteile gegenüber einer Brennstoffzellenanwendung. Das

ergibt sich insbesondere durch die relativ kurze Distanz, sowie der klaren Taktung des Fahrplans. Allerdings existieren bei dieser Antriebsart auch Nachteile, so sind die Fährschiffe mit batterieelektrischem Antrieb praktisch nur für diese Strecke und Taktung geeignet. Flexibilität für andere Fahrten usw. besteht dann nicht mehr. Weiter muss eine Redundanz der Ladeinfrastruktur am Hafen gegeben sein, da der Fährbetrieb bei einem längeren Ausfall praktisch eingestellt werden muss. Das sind allerdings strategische Abwägungen, die der Betreiber der Fährverbindung durchzuführen hat.

6.2.6 Auslegung und wirtschaftliche Betrachtung der Infrastruktur und der Tankstelle

Der Fähranleger Konstanz-Staad hat fünf Anlegestellen, wovon zwei mit einer Auffahrrampe versehen sind. Von diesen zwei Fähranleger wird der Pendelverkehr zwischen Konstanz und Meersburg bedient. Die drei anderen Anlegestellen werden als Liegeplatz genutzt, wenn die Fähren nicht in Betrieb sind, bzw. wenn sich die Fähren in Wartung befinden oder betankt werden.



Abbildung 74: Fähranleger und Betriebsgebäude in Konstanz-Staad¹¹⁹

In Meersburg gibt es zwei Liegeplätze mit jeweils einer Auffahrrampe. Außer dem Wartebereich für die Fahrzeuge gibt es keine Infrastruktur (z.B. Betriebsgebäude für Verwaltung, Wartung, Service, Tankstelle) in Meersburg.

¹¹⁹ (Google Earth)



Abbildung 75: Fähranleger in Meersburg¹²⁰

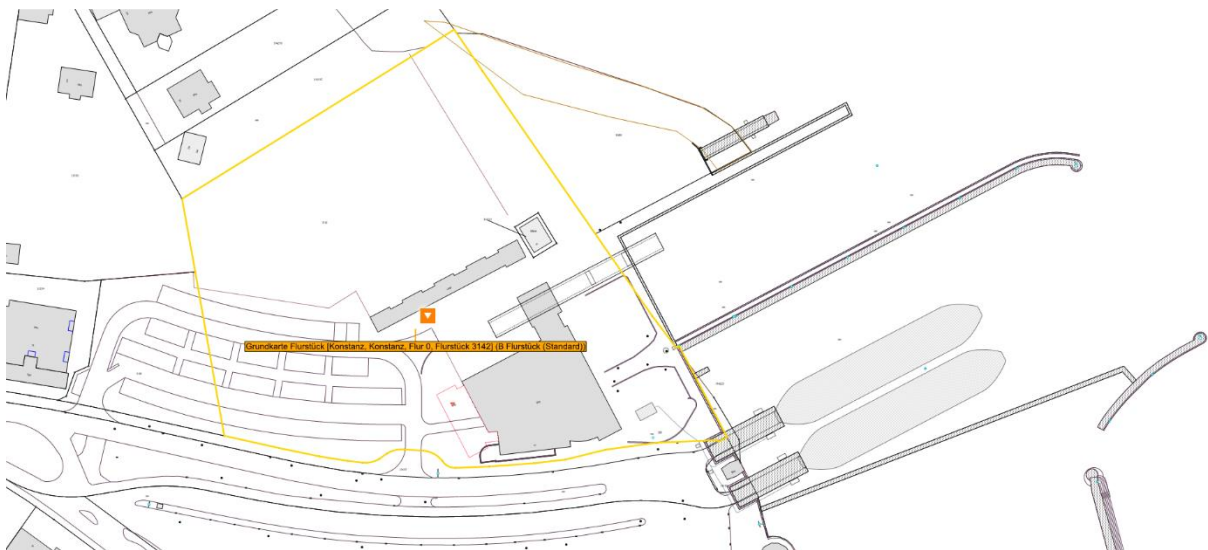


Abbildung 76: Kataster Fährgelände in Staad¹²¹

¹²⁰ (Google Earth)

¹²¹ (Stadtwerke Konstanz)

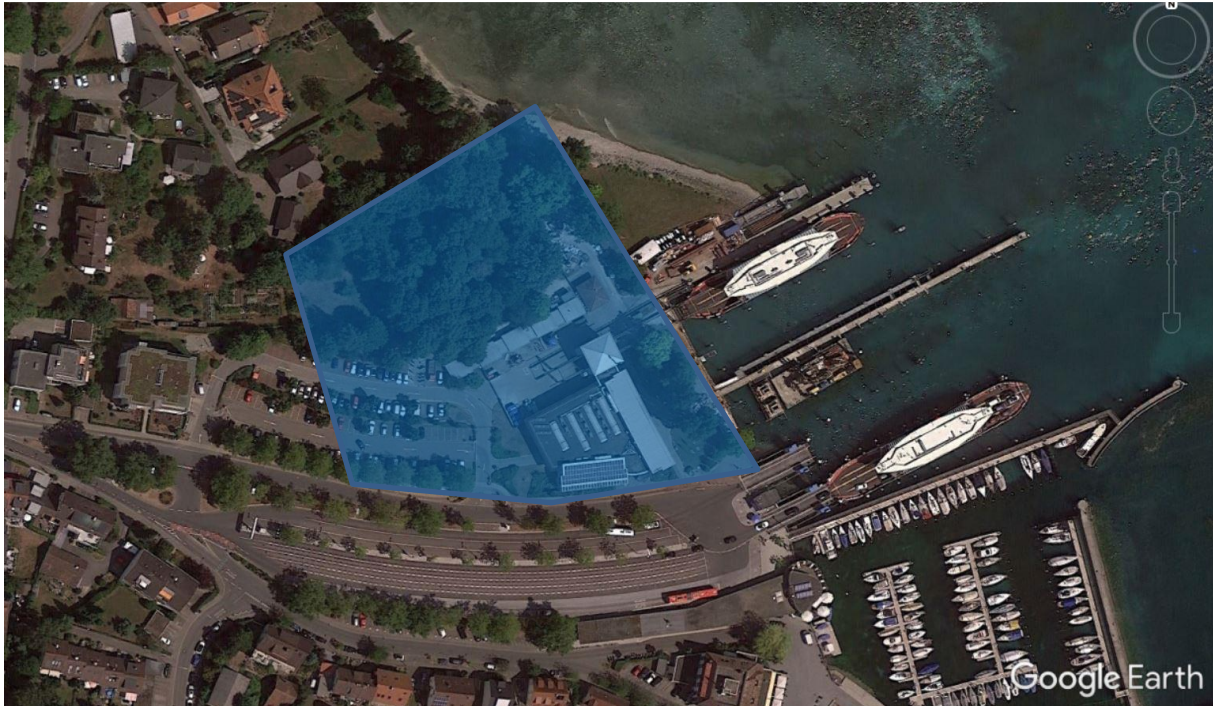


Abbildung 77: Übertragen auf Google-Earth ergibt sich ungefähr dieser Betriebsfläche¹²²

Das Betriebsgelände in Staad ist relativ weitläufig und grenzt Richtung Nord-Westen an ein Renaturierungsgebiet, für das prinzipiell eine Nutzungsänderung beantragt werden kann, um hier den Treibstoff (Methanol, LOHC; Wasserstoff) bevorraten bzw. herstellen zu können.

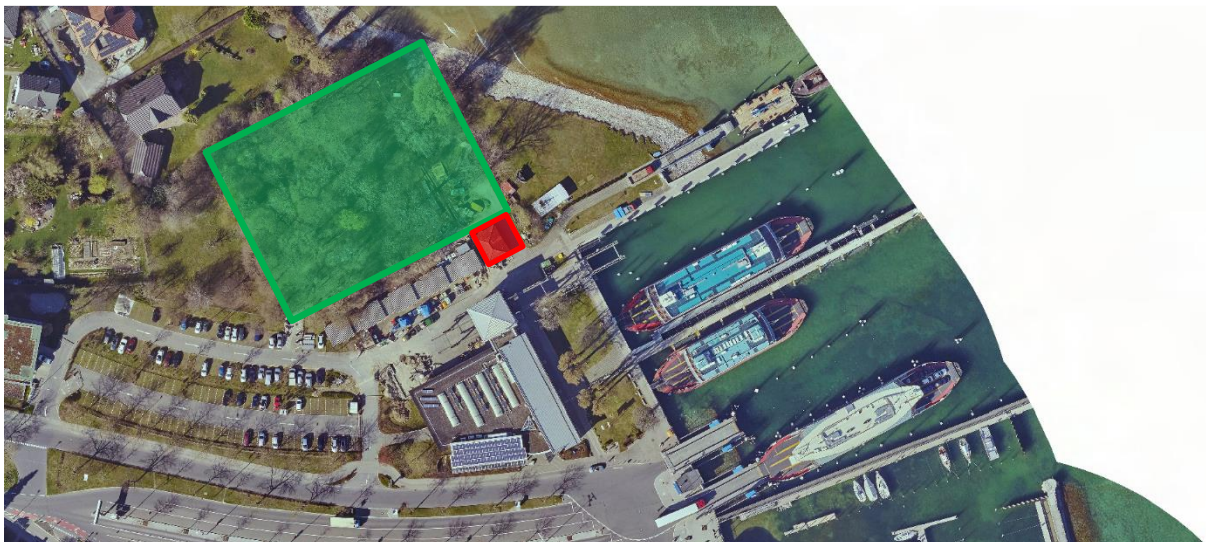


Abbildung 78: Die grüne Fläche zeigt das Renaturierungsgebiet mit einer Fläche von ca. 3.500 m² - was für die Aufstellung der Wasserstoffherzeugung bzw. Wasserstoffspeicherung ausreichend wäre. Die rote Markierung zeigt das vorhandene Trafohaus

¹²² (Google Earth)

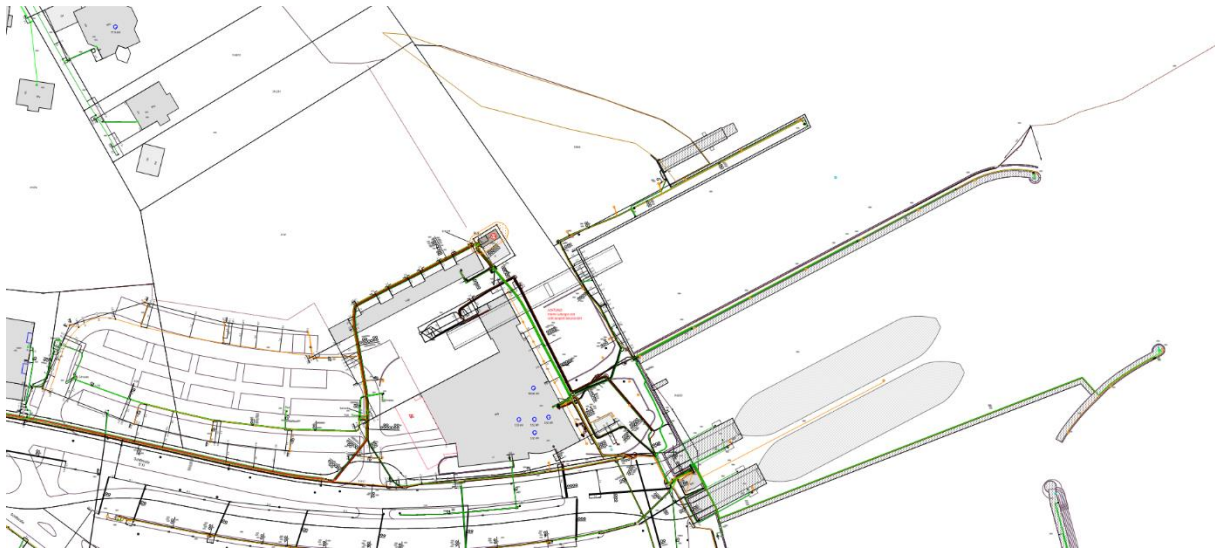


Abbildung 79: Zeigt die Lage der Strominstallation¹²³

Der auf dem Gelände verfügbare Erdgasanschluss ist mit wenigen 100kW-Anschlussleistung sehr bescheiden und ist z.B. für eine Vor-Ort-Wasserstoffherzeugung mittels Erdgasreformierung nicht ausreichend.

Der vorhandene Trafo auf dem Betriebsgelände in Staad hat eine Leistungsgröße von 480kVA und könnte schnell und relativ einfach auf 680kVA erweitert werden. Wird eine größere Anschlussleistung benötigt, so muss eine separate Mittelspannungsleitung vom Tannenhof (ca. 1,5km Luftlinie) verlegt werden, was einen entsprechenden Zeit- und Kostenaufwand bedeuten würde. Am Tannenhof könnte man an die Mittelspannungsebene von 20kV anschließen und eine Anschlussleistung von 3-5MW in Staad realisieren.

Die kurzfristig verfügbare Anschlussleistung von 680kVA würde ausreichen, um einen Elektrolyseur mit einer Tagesleistung von ca. 250kg zu betreiben – das entspricht einem halben Wasserstoff-Tagesverbrauch einer Fähre.

Wird von einer Vor-Ort-Erzeugung von Wasserstoff abgesehen, besteht die Möglichkeit die Treibstoffe (Methanol, LOHC; Wasserstoff) von einem LKW anliefern zu lassen und auf dem Gelände zwischenzulagern. Eine Zufahrt für den LKW ist vorhanden und wird ebenfalls für die LNG-Anlieferung für die neue LNG-Fähre genutzt.

¹²³ (Stadtwerke Konstanz)



Abbildung 80: mögliche LKW-Anlieferung Treibstoffe¹²⁴

Auf dem Gelände in Staad sind zwei unterirdische Dieseltanks mit einem Volumen von jeweils 80.000l Diesel vorhanden. Der Dieselvorrat wird alle drei Tage von einem Tankzug mit 30.000l Diesel aufgefüllt.

Die Betankung der Fährschiffe erfolgt in Staad im Liegeplatz – die übliche Tankmenge beträgt 5.000l pro Tankvorgang. Die Betankung der Fährschiffe wird alle 2-3 Tage durchgeführt. In der Regel werden die Fährschiffe betankt, die nachts nicht im Einsatz sind.



Abbildung 81: Diesel-Tankstation in Staad

¹²⁴ (Google Earth)

Für die neue LNG-Fähre sind keine fest-installierten Speichertanks vorhanden. Das LNG-Schiff wird direkt aus dem Tankzug betankt. Dieser Tankzug kommt alle 10 Tage aus Rotterdam und beliefert das Schiff „just-in-time“ mit LNG.

Die Betankung von LNG dauert in der Regel 3h und wird nachts durchgeführt. Hierzu wird ein Schutzradius von 50m abgesteckt – der Tankzug parkt Richtung Fluchtweg, der für diese Zeit frei sein muss. Die Betankung von Diesel erfolgt ebenfalls nachts und dauert max. 15 Minuten. Hier sind keine besonderen Schutzmaßnahmen erforderlich.

Wasserstoff

Eine Wasserstofftankstelle besteht aus einem Dispenser, einem Hochdrucktank, aus dem die Schiffe betankt werden, einem Kompressor, der den Hochdrucktank aus dem Niederdrucktank befüllt und einem Niederdrucktank, der extern mit Wasserstoff über eine Anlieferung oder lokal mit dem einem Elektrolyseur befüllt wird.

Werden alle sechs Fährschiffe in Zukunft auf Wasserstoff-Brennstoffzellenantrieb umgerüstet, so wird eine Tagesmenge von ca. 3.000kg/d Wasserstoff zur Verfügung gestellt werden. Für eine solche Tankstelle inkl. Elektrolyseur muss mit einer Investitionssumme von 25 bis 30 Mio. Euro gerechnet werden. Wenn man die in der „New bus fuel study“ genannten Werte von 58kWh/kg Wasserstoff zu Grunde legt, so muss beim Vollausbau eine Netzanschlussleistung von 7,25MW vorhanden sein. In diesem Fall würde der Elektrolyseur kontinuierlich 24/7 betrieben werden. Die erforderliche Anschlussleistung von über 7MW übersteigt die am Tannenhof verfügbare Anschlussleistung von max. 5MW. In diesem Fall muss überlegt werden, ob die Wasserstoffproduktion aus Sicherheitsgründen und aus Gründen der Redundanz aufgeteilt wird, so dass z.B. auch ein Teil des Treibstoffs in Meersburg erzeugt wird. Die dort vorhandenen Eigentumsverhältnisse und verfügbaren Netzanschlussleistungen konnten in dieser Studie nicht geklärt werden.

Pro Brennstoffzellenschiff muss mit einer Erhöhung der Produktionsrate von ca. 500kg pro Tag gerechnet werden. Mit der oben gezeigten Produktionskapazität von 3t/d können alle sechs Fährschiffe mit Wasserstoff betrieben werden.

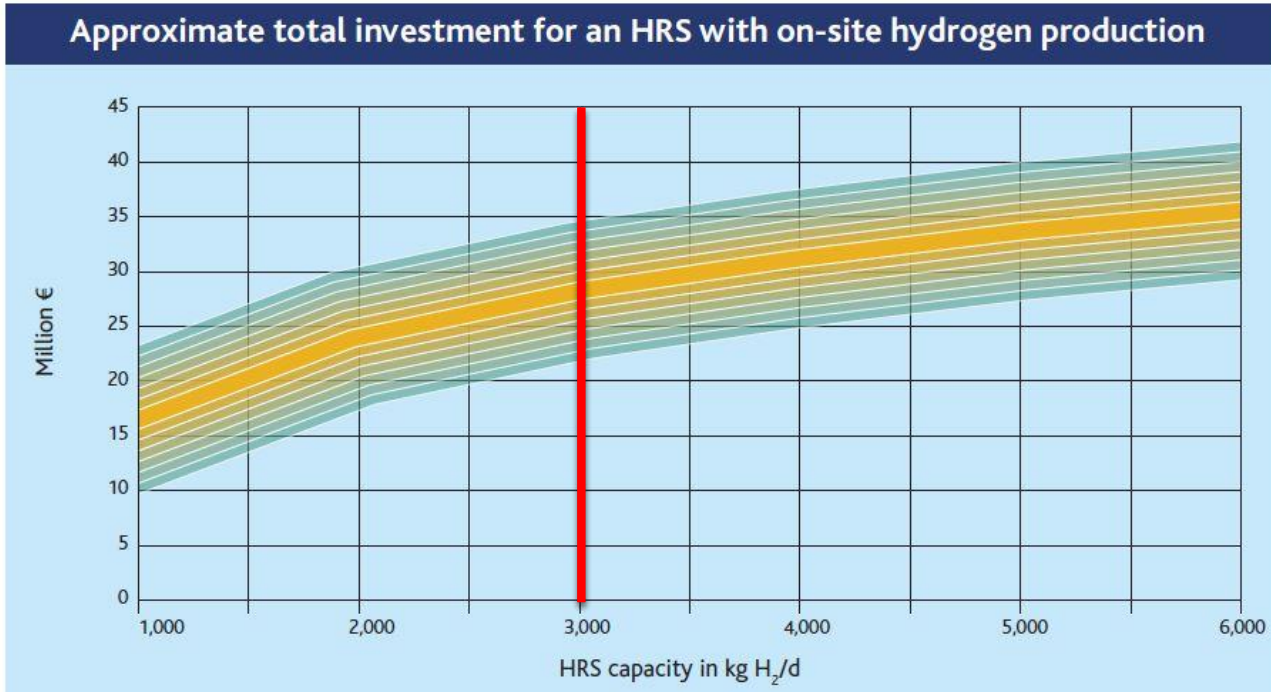


Abbildung 82: Ungefähre Investitionskosten in eine Wasserstofftankstelle in Abhängigkeit von der Produktionsrate.¹²⁵

¹²⁵ <http://newbusfuel.eu/>

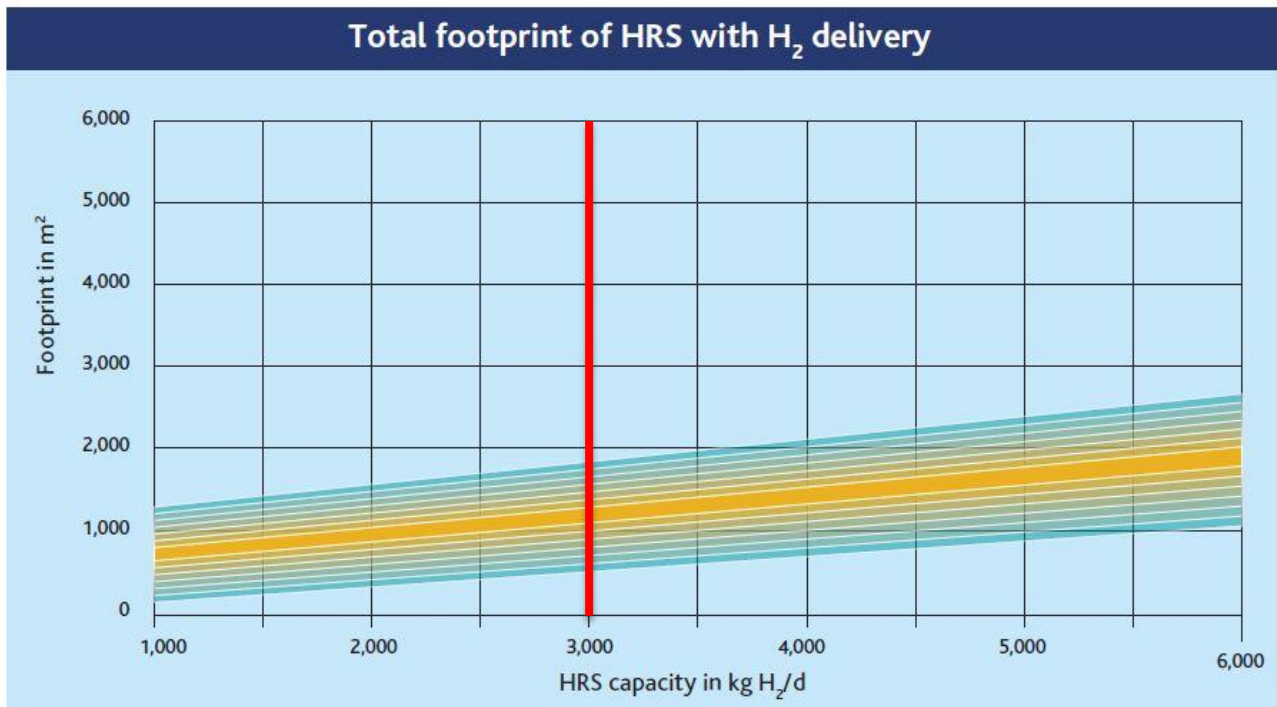


Abbildung 83: Annäherung des Footprints einer kompletten HRS mit vor Ort H₂-Produktion (links) und mit H₂-Belieferung (rechts)¹²⁶

In der Anfangszeit ist davon auszugehen, dass der erforderliche Wasserstoff angeliefert und erst später auf eine Vor-Ort-Produktion umgestellt wird. Der hierfür erforderliche Platzbedarf beträgt ca. 1000m² bei einer Produktionsrate von 3t/d. Wird zu einem späteren Zeitpunkt der Wasserstoff in einem Elektrolyseur vor Ort erzeugt, so muss mit einer benötigten Fläche von ca. 1.500m² gerechnet werden.

¹²⁶ <http://newbusfuel.eu/>

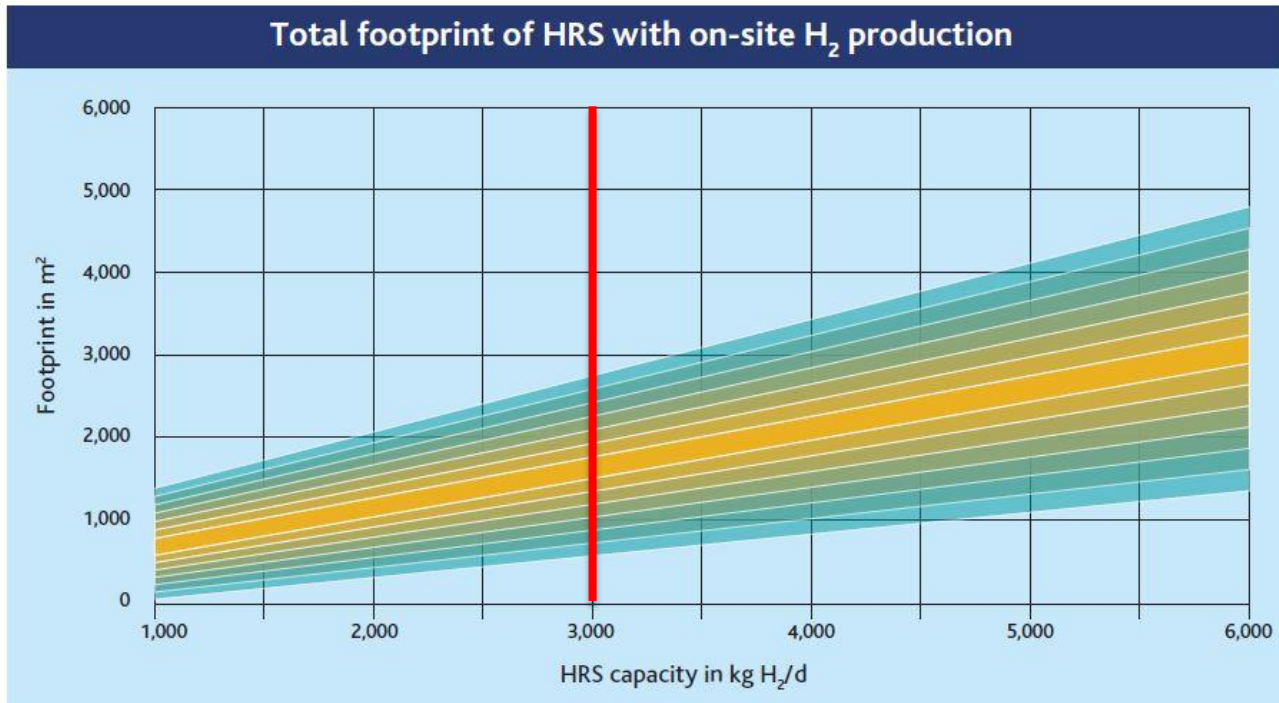


Abbildung 84: Erforderliche Fläche für eine Wasserstofftankstelle inkl. Produktion in Abhängigkeit der Produktionsrate.¹²⁷

Besteht die Möglichkeit, das Nutzungskonzept für die Renaturierungsfläche zu ändern, steht in diesem Gebiet eine Fläche von über 3.000m² zur Verfügung. Diese Fläche ist ausreichend, um dort selbst eine große Wasserstofftankstelle mit einer Produktionsrate von 3t/d aufzubauen. Besteht allerdings keine Möglichkeit die Renaturierungsfläche zu nutzen, sehen wir keine Möglichkeit eine Tankstelle in dieser Größenordnung (3t/d) in Staad aufzubauen.

Methanol

Werden die Fährschiffe mit Methanol-Brennstoffzellen betrieben, so muss pro Fährschiffstag eine Methanolmenge ca. 5.232l vorgehalten werden. Um eine wöchentliche Anlieferung bzw. Befüllung des Vorratstanks realisieren, so muss der Tank pro Methanol-BZ-Anwendung eine Größe von ca. 36.000l haben. Dies entspricht ungefähr dem Fassungsvermögen eines Tanklastwagens, der in diesem Fall für die Anlieferung des Methanols genutzt würde.

Die Methanolinfrastruktur und die erforderliche Tankstelle ist aus technischer und finanzieller Sicht vergleichbar mit einer Dieseltankstelle. Die Kosten belaufen sich auf 100.000 bis 150.000Euro pro Tankstelle inkl. 80.000l Vorratstank. ¹²⁸

¹²⁷ <http://newbusfuel.eu/>

¹²⁸ (Malte Fuel & Wash - DK-4800 Nykøbing)

Der erforderliche Footprint der Methanol-Tankstelle ist ebenfalls vergleichbar mit der erforderlichen Fläche einer Dieseltankstelle.

Batterieanwendung

Um eine Batterieschiff flotte während der Entlade und Beladezeit der Schiffe laden zu können (10min für 200kWh) wird pro Liegeplatz bzw. Anlegestelle ein Netzanschluss von mindestens 1,1MW benötigt. Um eine erhöhte Taktzahl fahren zu können (Liegezeit <10Min) wird ein Anschlussleistung von ca. 2,2MW pro Liegeplatz benötigt. Da beide Liegeplätze mit einer Ladestation ausgerüstet sind, muss in Konstanz und in Meersburg ein Netzanschluss von insgesamt jeweils ca. 4,4MW vorgehalten werden.

Die Kosten für ein automatisiertes Schnellladesystem in dieser Größenordnung wurde bei mehreren Firmen angefragt – allerdings konnten keine belastbaren Zahlen für diese Anwendung generiert werden, da hier im Vorfeld eine nicht zu unterschätzende Projektierungsarbeit durchgeführt werden muss. Somit können die Kosten für Ladesystem nicht beziffert werden.

Wie bereits oben erwähnt, müssen für die Infrastruktur Anpassungen vorgenommen werden. Der momentan verfügbare Netzanschluss liegt bei 480kVA. Um die genannten Anschlusszahlen zu erzielen, muss ein Netzanschluss vom Tannenhof nach Staad gelegt werden. Durch diesen direkten Anschluss an das Mittelspannungsnetz (20kV) ist es möglich, einen 3MW-Anschluss in Staad zu realisieren. Die entstehenden Kosten müssen durch die Stadtwerke abgeschätzt werden. Es ist zu überlegen, ob eine solche Maßnahme im Rahmen von evtl. anstehenden Arbeiten am Wasser-, Gas- oder Glasfaserkabelnetz durchgeführt werden kann.

Der erforderliche Footprint für eine solche Lösung ist sehr überschaubar und wird mit wenigen Duzend Quadratmeter am Standort Staad beziffert. In diesem Fall kann das vorhandene Trafohaus genutzt werden.

6.2.7 Wirtschaftliche Betrachtung der Treibstoffe

Bei den von der HTWG Konstanz errechneten Wirkungsgraden ergeben sich folgende Treibstoffverbräuche. Die momentan gültigen Treibstoffkosten ergeben folgende Kosten für den Treibstoff pro Schiff und Tag. Bei den angegebenen Treibstoffkosten handelt es sich um Nettopreise in EURO. Die Kosten für Wasserstoff sind unterteilt nach den Herstellungskosten für Wasserstoff. Der Preis von 8 EUR/kg entspricht dem momentanen Nettopreis für Wasserstoff an den deutschen Tankstellen.

	Treibstoffkosten	Tagesverbrauch pro Schiff (FS Lodi)	Treibstoffkosten pro Schiff (FS Lodi) und pro Tag [€/d]
Diesel (FS Lodi)	0,55€/l	1.796l	988€/d
	0,55€/l + 10€/tCO ₂	1.796l	1.036€/d
	0,55€/l + 100€/tCO ₂	1.796l	1.464€/d
	0,55€/l + 200€/tCO ₂	1.796l	1.940€/d
LNG (Bio-LNG)	1,30€/kg	1.614kg	2.098€/d
Wasserstoff	8€/kg	432kg	3.456€/d
	6€/kg	432kg	2.592€/d
	4€/kg	432kg	1.728€/kg
Methanol	63ct/l	5.232l	3.296€/d
Strom	20,98 ct/kWh	7.604 kWh	1.595€/d

Tabelle 59: Durchschnittliche Treibstoffkosten pro Schiff und Tag

Tabelle 59 zeigt die Treibstoffkosten für die unterschiedlichsten Anwendungen, bei einer Referenz auf das modernste Fährschiff (FS Lodi). Ebenfalls aufgeführt sind die Kosten für die fossilen Energieträger bei der Berücksichtigung einer Besteuerung von Kohlendioxid, die in diesem Fall zwischen 10€/t CO₂ und 200€/t CO₂ angesetzt wurde.

An dieser Stelle muss erwähnt werden, dass davon ausgegangen wird, dass sich der Preis für alternative Treibstoffe mit dem Aufbau eines Marktes für diese Kraftstoffe deutlich nach unten bewegen wird – gleichzeitig wird sich der Preis für fossile Kraftstoffe durch die Besteuerung von Kohlendioxid erhöhen.

Ebenfalls muss erwähnt werden, dass der günstige Schiffsdiesel in keiner Konkurrenz zu alternativen Kraftstoffen stehen kann. Hier kann nur durch Förderung der alternativen Kraftstoffe oder durch die Einführung von CO₂-Besteuerung eine ausgewogene Preisstruktur erreicht werden. Dies bedeutet allerdings, dass in allen Fällen die Mobilität teurer werden wird.

Strom und Wasserstoff (mit einem spezifischen Preis von 4EUR/kg) zählen zu den konkurrenzfähigsten Lösungen aus Sicht der Treibstoffkosten. Allerdings sind die Freiheitsgrade bei der Anwendung sehr stark eingeschränkt. Fällt eine Elektro-Ladestation auf einer Seite aus, so würde der Fährverkehr gemäß unserer Auslegung nach vier Überfahrten ausfallen. Fällt eine Wasserstofftankstelle aus, so kann zumindest der laufende Tagesverkehr noch bedient werden. Die Reaktionszeit für eine erforderliche Reparatur ist bei einer Wasserstoffanwendung deutlich größer.

6.3 Katamaran

Auf dem Bodensee verkehren seit 2005 zwei Katamarane auf der Strecke zwischen Konstanz und Friedrichshafen. Die Doppelrumpfschiffe bieten Platz für 182 Passagiere und bis zu 30 Fahrräder. Der Vorteil eines Katamarans liegt in seiner hohen Geschwindigkeit, der guten Manövrierfähigkeit, dem geringen Wasserwiderstand sowie der ruhigen Fahrweise.



Abbildung 85: Katamaran zwischen Konstanz und Friedrichshafen (Bild von den Stadtwerken Konstanz)

6.3.1 Allgemeine Beschreibung und Ausgangspunkt bezogen auf Konstanz

Die Katamarane fahren das gesamte Jahr über. Wobei im Regelfall zwei Katamarane im Einsatz sind und der Dritte als sogenannter Verstärker zur Verfügung steht, sowie für den Fall, dass sich ein Katamaran in Wartung oder Reparatur befindet. Die Katamarane sind 33,64 Meter lang und 7,6 Meter breit. Der Schiffsrumpf besteht aus Gewichtsgründen aus Aluminium. Der Antrieb besteht aus zwei Dieselmotoren mit Common-Rail-Einspritzung und das Getriebe stammt von ZF (Wendegetriebe). Die maximal zu erreichende Geschwindigkeit liegt bei 19,5 Knoten (36 km/h)¹²⁹, wobei im Regebetrieb nur 32km/h schnell gefahren wird.

¹²⁹ (<https://www.der-katamaran.de/die-katamarane/die-schiffe.html>)

.Die Daten zu den Tankvorgängen der Katamarane stammen von der Katamaran Reederei (KRB).

Motor/Antrieb	
Motorisierung 2 6-Zylinder**	2x380 kW bzw. 2x412kW
Austausch des Dieselmotors	Alle 5 Jahre
Tank	
Tankvolumen	bis 1.600 Liter
Durchschnittliche Betankung	Täglich
Dauer des Tankvorgangs	20 min
Durchschnittliche Dieselmenge/ Tankvorgang	1.000 Liter
Diesel-Verbrauch 2018	860.000 Liter
Größe des Dieselvorratstank für KRB und BSB	210.000 Liter in Konstanz
Häufigkeit der Auffüllung des Dieselvorratstanks	täglich
Anzahl/Standort der Tankstellen	Konstanz, Friedrichshafen
Tankwart für Tankvorgänge	Mannschaft tankt
Platzbedarf für Tankstelle	15-50 m ²
Kosten	
Anschaffungskosten	5 Mio. €
Anschaffungskosten der Tankstelle	150.000 €
Geplante Lebenslaufzeit	35 Jahre
Einzuhaltende Vorschriften	Bodensee-Schiffahrtsordnung, Bundesimmissionsschutzgesetz (BIMSch), Betriebssicherheitsverordnung, Grundwasser- verordnung

Tabelle 60: Technische Daten zu den Katamaranen

** Dieselmotoren mit Common-Rail-Einspritzung

Ein Katamaran legt pro Tag 376km (16*23,5km) zurück und muss daher unter der Saison täglich tanken. Tankmöglichkeiten gibt es in Konstanz und Friedrichshafen. Der Flächenbedarf für eine Tankstelle liegt etwas über dem der Tankstellen für Fähren mit 15-20 m² zu 2m².

6.3.2 Herausforderungen bezogen auf Konstanz

Die Katamarane legen in nur 52 Minuten die Strecke zwischen den beiden Städten zurück. Jedoch hat die Geschwindigkeit einen hohen Einfluss auf den Dieserverbrauch. Um den Betrieb wirtschaftlicher zu gestalten, wurde die Geschwindigkeit auf 32km/h im Regelbetrieb reduziert.

6.3.3 Bestehende Projekte

Im Folgenden werden bisher geplante oder umgesetzte Katamaran-Projekte beschrieben, welche mit einem Wasserstoff- oder Batterieantrieb funktionieren.

Brennstoffzellen-Katamaran

In San Fransico wird das Projekt „Water-go-round“ mit einem Wasserstoff-Katamaran entwickelt und aufgebaut. Die detaillierten Projektdaten und technischen Daten, sowie die entsprechenden Kontaktpersonen werden im Anhang (Kapitel 11.8.1 und 11.8.3) aufgeführt.



Abbildung 86: Der Katamaran „Water-go-round“ vor der Golden Gate Bridge¹³⁰

Elektro-Katamaran

Ein vergleichbares Projekt mit dem Namen „Future of the Fjords“ wird in Norwegen mit einem Elektrokatamaran aufgebaut. Auch hier werden Projektdaten, technischen Daten, sowie die entsprechenden Kontaktpersonen im Anhang (Kapitel 11.8.2 und 11.8.3) aufgeführt.

¹³⁰ (<https://watergoround.com/>, 19.09.2019)



Tabelle 61: Der Elektro-Katamaran „Future of the Fjords“ in Norwegen¹³¹

6.3.4 Verbrauchszahlen der Katamarane

Von den Betreibern der Katamarane wurden die Verbrauchsdaten für das Jahr 2018 zur Verfügung gestellt. Anhand dieser Daten konnte berechnet werden, wie hoch der Verbrauch mit anderen Treibstoffarten wäre. Es wird mit den gleichen Wirkungsgraden gerechnet, wie bereits in Kapitel 6.2.4.

Antriebsart	Treibstoff	Gesamttagesverbrauch
Dieselantrieb	Diesel	2.725 Liter
Brennstoffzelle mit MeOH-Reformer	Methanol	7.790 Liter
Akku elektrischer Antrieb	Strom	11.244 kWh
Wasserstoff-Brennstoffzelle	Wasserstoff	644 kg
LNG-Motor	LNG	2519 kg

Tabelle 62: Gesamter Treibstoffverbrauch aller Katamarane an einem Tag

Für einen direkten Vergleich stehen in Tabelle 63 die Verbräuche in Abhängigkeit des Treibstoffes.

Antriebsart	Treibstoff	Gesamttagesverbrauch
Dieselantrieb	Diesel	26.705 kWh
Brennstoffzelle mit Reformer	Methanol	33.733 kWh
Akku elektrisch	Strom	11.244 kWh
Wasserstoff-Brennstoffzelle	Wasserstoff	25.299 kWh
LNG (Methan) ¹³²	Verflüssigtes Erdgas	26.705 kWh

Tabelle 63: Gesamte benötigte Energie aller Katamarane an einem Tag

¹³¹ (<https://businessportal-norwegen.com/2018/05/08/elektro-katamaran-zwischen-flam-und-gudvangen-geht-in-betrieb/>, 19.09.2019)

¹³² (<https://www.biogasrat.de/wp-content/uploads/2018/01/mks-kurzstudie-Ing.pdf>)

6.3.5 Auslegung und wirtschaftliche Betrachtung der Katamarane

Für den Katamaran existieren keine Messdaten wie bei den Fähren. Für die Auslegung werden somit Antriebswirkungsgrade (ohne Schiffspropeller) von den Fährschiffen übernommen. Ebenfalls übernommen werden die Kosten für die jeweiligen Komponenten des Antriebs. Als Basis der Auslegung dient der Verbrauch pro Überfahrt, welcher sich aus dem Jahresverbrauch von 990.000 Litern ergibt, sowie der 188 Überfahrten je Woche gemäß Fahrplan. Bei einem Wirkungsgrad des Dieselmotors von 36% ergibt sich somit ein Energiebedarf pro Überfahrt von 358kWh. Da genaue Messdaten zum Leistungsbedarf fehlen, müssen ein paar Annahmen getroffen werden. Die Annahmen sind, dass ein 4-Minütiger Beschleunigungsvorgang unter Volllast stattfindet und während der restlichen Überfahrt die Leistung eines Motors anliegt. Weiter werden die Schiffe für den Betrieb an Werktagen ausgelegt, da gemäß Fahrplan hier am meisten Fahrten stattfinden, nämlich 16 pro Schiff und Tag.

Die Überfahrt dauert 52 Minuten, die Liegezeit im Hafen 8 Minuten. Das Vorgehen gleicht dem der Auslegung der Fährschiffe.

6.3.5.1 H₂-Brennstoffzellen-Batterie-Hybrid Katamaran

Der Leistungsbedarf der Brennstoffzelle beträgt nach obiger Annahme 380kW. Für den abgeschätzten Anfahrvorgang tritt ein Energiebedarf von 25kWh auf, der anschließend während der Liegezeit wieder zurück in die Batterie gespeist wird. Die Batterie ist aus Lebensdauergründen mit dem Faktor 5 auf 141kWh ausgelegt. Unter Berücksichtigung der Lade- und Entladeverluste bei den Batterien ergibt sich für das hier ausgelegte Schiff ein Tagesbedarf von 387kg H₂. Bezüglich Sicherheitsfaktor auf den Brennstoff wurde nur ein Faktor von 25% mehr Tankinhalt berechnet, da es beim Katamaran keine Zusatzfahrten aufgrund von viel Nachfrage gibt.

Die weiteren Daten sind:

Technische Daten:		
Brennstoffzellensystem Leistung	380	KW
Batteriesystem Kapazität	141	kWh
Wasserstoffmenge (erforderlich 24h Betrieb)	387	kg
Wasserstoffmenge (mitgeführt)	483	kg
Tankgröße gesamt @ 350bar	20.300	l
Anzahl der Drucktanks	58	

Kosten:		
Brennstoffzellensystem	570.000	€
Batteriesystem	28.200	€
Motor + Steuerung	55.000	€
Tank	298.400	€
Summe	951.600	€
Gewicht:		
Brennstoffzellensystem	1.083	kg
Batteriesystem	1.128	kg
Tank (voll) @350bar	6.519	kg
Summe	8.730	kg

Tabelle 64: Auslegungsdaten Brennstoffzellen-Batterie-Hybrid System

Da für diese Studie keine CAD-Zeichnung des Katamarans vorlag konnte keine Integrationszeichnung (vgl. Fährschiff) erstellt werden.

Es gelten dieselben Zusammenhänge wie bei den Fährschiffen. Basis ist der H₂-Brennstoffzellen-Batterie-Hybrid Katamaran. Somit folgt für die Auslegung:

Technische Daten:		
Brennstoffzellensystem Leistung	380	KW
Batteriesystem Kapazität	141	kWh
Methanolmenge (erforderlich 24h Betrieb)	3.705	kg
Methanolmenge (mitgeführt)	4.631	kg
Tankgröße gesamt	5.847	l
Kosten:		
Brennstoffzellensystem (inkl. Reformier)	741.000	€
Batteriesystem	28.200	€
Motor + Steuerung	55.000	€
Tank	15.000	€
Summe	839.200	€

Gewicht:		
Brennstoffzellensystem	1.440	kg
Batteriesystem	1.128	kg
Tank (voll)	5.094	kg
Summe	7662	kg

Tabella 65: Auslegungsdaten Brennstoffzellen-Batterie-Hybrid System

6.3.5.2 Batterieelektrischer Katamaran

Analog zu den Fährschiffen ist auch hier eine batterieelektrische Variante ausgelegt. Da die Strecke größer ist, erhöht sich entsprechend die benötigte Batteriekapazität. Da die Standdauer mit 8 Minuten relativ kurz ist, werden an beiden Häfen Anschlussleistungen von jeweils ca. 3MW benötigt.

Technische Daten:		
Batteriesystem Kapazität	2.093	kWh
Notwendige Ladeleistung	2.983	kW
Kosten:		
Batteriesystem	419.000	€
Motor + Steuerung	55.000	€
Summe	474.000	€
Gewicht:		
Batteriesystem	16.747	kg

Tabella 66: Auslegung des batterieelektrischen Katamarans

Bezüglich eines Kostenvergleichs zwischen Brennstoffzelle-Batterie-Hybrid und Batterieelektrisch ergibt sich ein leicht anderes Bild als bei den Fähren. Beim Katamaran ist die Fahrzeit dreimal so lang wie bei der Fähre und die Strecke nochmal länger. Daraus ergibt sich, dass größere Batteriesysteme verbaut werden müssen, was sich auch auf das Gesamtgewicht auswirkt, welches doppelt so hoch ist als das der Brennstoffzellenschiffe. Das hat wiederum Einfluss auf den Tiefgang und somit den Verbrauch, was in dieser Übersichtsstudie aufgrund fehlender Daten nicht berücksichtigt werden konnte. Unter den hier getroffenen Annahmen für Kosten der Komponenten ist ein Brennstoffzellenhybridantrieb in der Anschaffung bei ca. 250€/kW vergleichbar zum batterieelektrischen Antrieb. Sollten die Kosten für die

Drucktanks in Zukunft auch fallen, dann wird der Brennstoffzellenhybridantrieb umso schneller konkurrenzfähig.

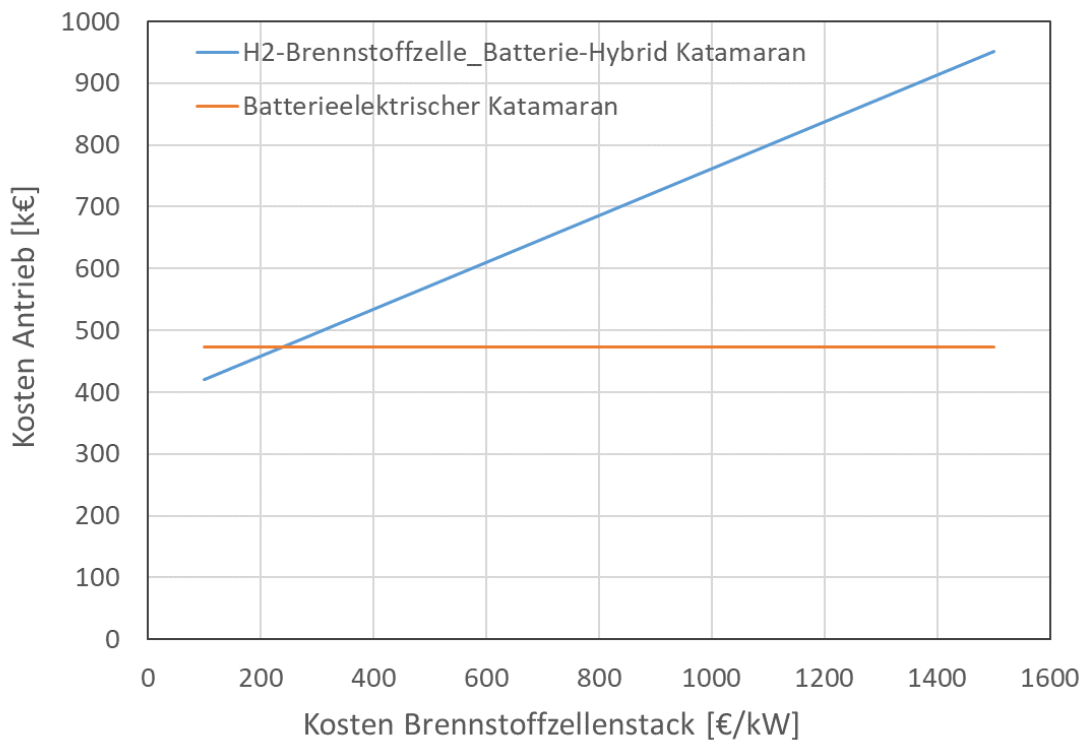


Abbildung 87: Einfluss Brennstoffzellensystempreis auf Kosten des Antriebssystems

Somit ist das Brennstoffzellensystem in Tendenz für die Katamaranverbindung zwischen Konstanz und Friedrichshafen besser geeignet als für die Fährverbindung Konstanz-Meersburg. Das gilt insbesondere, da das deutlich höhere Gewicht der Batterien in dieser Studie noch gar nicht berücksichtigt wurde, was aber vom Einfluss nicht vernachlässigbar ist und klar ein Nachteil im Vergleich zu der Brennstoffzellenanwendung darstellt. Bezüglich energetischer Betrachtung gelten dieselben Schlussfolgerungen wie bei den Fähren. Gesamtenergetisch ist der direkte Weg über die Batterie wesentlich effizienter, als über Wasserstoff. Trotzdem sehen die Autoren gerade bei den Katamaranen eher Einsatzpotential, da gerade der Katamaran auch für Sonderfahrten attraktiv sein kann, und somit eine höhere Flexibilität hier von Vorteil ist. Auf der anderen Seite ist ein wirtschaftlicher Betrieb des Katamarans eine Herausforderung, woraus sich eine starke Sensibilität bezüglich Kosten für die Betreiber ergibt.

6.3.6 Auslegung und wirtschaftliche Betrachtung der Infrastruktur und Tankstelle

Die Katamarane und die Schiffe der Weißen Flotte nutzen die gleiche Tankstelle im Stadthafen Konstanz. Die allgemeinen Rahmenbedingungen sind für beide Schiffstypen gleich und wird hier exemplarische für beide Anwendungen beschrieben.

Die Katamarane und insbesondere die Kursschiffe der Weißen Flotte sind sehr weitläufig auf dem Bodensee unterwegs und verfügen über mehrere Möglichkeiten Diesel zu tanken. Die Tankzeiten der BSB-Flotte sind an den Fahrplan und das jeweilige Einsatzgebiet angepasst. Neben der Tankmöglichkeit in Konstanz kann auch in Friedrichshafen und Lindau Diesel getankt werden.

Da sich die Studie auf den Bereich Konstanz bezieht, wurde nur im Stadtgebiet die Möglichkeit einer Treibstoff-Bevorratung betrachtet. Die Katamarane und die Schiffe der Weißen Flotte haben Ihre Tankmöglichkeit im Stadthafen Konstanz.

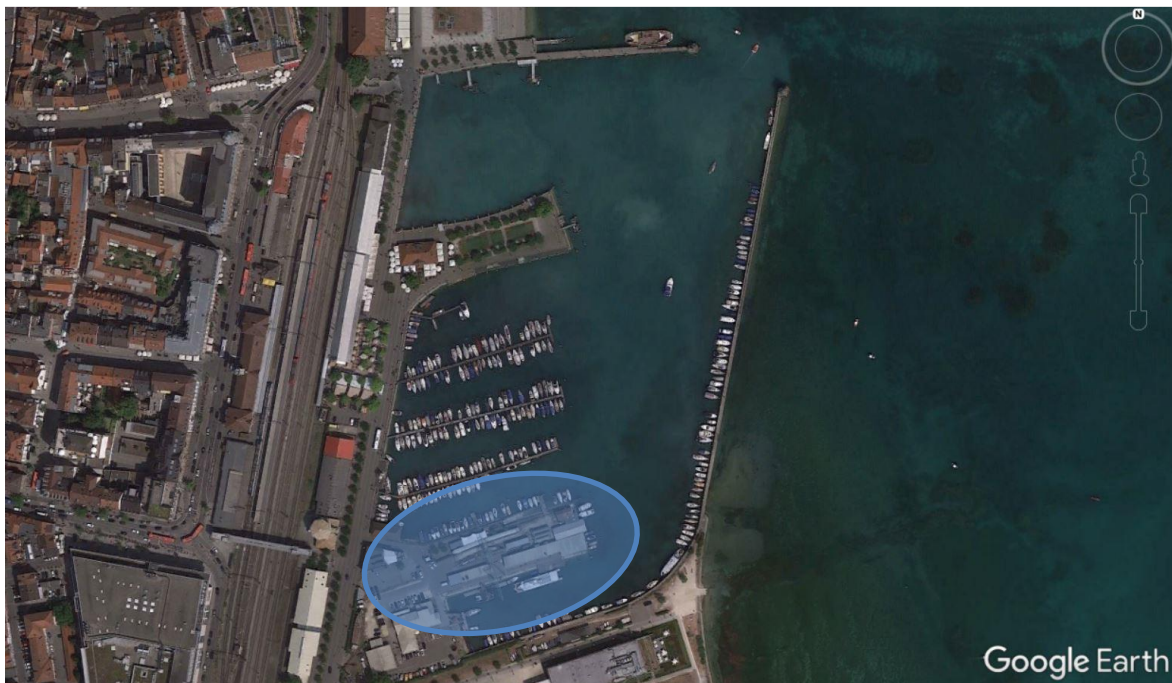


Abbildung 88: Übersichtsplan Stadthafen Konstanz – die blaue Markierung zeigt das Betriebsgelände der BSB im Konstanz Stadthafen¹³³

Das BSB-Gelände mit Tankstelle und Dieselvorratsbehälter befindet sich im hinteren Bereich des Stadthafens.

¹³³ Quelle: Google Earth

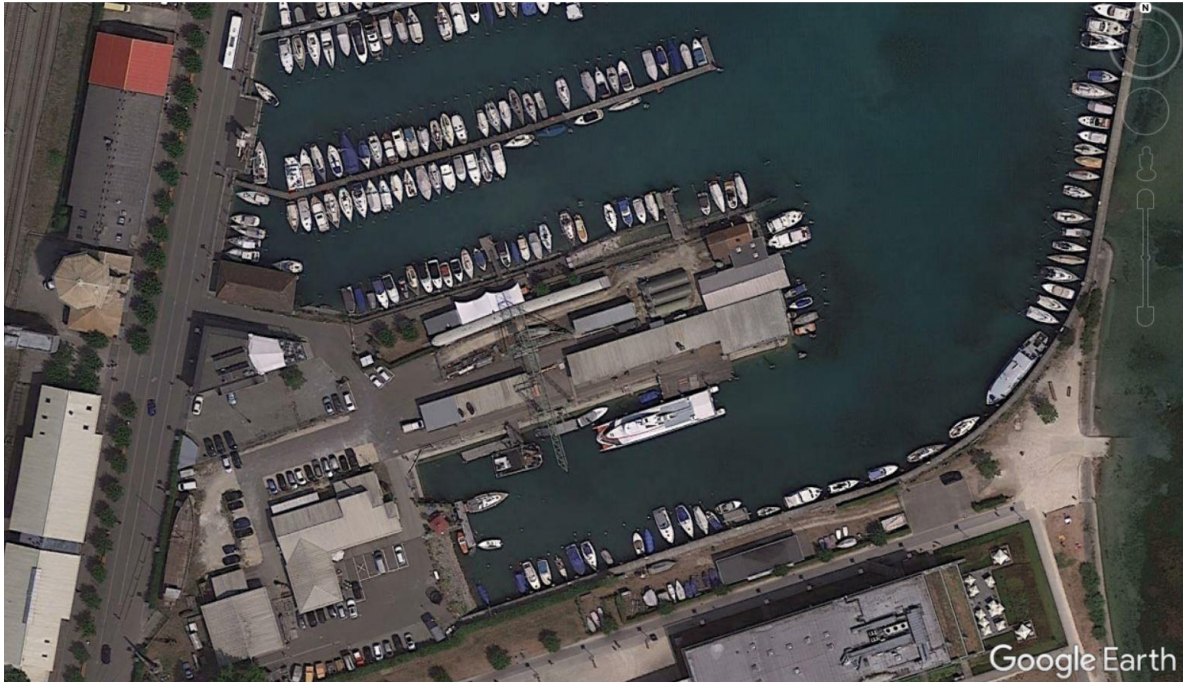


Abbildung 89: Betriebsgelände der Bodensee-Schiffsbetriebe¹³⁴

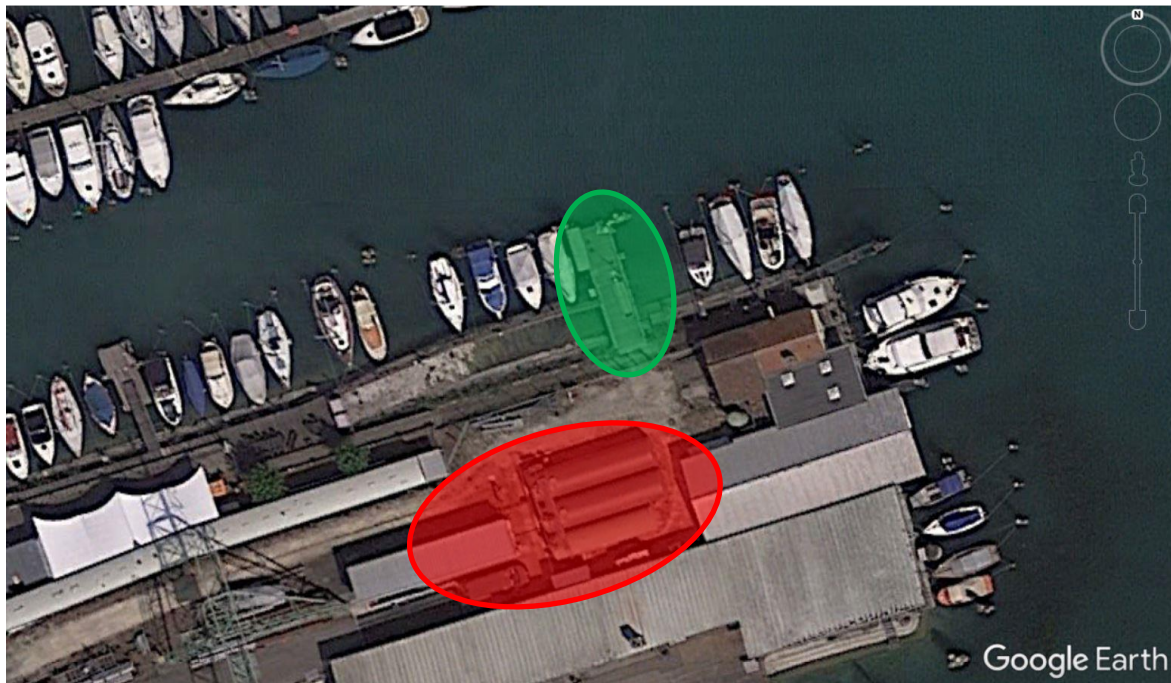


Abbildung 90: Tanksteg mit Zapfanlage (grün markierter Bereich) und die Dieseltanks (rot markierter Bereich)¹³⁵

¹³⁴ Quelle: Google Earth

¹³⁵ Quelle: Google Earth

Auf dem BSB Gelände im Konstanzer Stadthafen stehen insgesamt drei Tanks mit 2x80.000l und 1x50.000l Fassungsvermögen. Die Diesellieferung erfolgt mit Tank-LKW – die Frequenz beträgt 2 LKW-Lieferungen (2x30.000l Diesel) in 14 Tagen. Ein Schiff der BSB-Flotte hat einen durchschnittlichen Verbrauch von 800-1.000l/Tag und muss alle 5 Tage mit ca. 5.000l Diesel betankt werden.

Die Infrastruktur im Konstanzer Stadthafen soll in den kommenden Jahren renoviert bzw. erneuert werden. Die Platzverhältnisse sind sehr beengt. Trotz intensiver Recherche konnte keine Möglichkeit für die Aufstellung einer Wasserstoff- bzw. Methanoltankstelle und der erforderlichen Speichertanks gefunden werden – wenn, dann nur als Ersatz zu den vorhandenen Dieseltanks – aber nicht zusätzlich zu den vorhandenen Dieseltanks.

An dieser Stelle muss überlegt werden, ob bei einem Wasserstoff/Brennstoffzellenbetrieb auf den Standort Fährhafen Konstanz-Staad ausgewichen werden kann. Alternativ muss beleuchtet werden, ob im Stadthafen von Friedrichshafen die Möglichkeit zur Errichtung einer Wasserstoff- bzw. Methanoltankstelle besteht. Dort könnte der Katamaran und die Schiffe der BSB dann bei Bedarf mit Wasserstoff bzw. Methanol betankt werden.



Abbildung 91: Anlegesteg und Tankstation im Konstanzer Stadthafen



Abbildung 92: Übergabestation: LKW-Tankzug <-> Dieseltanks auf dem BSB-Gelände



Abbildung 93: Doppelwandige Dieseltanks auf dem BSB-Betriebsgeländer im Konstanz-Stadthafen – 2x80.000l Dieseltanks – der 50.000l Tank ist auf dem Bild nicht sichtbar.

Wenn die BSB-Schiffe und die Katamarane im Fährhafen Konstanz-Staad mit Wasserstoff betankt werden, muss ein zusätzlicher Weg von einfach 6km gefahren werden. Bei einer Gesamtstrecke von 12km

und einer Fahrgeschwindigkeit von 22km/h ergibt sich inkl. An- und Ablegen ein zusätzlicher Zeitaufwand von mindestens 45 Minuten – Tankzeit nicht eingerechnet. In einem ausgelasteten Fahrplan lässt sich ein solcher zusätzlicher Zeitaufwand fast nicht realisieren.



Abbildung 94: Umweg von 2x6km um die Schiffe aus dem Konstanzer Stadthafen im Fährhafen von Staad betanken zu lassen¹³⁶

6.3.7 Kosten und Wirtschaftlichkeit der Treibstoffe

Bei den von der HTWG Konstanz errechneten Wirkungsgraden ergeben sich folgende Treibstoffverbräuche. Die momentan gültigen Treibstoffkosten ergeben folgende Kosten für den Treibstoff pro Schiff und Tag. Bei den angegebenen Treibstoffkosten handelt es sich um Nettopreise in Euro. Die Kosten für Wasserstoff sind unterteilt nach den Herstellungskosten für Wasserstoff. Der Preis von 8 EUR/kg entspricht dem momentanen Nettopreis für Wasserstoff an den deutschen Tankstellen.

¹³⁶ (Google Earth)

	Treibstoffkosten	Tagesverbrauch pro Schiff	Treibstoffkosten pro Schiff und pro Tag [€/d]
Diesel	0,55€/l	1.362l	749€/d
	0,55€/l + 10€/t CO ₂	1.362l	785€/d
	0,55€/l + 100€/t CO ₂	1.362l	1.110€/d
	0,55€/l + 200€/t CO ₂	1.362l	1.471€/d
LNG (Bio-LNG)	1,30€/kg	1.260kg	1.638€/d
Wasserstoff	8€/kg	324kg	2.592€/d
	6€/kg	324kg	1.944€/d
	4€/kg	324kg	1.296€/kg
Methanol	63ct/l	3.926l	2.473 €/d
Strom	20,98 ct/kWh	5.622kWh	1.180€/d

Tabelle 67: Durchschnittliche Treibstoffkosten pro Schiff und Tag

Tabelle 67 zeigt die Treibstoffkosten der unterschiedlichen Antriebsarten und der unterschiedlichen Besteuerung der CO₂-Emissionen.

An dieser Stelle muss erwähnt werden, dass davon ausgegangen wird, dass sich der Preis für alternative Treibstoffe mit dem Aufbau eines Marktes für diese Kraftstoffe deutlich nach unten bewegen wird – gleichzeitig wird sich der Preis für fossile Treibstoffe durch die Besteuerung von CO₂ verteuern.

Ebenfalls muss erwähnt werden, dass der günstige Schiffsdiesel in keiner Konkurrenz zu alternativen Kraftstoffen stehen kann. Hier kann nur durch Förderung der alternativen Kraftstoffe oder durch die Einführung von CO₂-Besteuerung eine ausgewogene Preisstruktur erreicht werden. Dies bedeutet allerdings, dass in allen Fällen die Mobilität teurer wird.

Wie bereits bei den Fähren erwähnt, zählen Strom und Wasserstoff (mit einem spezifischen Preis von 4€/kg) zu den konkurrenzfähigsten Lösungen aus Sicht der Treibstoffkosten. Allerdings sind die Freiheitsgrade bei der Anwendung auch hier sehr stark eingeschränkt. Fällt eine Wasserstofftankstelle aus, so kann der laufende Tagesverkehr noch bedient werden.

6.4 BSB

Auf dem Bodensee gibt es sehr viele Routen, die sich in ihrer Streckenführung, Länge der Strecke und in der Kapazität der Schiffe unterscheiden. Die Passagierschiffe fahren die Routen saisonal. Die Saison beginnt zu Ostern und endet Ende Oktober. Die genauen Daten weichen von Jahr zu Jahr leicht ab, da es vom Zeitpunkt der Osterfeiertage abhängig ist – dies führt auch zu leichten Schwankungen im Jahresverbrauch von Diesel. Zudem fahren die Schiffe nicht nur während der Haupt- und Nebensaison zu ganz unterschiedliche Zeiten, sondern auch im Vergleich Wochentage zu Wochenende, da am Wochenende deutlich mehr Touristen die Ausflugsschiffe nutzen. Da sehr viele Städte-Verbindungen am Bodensee angefahren werden, kann keine verbindliche Aussage zur Einsatzroute getroffen werden. Zudem können die Schiffe auch gechartert werden, über die Häufigkeit lässt sich auch hier keine allgemeine Aussage treffen.



Abbildung 95: Passagierschiff Überlingen der BSB (Bild der Stadtwerke Konstanz)

6.4.1 Allgemeine Beschreibung und Ausgangspunkt bezogen auf Konstanz

Insgesamt besteht die Weiße Flotte der BSB aus 14 Schiffen – darunter sind 12 Kursschiffe, sowie zwei Fährschiffe, die zwischen Friedrichshafen in Deutschland und Romanshorn auf der Schweizer Seite verkehren. Die technischen Daten zu den Schiffen der BSB stehen in Tabelle 68.

Schiffsname	Einsatzzeit	max. Geschwindigkeit [km/h]	Ges.-Leistung [PS]	Zulässige Personenanzahl	Länge ü.A. [m]	Verdrängung leer [t]
MS ÜBERLINGEN	ab 2010	24,0	1050	1000	58,2	402
MS LINDAU	ab 2006	24,0	992	500	45,9	278
MF EUREGIA*	ab 1996	22,0	2472	700	60,0	568,00
MS STADT RADOLFZELL	ab 1994	25,0	896	500	52,3	252
MS GRAF ZEPPELIN	ab 1989	25,0	928	700	59,3	448
MS UHLINGEN	ab 1974	21,0	466	312	30,5	82
MF FRIEDRICHSHAFEN*	ab 1966	23,0	1502	700	57,2	435
MS KONSTANZ	ab 1964	25,0	1102	690	57,0	311
MS MÜNCHEN	ab 1962	26,0	1102	1000	57,5	383
MS REICHENAU	ab 1961	24,0	448	260	34,6	77
MS STUTTGART	ab 1960	26,4	1050	1050	57,8	376
MS SCHWABEN	ab 1937	26,0	800	770	56,0	349
MS KARLSRUHE	ab 1937	27,5	800	800	56,3	377
MS BADEN	ab 1935	26,0	730	650	52,5	341

Tabelle 68: Auflistung aller Schiffe der Weißen Flotte - * inkl. PKW und LKW

Da die Schiffe sich alle in ihrer Größe, im Tankvolumen und der Motorisierung unterscheiden, wird in der nachstehenden Tabelle auf diese Angaben verzichtet. Die Daten zu den Schiffen der Weißen Flotte stammen von den Bodensee-Schiffbetrieben (BSB).

Motor/Antrieb	
Motorisierung	Unterschiedliche Motorengröße
Austausch des Dieselmotors	Alle 10 Jahre
Tank	
Tankvolumen	Unterschiedliches Tankvolumen
Durchschnittliche Betankung	Täglich (in Saison)
Dauer des Tankvorgangs	20 Min.
Durchschnittliche Dieselmenge/ Tankvorgang	6.000 Liter
Diesel-Verbrauch 2018	2,3 Mio. Liter
Größe des Dieselvorratstank	210.000 Liter in Konstanz
Häufigkeit der Auffüllung des Dieselvorratstanks	3x wöchentlich (in Saison)
Anzahl/Standort der Tankstellen	Konstanz, Friedrichshafen, Lindau
Tankwart für Tankvorgänge	Mannschaft tankt
Platzbedarf für Tankstelle	15-50 m ²
Kosten	
Anschaffungskosten	2 Neuesten: 7 bzw. 10 Mio.€
Anschaffungskosten der Tankstelle	150.000 €
Instandhaltungskosten Tankstelle	2 Mio.€/Jahr
Durchschnittsalter der Flotte	Durchschnittlich: 50 Jahre
Einzuhaltende Vorschriften	BSO, BinSchVO, BIMSCH, Betriebssicherheitsverordnung, Grundwasserverordnung

Tabelle 69: Technische Daten zu den Schiffen der weißen Flotte der BSB

6.4.2 Herausforderungen bezogen auf Konstanz

Die Schiffe der Weißen Flotte müssen häufig Manövrierarbeit leisten, sodass der Motor kurzzeitig stark belastet wird. Die Motoren müssen so ausgelegt sein, dass sie kurzzeitiger Überbelastung standhalten und das in relativ kurzen zeitlichen Abständen, abhängig davon, wie weit die Stationen jeweils voneinander entfernt sind. Hinzu kommen noch die sich stark voneinander unterscheidenden Strecken, Distanzen und Dauer der Überfahrten.

6.4.3 Bestehende Projekte

Nachfolgend stehen beispielhaft bereits umgesetzte oder sich noch in der Planung befindende Projekte für Brennstoffzellen-Passagierschiffe. Dies soll zeigen, dass Projekte mit alternativen Antrieben möglich sind.

Brennstoffzellen-Passagierschiff

In Hamburg wurde im Jahr 2008 das Projekt Alsterwasser realisiert. Dadurch wurden Personen mit einem brennstoffzellenbetriebenen Schiff transportiert. Die detaillierten Projektdaten und technischen Daten, sowie die entsprechenden Kontaktpersonen werden im Anhang (Kapitel 11.9.1 und 11.9.3) aufgeführt. Das Projekt wurde in der Zwischenzeit eingestellt – das Brennstoffzellenschiff ist nicht mehr in Betrieb.



Abbildung 96: FCS Alsterwasser in Hamburg¹³⁷

Batterie-Personenschiff

In Amsterdam werden ehemalige dieselbetriebene Kanalboote auf Batterieantrieb umgebaut. Die detaillierten Projektdaten und technischen Daten, sowie die entsprechenden Kontaktpersonen werden im Anhang (Kapitel 11.9.2 und 11.9.3) aufgeführt.

¹³⁷ (<https://www.hzwei.info/blog/2014/09/30/das-brennstoffzellen-schiff-alsterwasser-liegt-still>)



Abbildung 97: Elektrisch betriebenes Kanalboot in Amsterdam¹³⁸

6.4.4 Verbrauchszahlen der Passagier-Schiffe

Da die Streckenführung der BSB Schiffe sich so stark voneinander unterscheiden, wird hier ein durchschnittlicher Tagesverbrauch aller Schiffe berechnet. Die Schiffe fahren saisonal, daher wird hier mit einer Einsatzzeit von Mitte April bis Mitte Oktober gerechnet.

Antriebsart	Treibstoff	Gesamttagesverbrauch
Dieselantrieb	Diesel	12.500 Liter

Tabelle 70: Durchschnittlicher Gesamtverbrauch der Passagier-Schiffe – bezogen auf Diesel

Zum Vergleich werden die Energieverbräuche ebenfalls aufgelistet.

Antriebsart	Treibstoff	Gesamttagesenergieverbrauch
Dieselantrieb	Diesel	122.500 kWh

Tabelle 71: Durchschnittlicher Gesamtenergieverbrauch der Passagier-Schiffe

Die BSB-Schiffe werden rein für touristische Aktivitäten genutzt und nicht für den regelmäßigen Linienverkehr im ÖPNV. Daher wird im Weiteren nicht in die Tiefe gegangen. Wie bereits erwähnt, handelt es sich hierbei um den durchschnittlichen Tagesverbrauch der gesamten Flotte. Eine detailliertere Betrachtung bezogen auf die einzelnen Schiffe, die unterschiedlichen Fahrstrecken bzw. spezifische Wochentage war mit den vorliegenden Daten leider nicht möglich.

¹³⁸ (<https://www.bbc.com/news/business-45783085>, 24.09.2019)

6.4.5 Wirtschaftliche Betrachtung der Treibstoffe

Bei den von der HTWG Konstanz errechneten Wirkungsgraden ergeben sich folgende Treibstoffverbräuche. Die momentan gültigen Treibstoffkosten ergeben folgende Kosten für den Treibstoff für die gesamte Flotte und Tag. Bei den angegebenen Treibstoffkosten handelt es sich um Nettopreise in Euro. Die Kosten für Wasserstoff sind unterteilt nach den Herstellungskosten für Wasserstoff. Der Preis von 8 EUR/kg entspricht dem momentanen Nettopreis für Wasserstoff an den deutschen Tankstellen.

	Treibstoffkosten	Tagesverbrauch der gesamten Flotte	Treibstoffkosten pro Schiff und pro Tag [€/d]
Diesel	0,55€/l	12.500l	6.875€/d
	0,55€/l + 10€/t CO ₂	12.500l	7.206€/d
	0,55€/l + 100€/t CO ₂	12.500l	10.188€/d
	0,55€/l + 200€/t CO ₂	12.500l	13.500€/d
Strom	20,98 ct/kWh	64.853kWh	13.550€/d

Tabelle 72: Durchschnittliche Treibstoffkosten pro Schiff und Tag

An dieser Stelle muss erwähnt werden, dass davon ausgegangen wird, dass sich der Preis für alternative Treibstoffe mit dem Aufbau eines Marktes für diese Kraftstoffe deutlich nach unten bewegen wird.

Ebenfalls muss erwähnt werden, dass der günstige Schiffsdiesel in keiner Konkurrenz zu alternativen Kraftstoffen stehen kann. Hier kann nur durch Förderung der alternativen Kraftstoffe oder durch die Einführung von CO₂-Besteuerung eine ausgewogene Preisstruktur erreicht werden. Dies bedeutet allerdings, dass in allen Fällen die Mobilität teurer wird.

6.5 Wasserbus

Die Stadt Konstanz plant ein neues Verkehrskonzept, bei dem ein Wasserbus eine bedeutende Rolle spielen soll. Mit diesem Konzept soll die Innenstadt verkehrstechnisch entlastet werden, indem die Besucher zu einem P&R-Parkplatz geführt werden. Von dort sollen sie mit einem Wasserbus in den Stadthafen gebracht werden.

Seit 2018 fährt testweise jeden Samstag ein Wasserbus zwischen dem Bodenseeforum und dem Konstanzer Hafen, um die Akzeptanz und die Praktikabilität zu testen.



Abbildung 98: Wasserbus zwischen dem Bodenseeforum und dem Hafen Konstanz¹³⁹

6.5.1 Allgemeine Beschreibung und Ausgangspunkt bezogen auf Konstanz

Das Ziel mit der Einführung der Wasserbusse ist, dass die Einkaufstouristen am Wochenende nicht in die Stadt fahren, sondern auf dem Park&Ride am Bodenseeforum ihr Auto stehen zu lassen und mit dem Wasserbus in die Stadt gebracht werden.

Von dem Betreiber der Wasserbusse, der Personenschiffahrt Giess & Giess GmbH stammt die Information, dass die Seeperle 130 Liter am Tag für die Wasserbusverbindung zwischen dem Bodenseeforum

¹³⁹ (Von Mariolu04 - Eigenes Werk, CC BY-SA 3.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=27314174>)

und dem Hafen und im Schnitt 1,9 Liter pro Kilometer verbraucht. Die Strecke einer einfachen Fahrt beträgt 2,1 Kilometer.

Schiffsname	Baujahr	max. Geschwindigkeit [km/h]	Antriebsleistung [kW]	Zul. Personenanzahl	Länge ü.A. [m]	Verdrängung leer [t]
SEEPERLE	1979	23	149	60	17,70	23,23
REICHENAU	1961	25	330	250	34,60	80,25

Tabelle 73: Technische Daten zu den Wasserbussen

Da die Wasserbusse erst seit letztem Jahr in Betrieb sind, gibt es zum jetzigen Zeitpunkt nicht genügend Erfahrungswerte im Vergleich zu den Fähren oder den Katamaranen.

6.5.2 Herausforderungen bezogen auf Konstanz

Die Wasserbusse fahren zwischen 10.15-14.45 Uhr und 16.45-19.45 Uhr halbstündlich. Das Besondere an den Wasserbussen ist, dass sie je nach Fahrtrichtung mit oder gegen die Rheinströmung verkehren. Es kann angenommen werden, dass die Fließgeschwindigkeit des Rheins an dieser Stelle ungefähr 1km/h (0.28 m/s) pro Meter Wasserstand beträgt. Bei einem Wasserstand von 4 Metern (bezogen auf den Pegel im Konstanzer Stadthafen) entspräche das einer Geschwindigkeit von 4km/h. Bei der Fahrt gegen die Strömung ist der Verbrauch dementsprechend deutlich höher¹⁴⁰. Die Seeperle wird aktuell vorrangig eingesetzt, da diese im Vergleich zu anderen Schiffen wie z.B. der Reichenau (Abbildung 98) weniger Probleme mit den Wendemanövern hat und auf Grund ihrer Größe die Tour schneller fährt¹⁴¹. Momentan ist der Wasserbus ein Versuchsprojekt und soll bei großem Bedarf weiter ausgebaut werden. Auch ein Parkhaus soll gebaut werden, um den Anreiz für Touristen von dort aus in die Stadt zu fahren, zu erhöhen und somit den Autoverkehr in der Stadt zu reduzieren.

Eine weitere Herausforderung besteht im ganzjährigen Betrieb. Während einer extremen Hochwassersituation am Bodensee kann die Brückendurchfahrt der alten Rheinbrücke evtl. nicht möglich sein.

6.5.3 Bestehende Projekte

Nachfolgend stehen beispielhaft bereits umgesetzte oder sich noch in der Planung befindende Projekte für kleine Brennstoffzellen-Passagierschiffe. Dies soll zeigen, dass ein solches Projekt technisch möglich ist.

¹⁴⁰(Strömungsverhältnisse im Bodensee-Untersee und der Wasseraustausch zwischen den einzelnen Seebecken (Internationale Gewässerschutzkommission für den Bodensee Bericht Nr.15))

¹⁴¹(<https://www.suedkurier.de/region/kreis-konstanz/konstanz/Wohin-faehrt-der-Wasserbus-Das-neue-Verkehrsmittel-hatte-2018-Erfolg-Die-Verwaltung-will-den-Betrieb-jetzt-weiterentwickeln;art372448,10043016>)

Brennstoffzellen-Passagierschiff

In Essen auf dem Baldeneysee wurde im Jahr 2017 das Projekt „MS Innogy“ realisiert, bei dem Personen mit einem brennstoffzellenbetriebenen Schiff transportiert werden. Die detaillierten Projektdaten und technischen Daten, sowie die entsprechenden Kontaktpersonen werden im Anhang (Kapitel 11.10.1 und 11.10.3) aufgeführt.



Abbildung 99: MS Innogy auf dem Essener Baldeneysee¹⁴²

Hybrid-Personenschiff

In Belgien wird derzeit ein elektrisches Hybridschiff realisiert. Die detaillierten Projektdaten und technischen Daten, sowie die entsprechenden Kontaktpersonen werden im Anhang (Kapitel 11.10.2 und 11.10.3) aufgeführt.

¹⁴² (<https://news.innogy.com/spannende-geschichten-auf-der-ms-innogy/>, 19.09.2019)



Abbildung 100: Das belgische Schiff „Hydroville“¹⁴³

6.5.4 Verbrauchszahlen der Wasserbusse

Durch die Informationen von den Betreibern der Wasserbusse konnten die Verbräuche pro Tag berechnet werden. Da die Reichenau deutlich größer ist als die Seeperle, werden die Verbräuche getrennt berechnet.

Die Verbräuche für die unterschiedlichen Treibstoffe sind in Tabelle 74: Tagesverbrauch der Reichenau festgehalten.

Antriebsart	Treibstoff	Tagesverbrauch
Diesel [Liter]	Diesel	235

Tabelle 74: Tagesverbrauch der Reichenau

Antriebsart	Treibstoff	Gesamttagesverbrauch
Dieselantrieb	Diesel	2.305 kWh

¹⁴³ (<http://www.hydroville.be/en/hydroville/>, 24.09.2019)

Tabelle 75: Tagesenergieverbrauch für die Reichenau

Im Vergleich dazu der Verbrauch in Treibstoffeinheit der Seeperle in Tabelle 76 und der Energieverbrauch in Tabelle 77.

Antriebsart	Treibstoff	Tagesverbrauch
Diesel [Liter]	Diesel	130l
Diesel elektrisch [Liter]	Diesel	134l
Brennstoffzelle mit Reformier [Liter]	Methanol	353l
Akku elektrisch [kWh]	Strom	510kWh
Wasserstoff-Brennstoffzelle [kg]	Wasserstoff	29kg
LNG (Methan) [kg]	Verflüssigtes Erdgas	120kg

Tabelle 76: Tagesverbrauch der Seeperle

Antriebsart	Treibstoff	Gesamttagverbrauch
Dieselantrieb	Diesel	1.274kWh
Dieselektrischer Antrieb	Diesel	1.310kWh
Brennstoffzelle mit Reformier	Methanol	1.529kWh
Akku elektrisch	Strom	510kWh
Wasserstoff-Brennstoffzelle	Wasserstoff	1.147kWh
LNG (Methan) ¹⁴⁴	Verflüssigtes Erdgas	1.274kWh

Tabelle 77: Tagesenergieverbrauch der Seeperle

6.5.5 Auslegung und wirtschaftliche Betrachtung eines Wasserbusses

Für den Wasserbus wurde die Auslegung mit Brennstoffzellen für die Seeperle durchgeführt, da die Reichenau momentan nicht im Einsatz ist. Für den Bedarf bzw. die anzusetzenden Passagierzahlen ist die Seeperle ausreichend dimensioniert.

6.5.5.1 H₂-Brennstoffzellen-Batterie_Hybrid-Wasserbus (Seeperle)

Der mittlere Verbrauch von 14kWh pro Überfahrt und die Fahrzeit der Seeperle von 12 Minuten führen zu einem mittleren Leistungsbedarf von 70kW. Da das Schiff einmal mit der Strömungsrichtung des Rheins und einmal entgegengesetzt zu dieser fährt, wird von einem maximalen Leistungsbedarf entgegen

¹⁴⁴ (<https://www.biogasrat.de/wp-content/uploads/2018/01/mks-kurzstudie-lng.pdf>)

der Strömung von <100kW ausgegangen. Genauere Zahlen müssten über Messungen oder ein komplexeres Berechnungsmodell ermittelt werden. Das bestehende Schiff liefert eine maximale Leistung von 152kW, was hier als maximale Anfahrtsleistung verwendet wird.

Somit folgt für das Schiff ein Brennstoffzellensystem mit einer Leistung von 100kW für die Fahrt entgegen der Strömungsrichtung und einer Batterie zur Abdeckung der Lastspitzen. Für die Auslegung werden dieselben Annahmen wie bei den Fährschiffen und dem Katamaran getroffen, nur die Batterie muss aufgrund der deutlich geänderten Fahrstrecke relativ zum Gesamtverbrauch etwas grösser ausgelegt werden, um eine C-Rate von 3 zu ermöglichen. Somit ergibt sich für die Seeperle mit H₂ Brennstoffzellenhybridsystem folgendes Bild:

Technische Daten:		
Brennstoffzellensystem Leistung	100	KW
Batteriesystem Kapazität	20	kWh
Wasserstoffmenge (erforderlich 24h Betrieb)	31	kg
Wasserstoffmenge (mitgeführt)	39	kg
Tankgröße gesamt	1.750	l
Anzahl der Druckzylinder	5	
Kosten:		
Brennstoffzellensystem	150.000	€
Batteriesystem	4.000	€
Motor + Steuerung	11.000	€
Tank	25.000	€
Summe	190.000	€
Gewicht:		
Brennstoffzellensystem	285	kg
Batteriesystem	160	kg
Tank (voll)	562	kg
Summe	1.007	kg

Tabelle 78: Auslegungsdaten für einen Wasserbus mit H₂-Brennstoffzellen-Batterie-Hybrid Antrieb

6.5.5.2 Methanol-Brennstoffzellen-Batterie-Hybrid Wasserbus (Seeperle)

Es gelten dieselben Zusammenhänge wie bei den Fährschiffen. Basis ist der H₂-Brennstoffzellen-Batterie-Hybrid Wasserbus. Somit folgt für die Auslegung:

Technische Daten:		
Brennstoffzellensystem Leistung	100	KW
Batteriesystem Kapazität	20	kWh
Methanolmenge (erforderlich 24h Betrieb)	298	kg
Methanolmenge (mitgeführt)	373	kg
Tankgröße gesamt	471	l
Kosten:		
Brennstoffzellensystem (inkl. Reformer)	195.000	€
Batteriesystem	4.000	€
Motor + Steuerung	11.000	€
Tank	1.200	€
Summe	211.200	€
Gewicht:		
Brennstoffzellensystem	379	kg
Batteriesystem	160	kg
Tank (voll)	410	kg
Summe	949	kg

Tabelle 79: Auslegungsdaten für einen Wasserbus mit Methanol-Brennstoffzellen-Batterie-Hybrid Antrieb

6.5.5.3 Batterieelektrischer Wasserbus (Seeperle)

Einen rein batterieelektrischen Antrieb nur auf diese sehr kurze Distanz auszulegen erscheint nicht sinnvoll. Um die Einsatzmöglichkeiten für dieses Schiff auch in Zukunft offen bzw. flexibel zu halten, wurde eine Reichweite von 50km festgelegt. Somit ergibt sich für den batterieelektrischen Antrieb folgende Auslegung:

Technische Daten:		
Batteriesystem Kapazität	325	kWh
Notwendige Ladeleistung	232	kW
Kosten:		
Batteriesystem	65.000	€
Motor + Steuerung	11.000	€
Summe	76.000	€
Gewicht:		
Batteriesystem	2.601	kg

Tabelle 80: Auslegungsdaten für einen Wasserbus mit batterieelektrischen Antrieb

Beim Wasserbus ergibt sich kein eindeutiges Bild. Von den Anschaffungskosten ist ein reiner Batteriespeicher auch hier klar im Vorteil. Die Strecke ist jedoch sehr kurz, aber nicht zwingend als dauerhafte Verbindung vorgesehen. Damit ist eine Auslegung auf diese sehr kurze Reichweite kritisch. Ein reiner Batteriespeicher führt schnell zu einem sehr schweren Boot. Eine flexible Umnutzung bzw. spätere Weiterverwendung auf anderen Strecken ist hier fast nicht möglich. Hier sind die beiden Alternativen Wasserstoff bzw. Methanol im Vorteil.

6.5.6 Auslegung und wirtschaftliche Betrachtung der Infrastruktur und Tankstellen

Für den Wasserbus, der zwischen dem Bodenseeforum und dem Stadthafen als P&R-Verkehrsverbindung zum Einsatz kommen soll, besteht evtl. eine andere Alternative: das Schiff mit Wasserstoff zu betanken.

Das Bodenseeforum, an dem ein Anlegesteg für den Wasserbus bereits gebaut wurde, liegt in unmittelbarer Nähe zu den Stadtwerken Konstanz. Bei der Anschaffung von Brennstoffzellenbussen wird auf dem Betriebsgelände eine Wasserstofftankstelle nötig, die die Zapfsäule am Bodenseeforum mit Wasserstoff versorgen könnte. Hierfür ist eine 600m lange unterirdische Wasserstoffleitung nötig, die die Zapfsäule am Anlegesteg mit dem Wasserstoffspeicher auf dem Betriebsgelände der Stadtwerke Konstanz verbindet.



Abbildung 101: Anlegesteg am Bodenseeforum Konstanz



Abbildung 102: Die grüne Markierung zeigt das Bodenseeforum - die rote Markierung zeigt den Anlegesteg im Seerhein¹⁴⁵

¹⁴⁵ Quelle: Google Earth



Abbildung 103: Mögliche Führung der Wasserstoffleitung für die Betankung der Schiffe am Bodenseeforum. Die blaue Markierung zeigt den möglichen Standort der Wasserstofftankstelle für Busse auf dem Betriebsgelände der Stadtwerke Konstanz.¹⁴⁶

Die Leitung wird idealerweise doppelwandig ausgeführt werden und durch ein Sicherheitssystem überwacht. Der Druck außerhalb der Tankzeiten kann aus Sicherheitsgründen auf wenige Bar abgesenkt werden. Der durch die Druckabsenkung freigewordene Wasserstoff kann über einen Kompressor wieder auf das erforderliche Druckniveau verarbeitet werden. Nur während der 15-Minütigen Tankzeit hat die Wasserstoffleitung den für den Tankvorgang erforderlichen Druck von 350 bis 400bar.

Für die Tiefbauarbeiten, die für die 600m-lange Rohrleitungsführung notwendig werden, muss mit mindestens 180.000€ gerechnet werden (min. 300€/m¹⁴⁷). Für ein doppelwandiges Edelstahlrohr, mit einem Außendurchmesser von 8mm und einer Druckstufe von 350bar muss für die 600m lange Strecke mit 40.000€ (netto) gerechnet werden¹⁴⁸. Für einen vandalismussicheren Wasserstoff-Dispenser, der auf dem Anlagesteg am Seerhein installiert wird, muss mit ca. max. 150.000€ gerechnet werden. Die Gesamtinvestition für ein Wasserstoffdispenser auf dem Bootssteg am Bodenseeforum und eine Anbindung an die evtl. vorhandene Wasserstofftankstelle der Stadtwerke Konstanz beträgt mehr als 370.000€.

Diese Möglichkeit der Wasserstoffbetankung steht allerdings nur für Schiffe zur Verfügung, die auch bei Hochwasser im Sommer die alte Rheinbrücke flussabwärts passieren können. Bezogen auf den Normalpegel (2,50m im Konstanzer Stadthafen) beträgt die geringste Durchfahrtshöhe 5,75m (flussabwärts linker Brückenbogen) bis 6,33m (flussabwärts rechter Brückenbogen). Bei einem höheren Wasserstand (als

¹⁴⁶ Quelle: Google Earth

¹⁴⁷ Quelle: Stadtwerke Konstanz

¹⁴⁸ Quell: PGS Tec GmbH

2,50m) ist die Durchfahrtshöhe entsprechend geringer. Beim Jahrhunderthochwasser 1999 (Wasserstand: 5,65m) betrug demnach die Durchfahrtshöhe am rechten Brückenbogen nur noch 3,18m.

Eine Wasserstofftankstelle am Anlegesteg beim Bodenseeforum wäre eine elegante Lösung, da auf dem Anlegesteg nur eine kleine Dispensereinheit installiert werden muss – der Wasserstoff kommt über eine kleine Pipeline aus der nahegelegenen (600m) Wasserstofftankstelle der Stadtwerke Konstanz – allerdings kann hochwasserbedingt kein ganzjähriger Betrieb der wasserstoffbetriebenen Wasserbusse sichergestellt werden. Voraussetzung hierfür ist natürlich, dass bei den Stadtwerken Konstanz Wasserstoffbusse zum Einsatz kommen bzw. dort eine Wasserstofftankstelle installiert ist.

6.5.7 Wirtschaftliche Betrachtung der Treibstoffe

Bei den von der HTWG Konstanz errechneten Wirkungsgraden ergeben sich folgende Treibstoffverbräuche. Die momentan gültigen Treibstoffkosten ergeben folgende Kosten für den Treibstoff pro Schiff und Tag. Bei den angegebenen Treibstoffkosten handelt es sich um Nettopreise in Euro. Die Kosten für Wasserstoff sind unterteilt nach den Herstellungskosten für Wasserstoff. Der Preis von 8 EUR/kg entspricht dem momentanen Nettopreis für Wasserstoff an den deutschen Tankstellen.

	Treibstoffkosten	Tagesverbrauch pro Schiff	Treibstoffkosten pro Schiff und pro Tag [€/d]
Diesel	0,55€/l	130l	72€/d
	0,55€/l + 10€/t CO ₂	130l	75€/d
	0,55€/l + 100€/t CO ₂	130l	106€/d
	0,55€/l + 200€/t CO ₂	130l	140€/d
LNG (Bio-LNG)	1,30€/kg	120kg	156€/d
Wasserstoff	8€/kg	29kg	232€/d
	6€/kg	29kg	1742€/d
	4€/kg	29kg	116€/d
Methanol	63ct/l	353l	222€/d
Strom	20,98 ct/kWh	510kWh	107€/d

Tabelle 81: Durchschnittliche Treibstoffkosten pro Schiff und Tag

An dieser Stelle muss erwähnt werden, dass davon ausgegangen wird, dass sich der Preis für alternative Treibstoffe mit dem Aufbau eines Marktes für diese Kraftstoffe deutlich nach unten bewegen wird.

Ebenfalls muss erwähnt werden, dass der günstige Schiffsdiesel in keiner Konkurrenz zu alternativen Kraftstoffen stehen kann. Hier kann nur durch Förderung der alternativen Kraftstoffe oder durch die Einführung von CO₂-Besteuerung eine ausgewogene Preisstruktur erreicht werden. Dies bedeutet allerdings, dass in allen Fällen die Mobilität teurer wird.

Strom und Wasserstoff (mit einem spezifischen Preis von 4EUR/kg) zählen zu den konkurrenzfähigsten Lösungen aus Sicht der Treibstoffkosten. Allerdings sind die Freiheitsgrade bei der Anwendung sehr stark eingeschränkt.

6.6 Umwelt - CO₂-Emissionen

Die Umstellung hin zu emissionsfreien Antrieben basiert auf dem Effekt, dass Diesel klimaschädliche Emissionen hervorruft. Daher wird im Folgenden untersucht, welche Emissionen bezogen auf die Antriebsarten ausgestoßen werden.

Wenn Wasserstoff über Elektrolyse und mit Strom aus regenerativen Energien hergestellt wird, entsteht kein CO₂. Ebenso CO₂ neutral ist die Verwendung von Methanol aus regenerativ erzeugten Energien. Auch bei Batterien, welche mit Strom aus regenerativen Energien aufgeladen werden entsteht kein CO₂. Allerdings kann es bei einem Umstieg auf alternative Antriebe eine Übergangsphase geben, während der nicht genügend regenerativ erzeugter Strom zur Verfügung steht. Aus diesem Grund wird in diesem Abschnitt aufgezeigt, was je nach verwendeter Antriebsart in solch einer Übergangsphase an CO₂ entstehen kann.

Bei der Methanolherstellung wird von der Direktumsetzung aus Erdgas ausgegangen, sodass der CO₂ Umsatz dem einer stöchiometrischen Verbrennung von Methanol entspricht.

Fähre

Es ergeben sich folgende CO₂ Emissionen der Flotte pro Jahr für die verschiedenen ausgelegten Antriebsarten im Vergleich zur aktuellen Diesel-Flotte:

Treibstoff	Spezifische Emissionen	Verbrauch/Jahr	CO ₂ / Jahr
Diesel (Flotte aktuell)	2,65 kg CO ₂ /l _{Diesel}	3.656.406 l _{Diesel} /a	9.689 t CO ₂
Wasserstoff aus Erdgas	12,81 kg CO ₂ /kg H ₂	791.070 kg H ₂ /a	10.131 t CO ₂
Wasserstoff aus Elektrolyse (Strommix)	29,94 kg CO ₂ /kg H ₂	791.070 kg H ₂ /a	23.687 t CO ₂
Methanol	1,37 kg CO ₂ /kg _{Methanol}	7.581.998 kg _{Methanol} /a	10.387 t CO ₂
Batterie (Strommix)	0,48 kg CO ₂ /kWh	13.876.910 kWh/a	6.661 t CO ₂

Tabelle 82: CO₂-Emissionen pro Jahr der Fährschifflotte

Aufgrund des kontinuierlich steigenden Anteils an regenerativ erzeugtem Strom im deutschen Stromnetz sinken entsprechend die CO₂-Emissionen je erzeugter Kilowattstunde, wenn auf Wasserstoff oder Batterie als Kraftstoff- bzw. Energiespeicher zurückgegriffen wird. In der folgenden Abbildung ist der Zusammenhang dargestellt zwischen dem Anteil regenerativ erzeugten Stroms und den CO₂-Emissionen der verschiedenen eingesetzten Kraftstoffe.

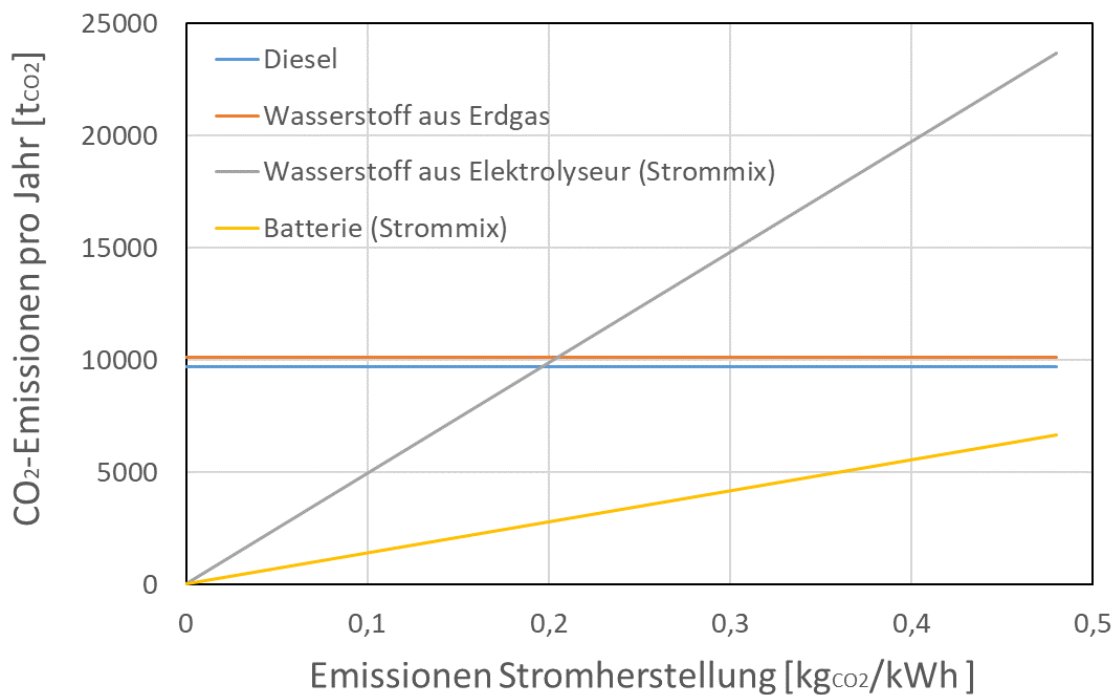


Abbildung 104: Zusammenhang von CO₂-Emissionen verschiedener Antriebstechnologien und den CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung im deutschen Strommix - Fahren

Katamaran

Es ergeben sich folgende CO₂ Emissionen der Flotte pro Jahr für die verschiedenen ausgelegten Antriebsarten im Vergleich zur aktuellen Diesel-Flotte:

Treibstoff	Spezifische Emissionen	Verbrauch pro Jahr und Schiff	CO ₂ -Emissionen pro Jahr
Diesel (Flotte aktuell)	2,65kg CO ₂ /l _{Diesel}	994.625l _{Diesel} /a	2.636t CO ₂
Wasserstoff aus Erdgas	12,81kg CO ₂ /kg _{H2}	282.165kg H ₂ /a	3.614t CO ₂
Wasserstoff aus Elektrolyse (Strommix)	29,94kg CO ₂ /kg _{H2}	282.165kg H ₂ /a	8.449t CO ₂
Methanol	1,37kg CO ₂ /kg _{Methanol}	2.704.408kg _{Methanol} /a	3.705t CO ₂
Batterie (Strommix)	0,48kg CO ₂ /kWh	4.104.137kWh	1.970t CO ₂

Tabelle 83: CO₂-Emissionen pro Jahr der Katamarane

Aufgrund des kontinuierlich steigenden Anteils an regenerativ erzeugtem Strom im deutschen Stromnetz sinken entsprechend die CO₂-Emissionen je erzeugter Kilowattstunde, wenn auf Wasserstoff oder Batterie als Kraftstoff- bzw. Energiespeicher zurückgegriffen wird. In der folgenden Abbildung ist der Zusammenhang dargestellt zwischen dem Anteil regenerativ erzeugten Stroms und den CO₂-Emissionen der verschiedenen eingesetzten Kraftstoffe.

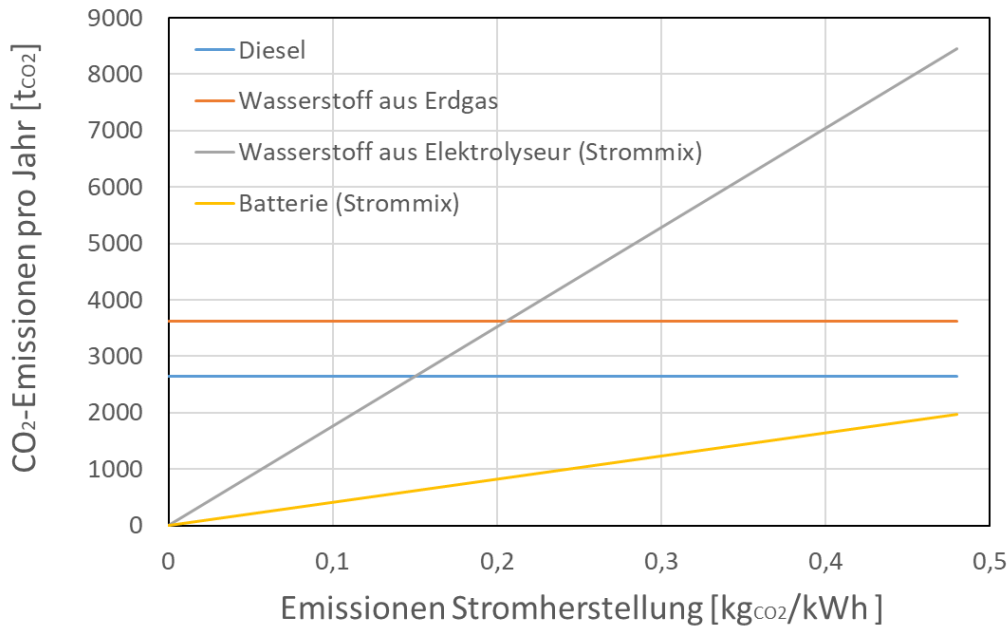


Abbildung 105: Zusammenhang von CO₂-Emissionen verschiedener Antriebstechnologien und den CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung im deutschen Strommix - Katamarane

BSB

Für die BSB-Schiffe kann nicht berechnet werden, welchen CO₂-Emissionen die einzelnen Schiffe haben. Es kann lediglich ein Überblick gegeben werden, welchen Gesamt-CO₂-Ausstoß die Weiße Flotte im Jahr 2018 hatte. Für das Jahr 2018 ergibt sich ein CO₂-Ausstoß von 9.805 Tonnen CO₂.

Wasserbus

Es ergeben sich folgende CO₂ Emissionen pro Jahr für die verschiedenen ausgelegten Antriebsarten im Vergleich zum aktuellen Diesel Antrieb:

Treibstoff	Spezifische Emissionen	Verbrauch pro Jahr und Schiff	CO ₂ -Emissionen pro Jahr
Diesel (aktuell)	2,65kg _{CO2} /l _{Diesel}	47.450l _{Diesel} /a	126t CO ₂
Wasserstoff aus Erdgas	12,81kg _{CO2} /kg H ₂	11.365kg H ₂ /a	146t CO ₂
Wasserstoff aus Elektrolyse (Strommix)	29,94kg _{CO2} /kg H ₂	11.365kg H ₂ /a	340t CO ₂
Methanol	1,37kg _{CO2} / kg _{Methanol}	108.927kg _{Methanol} /a	149t CO ₂
Batterie (Strommix)	0,48kg _{CO2} /kWh	186.004kWh	89t CO ₂

Tabelle 84: CO₂-Emissionen pro Jahr des Wasserbusses

Aufgrund des kontinuierlich steigenden Anteils an regenerativ erzeugtem Strom im deutschen Stromnetz sinken entsprechend die CO₂-Emissionen je erzeugter Kilowattstunde, wenn auf Wasserstoff oder Batterie als Kraftstoff- bzw. Energiespeicher zurückgegriffen wird. In der folgenden Abbildung ist der Zusammenhang dargestellt zwischen dem Anteil regenerativ erzeugten Stroms und den CO₂-Emissionen der verschiedenen eingesetzten Kraftstoffe.

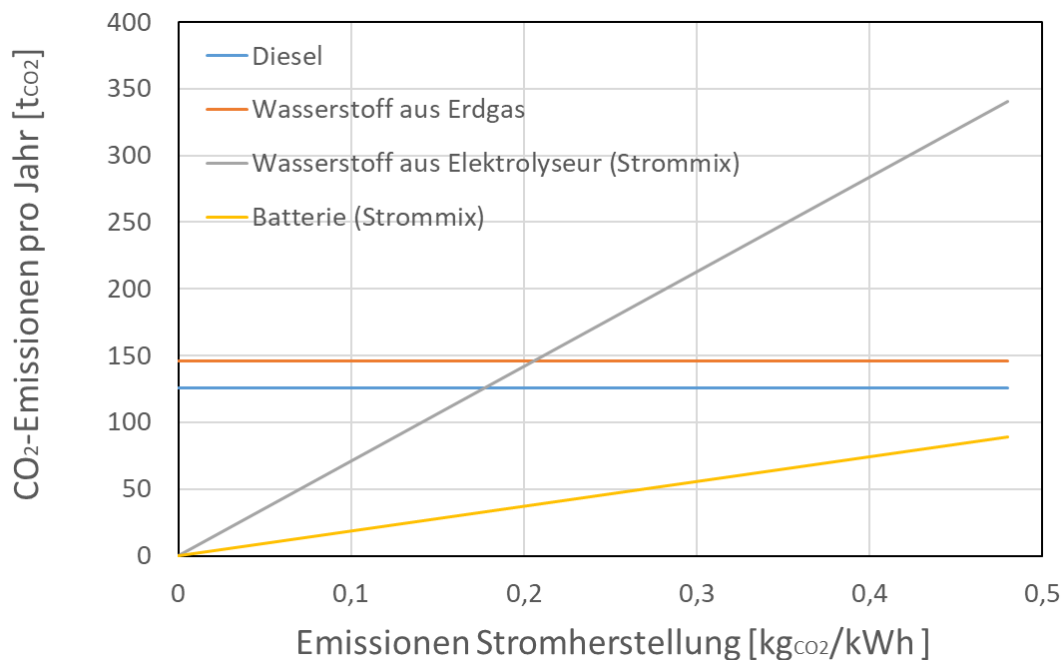


Abbildung 106: Zusammenhang von CO₂-Emissionen verschiedener Antriebstechnologien und den CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung im deutschen Strommix - Wasserbus

Da bei allen Schiffen die grundsätzlich für die jeweilige eingesetzte Technik die gleichen Wirkungsgrade usw. Wirksam sind, ergibt sich in allen Fällen jeweils dasselbe Bild. Ein Antrieb auf Basis einer Batterie spart in der Übergangsphase auch bei konventionellem Strom am meisten CO₂ ein. Es ist klar ersichtlich, dass Elektrolyse über den aktuellen Strommix in Deutschland aus CO₂ Emissionssicht sehr ungünstig ist. Um gegenüber den aktuellen Dieselmotoren einen CO₂ Bilanzvorteil zu erreichen, muss neben der Umrüstung der Antriebe zwingend ein Aufbau an regenerativ erzeugtem Strom umgesetzt werden.

6.7 Fördermöglichkeiten

Wie auch bei den Brennstoffzellenbussen gibt es für die Einführung von brennstoffzellenbetriebenen Schiffen keine kontinuierlichen Förderprogramme. Wenn Förderprogramme aufgelegt werden, so kommen diese in der Regel aus dem Nationalen Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP des NOW GmbH), das Bundesministerium für Verkehr bzw. aus der Europäischen Union. Die Fördersummen sind in der Regel im mittleren siebenstelligen Bereich.

In diesem Bereich wird meist die Beschaffung und der Betrieb von brennstoffzellenbetriebenen Schiffen, sowie die Infrastruktur (wie z.B. Tankstelle usw.) gefördert.

Unter dem Name e4ships¹⁴⁹ wird ein Cluster bzw. Netzwerk für Brennstoffzellen im maritimen Einsatz betrieben.

Soll ein Brennstoffzellenschiff in Konstanz aufgebaut werden, ist es sicherlich sinnvoll, in diesem Netzwerk aktiv zu werden. Aufkommende Ausschreibung bzw. Fördermöglichkeiten können im Rahmen von einem solchen Netzwerk leichter identifiziert werden.

e4ships c/o hySOLUTIONS GmbH
Steinstraße 25
20095 Hamburg

Wie bereits oben erwähnt, ist die NOW GmbH ein zentraler Ansprechpartner für die Einführung der Brennstoffzellen- und Wasserstofftechnologie. Über diese Stelle ist man stets über die aktuellen und aufkommenden Ausschreibungen informiert:

„Die NOW GmbH Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie koordiniert und steuert das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) der Bundesregierung und die Förderrichtlinien Elektromobilität sowie Ladeinfrastruktur (LIS) des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). Im Auftrag des BMVI unterstützt die NOW außerdem bei der Weiterentwicklung der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS), der Umsetzung der EU Richtlinie 2014/94/EU über den Aufbau von Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (Clean Power for Transport, CPT). Konkret wirkt die NOW bei der Entwicklung einer Gesamtstrategie unter Berücksichtigung der einzelnen Kraftstoffoptionen mit, analysiert Positionen relevanter Akteure und koordiniert Vorhaben mit deutscher Beteiligung, u.a. im Rahmen der Transeuropäischen Verkehrsnetze (TEN-T). Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) unterstützt die NOW GmbH die Exportinitiative Umwelttechnologien im Bereich Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie, sowie zur deutsch japanischen Kooperation im Bereich Power to Gas Technologie.

Die vorrangigen Aufgaben der NOW bestehen darin, Projekte zu initiieren, Anträge zu evaluieren und Themen so zu bündeln, dass Synergieeffekte genutzt werden können. Darüber hinaus nimmt die NOW Quer-

¹⁴⁹ (www.e4ships.de, 19.09.2019)



schnittsaufgaben wahr, wie den Aufbau internationaler Kooperationen, Aus- und Weiterbildung, Kommunikation an der Schnittstelle von Politik, Industrie und Wissenschaft sowie Öffentlichkeitsarbeit, um die allgemeine Wahrnehmung der Technologien und ihrer Perspektiven zu steigern.“¹⁵⁰

NOW GmbH - Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
Fasanenstr. 5
10623 Berlin

Telefon: 030-311 61 16-00

Telefax: 030-311 61 16-99

E-Mail: kontakt@now-gmbh.de

¹⁵⁰ (<https://www.now-gmbh.de/de/ueber-now/aufgaben>, 19.09.2019)

6.8 Genehmigungsverfahren

Für die Zulassung von Brennstoffzellenschiffen gibt es Richtlinien, welche bereits im Jahre 2002 vom damaligen Germanischen Lloyd erarbeitet und veröffentlicht wurden. Es handelt sich dabei um die Richtlinie 11: „Richtlinien für den Einsatz von Brennstoffzellen-Systemen an Bord von Wasserfahrzeugen“¹⁵¹. Dies geht von der Lagerung von Wasserstoff und Aufstellung der Brennstoffzellen, über Ventilation und Detektion von Gasen, bis hin zu anderen sicherheitstechnischen Einrichtungen wie Branddetektion und Löscheinrichtungen. In wieweit die genannten Richtlinien noch gültig sind, ist unklar.

Neben den technischen Richtlinien müssen auch die regionalen Vorschriften in Bezug auf die Schifffahrt auf dem Bodensee berücksichtigt werden. Insbesondere die Bodenseeschifffahrtsordnung (BSO)¹⁵² regelt die Ausrüstung und die technische Anforderung und Ausrüstung der Schiffe. Im Allgemeinen regelt die BSO nur Treibstoffe mit einem Flammpunkt größer und kleiner 55°C und unterscheidet damit zwischen Benzin und Diesel als Treibstoff für die Schiffsanwendung.

Artikel 13.17 - Motoren in Fahrgastschiffen¹⁵³

In Fahrgastschiffen dürfen Motoren, die mit Kraftstoff mit einem Flammpunkt bis zu 55° Celsius betrieben oder angelassen werden, nicht verwendet werden.

Allerdings hat man bei der Schifffahrtskommission, die für den Inhalt der BSO zuständig ist, frühzeitig die Weichen für neue Technologien gestellt. Insbesondere der Artikel 16-02 regelt die Ausnahmen bei der Zulassung von Schiffen. Hier wird auf Artikel 13-17 verwiesen und angemerkt, dass von dieser Regelung abgewichen werden kann.

Artikel 16.02 - Ausnahmen¹⁵⁴

(1) Die zuständige Behörde kann für den Einzelfall Ausnahmen von den Vorschriften der Artikel 3.06, 5.02 Abs. 1, 2, 4 und 5, Artikel 6.02, 6.11, 6.15, 9.01, 10.03, 10.08, 11.02, 11.04, Artikel 12.03 Abs. 1 Buchst. a, Artikel 12.04, 13.03 letzter Satzteil, Artikel 13.05, 13.06, 13.10, 13.11, 13.11 a, 13.11 b, 13.18, 13.19 und 14.08 zulassen, wenn hierdurch die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs nicht beeinträchtigt werden sowie Gefahren oder Nachteile, die durch die Schifffahrt verursacht werden können, nicht zu erwarten sind.

(2) Bei der Genehmigung von Veranstaltungen nach Artikel 11.05 sowie zur Durchführung von Versuchen und zur Erprobung technischer Entwicklungen auf dem Gebiet der Schifffahrt kann die zuständige Behörde unter den Voraussetzungen des Absatzes 1 Ausnahmen von einzelnen in Absatz 1 nicht genannten Vorschriften dieser Verordnung zulassen.

¹⁵¹(http://rules.dnvgl.com/docs/pdf/gl/maritimerules/gl_vi-3-11_d.pdf)

¹⁵²<http://www.landesrecht-bw.de/jportal/jsessionid=24AE373332467D14ED168AAF3AD42A14.jp80?quelle=jlink&query=BodSeeSchOEV+BW&psml=bsbawueprod.psml&max=true&aiz=true#focuspoint>

¹⁵³<http://www.landesrecht-bw.de/jportal/?quelle=jlink&query=BodSeeSchOEV+BW&psml=bsbawueprod.psml&max=true&aiz=true#jlr-BodSeeSchOEVBWV6An11-Art1317>

¹⁵⁴<http://www.landesrecht-bw.de/jportal/?quelle=jlink&query=BodSeeSchOEV+BW&psml=bsbawueprod.psml&max=true&aiz=true#jlr-BodSeeSchOEVBWV6An11-Art1602>

(3) Die zuständige Behörde kann unter den Voraussetzungen des Absatz 1 für Fahrzeuge mit Außenbordmotoren, für Fahrzeuge mit einer zulässigen Anzahl von nicht mehr als 12 Fahrgästen und für Fahrgastschiffe mit neuen Antriebstechnologien Ausnahmen von der Vorschrift des Artikels 13.17 zulassen.

(4) Die zuständige Behörde kann Ausnahmen von Artikel 13.20 Abs. 1 zulassen, wenn nach der Bauart des Fahrzeuges eine ausreichende Schwimmfähigkeit bei Havarie gewährleistet ist.

(5) Die zuständige Behörde kann unter den Voraussetzungen des Absatzes 1 in bestimmten Uferbereichen die Verwendungen von Vergnügungsfahrzeugen, die den Bestimmungen des Abschnittes XIII nicht entsprechen, zum Beispiel Segelsurfbretter oder Drachensegelbretter, zulassen.

(6) Die zuständige Behörde kann unter den Voraussetzungen des Absatzes 1 Ausnahmen vom Verbot des Artikels 8.01 Abs. 1 zulassen. Vor der Erteilung einer derartigen Ausnahme sind die zuständigen Behörden der anderen Bodenseeuferstaaten zu verständigen und im Einvernehmen mit deren zuständigen Behörden gleiche Bedingungen für den Transport der Stoffe beziehungsweise Güter festzusetzen. Dies gilt auch, wenn die Beförderung im Gebiet ein- und desselben Anrainerstaates durchgeführt wird.

Soll die BSO detaillierter auf eine Technologie angepasst werden, so muss ein Antrag bei der Schifffahrtskommission gestellt werden, die über den Inhalt der Bodenseeschifffahrtsordnung entscheidet.

Somit sind die rechtlichen Grundlagen und die technischen Richtlinien für den Einsatz von Brennstoffzellenschiffen auf dem Bodensee prinzipiell vorhanden. Im Zulassungsprozess der Schiffe muss die Schiffsuntersuchungskommission involviert werden. Dazu ist u.a. eine Gefährdungsbeurteilung notwendig, mit deren Hilfe die Schiffsuntersuchungskommission die Schiffe untersucht und die Zulassung beurteilt.

6.9 Zusammenfassung – Einführungsszenarien

Sowohl die politische Situation als auch die Klimasituation fordern ein Umdenken im Bereich des öffentlichen Personentransportes. Zwar trägt ein öffentlicher Personennahverkehr bereits zur Emissionen-Reduktion bei, werden jedoch alle Emissionen des Konstanzer ÖPNV berechnet, wird ein großes Einsparpotenzial sichtbar. Besonders die Fähren und die Weiße Flotte der BSB legen jährlich nicht nur einige tausend Kilometer zurück, sondern stoßen dabei auch CO₂, NO_x und weitere Emissionen aus. Bei Neuanschaffungen von Schiffen sollte daher auch immer die Frage gestellt werden: Mit welchen Technologien kann ein klimafreundlicher, emissionsfreier ÖPNV mit den Schiffen geschaffen werden?

6.9.1 Allgemeine Einführung

Im Unterschied zu den Busherstellern gehen die Werften keinen Joint Venture mit den Brennstoffzellenherstellern ein, sodass der Endkunde Einfluss auf die Motorisierung besitzt. Beispielsweise kann sich der Endkunde zwischen Motoren von MAN, MTU oder Catapillar entscheiden. Für die Fertigung eines Brennstoffzellenschiffs ist normalerweise eine Werft beteiligt, ein Brennstoffzellenhersteller, ein Betreiber und ein Unternehmen, welches den Antrieb herstellt.

Im Bereich der Brennstoffzellenfähren hat sich erst in den letzten Jahren eine Entwicklung gezeigt, gefördert durch die Subventionen der EU und der Länder bzw. Kommunen. Zum jetzigen Zeitpunkt gibt es keine Serienfertigung von Brennstoffzellenfähren, sondern lediglich einzelne Projekte die durch die Politik vor Ort und/oder durch die EU gefördert wurden. Abgesehen davon, dass sich viele Projekte noch in der Planungsphase befinden, werden technische Daten häufig vertraulich behandelt und sind nicht öffentlich verfügbar.

6.9.2 Kauf der Anwendung

Für Schiffe gibt es keine Serienfertigung, daher variieren die Kosten je nach Schiffsgröße, -typ und Antriebsart. Aus diesem Grund werden im Folgenden lediglich die Kosten der einzelnen Komponenten (Brennstoffzellen, Batterien und Tanks) angegeben. Zudem muss für die Umstellung zum emissionsfreien Antrieb nicht zwangsweise ein neues Schiff gekauft werden. Es besteht auch die Möglichkeit eines Umbaus, wie die Betreiber der Kanalboote in Amsterdam oder des Schiffes MS Innogy am Baldeyensee zeigen. Je nachdem welche Option gewählt wird, unterscheiden sich die Kosten stark. In wie fern ein Umbau aus schiffsbautechnischer Sicht sinnvoll bzw. umsetzbar ist, muss im Einzelfall überprüft werden. Auf Grund der Komplexität war dies im Rahmen dieser Studie nicht möglich.

Bei der Betrachtung der Kosten muss berücksichtigt werden, dass die Anschaffung eines Ladesystems oder einer Tankstelle für Wasserstoff bzw. Methanol noch nicht enthalten sind.

6.9.2.1 Fähre

Für die Auslegung der Fährschiffe wurde das FS Lodi als technische Referenz herangezogen. Die Messung mehrerer Überfahrten bot eine gute Basis, um den durchschnittlichen Energiebedarf pro Überfahrt zu ermitteln. Für die Brennstoffzelle wurden verschiedene Varianten durchgerechnet, die geeignetste identifiziert und dann auf die Methanolanwendung übertragen. Während die reinen Wasserstofffähren aufgrund der notwendigen Drucktanks nur für einen 24h Betrieb ausgelegt wurden, war für die Methanolanwendung auch eine Auslegung für einen 48h Betrieb möglich. Die Batterieanwendungen wiederum sind auf einzelne Überfahrten ausgelegt, da ansonsten Größe und Gewicht zu stark angestiegen wären.

Aus den Auslegungen ergibt sich folgender Kostenvergleich für die verschiedenen untersuchten Varianten:

Kosten	H ₂ -Brennstoffzelle-Batterie-Hybrid Fährschiff	Methanol-Brennstoffzelle-Batterie-Hybrid Fährschiff	Batterieelektrisches Fährschiff
Brennstoffzellensystem	750.000 €	975.000 €	
BZ-Reformer	-		
Tanks	400.000 €	33.000 €	
Batteriesystem	70.000 €	70.000 €	193.000 €
Motor + Steuerung	110.000 €	110.000 €	110.000 €
Gesamtkosten	1.330.000 €	1.188.000 €	303.000 €

Tabelle 85: Gesamtkosten für ein Wasserstoffsystem, Methanol-System und ein Batterie-System

Bei den genannten Kosten handelt es sich um Richtwerte, eine detaillierte Auslegung insbesondere der Schiffstruktur wurde nicht vorgenommen. Die Auslegungen selbst wurden so durchgeführt, dass die Lebensdauer der Brennstoffzellen und Batterien mindestens 5 Jahre beträgt, bevor sie ausgetauscht werden müssen.

Wird neben den reinen Anschaffungskosten auch der Energiebedarf berücksichtigt, erscheint eine batterieelektrische Fähre insgesamt als sinnvollste Lösung. Das liegt im Wesentlichen an dem deutlich besseren Wirkungsgrad der Energiekette.

Da Fährschiffe einem klar definierten Fahrplan auf einer klar definierten Strecke folgen und Flexibilität praktisch keine Rolle spielt, ist es kein Nachteil, die Schiffe exakt auf diesen Einsatzzweck auszulegen. Aus diesem Grund liegt eine batterieelektrische Lösung nach derzeitigem Stand von Kosten und Nutzen deutlich vor einer brennstoffzellenbasierten Lösung.

6.9.2.2 Katamaran

Für den Katamaran standen im Vergleich zu den Fährschiffen keine detaillierten Messdaten der Überfahrten zur Verfügung. Entsprechend mussten anhand der bekannten Jahresverbräuche und mit den Daten aus den Fährschiffen Betriebsweisen abgeleitet werden, die dann wiederum Auslegungen und Berechnungen ermöglichten.

Aus den Auslegungen ergibt sich folgender Kostenvergleich für die verschiedenen untersuchten Varianten:

Kosten	H ₂ -Brennstoffzelle-Batterie-Hybrid Katamaran	Methanol-Brennstoffzelle-Batterie-Hybrid Katamaran	Batterieelektrischer Katamaran
Brennstoffzellensystem	570.000 €	741.000 €	
BZ-Reformer	-		
Tanksystem	298.400 €	15.000 €	
Batteriesystem	28.200 €	28.200 €	419.000 €
Motor + Steuerung	55.000 €	55.000 €	55.000 €
Gesamtkosten	951.600 €	839.200 €	474.000 €

Tabelle 86: Gesamtkosten für ein Wasserstoffsystem, Methanol-System und ein Batterie-System

Aus rein kostentechnischer Sicht ist auch beim Katamaran die batterieelektrische Variante die beste. Allerdings ist es bei einem Preisabfall der Kosten des Brennstoffzellensystems möglich, gegenüber der Batterieanwendung konkurrenzfähig zu werden, was bei den Fährschiffen praktisch nicht möglich war.

Neben den rein ökonomischen Betrachtungen ist das Gewicht einer batterieelektrischen Variante doppelt so hoch wie bei einer Brennstoffzellenanwendung, was den Katamaran sehr schwer werden lässt und unter Umständen den Verbrauch so deutlich ansteigen lässt, dass Batterien hier nicht infrage kommen. Leider konnte eine Antwort auf diese Frage in der Studie nicht mehr geklärt werden.

Insgesamt zeigt sich hier das Bild, dass ein Katamaran auf batterieelektrischer Basis mit hoher Wahrscheinlichkeit für diese Strecke aufgrund des Gewichts technisch kaum realisierbar ist. Damit erscheint die Brennstoffzelle als mögliche sinnvolle Alternative zum heutigen Dieselantrieb.

6.9.2.3 BSB

Da die Variation der Schiffe und Strecken der Weißen Flotte sehr hoch ist, war eine Auslegung wie bei den anderen Schiffen nicht möglich. Weiter, dienen die Schiffe der Weißen Flotte touristischen Ausflugsfahrten und nicht der Erweiterung des ÖPNV, so dass in dieser Studie auf eine Kostenabschätzung verzichtet wurde.

6.9.2.4 Wasserbus

Der Wasserbus ist aktuell noch ein Versuchsprojekt der Stadt Konstanz. Die eingesetzten Schiffe sind nicht für diesen Einsatz optimiert. Trotzdem sind mit den verfügbaren Verbrauchszahlen auch Abschätzungen und Auslegungen für eine solche Anwendung möglich. Als Basis für die Berechnungen wurde das aktuell im Wesentlichen eingesetzte Schiff „Seeperle“ verwendet. Da die Strecke nur 2,1km beträgt, aber Schiffe möglicherweise auch mal selbstständig in eine Werft fahren können müssen, wurde eine Mindeststrecke von 50km definiert, welche die Schiffe fahren können müssen.

Aus den Auslegungen ergibt sich folgender Kostenvergleich für die verschiedenen untersuchten Varianten:

Kosten	H ₂ -Brennstoffzelle-Batterie-Hybrid Schiff	Methanol-Brennstoffzelle-Batterie-Hybrid Schiff	Batterieelektrisches Schiff
Brennstoffzellensystem	150.000 €	195.000 €	
BZ-Reformer	-		
Tanksystem	25.000 €	1.200 €	
Batteriesystem	4.000 €	4.000 €	65.000 €
Motor + Steuerung	11.000 €	11.000 €	11.000 €
Gesamtkosten	190.000€	211.200 €	76.000 €

Tabelle 87: Gesamtkosten für ein Wasserstoffsystem, Methanol-System und ein Batterie-System für den Wasserbus „Seeperle“

Auch bei dieser Strecke zeigt sich die Batterie als günstigste Lösung. Nur ist hier das Gewicht fast 3-mal so hoch wie bei der Brennstoffzellenanwendung. Ähnlich wie beim Katamaran wird dieses Gewicht zu hoch sein und Kompromisse in der erreichbaren Gesamtstrecke werden notwendig sein.

Der größte Kostenblock liegt im Brennstoffzellensystem und gerade hier können massive Reduktionen erreicht werden, sollten die Herstellungskosten der Brennstoffzellensysteme sinken.

Von der Größe und den Kosten würde es sich anbieten, ein Schiff wie die Seeperle auf Brennstoffzellen umzurüsten und Erfahrungswerte zu sammeln, bevor z.B. ein Projekt wie der Katamaran angegangen würde. Dafür müsste noch keine eigene Infrastruktur aufgebaut werden, sondern die Elektrolyse des Energiedienstes bzw. ein Methanolliefervertrag wären ausreichend. Dadurch wären die Anfangsinvestitionen überschaubar.

6.9.3 Tankstelle

Für die Einführung von brennstoffzellenbetriebenen Schiffen wurden die Möglichkeiten einer Wasserstofftankstelle für die unterschiedlichen Anwendungen untersucht. Für die Installation einer Wasserstofftankstelle im Stadthafen Konstanz ist nicht genügend Platz vorhanden, sodass eine Betankung der BSB-Flotte und der Katamarane an diesem Standort in Konstanz nicht erfolgen kann. Für diese zwei Anwendungen, muss die Möglichkeit einer Betankung an einem anderen Standort (z.B. PKW-Fährhafen in Staad) bzw. in Friedrichshafen betrachtet werden. Der Standort Friedrichshafen wurde in dieser Studie nicht untersucht.

Bei der Einführung von einer brennstoffzellenbetriebenen PKW-Fähre und einem BZ-Wasserbus ist allerdings der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur möglich.

Der Wasserbus hat nur einen geringen Wasserstoffbedarf, im Vergleich zu den anderen energieintensiven Schiffsanwendungen auf dem Bodensee. Aus diesem Grund ist die Investition in eine eigene Tankstelle nicht oberste Priorität. Allerdings ist die Einführung des Wasserbusses eine leicht zu realisierende Option. Aus diesem Grund bietet es sich an, die Tankstelle für den Wasserbus zusammen mit einer evtl. vorhandenen Wasserstofftankstelle für die Busse zu nutzen. In diesem Fall lässt sich mit überschaubaren Investitionen eine Wasserstoffversorgung umsetzen, indem am Anlegesteg nur ein Dispenser aufgebaut wird, der über eine Hochdruck-Wasserstoffleitung mit der Bustankstelle bei den Stadtwerken Konstanz verbunden ist. Die Kosten für diese Lösung liegen bei über 370.000 Euro.

Bei der Umrüstung der PKW-Fähren auf Brennstoffzellenbetrieb, muss eine kostenintensive Wasserstofftankstelle realisiert werden. Durch den hohen Energieverbrauch der Fähren sind die erforderlichen Investitionen in eine Tankstelle deutlich höher. Eine Fähre hat einen Wasserstoffverbrauch wie ca. 15 Busse pro Tag. Eine komplette Ausrüstung der PKW-Fähren auf Wasserstoff verursacht circa den dreifachen Wasserstoffbedarf der gesamten Busflotte in Konstanz.

Technische und finanzielle Annahmen einer Wasserstofftankstelle mit On-Site Elektrolyse	
H₂-Produktionseinheit	
Tägliche H ₂ -Produktionskapazität	3.000kg H ₂ /d
Investition für die H ₂ -Elektrolyseanlage	10,5 Mio€
Lebenszeit und Abschreibungszeitraum des Elektrolyseurs	10 Jahre
Stromverbrauch des Elektrolyseurs	58kWh/kgH ₂
Arbeitstage pro Jahr	365
Kompressions- und Speichereinheit	
Investitionen für Kompressions- und Lagereinheit	12,0 Mio€
Lebenszeit und Abschreibungszeitraum des Dispensers	20 Jahre
Stromverbrauch des Kompressors (bei Bussen auf 350bar)	4kWh/kgH ₂

Dispenser	
Investition für den Dispenser	1,0 Mio€
Lebenszeit und Abschreibungszeitraum des Dispensers	20 Jahre
Weitere Investitionen	
Weitere Investitionen (Baumaßnahmen, Finanzierungskosten, Projektmanagement etc.)	4,7 Mio€
Abschreibungszeitraum	20 Jahre
Instandhaltung	3% vom CAPEX pro Jahr

Tabelle 88: Technische und finanzielle Annahmen einer Wasserstofftankstelle mit einer Vorort-Elektrolyse¹⁵⁵

Die oben gezeigte Tabelle zeigt die Größe einer Wasserstofftankstelle, die für den Betrieb aller PKW-Fährschiffe in Staad benötigt wird. Werden alle sechs Fährschiffe auf Wasserstoff umgestellt, wird eine Produktionsrate von ca. 3.000kg/Tag benötigt. Die Investitionskosten liegen bei ca. 10,5 Mio. € für den Elektrolyseur, 12 Mio. € für die Kompression und die Speicherung, eine Mio. € für den Dispenser mit fünf Einheiten und weitere 4,7 Mio. € für die Installation, Finanzierungskosten und das Projektmanagement, sodass mit einer Gesamtinvestition von ca. 28 Mio. € gerechnet werden muss. Für den Unterhalt der Anlage muss mit ca. 850.000 € pro Jahr gerechnet werden (3% von CAPEX)¹⁵⁶.

6.9.4 Treibstofflieferung

Der benötigte Wasserstoff für den Wasserbus kann möglicherweise über die Busanwendung bezogen werden. In der Anfangszeit kann hier ein Wasserstoffliefervertrag (z.B. mit Energiedienst) abgeschlossen werden. Erst zu einem späteren Zeitpunkt wird man an dem Standort Konstanz den Wasserstoff für die Busse selbst erzeugen, sodass dann zu diesem Zeitpunkt auch die Versorgung des Wasserstoffbusses umgestellt wird. Die Kosten für den Wasserstoff der Busanwendungen werden im Kapitel 5.8.3 genauer beziffert.

Beim Wasserstoff für die Fähren ist es sinnvoll von Beginn an den Treibstoff selbst in einer Elektrolyseanlage zu erzeugen. Der Ausbau der Elektrolyseanlage erfolgt mit jeder weiteren Anschaffung einer wasserstoffbetriebenen PKW-Fähre.

¹⁵⁵ Quelle: New bus fuel-Studie

¹⁵⁶ (new bus fuel)

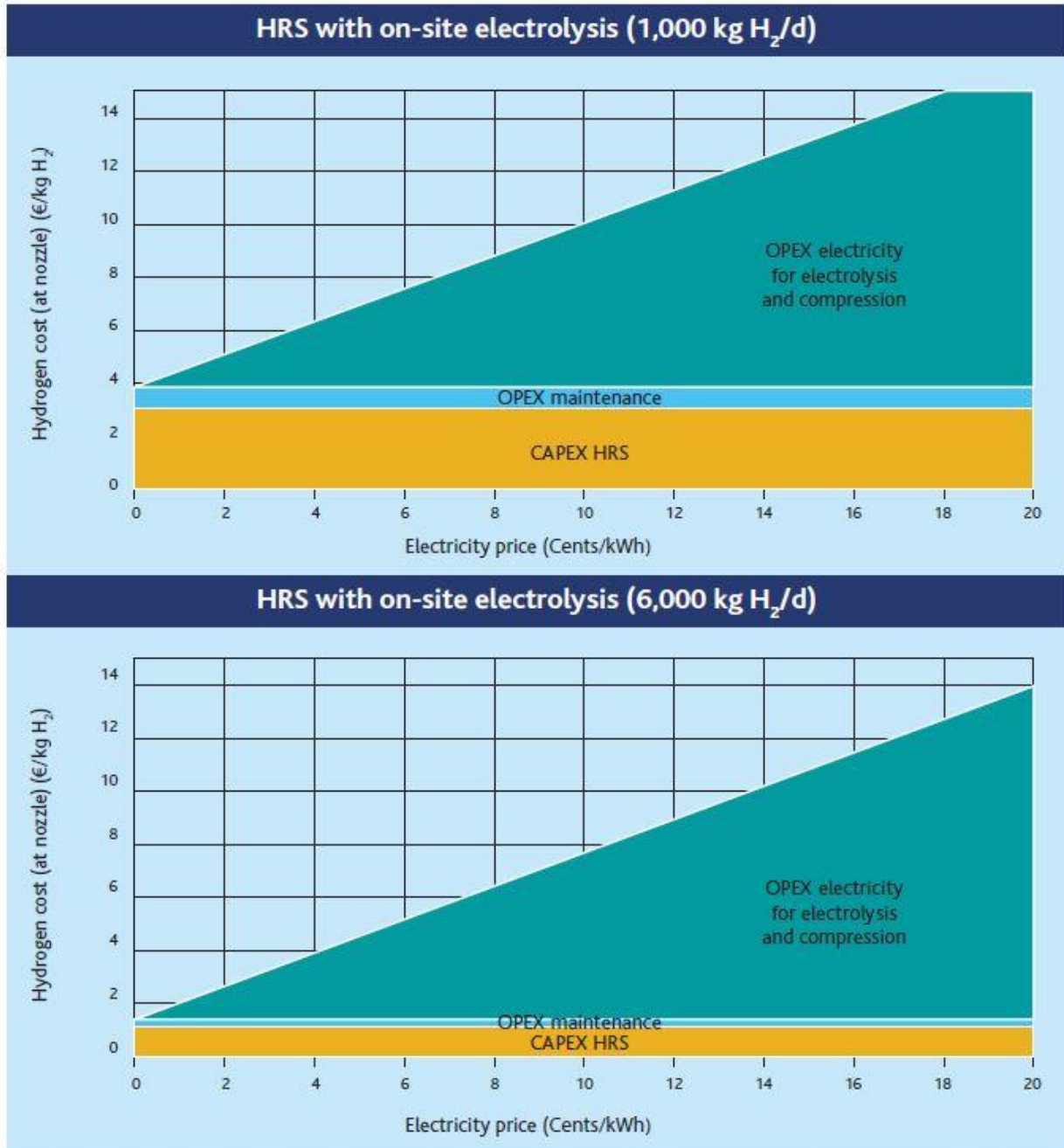


Abbildung 107: Beispiel für Wasserstoff-Kosten

Die Kosten für den Wasserstoff bei einer Produktion in einem Elektrolyseur sind abhängig von der Anlagengröße und den Stromkosten.

6.9.5 Wartung

Für die Wartung von Brennstoffzellenschiffen empfiehlt sich, zumindest in der Einführungsphase eines Schiffes, die Wartungsarbeiten an eine externe Servicefirma (z.B. Brennstoffzellenfirma) abzugeben. Im Rahmen eines Vollwartungsvertrags kann so die regelmäßige Wartung, sowie das „Trouble-Shooting“ von ungeplanten Ausfällen durch die externen Servicemitarbeiter übernommen werden. Für diesen Fall kann es notwendig sein, dass sich die Stadtwerke Konstanz bzw. die BSB ein kleines Lager mit den wichtigsten Ersatzteilen zulegen – die Verfügbarkeit aller anderen Komponenten sollte über den Servicevertrag abgedeckt bzw. verfügbar gemacht werden.

Trotzdem ist es wichtig, dass zu einem späteren Zeitpunkt Wartungspersonal für die Schiffe am Standort Konstanz eingestellt wird. Kommt es zu einer Einführung von Brennstoffzellenbussen bei den Stadtwerken, kann man hier eine gewisse Synergie nutzen, indem ein „firmenübergreifender“ Servicetechniker ausgebildet und geschult wird. Prinzipiell kann gesagt werden, dass wenn es zur Einführung der Brennstoffzellentechnologie kommt, auch entsprechend ausgebildete Techniker auf dem Arbeitsmarkt verfügbar sein werden, da im Prinzip jedes Autohaus ein solcher Techniker angestellt haben muss, wenn es Wasserstofffahrzeuge verkaufen und den Service dafür anbieten möchte.

6.9.6 Schulung

Die Schiffsführer müssen für eine elektrisch betriebene Fähre nicht speziell geschult werden. Die Bedienelemente im Cockpit bleiben gleich und der Schiffsführer wird den Unterschied zwischen einer dieselbetriebenen Fährschiff und einem wasserstoffbetriebenen Fährschiff kaum merken.

Allerdings muss das Schiffspersonal und die Wartungscrew an Land für den Umgang mit Wasserstoff und der Brennstoffzelle geschult werden. Ebenso muss die Konstanzer Feuerwehr geschult bzw. informiert und auf die Lagerung von Wasserstoff bzw. Methanol vorbereitet werden.

6.10 Sonstiges

Fähren verbrauchen sehr viel Diesel, wodurch an dieser Stelle ein großes Potential entsteht, Emissionen einzusparen. Da die Schiffe teilweise Lebensdauern von 40-50 Jahren besitzen, sollten früh Weichen gestellt werden, dieses Potential auszunutzen. Die Fähren sind ein sehr wichtiger Bestandteil des Konstanzer ÖPNV, weswegen ein Treibstoffwechsel bei den Fähren nicht nur rein ökologische Folgen nach sich ziehen, sondern auch ein Zeichen für die anderen Fortbewegungsmittel in und um Konstanz darstellt.

7 Mehrwerte

Wenn eine Wasserstofftankstelle in Konstanz gebaut wird, ist es naheliegend, dass die Tankstelle so gebaut wird, dass ein möglichst großer Mehrwert vorhanden ist und auch andere Brennstoffzellennutzer davon profitieren können – vorausgesetzt, die Lage, die Kapazität der Tankstelle und der interne Betriebsablauf lässt dies zu. Das größte Potential einer Mehrfachnutzung hätte eine Bustankstelle bei den Stadtwerken Konstanz – so wie in Kapitel 5.7 beschrieben.

7.1 Brennstoffzellen-PKW

Folgende Tabelle zeigt eine Übersicht der momentan auf dem Markt verfügbaren Brennstoffzellenfahrzeuge. Diese Fahrzeuge haben in der Regel einen Tankdruck von 700bar. Wenn die Bustankstelle öffentlich zugänglich gemacht wird, sollte der Tankdruck entsprechend angepasst werden, bzw. die Tankstelle mit einem zweiten Dispenser ausgestattet werden, der das Tanken bei einem Druck von 700bar möglich macht. Allerdings ist zu erwähnen, dass auch ein 700bar-Brennstoffzellen-Fahrzeug mit 350bar Tankdruck betankt werden kann – allerdings nicht umgekehrt.

Modell	Markteinführung	Reichweite (km)	Leistung (kW)	Max. Geschwindigkeit (km/h)	Verbrauch (kg/100km)	Tankinhalt (kg)
Honda FCX Clarity	2008 (1. Generation)	650	130	165	0,87	5,0
Hyundai IX35 FCEV	2013	600	100	160	0,95	5,6
Toyota Mirai	2014	500	114	175	0,76	5,0
Honda Clarity FC	2016 (2.Generation)	650	130	165	0,77	5,0
Renault Kangoo Z.E. H ₂	2017	290	44	130	0,87	2,09
Hyundai Nexo	2018	756	120	179	0,84	6,3
Mercedes-Benz GLC FC	2018	437 plus 49 (Batterie)	147	160	0,97	4,4 + 9,3kWh Batterie
StreetScooter H ₂ Panel Van	Ab 2020	500	122	120	x	6,0

Abbildung 108: Übersicht der verfügbaren Brennstoffzellenfahrzeuge¹⁵⁷¹⁵⁸

Kommen bei den Stadtwerken Konstanz Wasserstoffbusse mit entsprechender Wasserstofftankstelle zum Einsatz, bietet es sich an, auf dem Markt verfügbare Brennstoffzellenfahrzeuge als Firmenfahrzeuge

¹⁵⁷ (https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_von_Brennstoffzellenautos_in_Serienproduktion, 24.09.2019)

¹⁵⁸ <https://h2.live/wasserstoffautos>

für die Geschäftsführung, Mitarbeiter und Außendienstmitarbeiter bzw. als Servicefahrzeuge der Stadtwerke Konstanz einzusetzen.

Da die Stadtwerke Konstanz zu 100% der Stadt Konstanz gehören, hätte die Stadt somit eine weitere Möglichkeit die Vorgaben des Klimanotstandes umzusetzen.

7.2 Post/Paket und Flottenfahrzeuge

Mit dem Brennstoffzellenfahrzeug Street-Scooter besteht ab dem Jahr 2020 die Möglichkeit, Post-, Paket und sonstige Flottenfahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb bzw. Wasserstoff zu betreiben. Das Fahrzeug entstammt einer Zusammenarbeit zwischen DHL und StreetScooter. Auch mit diesen Fahrzeugen kann man die Auslastung z.B. der Bus-Tankstelle und den Mehrwert für die Region bzw. die Stadt Konstanz erhöhen.



Abbildung 109: Brennstoffzellenbetriebes Lieferfahrzeug der Zusammenarbeit von DHL und StreetScooter¹⁵⁹

¹⁵⁹(<https://www.electrive.net/2019/05/24/dhl-und-streetscooter-entwickeln-e-transporter-mit-brennstoffzelle/>, 24.09.2019)

7.3 Müllfahrzeuge

Vom Müllfahrzeug-Hersteller FAUN gibt es ein brennstoffzellenbetriebenes Müllfahrzeug. Es handelt sich dabei um ein Batteriefahrzeug mit Brennstoffzelle als Range-Extender. Mit einem solchen Fahrzeug ist es möglich, die Müllabfuhr der Stadt Konstanz leise und ohne Emissionen durchzuführen.

Es ist zu überlegen, ob ein solches Fahrzeug bei den Entsorgungsbetrieben Konstanz (EBK) zum Einsatz kommen kann¹⁶⁰.

Erste Gespräche mit Frau Ulrike Hertig (Geschäftsführerin bei den Entsorgungsbetrieben Konstanz) haben ergeben, dass die Anforderungen in Konstanz nicht besonders anspruchsvoll sind und man davon ausgeht, dass ein rein elektrisches Müllfahrzeug (nur mit Batterien) ausreichen wird, um den Müll zu entsorgen. Es müssen keine besonders langen Strecken gefahren werden, womit sich der Einsatz einer Brennstoffzelle als Range-Extender nicht auszahlen würde. Mit dem Batterie-Müllfahrzeug hat man die Möglichkeit 2x10t Müll (vormittags und nachmittags eine Fuhre) zu entsorgen. Über die Mittagszeit könnte man mit einem Schnellladesystem die Batterien wieder für die zweite Nachmittagsfuhre aufladen.



Abbildung 110: Brennstoffzellen/Batterie-Müllfahrzeug¹⁶¹

¹⁶⁰ (https://www.faun.com/produkte/alternative_antriebe/bluepower/)

¹⁶¹ (www.faun.com, 24.09.2019)

7.4 Gabelstapler

Auf dem deutschen Markt gibt es zwei Gabelstapler-Hersteller die für ihre Produkte einen Brennstoffzellenantrieb anbieten – diese sind die Firmen LINDE MH und STILL. Besonders bei Gabelstaplern, die in einer Halle zum Einsatz kommen, ist ein emissionsfreier Antrieb zwingend erforderlich. Dies wird bis jetzt hauptsächlich mit Batterien durchgeführt – die lange Nachladezeit schränkt aber allzu oft den Betriebsablauf ein.



Abbildung 111: Brennstoffzellen-Gabelstapler der Firma Linde¹⁶²



Abbildung 112: Brennstoffzellen-Gabelstapler und Hochhubwagen der Firma STILL¹⁶³

¹⁶² (Linde MH (Material Handling))

¹⁶³ (<https://www.still.de/>, 24.09.2019)

Im Umkreis von der evtl. realisierten Wasserstofftankstelle für Busse auf dem Betriebsgelände der Stadtwerke Konstanz sind mehrere Firmen ansässig, die mit Sicherheit elektrische Gabelstapler im Einsatz haben.

Diese sind:

- Spedition und Logistikdienstleister Hostenstein GmbH
- Spedition und Logistikdienstleister Franz Lebert & Co GmbH
- Baumarkt toom

Alle genannten Firmen sitzen im Umkreis von wenigen hundert Meter zur geplanten Wasserstofftankstelle des Betriebsgeländes der Stadtwerke Konstanz.

Aber auch die Stadtwerke Konstanz selbst können ihre Gabelstapler auf Brennstoffzellenantrieb umstellen, wenn eine Wasserstofftankstelle für Busse auf dem Betriebsgelände realisiert wird.

Die oben genannten Anwendungen haben im ersten Schritt nicht direkt etwas mit dem emissionsfreien ÖPNV in Konstanz zu tun. Allerdings schafft es die Möglichkeit einen Mehrwert zu schaffen und damit auch das finanzielle Risiko für alle beteiligten Firmen zu reduzieren. Es ist sicherlich nicht sinnvoll, dass die genannten zusätzlichen Anwendungen dauerhaft die Wasserstofftankstelle der Stadtwerke nutzen, aber zumindest für die Startphase, in der die Wasserstofftankstelle der Stadtwerke noch nicht voll ausgelastet ist und sich eine Tankstelle z.B. für einen Lieferdienst noch nicht lohnt, kann man versuchen, Mehrwerte zu schaffen, zu bündeln und zumindest die Tankstelleninfrastruktur gemeinsam zu nutzen.

Die genannten Firmen sollen das Potential für einen Mehrwert der Tankstelle aufzeigen – wir erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit der genannten Hersteller und Firmen.

8 Regenerative Energie aus der Region

Die erneuerbare Energieerzeugung in Konstanz und im Landkreis Konstanz ist hauptsächlich geprägt durch Biomasse und Solar, gefolgt von der Wasserkraft. Windkraftprojekte im Landkreis Konstanz gibt es erst seit kurzer Zeit, sodass diese erst seit 2017 in der Statistik aufgeführt werden.

Folgende Tabelle zeigt einen Überblick der regenerativ erzeugten Energie in der Region in MWh/a

Energieart	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Biomasse			93.354	122.739	125.373	127.504	130.024
Solar	69.559	95.781	94.018	113.743	122.049	114.171	123.330
Wasser	15.084	19.201	21.606	36.577	16.016	19.705	14.568
Wind							9.153
TOTAL	84.643	114.982	208.978	273.059	263.438	261.380	277.075

Tabelle 89: Übersicht der regenerativ erzeugten Energie im Landkreis Konstanz¹⁶⁴ - Angaben in MWh/a

8.1 Solar

Bei den installierten Solaranlagen in Konstanz handelt es sich hauptsächlich um Dachanlagen, die im gesamten Stadtgebiet verteilt sind. Eine Ausnahme stellt die PV-Anlage auf dem Wertstoffhof Dorfweiher in Litzelstetten dar, die mit einer installierten Leistung von 2,3MWp die größte zusammenhängende Anlage in Konstanz ist. Bei einem spezifischen Verbrauch eines Elektrolyseurs von 58kWh/kg¹⁶⁵ Wasserstoff und einer zu erwartenden Jahresleistung der PV-Anlage in Litzelstetten von 2.300.000kWh können insgesamt 39.655kg Wasserstoff im Jahr produziert werden. Dies entspricht einer durchschnittlichen Tagesproduktion von 108kg/Tag.

Es ist zu erwarten, dass mit dem Wegfall der Deckelung des PV-Zubaus weitere PV-Anlagen entstehen werden. Allerdings muss aufgrund der beengten Platzverhältnisse in Konstanz davon ausgegangen werden, dass es sich dabei ebenfalls um kleine, zersiedelte Anlagen handeln wird. Der Aufbau einer großen, zusammenhängenden Anlage – insbesondere in der Nähe der Betriebsstätten der Stadtwerke Konstanz – ist aus Platzgründen nicht möglich.

8.2 Biomasse

Die Biomasse-Anlagen im Landkreis Konstanz stellen den größten Bereich an regenerativer Energie dar. Diese Anlagen sind allerdings in entsprechende Verträge gebunden – eine Umwidmung der elektrischen Energie für die Erzeugung von Wasserstoff, sehen wir als nicht möglich. Da die Stromerzeugung über

¹⁶⁴ (Energieagentur Konstanz /Bundesnetzagentur)

¹⁶⁵ Quelle: New Bus Fuel-Studie

Biomasse nicht kohlenstofffrei ist und da die Energieerzeugung in unserer erforderlichen Größenordnung zu großen Monokulturen führen würde, wird diese Möglichkeit der Wasserstoffherzeugung nicht weiter betrachtet.

8.3 Wind

Wie bereits erwähnt, ist die Windenergie nur in geringem Maße in der Region vorhanden. Bei der westlichen Bodenseeregion handelt es sich tendenziell um eine Schwachwindregion. Viele Windkraftgegner in der Region haben dazu geführt, dass kaum Windkraftanlagen im Landkreis Konstanz aufgebaut wurden. Aus diesem Grund wird die Erzeugung von Wasserstoff mit Hilfe der Windenergie nicht betrachtet.

8.4 Wasser

In der Region gibt es ein großes Pumpspeicherkraftwerk, welches hauptsächlich zum Spitzenlastmanagement eingesetzt wird.

Diese sind:

- **Pumpspeicherkraftwerk** Schluchsee – Kraftwerk Häusern

Darüber hinaus gibt es eine Vielzahl von Laufwasserkraftwerken im Süden von Baden-Württemberg und im Norden der Schweiz.

Laufwasserkraftwerke am Rhein auf der Hochrheinstrecke zwischen Bodensee und Basel:

- Laufenburg (DE)
- Ryburg-Schwörstadt (DE)
- Bad Säckingen (DE)
- Kraftwerk Reckingen (DE)
- Kraftwerk Albbruck
- Kraftwerk Schaffhausen (CH)
- Elektrizitätswerk Rheinau (CH)
- Kraftwerk Eglisau/Glattfelden(CH)
- Neues Wasserkraftwerk Rheinfelden (CH)
- Kraftwerk Whylen /Augst (CH)
- Kraftwerk Birsferden (CH)

Nach dem Zufluss der Aare führt der Rhein deutlich mehr Wasser – dadurch werden danach die Kraftwerke im Rhein größer und die regenerativ erzeugbare Energie nimmt deutlich zu. Allerdings liegen diese Kraftwerke dann weiter von Konstanz entfernt. Darüber hinaus ist die Energiegewinnung über das Jahr gesehen nicht gleich groß. Im Winter führt der Rhein meist weniger Wasser, da die Niederschläge in den Alpen als Schnee liegen bleiben. Erst mit der Schneeschmelze im Frühjahr steigt der Pegel des Rheins wieder an und erreicht im Juni sein Maximum.

Generell kann gesagt werden, dass sich der Hochrhein mit den vielen Wasserkraftwerken ein großes Potential für die regenerative Erzeugung von Wasserstoff darstellt. Durch das relativ große Gefälle dieser Rheinstrecke und die geringe Schifffahrt, die ab Basel flussabwärts deutlich zunimmt, ist der Hochrhein sehr gut geeignet für die Erzeugung von regenerativem Strom. Jedes Kraftwerk verfügt meist über sehr viel Platz – sei es an Land oder auf der Kraftwerksinsel, sodass bei fast jedem Kraftwerk die Installation einer Elektrolyseanlage möglich ist.

Da am Wasserkraftwerk Whylen bereits eine Elektrolyseanlage für die Wasserstoffproduktion installiert ist, wird auf diese spezielle Anwendung der Firma „Energiedienst AG“ im Folgenden genauer eingegangen.

8.5 Energiedienst – Wasserkraft und Wasserstoff aus der Region

Geschichte Wasserkraftwerk Whylen

Das Wasserkraftwerk Whylen ist Teil des Zwillingskraftwerks Augst-Whylen und wurde in den Jahren 1908 bis 1912 gleichzeitig mit dem auf der Schweizer Seite liegenden Kraftwerk Augst errichtet.

1987 lief die Konzession zur Nutzung der Wasserkraft nach 80 Jahren aus und musste erneuert werden. Die Vorgabe wurde nur mit verschiedenen Auflagen erteilt: So musste die bestehende Anlage modernisiert und ausgebaut werden, damit die Kraft des Rheins künftig am Standort noch besser ausgenutzt werden konnte.

Energiedienst hat von 1990 bis 1994 das Wasserkraftwerk Whylen für rund 100 Millionen Euro umgerüstet. Heute ist die Kombination aus modernen Straflo- und traditionellen Francis-Turbinen Kern der Maschinenanlagen. Die Leistung des Kraftwerks liegt seit dem Umbau bei 38,5 Megawatt (MW) – gegenüber den 23MW vorher. Das ermöglicht eine um rund 60 Prozent höhere Jahresstromproduktion.

Energiedienst setzt zwei kleine Kaplan-Turbinen als Dotierturbinen am Wasserkraftwerk Whylen ein. Sie nutzen das Wasser, das bislang nur zur Erzeugung der Leitströmung der beiden Fischaufstiegsanlagen dient, zur Stromgewinnung¹⁶⁶.

Wasserstoffanlage am Wasserkraftwerk Whylen

Im Rahmen eines Leuchtturmprojekts erbaute Energiedienst 2018 auf dem Gelände des Wasserkraftwerks Whylen eine Erzeugungsanlage für Wasserstoff. Diese sogenannte Power-to-Gas-Anlage stellt mittels Elektrolyse Wasserstoff aus Wasser her.

Da zur Herstellung der Strom aus dem Wasserkraftwerk zum Einsatz kommt, entsteht sogenannter erneuerbarer Wasserstoff (eH₂). Seine Qualität ist so hoch, dass er auch zum Betanken von Brennstoffzellenfahrzeugen genutzt werden kann. Die Anlage hat eine Leistung von 1 Megawatt. Damit können rund 1.000 Brennstoffzellenfahrzeuge klimaneutral betrieben werden.

¹⁶⁶ (<https://www.energiedienst.de/produktion/wasserkraftwerk-whylen/>)

Neben dieser Industrieanlage erprobt das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) eine nach heutigem Stand der Technik optimierte 300-Kilowatt-Elektrolyse. Die Betriebsweisen der beiden Anlagen werden die Forscher intensiv vermessen und auswerten.

Ziel ist es, einen Leitfaden für den effizienten Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen für die Industrie zu entwickeln. Er soll Energieversorgern, Automobilherstellern und Unternehmen aus dem Anlagenbau dienen.

Zudem entsteht bei der Produktion des Wasserstoffs Wärme. Diese soll zusammen mit der Abwärme des Wasserkraftwerks für ein Wärmenetz genutzt werden, dass das geplante Wohngebiet in der Nähe des Kraftwerks versorgt.¹⁶⁷



Abbildung 113: Wasserstoffproduktion am Wasserkraftwerk Whylen

Wasserstoff aus Whylen für die Busbetriebe Konstanz – eine Modellrechnung:

- **Kosten:** Gespräche mit dem Energiedienst (Hr. Trawitzki) haben eine erste Preisindikation für den Wasserstoff ergeben.
Im ersten Ansatz sind die Kosten für Wasserstoff vom Preis an der Strombörse (Strompreis) und vom Strompreis Null abhängig. Der Strompreis ist der aktuelle Strompreis für Bandenergie – „Strompreis Null“ bedeutet den zum Zeitpunkt der Kalkulation angenommene Strompreis, in diesem Beispiel 50€/MWh. Wenn zum H₂-Lieferzeitpunkt ein Strompreis von 50€/MWh gelten würde, wäre der Wasserstoffpreis genau der Basispreis (oder "H₂-Preis Null"). Bei Strompreisen unter 50€/MWh wäre der H₂-Preis entsprechend der Formel niedriger als 5,5€/kg, bei Strompreisen über 50€/MWh entsprechend höher. Die Wahl vom "Strompreis Null" und des sich hieraus ergebenden "H₂-Preis Null" ist grundsätzlich beliebig. Über die Formel wird immer auf den tatsächlich gültigen Strompreis abgestellt. In der Praxis wählt man i.d.R. jedoch die zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses geltenden Werte.

Beispiel 1:

Strompreis= 40€/MWh – Strompreis Null= 50€/MWh

¹⁶⁷ (<https://www.energiesdienst.de/produktion/wasserstoff/power-to-gas/>)

Dies ergibt ein Wasserstoffpreis von: $5,5\text{€}/\text{MWh H}_2 (0,45 + 0,55 \times 40/50) = 4,9\text{€}/\text{kg H}_2$

Beispiel 2:

Strompreis= 60€/MWh – Strompreis Null= 50€/MWh

Dies ergibt ein Wasserstoffpreis von: $5,5\text{€}/\text{MWh H}_2 (0,45 + 0,55 \times 60/50) = 6,1\text{€}/\text{kg H}_2$

Welche Indizes genau zu verwenden sind und in welchem Rhythmus Preisanpassungen stattfinden sollen, wäre noch im Detail abzustimmen. Darüber hinaus kann man sich beim Energiedienst auch einen pauschalen Jahrespreis für Wasserstoff vorstellen. Dies ergibt für den Abnehmer eine gewisse Planungssicherheit – allerdings wäre hier ein langfristiger Liefervertrag notwendig.

- **Anlieferung:** Die Entfernung zwischen dem Kraftwerk Whylen und der Stadt Konstanz beträgt ca. 140km – die Fahrzeit wird mit ca. 1Std 45Min angegeben. Die Transportkosten liegen bei ungefähr 1€/kg – ein Wasserstoff-Trailer-Fahrzeug kann ungefähr 400kg Wasserstoff laden, so dass die Kosten für eine Anlieferung bei ca. 400EUR liegen dürften.
Der Wasserstoff wird mit einem Druck von 200bar angeliefert.
Die angelieferte Menge Wasserstoff entspricht ca. 8 Busbetriebstage bei einem durchschnittlichen Tagesverbrauch von 50kg Wasserstoff pro Tag und Bus.
Startet man in Konstanz mit dem Wasserstoff-Busprojekt, so wäre eine wöchentliche Anlieferung pro Bus ausreichend, um eine ausreichende Sicherheit (z.B. bei Verspätung der Lieferung) gewährleisten zu können.

Der Wasserstoffpreis liegt entsprechend der oben genannten Beispiele bei:

- **5,9 €/kg** in Konstanz bei 200bar (Wasserstoffpreis inkl. Lieferung)
- Bzw. **7,1 €/kg** in Konstanz bei 200bar (Wasserstoffpreis inkl. Lieferung)

9 Synthetische Kraftstoffe aus der Region

Um den Bedarf an emissionsfreien Treibstoffen für den ÖPNV zu decken, bieten sich regional erzeugte Energieträger an, z.B. durch die Möglichkeit synthetische Kraftstoffe zu erzeugen. Dazu wird Kohlendioxid CO_2 , aus einem Abgasstrom abgetrennt und zusammen mit regenerativ erzeugtem Wasserstoff zu Methanol bzw. Methan umgewandelt.

Möglichkeiten:

- 1) Wasserstoff aus Elektrolyse (EE Strom)
- 2) 2.) $\text{CO}_2 + \text{Wasserstoff} \rightarrow \text{Methanol/Methan}$

Im Folgenden wird sich auf den zweiten Prozessschritt der Erzeugung von Treibstoff (Methanol/Methan) durch das Abtrennen von CO_2 im Klärwerke konzentriert. Auf die Elektrolyse wird nicht genauer eingegangen, da diese in einem früheren Kapitel bereits beschrieben wurde.

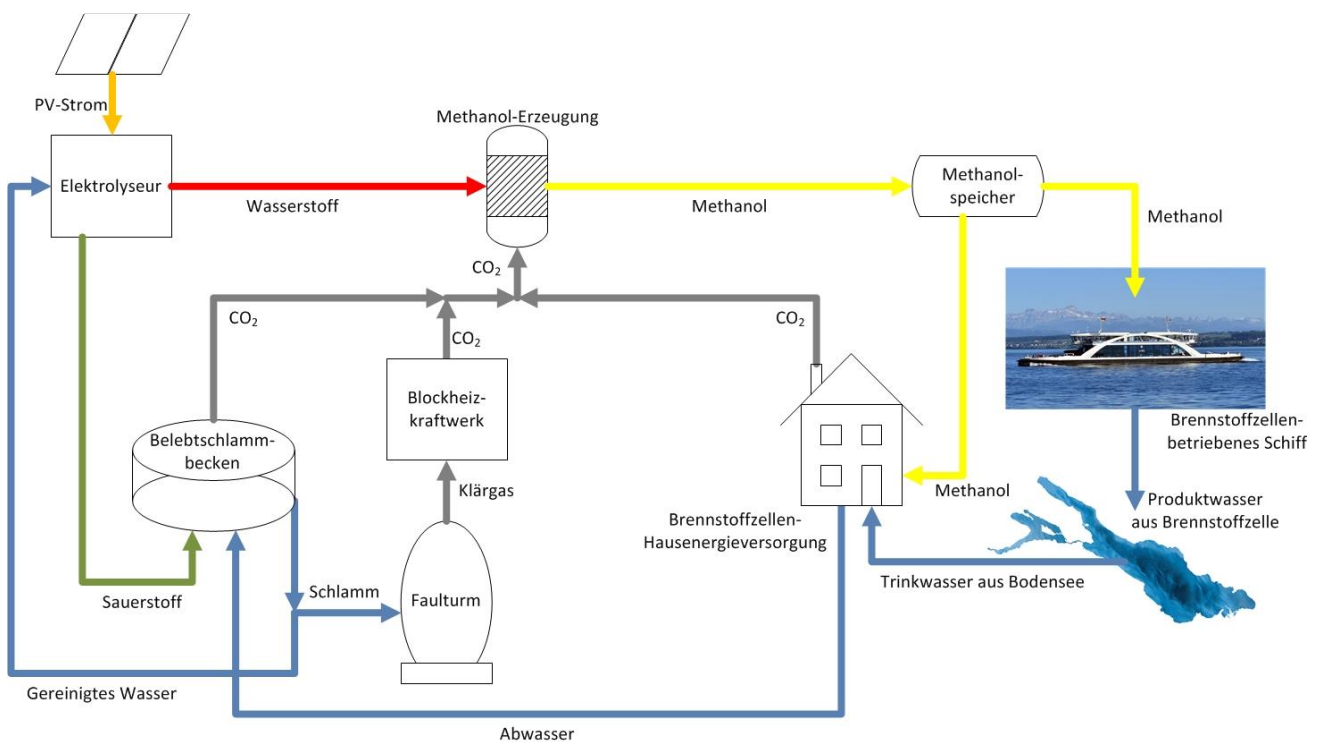


Abbildung 114: Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen in einer Kläranlage¹⁶⁸

¹⁶⁸ Quelle: ISC Konstanz e.V.

9.1 CO₂ Quellen in Konstanz

Allgemein eignen sich Abgase aus Industrieanlagen, wie beispielsweise Zementanlagen und Stahlhütten, oder Rauchgase von Kraftwerken, welche fossil befeuert werden, als CO₂ Quellen. Bei der Verwertung von organischen Bestandteilen fällt ebenfalls CO₂ an. In Betracht kommen hierbei Biogasanlagen oder Klärwerke. Weiterhin kann das CO₂ aus der Umgebungsluft gewonnen werden¹⁶⁹. Da der Raum Konstanz über keine der genannten Industrieanlagen bzw. Kraftwerke verfügt, bleiben als Ressourcen nur Umgebungsluft und Kläranlagen. Darauf wird im Folgenden genauer eingegangen.

Durch die Aufbereitung von Abwasser in einem Klärwerk entstehen Treibhausgase (Kohlenstoffdioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Stickstoffmonoxid (N₂O)) als Abfallprodukt.

Schritte in einem Klärwerk zur Wasseraufbereitung¹⁷⁰:

- 1) Mechanischer Reinigungsschritt: Sandfang (grobe Aussiebung von schweren Verunreinigungen etc.) und Vorklärbecken (Abzug des Primär- und des Schwimmschlammes)
- 2) Biologische Reinigungsstufe: Nitrifikation (organische Stickstoffverbindungen werden in Nitrat-Stickstoff umgewandelt) und Denitrifikation (Nitrat-Stickstoff wird zu elementarem Stickstoff abgebaut und entweicht in die Luft)
- 3) Nachklärbecken

Die biologische Reinigungsstufe besteht aus einem kreisförmigen Schachtelbecken und ist in drei Ringe unterteilt. Das Abwasser fließt von innen nach außen. Der innerste Ring ist die Phosphoreliminierung, gefolgt von der anaeroben Denitrifikation. Im äußersten Ring findet die aerobe Nitrifikation statt.

¹⁶⁹ (Nestler_Methanol Synthesis – Industrial Challenges within a Changing Raw Material Landscape)

¹⁷⁰(https://www.konstanz.de/site/Konstanz/get/documents_E1377449750/konstanz/Dateien/Leben%20in%20Konstanz/EBK/tafeln_01-18_neu_web%20V03.pdf, 20.06.2019)

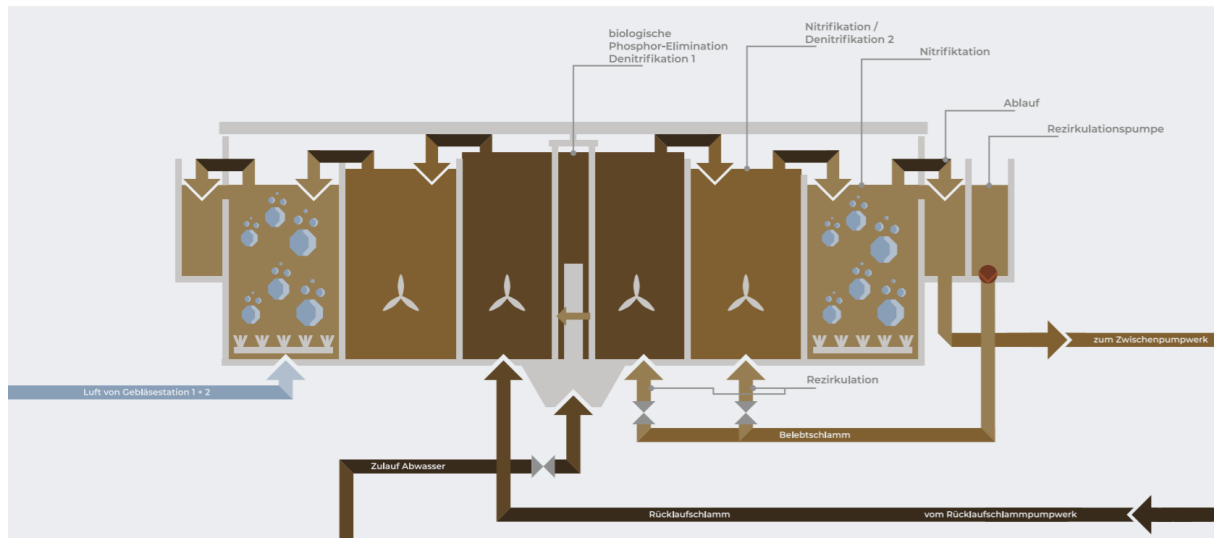
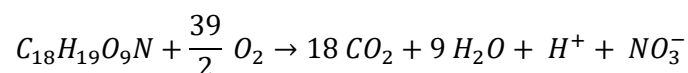


Abbildung 115: Schematischer Querschnitt eines Schachtelbeckens in Konstanz¹⁷¹

Der Ausstoß von CO₂ in einem Klärwerk hat mehrere Quellen, wie die aerobe biologische Oxidation organischer Bestandteile, die endogene Atmung der Mikroorganismen sowie die reine Denitrifikation. Die folgende Formel zeigt den Abbau der organischen Bestandteile durch die Reaktion mit Sauerstoff inklusive Nitrifikation, wobei alle Kohlenstoffdioxidquellen miteinbezogen werden. Die Summenformel C₁₈H₁₉O₉N steht für die durchschnittliche organische Zusammensetzung des Abwassers¹⁷². Es entstehen 2kg CO₂ pro Kilogramm organisches Material, welches in der Kläranlage anfällt. Die Menge des organischen Materials ist jedoch kaum messbar.



Formel 2: Zersetzung organischen Materials im kommunalen Abwasser¹⁷³

In der Praxis wurden bereits Messungen zu Treibhausgasemissionen von Klärwerken durchgeführt und Kennwerte für spezifische Emissionen veröffentlicht. Aus diesen Kennwerten kann auf die gesamten Kohlenstoffdioxidemissionen für das Klärwerk Konstanz geschlossen werden. Es wurden drei Quellen untersucht, um eine gewisse statistische Sicherheit zu erreichen, da keine eigenen Messungen in Konstanz durchgeführt wurden. In den jeweiligen Studien wurde von den gemessenen absoluten Kohlenstoffdioxidemissionen auf die spezifischen Emissionen pro Einwohnerwert/CSB Gehalt (chemischer Sauerstoffbedarf) abgeleitet. Die letzte Zeile ist eine Angabe von den Entsorgungsbetrieben Konstanz EBK. Dort werden die Emissionen spezifisch pro eliminiertes Menge an Stickstoff angegeben.

¹⁷¹

(https://www.konstanz.de/site/Konstanz/get/documents_E1377449750/konstanz/Dateien/Leben%20in%20Konstanz/EBK/tafeln_01-18_neu_web%20V03.pdf, 24.09.2019)

¹⁷² (Kosse_Energy balance and greenhouse gas emissions of municipal WWTP S.5)

¹⁷³ (Kosse_Energy balance and greenhouse gas emissions of municipal WWTP S.5)

Der Einwohnerwert EW für Konstanz beträgt 215.000. Der Chemische Sauerstoffbedarf CSB gibt die Sauerstoffmenge an, welche für eine vollständige Oxidierung aller oxidierbaren Stoffe im Abwasser benötigt wird. Im Jahr 2017 betrug er für Konstanz 7.432 Tonnen. In den biologischen Reinigungsstufen wurde im Jahr 2018 bei den EBK 586.500kg Stickstoff eliminiert.

Ermittelte spez. CO ₂ Emissionen für Klärwerke	Angaben für das Klärwerk Konstanz	Annahme gesamtes CO ₂ Potential des Klärwerks Konstanz
12kg CO ₂ / EW * a ¹⁷⁴	215.000 EW	2.580t CO ₂ /a
261g CO ₂ / kg CSB * a ¹⁷⁵	7432t CSB	2.015t CO ₂ / a
5,76g CO ₂ / g N ¹⁷⁶	586.500kg N	3.378t CO ₂ /a

Tabelle 90: Gesamtes CO₂ Potenzial des Klärwerks Konstanz

Ausgehend von den ermittelten spez. CO₂ Emissionen aus anderen Studien, ergibt sich für das Klärwerk Konstanz eine Bandbreite von Kohlenstoffdioxidemissionen zwischen 2.000 und 3.400 Tonnen pro Jahr.

Aus der Literatur kann weiterhin die Fragestellung beantwortet werden, in welchen einzelnen Schritten in der Kläranlage es zur Freisetzung von CO₂ kommt. Abbildung 116 zeigt die Verteilung an. Die Nitrifikation ist für 94% aller CO₂ Emissionen verantwortlich¹⁷⁷.

¹⁷⁴ (Kosse_Climatechangeandgreenhousegasemissionswithinthecontextofurbanwastewatermanagement)

¹⁷⁵ (Yan et al., 2014)

¹⁷⁶ (EBK, 2019)

¹⁷⁷ (Kosse_Climatechangeandgreenhousegasemissionswithinthecontextofurbanwastewatermanagement)

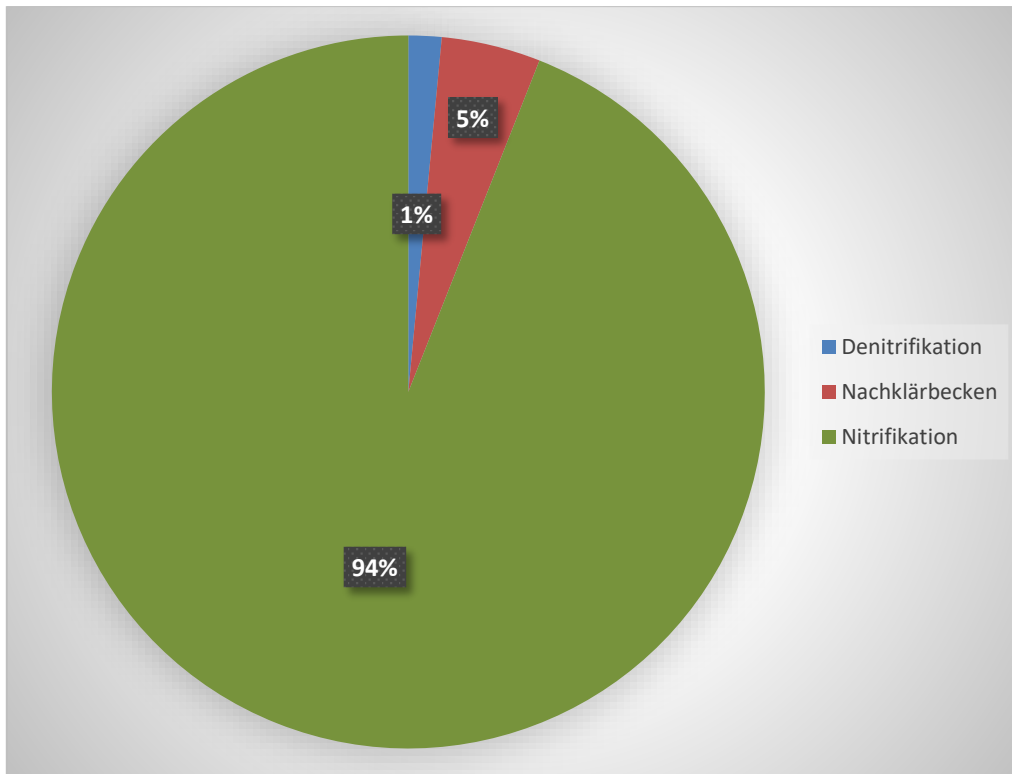


Abbildung 116: Einteilung der CO₂ Emissionen auf einzelne Verfahrensschritte¹⁷⁸

Die zweite Möglichkeit CO₂ abzugreifen ist der Faulturm. Dort fielen im Jahr 2018 insgesamt 1.780.000Nm³ Klärgas an, wobei davon 60-70% Methan und 30-40% Kohlenstoffdioxid sind. Das Klärgas wird komplett im BHKW verbrannt. Um das BHKW auszulasten bzw. die für die Belüftung der Belebtschlammbecken erforderlichen Strommengen erzeugen zu können, wird zusätzlich Erdgas im BHKW verbrannt. Im Rauchgas des BHKW ist Kohlenstoffdioxid enthalten, welcher an dieser Stelle abgefangen werden kann. Im Jahr 2018 wurden 4.438 Tonnen Kohlenstoffdioxid über das Rauchgas in die Umwelt entlassen. Von diesen 4.438 Tonnen stammten 4.105.242kg CO₂-Ausstoß aus der Klärgasproduktion und 332.836kg aus dem Erdgasverbrauch für das BHKW.

9.1.1 CO₂-Abscheidung aus der Umgebungsluft

Die folgenden Technologien gelten sowohl für eine CO₂-Abscheidung aus der Luft für einen Klärwerk-unabhängigen Standort mit einer ungefähren CO₂ Konzentration von 0,04% als auch für einen Standort in unmittelbarer Nähe zum Klärwerk mit einer erhöhten CO₂ Konzentration. Von allen Becken der Kläranlage emittiert das Schachtelbecken die größte Menge an CO₂. Es ist daher sinnvoll, dort die CO₂-Abscheidung durchzuführen. Da es nicht realistisch scheint, dass Becken gasdicht abzudecken, besteht eine Möglichkeit darin, das CO₂ aus der Umgebungsluft des Schachtelbeckens abzufangen.

¹⁷⁸ (Kosse_Climatechangeandgreenhousegasemissionswithinthetextofurbanwastewatermanagement)

Bestehende Verfahren sind die Adsorption an Feststoffen (z.B. Hersteller climateworks) und die Absorption in Lösungsflüssigkeiten (z.B. Hersteller Carbon Engineering). Adsorption beschreibt die Anreicherung von Stoffen an der Oberfläche eines Festkörpers¹⁷⁹. Die Absorption dagegen beschreibt den Prozess bei dem der Stoff in das Innere eines Festkörpers/Flüssigkeit aufgenommen wird.

Das Adsorptionsverfahren wird anhand des Produktes vom Schweizer Start-Up-Unternehmen Climateworks beschrieben. Die Luft wird angesaugt und durch chemische Bindung bleibt das CO₂ im Filter. Ist die Aufnahmekapazität des Filters erreicht, wird der Filter auf ca. 100°C erhitzt, wodurch das CO₂ freigegeben wird und eingesammelt werden kann, um weiterverarbeitet zu werden. Die nun CO₂ freie Luft wird wieder an die Umgebung abgegeben. Der Filter kann für bis zu mehrere tausend Zyklen verwendet werden. Er besteht aus porösen Granulaten, modifiziert mit Aminen, welche das CO₂ in Verbindung mit der Luftfeuchtigkeit binden. Diese Verbindung wird bei einer Temperatur von 100°C aufgelöst¹⁸⁰.

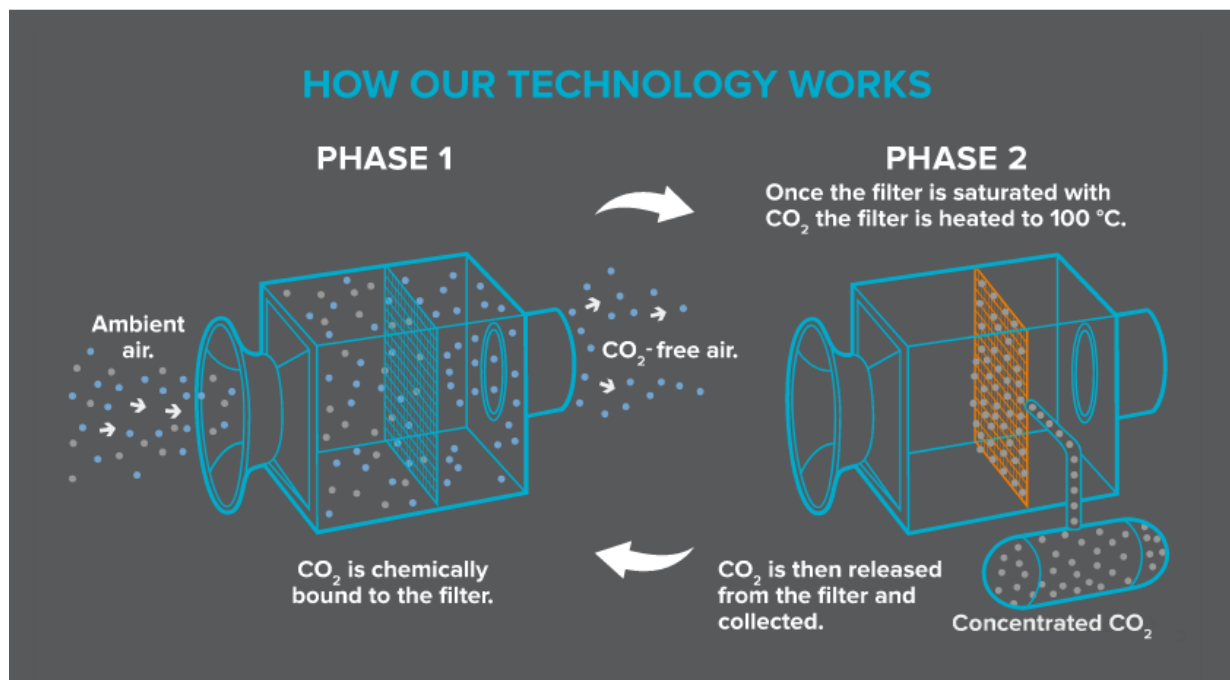


Abbildung 117: Schematische Abbildung des Adsorptionsverfahrens von CO₂¹⁸¹

Das Absorptionsverfahren vom Unternehmen Carbon Engineering funktioniert, indem Luft an einer wässrigen Lösung längs strömt und sich das CO₂ aus der Luft mit dem Kaliumhydroxid aus der Lösung zu Pottasche verbindet. Dadurch binden sich bereits 75% des CO₂ aus der Luft. Über einen mit Erdgas befeuerten oder elektrisch betriebenen Kalzinier Ofen entweicht das CO₂. Das Kalziumoxid reagiert mit

¹⁷⁹ (<https://de.wikipedia.org/wiki/Adsorption>)

¹⁸⁰ (<https://www.climeworks.com/our-technology/>)

¹⁸¹ (<https://www.climeworks.com/our-technology/>)

Wasser zu Kalziumhydroxid und geht zurück in den Kreislauf. Für den Prozess werden 4,7 Tonnen Wasser und 8,8 Gigajoule Energie benötigt (Erdgas oder Strom), um eine Tonne CO₂ abzuscheiden¹⁸². Die Kosten für die Abscheidung belaufen sich aktuell noch auf 100 €/t CO₂¹⁸³. Mit einer zunehmenden Verbreitung wird mit einer großen Preissenkung gerechnet.

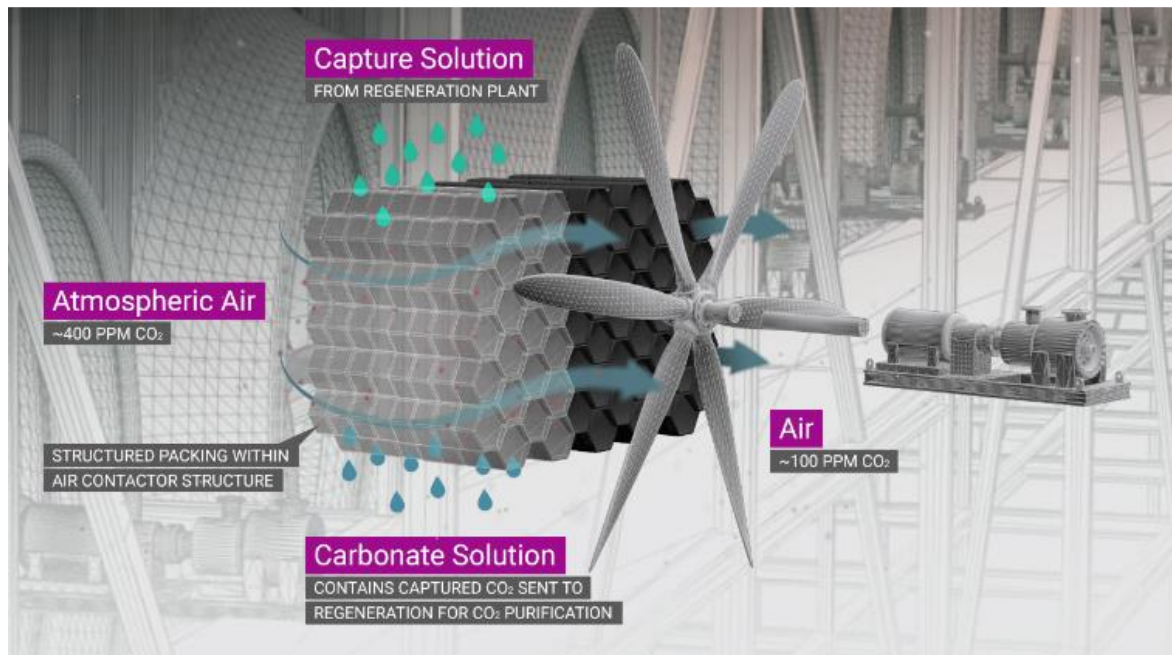


Abbildung 118: Schematische Abbildung des Absorptionsverfahrens von CO₂¹⁸⁴

9.1.2 CO₂-Abscheidung aus Rauchgasen

Die zweite Möglichkeit besteht darin, das CO₂ aus dem Rauchgas des BHKWs, worin die EBK das Klärgas der Kläranlage verbrennen, zu entnehmen.

Auf Grund der aktuellen Klimakrise wird zunehmend an der Dekarbonisierung von Rauchgasen aus fossil befeuerten Kraftwerken geforscht. Stand der Technik ist die chemische Absorption mit Aminlösungen. Ausgehend von Monoethanolamin sind verschiedene Lösungen in Testphasen im Einsatz. Große Kraftwerksbetreiber wie die RWE Group und ENBW betreiben solche Pilotprojekte. In der Sauergasreinigung hat sich eine CO₂-Wäsche mit Aminlösungen bereits seit langem bewährt und wird noch immer erfolgreich eingesetzt¹⁸⁵. Der Hauptunterschied der CO₂ Abscheidung zwischen Rauchgasen und der bereits

¹⁸² (<https://carbonengineering.com/>)

¹⁸³ (<https://www.economist.com/science-and-technology/2018/06/07/extracting-carbon-dioxide-from-the-air-is-possible-but-at-what-cost>)

¹⁸⁴ (<https://carbonengineering.com/>)

¹⁸⁵ (Kemper_Kinetik und Stoffübertragung bei CO₂ De Absorption)

etablierten Sauerstoffsreinigung ist der Sauerstoffgehalt. Während bei der Sauerstoffsreinigung kein Sauerstoff vorhanden ist, ist dieser bei Verbrennungen gegeben¹⁸⁶.

In Abbildung 119 ist ein Verfahrensschema einer Anlage zur Abscheidung von CO₂ mittels einer Aminlösung dargestellt. Im oberen Teil der Kolonne wird die Waschlösung zerstäubt. Das Rauchgas wird mit einer Temperatur von 65°C in den unteren Teil einer Absorberkolonne eingeleitet und steigt nach oben. Bei Kontakt mit der Waschlösung wird das CO₂ absorbiert. Es entweicht ein CO₂ armes Rauchgas über den normalen Weg eines Kamins/Kühlturms. Die mit CO₂ beladene Waschlösung wird über einen Wärmetauscher in den oberen Teil der Desorberkolonne eingeleitet, wobei das CO₂ thermisch bei 120°C ausgetrieben wird und nach oben entweicht. Die regenerierte Waschlösung wird im unteren Teil der Desorberkolonne abgezogen und über den Wärmetauscher wieder in die Absorberkolonne geleitet. Damit entsteht ein Kreislauf für die Waschlösung¹⁸⁷.

¹⁸⁶ (Rieder_CO2-Abscheidung aus Kraftwerksrauchgasen mit wässriger MEA-Lösung)

¹⁸⁷ (Wiechers_Postcap-Braunkohlekraftwerk-„Folgeprojekt II: Betrieb der CO₂-Wäsche-Pilotanlage zur Optimierung und Innovation der Abtrenntechnik unter realen Betriebsbedingungen an einem braunkohlegefeuerten Kraftwerk“. RWE Power AG)

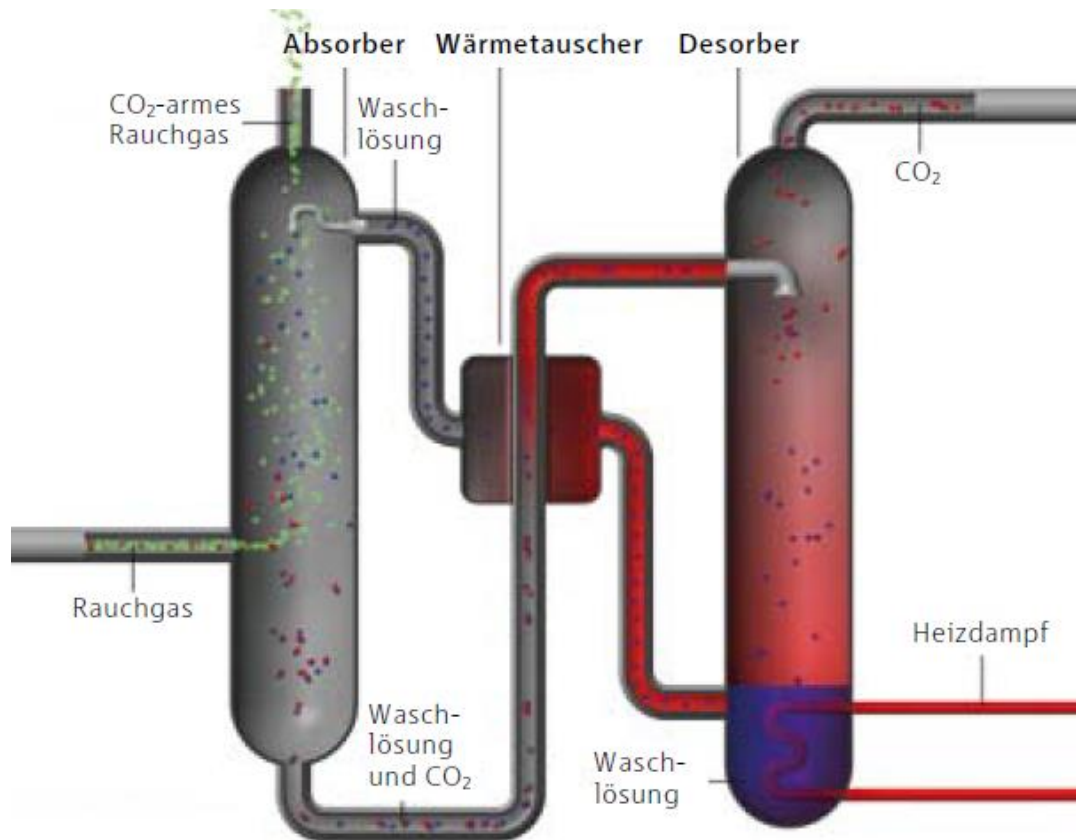


Abbildung 119: Schematische Abbildung einer CO₂ Abscheidung aus Rauchgasen mittels Waschlösungen¹⁸⁸

Eine Kooperation der Unternehmen RWE Power, Linde und BASF führte erfolgreich Testversuche am Kraftwerk Niederaußem, welches mit Trockenbraunkohle befeuert wird, durch. Ein Rauchgasstrom von 1.500Nm³ pro Stunde wurde abgezogen und durch die Kolonnen geschickt. Die CO₂-Konzentration am Eintritt der Absorptionskolonne beträgt 14 Vol.-%, die Schwefeldioxidkonzentration liegt unter 10mg/Nm³. Es wurde eine Abtrennrate von knapp 7t CO₂/Tag, und damit ein Wirkungsgrad von 90% erreicht. Der spezifische Energiebedarf beträgt 2,5GJ/t CO₂. Da der Waschmittelkreislauf nicht ganz geschlossen ist, fällt auch ein spezifischer Waschmittelverbrauch von unter 300g/t CO₂ an. Die Kosten belaufen sich bei dem Prozess auf 30€/t CO₂¹⁸⁹.

Die ungefähre Größenordnung sollte auch eine Abscheideanlage für die Rauchgase des BHKWs haben. Die Rauchgase enthalten 12t CO₂/Tag und mit dem oben genannten Wirkungsgrad könnten 11t CO₂/Tag

¹⁸⁸ (<https://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/208346/data/213186/7/rwe-power-ag/innovationen/innovationszentrum-kohle/co2-waesche/Broschuere-CO2-Waesche-Modernster-Klimaschutz-fuer-Kohlekraftwerke.pdf>, 25.09.2019)

¹⁸⁹ (Wiechers_Postcap-Braunkohlekraftwerk-„Folgeprojekt II: Betrieb der CO₂-Wäsche-Pilotanlage zur Optimierung und Innovation der Abtrenntechnik unter realen Betriebsbedingungen an einem braunkohlegefeuerten Kraftwerk“. RWE Power AG)

generiert werden. Die Werte können für grobe Abschätzungen genutzt werden. Um weitere Aussagen treffen zu können, müssten jedoch weitere Untersuchungen angestellt werden.

An einem Steinkohlekraftwerk der EnBW in Heilbronn wurden in Zusammenarbeit mit der Universität Stuttgart Versuche mit demselben Prinzip einer Absorber- und Desorberkolonne und einem Waschmittel aus Aminen durchgeführt. Es wurden für das Verfahren ähnliche Temperaturen bereitgestellt. Für die Versuche wurde ein Teilstrom von $1.500\text{m}^3/\text{h}$ abgezogen, welcher eine CO_2 Konzentration von 12- 13% aufweist, bei einer Stickstoffdioxidbelastung von $190\text{mg}/\text{m}^3$. Es wurde ebenfalls ein Wirkungsgrad von 90% bei der Abscheidung erreicht und damit eine CO_2 Menge von $330\text{kg}/\text{h}$ erzeugt. Die Absorberkolonne misst eine Höhe von 42,2 Metern und an der breitesten Stelle einen Durchmesser von 1,2 Metern. Die Desorberkolonne mit gleichem Durchmesser ist mit 30,5 Metern deutlich kleiner¹⁹⁰.

Die Kosten sind noch deutlich höher als bei CO_2 Abscheidungen, die in der Chemie bereits eingesetzt werden. Es wird von der Unternehmensberatung McKinsey in einer Studie ermittelt, dass die Kosten bis zum Jahr 2030 auf $25\text{€}/\text{t CO}_2$ sinken werden¹⁹¹. Im Vergleich zu den spezifischen Abtrennkosten aus der Umgebungsluft ist die Variante mit einer Waschlösung aus Aminen noch deutlich billiger und trägt daher ein größeres Potential.

9.2 Herstellung von Methanol/Methan

Methanol wird in großen Maßstäben industriell mittels Dampfreformierung hergestellt. Durch die Verwendung von Erdgas ist dieser Prozess nicht CO_2 -frei. Im Kapitel 4.3.4 Möglichkeiten für einen emissionsfreien ÖPNV – wird sowohl auf die konventionelle als auch auf die Methanolsynthese auf Basis von CO_2 als Abfallprodukt eingegangen.

Fällt CO_2 als Abfallprodukt an und kann dieses abgetrennt werden, kann dieses als Edukt für die Synthese von Methanol sowie Methan dienen. Es können im Prinzip dieselben Reaktoren wie für die konventionelle Synthese verwendet werden. Je nach Reinheit des CO_2 muss der Katalysator angepasst werden und der Reaktors in die Gesamtanlage sinnvoll integriert werden.

Im Folgenden wird auf die Synthese von Methanol sowie von Methan eingegangen:

¹⁹⁰ (Rieder _ CO_2 Abscheidung aus Kraftwerksrauchgasen mit wässriger MAE Lösung)

¹⁹¹ (Kemper _Kinetik und Stoffübertragung bei CO_2 De Absorption)

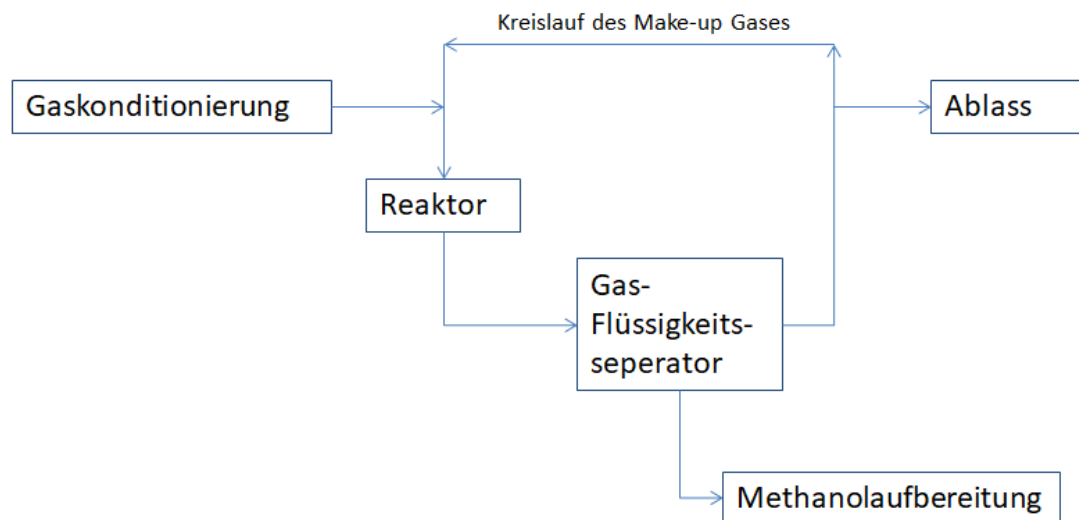


Abbildung 120: Einfaches Prozessschema von einer Methanolsynthese ¹⁹²

Die Edukte Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid, Kohlenstoffmonoxid sowie Inertgase wie Stickstoff werden als Make Up Gas MUG bezeichnet. Das stöchiometrische Verhältnis der Edukte Kohlenstoffdioxid zu Wasserstoff beträgt 1:3. Das MUG wird durch den Reaktor geleitet, welche in der Regel Rohrreaktoren mit Festbettkatalysatoren sind. Als Katalysatoren dienen Kupferkatalysatoren mit Zinkoxiden und Aluminiumoxiden. Nachdem Abziehen des Methanols, wird das restliche Gasmisch wieder mit neuem MUG gemischt und nochmals durch den Reaktor geleitet. Mehrere Durchläufe erhöhen den Umsatz sowie die Selektivität.

Die Prozessbedingungen¹⁹³:

- Temperatur: 200 – 250 °C
- Druck: 50 – 80 bar
- Gas hourly space velocity (GHSV): 4000- 6000 h⁻¹

Die Synthese von Methan aus Kohlendioxid ist als Sabatier Prozess bekannt. Das MUG besteht auch in diesem Prozess aus Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid, Kohlenstoffmonoxid sowie Intergase wie Stickstoff. Das stöchiometrische Verhältnis der Edukte Kohlenstoffdioxid zu Wasserstoff beträgt 1:4. Das MUG wird durch einen Rohrreaktor geleitet mit einem Festbettkatalysator. Als Katalysator wird Nickeloxid verwendet. Besondere Vorsicht muss hier den Schwefelverbindungen gegeben werden, welche im Rauchgas vorhanden sind und gleichzeitig giftig für Nickelkatalysatoren sind und diese irreversible schädigen.

¹⁹² (Nestler_Methanol Synthesis – Industrial Challenges within a Changing Raw Material Landscape)

¹⁹³ (Nestler_Methanol Synthesis – Industrial Challenges within a Changing Raw Material Landscape)

Die Prozessbedingungen¹⁹⁴:

- Temperatur: 350 – 400 ° C
- Druck: 2 – 10 bar
- Gas hourly space velocity (GHSV): 1.200 h⁻¹

9.3 Stoff- und Energiebilanz für eine beispielhafte Methanolsynthese in Konstanz

In den folgenden Berechnungen wird beispielhaft eine Stoffbilanz für eine Methanolsynthese in Konstanz errechnet. Die Rauchgase des BHKWs dienen als CO₂-Quelle. Das Schachtelbecken des Klärwerks wird vernachlässigt, da es ein unverhältnismäßig hoher Aufwand verbunden mit zu hohen Kosten wäre, das CO₂ dort abzufangen.

Das BHKW emittiert stündlich 507kg CO₂. Mit Annahme des Wirkungsgrades für die CO₂-Abtrennung von 90% können 456kg CO₂ pro Stunde gewonnen werden. Für die Produktion von Methanol muss im Reaktor ein stöchiometrisches Verhältnis von 1:3 (CO₂:H₂) eingestellt werden. Für die genannte Menge Kohlendioxid muss 62,2kg/h Wasserstoff – dies entspricht 697Nm³/h – im Elektrolyseur erzeugt und dem Prozess zur Verfügung gestellt werden.

Ein Elektrolyseur, der die genannte Menge Wasserstoff erzeugen kann, produziert in der gleichen Zeit 498kg/h Sauerstoff (348Nm³/h). Der in der Elektrolyse erzeugte Sauerstoff wird üblicherweise in die Umgebung abgelassen. In diesem Fall kann er für die Belüftung des Belebtschlammbeckens eingesetzt werden. Durch das Eintragen von reinem Sauerstoff in die Becken der Kläranlage kann die Lüfterleistung entsprechend reduziert werden.

¹⁹⁴ (Fleige_DirekteMethanisierungVonCO2AusEE)

Folgende Tabelle zeigt die erforderlichen Stoffströme:

Stoff	Ort	Menge	Einheit
Kohlendioxid	Outlet BHKW-Abgas	507	kg/h
		11.520	Mol/h
	Wirkungsgrad der CO ₂ -Abscheidung	90	%
	Outlet BHKW-Abgas	456	kg/h
10.368		Mol/h	
Wasserstoff	Stöchiometrische Verhältnis CO ₂ /H ₂	1/3	
	erforderlicher Wasserstoff-Molstrom aus Elektrolyse	31.104	mol/h
	erforderlicher Wasserstoff-Massenstrom aus Elektrolyse	62,2	kg/h
	erforderlicher Wasserstoff-Volumenstrom aus Elektrolyse	696,7	Nm ³ /h
Sauerstoff	Stöchiometrische Verhältnis H ₂ /O ₂	2/1	
	erzeugter Sauerstoff-Molstrom aus Elektrolyse	15.552	mol/h
	erzeugter Sauerstoff-Massenstrom aus Elektrolyse	497,7	kg/h
	erzeugter Sauerstoff-Volumenstrom aus Elektrolyse	348,4	Nm ³ /h
Methanol	Methanol-Molstrom	10.368,1	mol/h
	Methanol-Massenstrom pro Stunde aus Produktion	332,2	kg/h
	Methanol-Volumenstrom pro Stunde aus Produktion	420,5	l/h
	Methanol-Massenstrom pro Tag aus Produktion	7.972,7	kg/d
	Methanol-Volumenstrom pro Tag aus Produktion	10.092	l/d
	Methanol-Massenstrom pro Jahr aus Produktion	2910.018	kg/a
	Methanol-Volumenstrom pro Jahr aus Produktion	3.683.567	l/a

Tabelle 91: Unterschiedliche Stoffströme in der Produktionsanlage

Mit dem an der Kläranlage Konstanz vorhandenen Kohlendioxid-Volumenstrom im BHKW-Abgas kann theoretisch eine tägliche Methanolmenge von 10.092l/d bzw. 7.972kg/d erzeugt werden.

Hierfür ist ein Elektrolyseur mit folgender Größenordnung und Anschlussleistung erforderlich. Als Wirkungsgrad für die Wasserstofferzeugung wird ein Wirkungsgrad von 58kWh/kg Wasserstoff – entsprechend der Angaben aus der New Bus Fuel-Studie – angesetzt.

	Beschreibung	Menge	Einheit
Wasserstoff	erforderlicher Wasserstoff-Massenstrom	62,2	kg/h
Elektrolyseur	Elektrolyseur-Wirkungsgrad	58	kWh/kg
	erforderliche Anschlussleistung	3.608,1	kW
	erforderliche Strommenge pro Jahr	31.606.939,9	kWh/a
	Theoretisch erforderliche Solarfläche (Grundfläche)	316.069,4	m ²
Sauerstoff	erforderlicher Sauerstoff-Volumenstrom	348,4	Nm ³ /h

Tabelle 92: erforderliche Energiemengen für den Elektrolyseur mit entsprechender Leistung

Wird der erzeugte Sauerstoff, welcher als Abfallprodukt in der Elektrolyse entsteht, in der Kläranlage verwendet, so kann die Belüftung der Belebtschlammbecken um fast 15% reduziert werden. Die eingesparte Energie kann für den Elektrolyseur verwendet oder der Zukauf von Erdgas für das BHKW entsprechend reduziert werden.

	Beschreibung	Menge	Einheit
Belüftung Kläranlage	erforderlicher Luftbedarf	11.206,0	m ³ /h
	davon Sauerstoff	2.353,3	m ³ /h
	Reduktion der Lüfterleistung um	14,8	%
	Strombedarf aktuell	1.532.450	kWh/a
	Strombedarf mit O ₂	1.305.592	kWh/a
	Stromeinsparung	226.858	kWh/a
	monetäre Einsparung (@28ct/kWh)	63.520	€/a

Tabelle 93: Auswirkung auf die erforderliche Energiemenge in der Kläranlage, wenn der Elektrolyse-Sauerstoff für die Belüftung des Belebtschlammbeckens (Nitrifikationsbecken) verwendet wird.

In der oben aufgeführten Berechnung wird die bessere Löslichkeit von reinem Sauerstoff im Wasser – im Vergleich zu Luftsauerstoff mit 21% O₂ und 79%N₂ – nicht berücksichtigt. Durch die bessere Löslichkeit von reinem Sauerstoff ist davon auszugehen, dass die möglichen Einsparungen in der Lüfterleistung unter realen Bedingungen höher werden.

Das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg (ZSW) errechnete den spezifischen Energiebedarf für die Erzeugung von Methanol aus Kohlenstoffdioxid und mittels Elektrolyse hergestelltem Wasserstoff.

	Spez. Energieverbrauch [kJ/mol]	Spez. Energieverbrauch [kWh/kg]
Elektrolyse zur Gewinnung von Wasserstoff	970 kJ _{el} / Mol _{MeOH}	8,6 kWh _{el} / kg MeOH
Absorberkolonne	80 kJ _{el} / Mol _{MeOH}	0,7 kWh _{el} / kg MeOH
Regeneration des Waschmittels/ Desorberkolonne	200 kJ _{therm.} / Mol _{MeOH}	1,8 kWh _{therm.} / kg MeOH
Synthese in einem Reaktor	70 kJ _{el} / Mol _{MeOH}	0,6 kWh _{el} / kg MeOH

Abbildung 121: Übersicht der Energiebilanz

Für die Elektrolyse von Wasser wird eine alkalische Druckelektrolyse von 10bar mit einem Energiebedarf von 4kWh/ Nm³ angesetzt. In der Absorberkolonne muss das Druckniveau aufrechterhalten werden und die Pumpen für die Waschlösung betrieben werden. Das Waschmittel wird in der Desorberkolonne thermisch regeneriert. Dafür muss thermische Energie aufgewendet werden. Der Syntheseprozess an sich ist exotherm. Es muss lediglich elektrische Energie zur Verfügung gestellt werden, um die Synthesegase zu verdichten¹⁹⁵.

In Summe müssten daher 1,8kWh thermische sowie 9,9kWh elektrische Energie aufgewendet werden, um ein Kilogramm Methanol zu erhalten.

9.4 Kosten für eine Methanolsynthese

Die Herstellungskosten für eine konventionelle Methanolsynthese über eine Dampfreformierung von Erdgas variieren je nach Region von 51€/t in Saudi Arabien bis zu 408€/t in Europa¹⁹⁶.

Der aktuelle Preis (geltend von Juli bis September 2019) von einem der größten Hersteller von konventionellem Methanol wird „Methanex“ getitelt und beträgt 315€/t¹⁹⁷.

Die Herstellungskosten für eine Methanolsynthese mit Wasserstoff aus Erneuerbaren Energien und CO₂ aus der Umwelt hängen stark von verschiedenen Faktoren ab. In Hank et al. 2018 wurden sechs verschiedene Szenarien auf ihre Herstellungskosten untersucht, welche in Abbildung 122 aufgezeigt werden.

Im ersten Schritt wurde zwischen netzgebundenen und nicht an das Stromnetz angebundene Anlagen differenziert. Davon abgeleitet gibt es entweder keine, vergünstigte oder reguläre Netznutzungsgebühren. Weiterhin wurde in der Auslastung des Elektrolyseurs und des Reaktors unterschieden, sowie ob ein Wasserstoffspeicher vorhanden ist. Das CO₂ wird aus zwei verschiedenen Quellen bezogen, einer Ammoniakanlage oder einer Biogasanlage. Der Berechnung liegen Anlagen mit jeweils einer Kapazität von 10.000t Methanol/ Jahr zu Grunde. Mit dem CO₂ aus den Rauchgasen des BHKW's in Konstanz kann nur eine Menge von 1.500t Methanol/ Jahr erzielt werden. Die Kosten können daher nicht 1:1 übertragen werden bzw. anteilmäßig reduziert werden.

¹⁹⁵ (ZSW_ CO2 Recycling zur Herstellung von Methanol)

¹⁹⁶ (Hank_Power to Methanol_Economics)

¹⁹⁷ (<https://www.methanex.com/our-business/pricing>)

In Abbildung 122 sind die Herstellungskosten abgebildet. Die geringsten Kosten sind 608€/t Methanol und werden erreicht von dem netzgebundenen Szenario mit vergünstigten Netznutzungsgebühren ohne Wasserstoffspeicher mit einer Biogasanlage als CO₂-Quelle. Die höchsten Herstellungskosten erzielt das netzgebundene Szenario ohne reduzierten Netznutzungsgebühren mit 1.453€/t Methanol. Es wird in diesem Fall ein Wasserstoffspeicher hinzugezogen und die Ammoniakanlage als CO₂-Quelle genutzt. Tagsüber wird auf Grund höherer Strompreise weniger produziert als in der Nacht, wo die Strompreise niedriger sind.

Damit liegt selbst das Szenario mit den geringsten Herstellungskosten (608€/t) deutlich über den Herstellungskosten von konventionell hergestellten Methanol in Europa (408€/t). Die Preissituation ist volatil und kann daher rasche Änderungen erfahren.

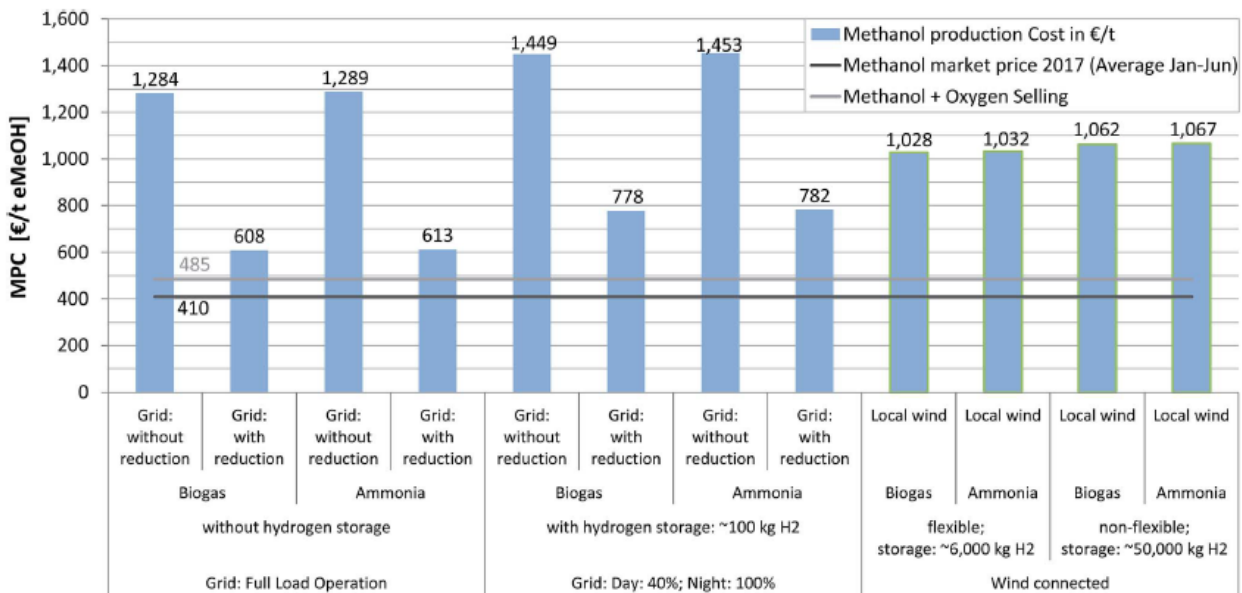


Abbildung 122: Herstellungskosten für die 12 Szenarien¹⁹⁸

Allgemein fällt auf, dass ein Wasserstoffspeicher die Herstellungskosten steigen lässt und eine Ammoniakanlage tendenziell teurer ist als eine Biogasanlage. Wird die Anlage nicht an das Netz angebunden, sondern mit Strom aus Windkraftanlagen gespeist, variieren die Herstellungskosten nicht mehr so stark und bleiben bei rund 1.000€/t. In dem Fall von Konstanz muss beachtet werden, dass weder eine Ammoniakanlage noch eine Biogasanlage zur Verfügung stehen, sondern das Rauchgas eines BHKW's. In der Studie werden 0€/t CO₂ für die Biogasanlage angenommen, mit der Begründung, dass das CO₂ ein Abfallprodukt ist und die Kosten für die Abscheidung zu den Herstellkosten des Methans sowieso zählen. Bei der Ammoniak Produktion werden Kosten von 3€/t CO₂ angenommen. Auch dieser Wert ist zu niedrig für die Abscheidung aus BHKW Rauchgas. Die Rauchgaszusammensetzung einer Ammoniakproduktion ist nicht vergleichbar mit dem Rauchgas aus einem BHKW. Bei der Ammoniakproduktion wird aus dem Gasgemisch: Kohlenstoffdioxid, Methan, Argon und Ammoniak lediglich Kohlenstoffdioxid herausgefiltert.

¹⁹⁸ (Hank_Power to Methanol_Economics)

Die Abgase aus einem BHKW sind zusammengesetzt aus: Sauerstoff, Formaldehyd, Kohlenstoffdioxid, Kohlenstoffmonoxid und Stickoxiden¹⁹⁹. Daher sind Kostenannahmen aus Abscheideanlagen von Kohlekraftwerken naheliegend. RWE erzielt dabei Kosten von 30€/t CO₂ bei gleichen Rauchgasmengen²⁰⁰. Diese 30€/t CO₂ müssen berücksichtigt werden. Pro Tonne Methanol wird aus stöchiometrischer Sicht 1,3t CO₂ benötigt. Dementsprechend sind 40 € mehr pro Tonne Methanol bei allen Werten aus Abbildung 7 zu veranschlagen.

Die Investitionskosten wurden für vier Szenarien ermittelt und sind in Abbildung 123 abgebildet. Die Investitionskosten für netzgebundene Anlagen sind niedriger als für Anlagen, welche wegen der unregelmäßigen Stromlieferung der Windkraftanlagen einen Wasserstoffspeicher benötigen. Der größte Kostentreiber ist der Elektrolyseur.

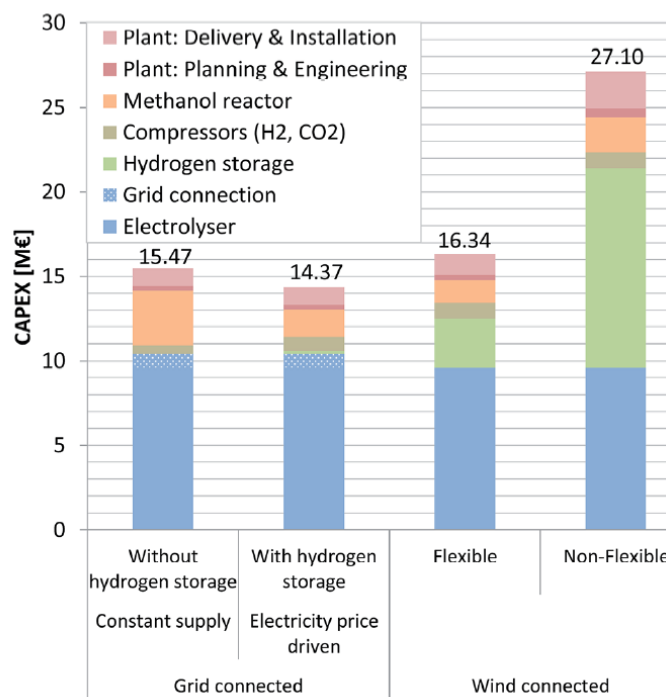


Abbildung 123: Investitionskosten (CAPEX) für die Szenarien²⁰¹

Die Betriebskosten sind pro Jahr berechnet worden. Die Kosten der einzelnen Szenarien unterscheiden sich signifikant. Die geringsten Betriebskosten von 4 Millionen €/Jahr weist das netzgebundene Szenario

¹⁹⁹ (https://www.thueringen.de/imperia/md/content/tlug/abt1/v-referate/2012/13_2012/abgasmessungen_pilz.pdf)

²⁰⁰ (Wiechers_Postcap-Braunkohlekraftwerk-„Folgeprojekt II: Betrieb der CO₂-Wäsche-Pilotanlage zur Optimierung und Innovation der Abtrenntechnik unter realen Betriebsbedingungen an einem braunkohlefeuertem Kraftwerk“. RWE Power AG)

²⁰¹ (Hank_Power to Methanol_Economics)

mit reduzierten Netznutzungsgebühren mit CO₂ aus einer Biogasanlage auf. In dem Szenario ist die Auslastung tagsüber geringer als in der Nacht. In anderen Szenarien können die Betriebskosten sich auf 12 Millionen €/Jahr verdoppeln.

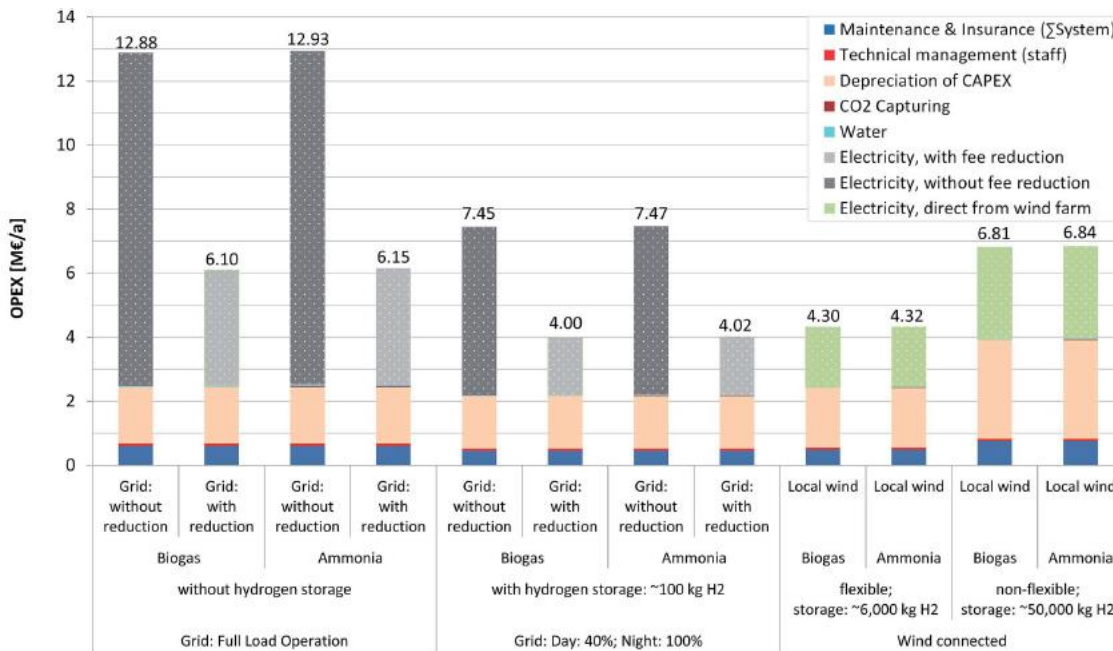


Abbildung 124: Betriebskosten (OPEX) für die 12 Szenarien²⁰²

9.5 Zusammenfassung:

Die Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen in einer Kläranlage ist eine interessante Möglichkeit der Treibstoffproduktion – nicht zuletzt, weil die jeweiligen Abfallprodukte gegenseitig genutzt werden können. So kann z.B. aus dem Abfallprodukt Kohlendioxid und gereinigtes Wasser aus der Kläranlage die Methanolproduktion bzw. der Elektrolyseur betrieben werden. Im Gegenzug kann das Abfallprodukt der Elektrolyse (Sauerstoff) der Kläranlage für die Belüftung der Belebtschlammbecken zur Verfügung gestellt werden. Dieser Mehrwert, erhöht den Wirkungsgrad und die Rentabilität der Gesamtanlage.

In diesem Kapitel wird aufgezeigt, wie die CO₂-Abscheidung in einer Kläranlage funktionieren kann und wie die anschließende Methanolerzeugung funktioniert. Der errechnete Preis für das erzeugte Methanol liegt etwas über dem üblichen Marktpreis, allerdings muss erwähnt werden, dass es sich in unserem Fall um regenerativ erzeugtes Methanol handelt, welches CO₂-neutral erzeugt wurde.

Unter diesen Bedingungen sind die genannten Kosten für Methanol alles andere als uninteressant. Sollten synthetisch erzeugte Kraftstoffe in Zukunft steuerbefreit sein bzw. bleiben, so kann hier eine interessante Möglichkeit der regionalen Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen geschaffen werden.

²⁰² (Hank_Power to Methanol_Economics)

10 Zusammenfassung und Handlungsempfehlung

10.1 Betreiber

Die vorliegende Studie zeigt die Realisierungsmöglichkeiten aus technischer und ökonomischer Sicht. Vor allen Dingen im Busbereich kann mit dem Umsatz aus technischer Sicht begonnen werden, da die erforderlichen technischen Voraussetzungen für den Einsatz von Brennstoffzellenbussen bzw. Batteriebusen gegeben ist. Im nächsten Schritt müssen die Stadtwerke die genannten finanziellen Rahmenbedingungen genauer betrachten und die Vorgehensweise mit der Stadt bzw. dem Land abstimmen. Das genannte Einführungsszenario für H₂-Busse könnte einen nicht allzu kostenintensiven Einstieg mit überschaubaren Risiken ermöglichen. Bei der Infrastruktur (Tankstelle) kann der Weg über eine öffentliche Tankstelle am Betriebshof gegangen werden, die sowohl von Privatnutzern, als auch von den Bussen genutzt werden kann. Dies erhöht potentiell die Auslastung und könnte die Anfangskosten für die Stadtwerke reduzieren. Bei größerer Auslastung und Nutzung durch Busse der Stadtwerke kann die Tankstelle schrittweise ausgebaut werden, bis hin zur vor-Ort-Erzeugung des Wasserstoffs. Auch diese Maßnahme soll dazu beitragen, die Anfangskosten und das Anfangsrisiko für die Stadtwerke zu reduzieren und den Entscheidungsprozess für Brennstoffzellenbusse zu vereinfachen. Ein alternatives Einführungsszenario für batteriebetriebene Busse konnte im Rahmen dieser Studie nicht erstellt werden.

Im Bereich der Schiffe wurde ebenfalls eine Möglichkeit aufgezeigt, wie mit alternativen Antrieben begonnen werden kann. An dieser Stelle wird nochmals darauf hingewiesen, dass besonders bei den Schiffen noch eine schiffbautechnische Betrachtung realisiert werden muss, da diese – insbesondere bei der Statik und der Schwimmfähigkeit – im Rahmen des Projektes nicht durchgeführt werden konnte. Der Zeithorizont der Technologieeinführung bei den Schiffen ist deutlich länger und aufwändiger. Die Investitionskosten und die technischen Herausforderungen im Vergleich zu den Bussen sind deutlich höher. Die Kosten für ein Brennstoffzellen- bzw. Batterieschiff sind so hoch, dass aus Gründen der Zuverlässigkeit kein Ersatzschiff angeschafft werden kann. Dies wäre bei Bussen theoretisch eher machbar, wenn entsprechende Finanzmittel zur Verfügung stehen.

Allerdings besteht auch hier die Möglichkeit mit einer kleinen Anwendung – dem Wasserbus – zu starten. Hier werden keine besonders hohen Anforderungen in Sachen Zuverlässigkeit gestellt, da der Pendelverkehr in die Stadt theoretisch auch mit Bussen an Land abgedeckt werden kann. Auf der Infrastrukturseite könnten Synergien mit einer evtl. vorhandenen H₂-Bustankstelle genutzt werden. So hätten die Stadtwerke die Möglichkeit, mit der Brennstoffzellentechnologie zu starten und Erfahrungen zu sammeln, um diese später auf große Anwendungen übertragen zu können. Allerdings ist bei der Umsetzung des Wasserbusses die Stadt Konstanz gefragt, die zu diesem Konzept Stellung beziehen und gewisse Vorgaben und finanzielle Rahmenbedingungen für die Stadtwerke schaffen muss.

10.2 Stadt

Die Busse des Konstanzer ÖPNV lassen sich nicht kostendeckend betreiben, sondern werden durch die Einnahmen der Fähren subventioniert. Durch die Einführung der Brennstoffzellenbusse wird sich dieses Gefälle verstärken, da zum jetzigen Zeitpunkt die Brennstoffzellenbusse sowohl in der Anschaffung als auch im Betrieb deutlich teurer als Dieselbusse sind. Dies bedeutet, dass den Stadtwerken durch Fördermittel entweder durch die Stadt, dem Land oder der EU ein Anreiz gesetzt werden muss, um diese neue Technik auch in kleineren Städten einzuführen und nicht die Betreiber allein die Kosten tragen zu lassen und damit eine Verteuerung des ÖPNV zu verursachen. Die EU und die Stadt Konstanz haben durch die Richtlinie zur Neubeschaffung von Bussen im ÖPNV (EU 2019/1161) bzw. den Ausruf des Klimanotstandes den politischen Anreiz gesetzt. Nun gilt es diesen durch Fördergelder auch den Betreibern, den Stadtwerken Konstanz zu setzen, um emissionsfreie Antriebstechniken einzuführen. Zum einen über Zuschüsse bei der Busbeschaffung und Einrichtung der Infrastruktur, zum anderen aber auch bzgl. der Energiekosten (Strom bzw. Wasserstoff). Letztere können nur dann langfristig im ÖPNV zum Einsatz kommen, wenn diese nicht höher sind als die Dieselskosten.

Als Eigentümer der Stadtwerke Konstanz muss die Stadt Konstanz die Entscheidung in die Investition von alternativen und emissionsfreien Antriebsarten dahingehend mittragen, dass von Seiten der Stadt auf die Gewinne und Mehreinnahmen verzichtet wird, um den Stadtwerken so die Möglichkeit zu geben, die zusätzlichen Investitionen, die die Umstellung auf emissionsfreie Antriebstechnologien mit sich bringen, zu tätigen sowie die aktuell noch höheren Betriebskosten zu tragen.

10.3 Politik

Die Stadtwerke Konstanz als Betreiber aller ÖPNV-Flotten spüren den Druck, der durch die EU-Vorgaben und die Politik immer mehr gegeben wird, die Flotten zu erneuern und emissionsfreie Anwendungen anbieten zu müssen. Auch die momentane gesellschaftliche Diskussion führt zu einem Umdenken bei den Stadtwerken. Man ist sich der Rolle bewusst und zeigt ein gutes Verständnis und die Bereitschaft, Veränderungen angehen zu wollen. Da der ÖPNV generell nicht kostendeckend ist, verspüren allerdings besonders kleine ÖPNV-Anbieter wie die Stadtwerke Konstanz, die nur über eine relativ begrenzte ÖPNV-Flotte verfügen, die Angst, mit einer grundsätzlichen Entscheidung für eine bestimmte Technologie, die Weichen falsch zu stellen. Dies könnte sofort zu einer Fehlinvestition führen, die die Stadtwerke beispielsweise bei der teuren Brennstoffzellentechnologie in eine finanzielle Schieflage führen könnte. Aus diesem Grund ist hier der Wunsch an die Politik, durch entsprechende Vorgaben und finanzielle Anreize, die Entscheidungsgrundlage für die Stadtwerke zu verbessern. Die Förderung der Anschaffung von emissionsfreien ÖPNV-Anwendung sollte jedoch so gestaltet werden, dass nicht nur große Ausschreibungen in große Tranchen an große ÖPNV-Anbieter vergeben werden, sondern auch kleine ÖPNV-Anbieter von solchen Fördermöglichkeiten – sowohl für Busse (bzw. Schiffe), als auch für die Infrastruktur - profitieren können.

Auf der Energieseite steht der Wunsch im Vordergrund, die Umlagen für im ÖPNV eingesetzten EE-Strom – sei es direkt für das Beladen von Traktionsbatterien oder für aus Power-to-Gas-Anwendungen hergestellten Wasserstoff- neu zu überdenken. Eine einfache Möglichkeit wäre der Wegfall diverser Abgaben

und Umlagen wie beispielsweise die Stromsteuer, die EEG-Umlage und/oder die Mehrwertsteuer für die Anwendung erneuerbarer Energien oder auf erneuerbaren Energien basierten Kraftstoffen im ÖPNV. Diese Maßnahme kann zeitlich gebunden sein, sodass in regelmäßigen Abständen die Situation neu beleuchtet und evtl. angepasst werden kann. Ein fixierter Zeithorizont führt jedoch zu einer gewissen Planungssicherheit für die ÖPNV-Anwender und -Entscheider.

10.4 Weitere Untersuchungen

Mit dieser Studie konnte ein guter Überblick über die vorherrschende Situation in Konstanz geschaffen werden. Allerdings sind weitere Themen aufgetaucht, die in neuen detaillierteren Untersuchungen adressiert werden sollten.

So wurde beispielsweise die Möglichkeit einer schwimmenden Tankstelle auf dem Bodensee diskutiert, bei der alle Schiffe (z.B. auch Wasserschutzpolizei, DLRG, Arbeitsboote – aber auch private Anwender) anlegen und sich mit alternativen Kraftstoffen (Wasserstoff, Methanol, usw.) bevorraten können. Allerdings konnte im Rahmen dieser begrenzten Studie dieser Gedanke nicht komplett durchdacht und entwickelt werden. Die beengten Möglichkeiten, vor allem im Stadthafen Konstanz, legen eine Installation auf dem See nahe, allerdings müssen die Zulassung und die Realisierungsmöglichkeiten genauer betrachtet werden. Auch müssen bei dieser Fragestellung die Politik und die Bevölkerung stark miteinbezogen werden.

Eine andere Alternative, die es genauer zu beleuchten gilt, ist der Einsatz von Bunker-Schiffen, die die jeweiligen Tankstellen vom Seeweg her mit alternativen Kraftstoffen versorgen oder auch zur direkten Betankung von Schiffen genutzt werden können. So könnte zum Beispiel ein zentraler Landzugang mit Versorgung für ein solches Bunker-Schiff auf dem See eingerichtet werden, von dem aus alle Häfen mit dem Treibstoff versorgt werden. Dies ist besonders dann interessant, wenn die Versorgung über den Landweg bzw. die vor-Ort-Erzeugung des alternativen Kraftstoffes eingeschränkt bzw. aus Platzgründen oder technisch Gründen nicht möglich ist.

11 Anhang

11.1 Leitfaden zum Genehmigungsprozess für Wasserstofftankstellen

LEITFADEN ZUM GENEHMIGUNGSPROZESS FÜR WASSERSTOFFTANKSTELLEN:²⁰³

01 - IDENTIFIZIERUNG DER RELEVANTEN GENEHMIGUNGSBEHÖRDE

Vor der Erstellung des Genehmigungsantrags ist seitens des Antragstellers die übergeordnet zuständige Genehmigungsbehörde zu identifizieren.

Im Beispiel von Konstanz ist die zuständige Genehmigungsbehörde das Amt für Abfallrecht und Gewerbeaufsicht:

Ansprechpartner für Antragsteller Konstanz

Amt für Abfallrecht und Gewerbeaufsicht

Benediktinerplatz 1

78467 Konstanz

Telefon: 07531 800-1258

Email: abfallrecht-gewerbeaufsicht@lrakn.de

Die zuständige Genehmigungsbehörde kann sich, je nach Bundesland oder Kommune, unterscheiden, d.h. unterschiedliche Arten von Behörden können zum Einsatz kommen. Zusätzlich können in einer Region unterschiedliche Genehmigungsbehörden zuständig sein, je nachdem ob eine Liefer-H₂-Tankstelle oder H₂-Station zu genehmigen ist. Nach der Identifikation der Genehmigungsbehörde ist ein enger Kontakt zu den Ansprechpartnern der Behörde aufzubauen.

02 - STUDIEREN DES VOLLSTÄNDIGEN GENEHMIGUNGSPROZESSES UND DER RELEVANTEN DOKUMENTE

Aus Sicht des Antragstellers ist es wichtig, sich einen Überblick über Inhalte, Umfang, Zeit- und Kostendauer eines Genehmigungsverfahrens zu verschaffen. Grundsätzlich ist zwischen dem Genehmigungsverfahren für Liefer-H₂-Tankstellen und für H₂-Stationen zu unterscheiden. Soll eine Liefer-H₂-Tankstelle geplant, errichtet und in Betrieb genommen werden, so ist ein Erlaubnisverfahren nach der Betriebssicherheitsverordnung und ein Baugenehmigungsverfahren nach der Landesbauordnung anzumelden. Wird hingegen eine H₂-Station geplant bzw. werden am Standort mehr als 3t H₂ gelagert, so ist ein Verfahren nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) und ein Baugenehmigungsverfahren nach der Landesbauordnung erforderlich. Auch bei einem konzentrierten Verfahren nach §13 BImSchG ist eine Erlaubnis für die Füllanlage zur Betankung von Fahrzeugen gemäß §13 Betriebssicherheits- Verordnung (BetrSichV) mit zu beantragen.

03 - VEREINBARUNG EINES VORTERMINSMIT DER GENEHMIGUNGSBEHÖRDE

Nachdem der zukünftige Antragsteller sich eine Übersicht über den vollständigen Genehmigungsprozess und die relevanten Dokumente verschafft hat, sollte die Genehmigungsbehörde eingebunden werden. Um die Rahmenbedingungen vor Ort besser kennenzulernen, empfiehlt es sich, die Genehmigungsbehörde über den Aufstellungsstandort und seine spezifischen Gegebenheiten zu informieren. Gegenwärtig ist die Anzahl der H₂-Anlagen stark begrenzt, sodass wenige Erfahrungsberichte seitens der Behörden existieren. Es ist zu erwarten, dass bereits existierende Prozessstandards aus anderen Verfahren (bspw. Erdgastankstellen) adäquat angewendet werden.

²⁰³ https://h2-genehmigung.de/downloads/H2-Genehmigungsleitfaden_Broschuere150428.pdf

04 - BESPRECHUNG DER ABSICHTEN MIT DER GENEHMIGUNGSBEHÖRDE

An dem Termin sind Ausgangssituation, Zielsetzung und Vorgehensweise der besuchenden Behörde nahezubringen. Die Genehmigungsbehörde sollte an diesem Termin die Chance erhalten, Meinungen, Fragen und Anregungen anzubringen und zu diskutieren.

Die frühe Einbindung der relevanten Behörden mindert die Möglichkeit, dass bspw. eine Erlaubnis nach BetrSichV erteilt, aber die Baugenehmigung von dem Bauordnungsamt möglicherweise nicht erteilt wird.

05 - ENTWURF ZUR DETAILKONZEPTION DER ANLAGE (TECHNISCHE UND GENEHMIGUNGSRECHTLICHE ANFORDERUNGEN)

Auf der Basis der Gespräche mit der Genehmigungsbehörde sollte seitens des Antragsstellers ein Detailkonzept erstellt werden, aus dem klar hervorgeht, welche leistungsspezifischen technischen Anforderungen der Betreiber und welche genehmigungsrechtlichen Anforderungen die Behörde anbringen muss.

06 - VEREINBARUNG EINES KICK-OFF MEETINGS MIT DEN STAKEHOLDERN

Vor der Erstellung des Genehmigungsantrags empfiehlt sich die Durchführung eines Kick-off Meetings mit den wichtigsten Beteiligten des Projekts. Je nach Planung des Projektleiters können der Teilnehmerkreis sowie die Kommunikationsplattformen (Workshops, Arbeitstreffen etc.) variieren:

- Genehmigungsbehörde (evtl. inkl. Fachbehörden)
- Antragsteller
- Berater, Planungsbüro
- Architektur-/Ingenieurbüro
- Zugelassene Überwachungsstelle (ZÜS)
- Anlagenlieferant
- Ggf. H₂-Lieferant (falls nicht übereinstimmend mit Anlagenhersteller)
- Feuerwehr

07 - BESPRECHUNG DES ENTWURFS IM KICK-OFF MEETING, ABSTIMMUNG MIT STAKEHOLDERN

Folgende Punkte sollten Thema im ersten Abstimmungsmeeting sein:

- Standortbesichtigung (Standort muss vor Identifikation der Behörde feststehen)
- Vorstellung Gesamtkonzept (insbesondere des technischen Konzepts)
- Festlegung der nächsten Schritte, insbesondere bezüglich des Genehmigungsantrags

08 - VEREINBARUNG EINES ANSCHLUSSTERMINS MIT DEN ZÜS-GUTACHTERN UND DEM ANLAGENLIEFERANT

Für den Anschlusstermin mit dem ZÜS-Gutachter und dem Anlagenlieferanten finden Sie auf www.h2-genehmigung.de/leitfaden unter Punkt 8 eine Liste²⁰⁴ aller zugelassenen Überwachungsstellen (ZÜS) von der Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin (BAuA).

09 - GESPRÄCHSINITIIERUNG ZWISCHEN ZÜS-GUTACHTERN UND DEM ANLAGENLIEFERANT

²⁰⁴ https://www.baua.de/DE/Aufgaben/Gesetzliche-und-hoheitliche-Aufgaben/Produktsicherheitsgesetz/pdf/Pruefstellen-01.pdf?__blob=publicationFile

Um die Funktionsweise der H₂-Tankstelle vollständig zu verstehen und größtmögliche Transparenz zu bieten, sollte der Antragsteller ein Gespräch zwischen dem ZÜS-Gutachter und dem Anlagenlieferant initiieren.

10 - ERSTELLUNG GUTACHTERLICHE ÄUSSERUNG

Die gutachterliche Äußerung, auch als ZÜS-Gutachten bezeichnet, beinhaltet eine Anforderungsprüfung nach der BetrSichV. Die Prüfung umfasst in der Regel:

- Nennung des Prüfumfangs in Form der Aufgabenstellung
- zur Beurteilung herangezogenen Vorschriften
- vom Antragsteller vorgelegte Unterlagen
- Beschreibung der Anlage
- Beurteilung der geplanten Anlage
- Maßnahmen beim Betrieb der Füllanlage
- Hinweise
- Zusammenfassung

11 - ERSTELLUNG GENEHMIGUNGSANTRAG NACH ZUVOR FESTGELEGTEM ANLAGENTYP (LIEFER-H₂-TANKSTELLE VS. H₂-PRODUKTIONSSTATION)

Erstellung des Genehmigungsantrags für den Bau und Betrieb einer Liefer-H₂-Tankstelle:

- Das Kerndokument des Genehmigungsantrags ist die „Gutachterliche Äußerung im Rahmen des Erlaubnisverfahrens nach §13 BetrSichV“.
- Die Grundlage für die durch die ZÜS zur Erstellung der gutachterlichen Äußerung einzubringenden Informationen und Dokumente ist die LASI 49/2008 (hier „Antragsunterlagen für Füllanlage für Druckgase“).
- Der Gutachter der ZÜS ist mit den notwendigen Informationen/Dokumenten zu versorgen und die gutachterliche Äußerung als Anlage dem Genehmigungsantrag beizufügen.
- Während der Erstellung des Genehmigungsantrags sollte eine kontinuierliche Kommunikation mit der Behörde erfolgen auch um evtl. zusätzlich notwendige Dokumente/Informationen rechtzeitig zu identifizieren (ggf. kann vor der offiziellen Antragsabgabe ein Vorabexemplar bei der Behörde eingereicht werden).

Erstellung des Genehmigungsantrags für den Bau und Betrieb einer Tankstelle mit H₂-Produktion vor Ort:

- Erfolgt die H₂-Produktion vor Ort bzw. eine H₂-Erzeugung im industriellen Maßstab, so muss ein Genehmigungsantrag nach §4 BImSchG gestellt werden.
- Auch für die Erteilung der Erlaubnis nach BImSchG und 9.BImSchV wird eine „gutachterliche Äußerung“ benötigt.
- Die Grundlage für die durch die ZÜS zur Erstellung der gutachterlichen Äußerung beizubringenden Informationen und Dokumente ist auch hier die LASI 49/2008 (hier „Antragsunterlagen für Füllanlage für Druckgase“).
- Der Gutachter der ZÜS ist mit den notwendigen Informationen/Dokumenten zu versorgen und die gutachterliche Äußerung als Anlage dem Genehmigungsantrag beizufügen.
- Je nach Genehmigungsbehörde, kann es erforderlich sein, spezielle Formblätter auszufüllen. Diese enthalten keine zusätzlichen Informationen im Vergleich zum Antrag selbst.
- Sie dienen der Behörde aber bei der Aufnahme der Daten in ein vordefiniertes System. Die Formblätter und die Hinweise zum Ausfüllen bieten dem Antragsteller eine Orientierung, welche Unterlagen zum Antrag gehören.
- Bei Antrag nach 9. BImSchV ist nach § 10 eine Öffentlichkeitsbeteiligung am Genehmigungsverfahren notwendig, d.h. Informationen zum Projekt müssen (ggf. anonymisiert) öffentlich

zugänglich gemacht werden. Die Öffentlichkeitsbeteiligung ist nur bei der Herstellung von Wasserstoff und bei der Lagerung > 30 Tonnen erforderlich. Bei der Lagerung von 3 bis 30 Tonnen wird das Verfahren nach § 19 BImSchG im vereinfachten Verfahren ohne Öffentlichkeitsbeteiligung durchgeführt.

- Während der Erstellung des Genehmigungsantrags sollte eine kontinuierliche Kommunikation mit der Behörde erfolgen, auch um evtl. zusätzlich notwendige Dokumente/Informationen rechtzeitig zu identifizieren (ggf. kann vor der offiziellen Antragsabgabe ein Vorabexemplar bei der Behörde eingereicht werden).

12 - ABGABE DES GENEHMIGUNGSANTRAGS

Im Regelfall muss die Abgabe in mehrfacher Ausfertigung erfolgen und von dem Antragsteller (nicht Eigentümer) unterschrieben sein.

13 - ENTGEGENNAHME DES GENEHMIGUNGSANTRAGS

Neben der Quittierung der Entgegennahme sollte der Antragsteller zu diesem Zeitpunkt auch über die tatsächliche Prüfdauer und weitere wichtige zeitliche Vorgaben informiert werden.

14 - PRÜFUNG DER VOLLSTÄNDIGKEIT DER ANTRAGSUNTERLAGEN (START DER GESETZLICH FESTGELEGTEN BEARBEITUNGSDAUER)

Je nach Kompetenzumfang des Verantwortlichen der Genehmigungsbehörde, kann die Vollständigkeitsprüfung entweder durch diesen allein oder in Absprache mit den jeweiligen Fachbehörden erfolgen.

15 - EINBINDUNG DER FACHBEHÖRDEN

Die Prüfung der Antragsunterlagen erfordert die technische und situative Analyse verschiedener Bereiche und Standortrahmenbedingungen. Hierfür werden die Fachexperten aus verschiedenen Fachbehörden einbezogen. Im Idealfall sind im Vorfeld die entsprechenden Behörden bereits identifiziert und mündlich informiert worden.

16 - RÜCKSPRACHE MIT DEM ANTRAGSTELLER

Dieser Punkt wird relevant, sobald Fragen bei der Durchsicht der Antragsunterlagen aufkommen.

17 - BEARBEITUNG DES ANTRAGS

Aufgabe der Behörde ist es, neben der Erlaubniserteilung, Bezug zu nehmen auf:

- Antragsunterlagen
- Nebenbestimmungen
- Kosten
- Begründung
- weitere Hinweise (inkl. Rechtsbehelfsbelehrung)

18 - ERTEILUNG DER ERLAUBNIS ZUR ERRICHTUNG UND ZUM BETRIEB DER H₂-ANLAGE (GGF. MIT AUFLAGEN)

Sobald alle erforderlichen Dokumente im Rahmen des Genehmigungsantrags eingereicht wurden, gelten für die zuständige Behörde bestimmte Fristen zur Bearbeitung und Erlaubniserteilung. Bei der Erlaubnis nach BetrSichV (Liefer- H₂-Tankstelle) beträgt die Bearbeitungszeit maximal drei Monate nach Eingang der vollständigen Antragsunterlagen. Die Erlaubnis gilt auch als erteilt, falls die zuständige Behörde die Montage und Installation der Anlage nicht innerhalb der genannten Frist

untersagt. Der eingereichte Antrag nach BImSchG (H₂-Station) ist unverzüglich, in der Regel innerhalb eines Monats, auf Vollständigkeit zu prüfen. Im Genehmigungsverfahren nach §10 BImSchG mit Öffentlichkeitsbeteiligung (Lagerung > 30 Tonnen Wasserstoff bzw. H₂-Produktion vor Ort) ist die Genehmigung innerhalb einer Frist von sieben Monaten zu erteilen. Im vereinfachten Genehmigungsverfahren nach §19 BImSchG (Lagerung 3 bis 30 Tonnen Wasserstoff) beträgt die Bearbeitungszeit drei Monate. In begründeten Fällen kann die Frist jeweils um drei Monate verlängert werden. Die Genehmigung erfolgt entweder ohne weitere Auflagen oder mit Auflagen der Behörde, die bei Errichtung bzw. beim Betrieb der H₂-Anlage zu beachten sind. In letzterem Fall gilt die Genehmigung nur, falls die Auflagen der Behörde entsprechend umgesetzt werden. Falls einzelne Auflagen beim z. B. Betrieb nicht erfüllt sind, liegt ggf., eine Ordnungswidrigkeit vor, nicht jedoch ein Betrieb ohne Genehmigung.

19 - START DER BAUVORBEREITUNG/ERRICHTUNG/INSTALLATION DER H₂-ANLAGE

Unter Umständen erteilt die zuständige Behörde Auflagen, die bei der Errichtung bzw. Installation der Anlage zu berücksichtigen sind.

20 - ZUSAMMENSTELLUNG DOKUMENTE FÜR INBETRIEBNAHME

Für die Inbetriebnahme der Anlage sind weitere Unterlagen an den Gutachter sowie an die Genehmigungsbehörde zu übergeben, falls diese nicht bereits im Genehmigungsantrag enthalten waren, z.B.:

- Gefährdungsbeurteilung gemäß BetrSichV
- Explosionsschutzdokument
- Notfall-Gefahren-Abwehrplan
- Alarm- und Feuerwehreinsatzplan
- Unterlagen zu Druckgeräten
- elektrische Schaltpläne

21 - VORBESICHTIGUNG H₂-ANLAGE DURCH ZÜS-GUTACHTER

Bevor der offizielle Abnahmeterrmin erfolgen soll, ist es ratsam einen informellen Vorbesichtigungstermin zu veranlassen, um ggf. noch vorherrschende, nicht identifizierte Probleme zu eruieren und beheben zu können.

22 - ZÜS-PRÜFUNG H₂-ANLAGE VOR ERSTMALIGER INBETRIEBNAHME

Nach § 14 BetrSichV ist eine Prüfung der errichteten/installierten H₂-Anlage notwendig, die durch einen Gutachter der ZÜS ausgeführt wird. Die Prüfung hat folgenden Umfang:

- Prüfung der Dokumentation auf Vollständigkeit und Richtigkeit
- Prüfung der Übereinstimmung der installierten Anlage mit der eigentlich genehmigten Anlage
- Prüfung auf Korrektheit der Installation und Montage (Dichtheitsprüfung etc.)
- Prüfung der ordnungsgemäßen Aufstellung
- Prüfung der elektrischen Sicherheit und deren Funktion
- Prüfung des Explosionsschutzes inkl. Potentialausgleich und Blitzschutz

23 - DEM ZÜS-GUTACHTER MUSS DAS ABNAHMEPROTOKOLL FÜR DIE BEHÖRDE WEITERGELEITET WERDEN

Der ZÜS-Gutachter fungiert als Erfüllungsgehilfe der Genehmigungsbehörde. Er bestätigt mit dem abgezeichneten Abnahmeprotokoll, dass die Soll-Eigenschaften der Anlage mit den Ist-Eigenschaften übereinstimmen.

24 - FREIGABE ZUR AUFNAHME DES PROBE-/REGELBETRIEBS

Auf Grundlage der Bescheinigung durch die ZÜS erfolgt die Freigabe des Probe-/Regelbetriebs. Nach erfolgreicher Prüfung der Anlage durch die ZÜS sind die Prüfprotokolle in der Regel nach BetrSichV an die Genehmigungsbehörde zu übersenden.

25 - ERMITTLUNG/PRÜFUNG DER PRÜFFRISTEN DER H₂-ANLAGE (ANLAGENBETREIBER & ZÜS)

Gemäß § 15 (1) BetrSichV hat der Betreiber die Prüffristen für die Gesamtanlage und Anlagenteile zu ermitteln. Die Prüffristen sind üblicherweise durch den Anlagenlieferanten („Wartungsplan“) vorgegeben und werden durch die ZÜS geprüft.

26 - MELDUNG DER PRÜFFRISTEN AN GENEHMIGUNGSBEHÖRDE

Die Meldung der Prüffristen an die zuständige Genehmigungsbehörde erfolgt gemäß § 15 (1) BetrSichV innerhalb von sechs Monaten nach der „Prüfung vor Inbetriebnahme“.

27 - SEPARATE PRÜFUNG DURCH FAHRZEUGHERSTELLER

Aufgrund der Anfälligkeit der Fahrzeugtanks gegenüber Verunreinigungen im Wasserstoff, war bisher, aus Sicht der Automobilhersteller, die Notwendigkeit gegeben die Wasserstoff- und Betankungsqualität zu überprüfen.

28 - ERÖFFNUNG DER H₂-TANKSTELLE FÜR DIE ÖFFENTLICHKEIT

Nach erfolgreicher Abnahme und damit Bestätigung des sicheren Betriebs der Anlage, kann die Wasserstofftankstelle in den öffentlichen Betrieb gehen.

11.2 Busse

11.2.1 BZ-Busanbieter

Solaris Bus & Coach Urbino 12 hydrogen^{205 206}

Antrieb

- Motor: Elektrische Portalachse ZF AVE130 2x110 kW
- Vorderachse, Antriebsachse Lenkungssystem von ZF
- Elektromotor mit Spitzenleistung: 125 kW
- Wasserstoff – Brennstoffzelle: 60 kW
- Wasserstoff-Tank: 36,8 kg
- Wasserstoff: gasförmig unter Druck bei 350 bar in 5 Behältern
- Wärmepumpe zur Ausnutzung der Abwärme

Batterie

- Traktionsbatterie: Lithium-Ionen Batterieauslegung 29,2 kWh
- Batterie über Rekuperation beim Bremsen oder via Stecker geladen

Kapazität

- Reichweite: bis 350 km
- Tankzeit: paar Minuten
- Fahrgastkapazität: bis zu 80 Personen
- Länge: 12 m

Kosten

- Angekündigte Kosten ab 2020: 450.000€



Abbildung 125: Bus von Solaris Bus & Coach Urbino 12 hydrogen²⁰⁷

²⁰⁵ (<https://www.solarisbus.com/de/fahrzeuge/zero-emissions/hydrogen>)

²⁰⁶ (<https://urban-transport-magazine.com/uitp-weltpremiere-des-solaris-busses-urbino-hydrogen/>)

²⁰⁷ (http://biznesalert.pl/wp-content/uploads/2015/09/new_urbino_12_electric.jpg, 24.09.2019)

VanHool A330 FC hydrogen bus²⁰⁸

Antrieb

- PEM-Brennstoffzellen liefern Strom für Elektromotor mit 210kW
- FCvelocity-HD7 Fuel Cell Module von Ballard Power Systems
- Antriebssystem basiert auf Brennstoffzellen, Lithium-Batterien und Elektromotor

Batterie

- Zusätzliche Akkus unterstützen den Antrieb

Kapazität

- Durch den Hybridantrieb und die Rekuperation liegt der Wasserstoffverbrauch bei 8kg/100km
- Tankkapazität: 30kg
- Länge: 12m
- Fahrgastkapazität: 34 Sitzplätze, ca. 50 Stehplätze
- Reichweite: 300km

Kosten

- Kosten: 650.000€



Abbildung 126: Bus von VanHool²⁰⁹

²⁰⁸ (<https://www.vanhool.be/en/news/van-hool-delivers-two-fuel-cell-buses-for-london>)

²⁰⁹ (<https://www.vanhool.be/en/public-transport/agamma/hybrid-fuel-cell>, 24.09.2019)

VanHool Exqui.City 18 FC^{210 211}

Mit dem Exqui.City18FC plant vanHool einen Gelenkbus in der 18m-Klasse auf den Markt zu bringen.

Antrieb

- Leistung 209kW
- Ausgestattet mit FCveloCity-HD 100kW Brennstoffzellenmotor von Ballard
- Traktionssystem: Siemens
- Permanent magnetic drive motor: Siemens PEM2022/ 210kW

Batterie

Kapazität

- Kapazität: 125 Fahrgäste, mit 42 Sitzplätzen
- Reichweite von 300km
- Tankzeit: 7 Minuten
- Gewicht: 18,5 Tonnen

Kosten

- Keine Angaben dazu öffentlich

Besonderheit

- Gelenkbus: 18,61m mit 4 Türen (wird es auch als Modell mit 24m Länge geben)
- Infrastruktur wird sowohl für Brennstoffzellen als auch Batterie benötigt



Abbildung 127: Hybrid Bus von VanHool²¹²

²¹⁰ <https://www.vanhool.be/de/opnv/exquicity-brt/fuel-cell>

²¹¹ (<https://www.sustainable-bus.com/news/van-hool-launch-new-a330-fc-and-exqui-fuel-cell-future/>)

²¹² (<https://www.vanhool.be/en/public-transport/exquicity-brt/diesel-hybrid#gallery-1>, 24.09.2019)

Businova Safra²¹³

Antrieb

- Elektrischer Motor: 250kW
- 30kW Brennstoffzellen-Modul (Michelin-Brennstoffzelle)
- Vier Arten von Antriebsstrang: Plugin-Hybrid, Batterie-Elektrik für Depotladung, Batterie-Elektrik für Schnellladung und Wasserstoff

Batterie

- Lithium-Ionen-Batterie mit 132kWh

Kapazität

- Ladezeit: 30 min
- Reichweite: 300km
- Tankkapazität: 28kg unter 350bar
- Längen: 9,5m, 10,5 m, 12 m

Kosten

- Keine Angaben dazu öffentlich

Besonderheit

- Range-Extender Bus: Benötigt die Infrastruktur für die Batterien und den Wasserstoff
- Infrastruktur wird sowohl für Brennstoffzellen als auch Batterie benötigt



Abbildung 128: Bus von Businova Safra²¹⁴

²¹³ (<http://www.businova.com/en/range/hydrogen.html>)

²¹⁴ (<https://www.busworld.org/companies/profile//139>, 24.09.2019)

Toyota Sora^{215 216}

Toyota entwickelt mit dem portugiesischen Bushersteller CaetanoBus einen Brennstoffzellen-Bus. Die Markteinführung in Europa wird voraussichtlich im dritten Quartal 2020 sein.

Antrieb

- Leistung: 2x 113kW
- Tanks: 350 bar Wasserstofftanks
- Brennstoffzellen-Stacks: Toyota FC Stack (Fester Polymerelektrolyt)
- Verbrauch: unter 10kg pro 100km

Batterie

- Stromzufuhr von 235kWh
- Batterie: Nickel-Metall-Hybrid

Kapazität

- Länge: 10,53m
- Volumen: 37,5kg unter 350bar
- Tankzeit: 10 min
- Reichweite: 350km
- Kapazität: 22 Sitzplätze, 56 Stehplätze

Kosten

- 450.000€-550.000€



Abbildung 129: Bus von Toyota Sora²¹⁷

²¹⁵ (<https://de.motor1.com/news/184261/toyota-brennstoffzellen-bus-sora-wasserstoff/>)

²¹⁶ (<https://emobilitaet.online/news/produkte-und-dienstleistungen/4521-toyota-sora-brennstoffzellenbus>)

²¹⁷ (<https://www.toyota.de/news/toyota-sora-brennstoffzellenbus-sicherheit.json>, 24.09.2019)

Daimler AG Citaro FuelCELL²¹⁸

Antrieb

- Antrieb über 2 elektrische Radnabenmotoren (2x 80kW)
- 2 Brennstoffzellen-Stacks mit jeweils 396 Zellen
- Lebensdauer mind. 6 Jahre
- Wirkungsgrad 51-58%
- Wärmetauscher: nutzen Abwärme zur Beheizung des Fahrgastraums
- Verbrauch: 10-14kg Wasserstoff/100km

Batterie

- Kapazität von Akkumulatoren 27 kWh, reicht für den konstanten Antrieb der Elektromotoren mit 120kW (2x 60kW)
- Für Rekuperation: 330kg Lithium-Ionen-Batterie
- Batteriekapazität durch Rekuperation: 26kWh elektr. Energie

Kapazität

- Tankvolumen: bis zu 35kg
- Tanks: 350bar Druckgastanks
- Länge: 12m mit 3 Türen
- Gesamtgewicht: 13,2 Tonnen
- Reichweite: 250 Kilometer
- Fahrgastkapazität: 76

Kosten

- Keine Angaben dazu öffentlich

²¹⁸ (https://de.wikipedia.org/wiki/Mercedes-Benz_Citaro_FuelCELL-Hybrid)



Abbildung 130: Bus von Daimler²¹⁹

Zwar besitzt Daimler momentan keinen Wasserstoffbus auf dem europäischen Markt, jedoch haben sie einen für das Jahr 2020 angekündigt, weswegen Daimler dennoch an dieser Stelle aufgeführt wird.

Doppeldeckerbusse

Einige Städte in Großbritannien haben sich nicht für Solobusse, sondern für Wasserstoff-Doppeldeckerbusse entschieden. Für diese Art der Wasserstoffbusse existieren zwei Hersteller auf dem Markt: Wrightbus und ADL.

²¹⁹

(https://o.aolcdn.com/images/dims3/GLOB/legacy_thumbnail/800x450/format/jpg/quality/85/http://www.blogcdn.com/green.autoblog.com/media/2009/10/718435_1301449_1024_683_09a560.jpg, 24.09.2019)

11.2.2 Elektrobusse

Sileo E-BUS S10, S12, S18, S25²²⁰

Antrieb

- Antrieb: 100% elektrisch

Batterie

- Energiespeicher: Zelltyp – 225kWh Lithium-Eisenphosphat (LiFePo4)
- Spezifischer Energieverbrauch: 0,7 – 0,8kWh/km
- Energierückgewinnung durch Rekuperation

Kapazität

- Batteriekapazität: 225kWh; 225kWh; 337kWh; 400kWh
- Ladezeit: Von 3 Std. bis 7 Std., in Abhängigkeit von der Batteriekapazität und Ladeleistung
- Ladeleistung: bis 80 kW (mobile Standardladetechnik), bis 180kW (dynamische Ladematrix, DLM)
- Fahrgastkapazität (Sitzplätze + Stehplätze):
- 33+57; 39+51; 55+81; 71+139
- Reichweiten: 280km; 280km; 300km; 300km
- Länge: 10,7m; 12,22m; 18,3m; 24,38m
- Türen: 2; 3; 4
- Max. Tempo: 79km/h für alle Modelle

Kosten

- Keine Angaben dazu öffentlich

Besonderheit

- Serienreif



Abbildung 131: Bus von Sileo²²¹

²²⁰ (<https://www.sileo-ebus.com/e-busse/e-bus-s12/>)

²²¹ (<https://www.sileo-ebus.com/e-busse/e-bus-s12/>, 24.09.2019)

Daimler/ Mercedes-Benz eCitaro²²²

Antrieb

- Elektroportalachse ZF AVE 130 mit Elektromotoren an den Radnaben
- Die Spitzenleistung der Motoren beläuft sich auf 2 x 125kW, das Drehmoment auf 2 x 485Nm
- Energierückgewinnung durch Rekuperation

Batterie

- Ladekapazität: 150(Serie)-250kWh (Sonderausfertigung)
- Leistung (Peak/Dauer): 2x125kW / 2x60kW
- Energiespeicher: Zelltyp –292kWh Lithium-Ionen-Batterie
- zwölf Batterie-Module mit ~ 25kWh, jedes Modul aus 15 Zellmodulen
- Max. Gesamtkapazität Batteriemodule: 243kWh

Kapazität

- Reichweite: 150km (im Sommer); 250km (ideal)
- Fahrgastkapazität: 75 mit 29 Sitzplätzen
- Türen: 2-3
- Gewicht: 14,1 Tonnen mit 12 Batteriemodulen als Serienausführung mit 2 Türen

Kosten

- Keine Angaben dazu öffentlich

Besonderheit

- Seit Ende 2018 Serienfertigung



Abbildung 132: Bus von Daimler²²³

²²² (<https://www.daimler.com/innovation/case/electric/ecitaro.html>)

²²³ (<https://www.daimler.com/innovation/case/electric/ecitaro.html>, 24.09.2019)

Solaris Urbino 12 electric

Antrieb

- Motorleistung: 160kW
- Motoren in Antriebsachse ZF AVE130 2x110kW

Batterie

- Lithium-Ionen-Batterie
- Max. Gesamtkapazität Batteriemodule: 243kWh

Kapazität

- Ladekapazität: 210 kWh
- Leistung (Peak/Dauer): 2x125kW/ 2x60kW
- Fahrgastkapazität: 38 Sitzplätze

Kosten

- Keine Angaben dazu öffentlich

Besonderheit

- Diesen Bus gibt es auch in der Ausführung 8,9m und 18m Fahrzeuglänge
- Serienfertigung



Abbildung 133: Bus von Solaris²²⁴

²²⁴ (<https://www.solaribus.com/de/fahrzeuge/zero-emissions/urbino-electric>, 24.09.2019)

IVECO Heuliez GX 437²²⁵

Antrieb

- Ausgestattet mit FCveloCity-HD 100 kW Brennstoffzellenmotor
- Tankzeit: 7 min
- Leistung: 209kW
- Antriebsmotor von BAE
- Portalachse von ZF

Batterie

- 8 Batterie-Pakete mit 360kW
- Batterie-Lebensdauer: 2.5000 Ladezyklen
- Ladung: Panthograp oder Opportunity Charging

Kapazität

- Reichweite: 300km
- Fahrgastkapazität: 125, davon 42 Sitzplätze
- 4 Türen
- Tankzeit: 7 min
- Gesamtgewicht: 19 Tonnen

Kosten

- Keine Angaben dazu öffentlich

Besonderheit

- Gelenkbus: 18,61m



Abbildung 134: Ausgestattet mit FCveloCity-HD 100 kW Brennstoffzellenmotor²²⁶

²²⁵(<https://www.iveco.com/Germany/presse/veroeffentlichungen/Pages/Heuliez-Elektro-Bus-GX-337-Elec-auf-Deutschlandtour.aspx>)

²²⁶(<https://www.iveco.com/germany/presse/veroeffentlichungen/pages/heuliez-elektro-bus-gx-337-elec-auf-deutschlandtour.aspx>, 24.09.2019)

11.2.3 Kontaktdaten

Aufgelistet werden nun die Kontaktadressen der Brennstoffzellen- und Batteriebushersteller. Aufgrund von Datenschutz werden an dieser Stelle keine direkten Ansprechpartner genannt, sondern lediglich Adressen bzw. Links angezeigt über die Kontaktformulare bzw. direkte Ansprechpartner angezeigt werden.

Brennstoffzellen-Hersteller:

- a) **Van Hool NV - Bus**
(Sale public transport von VanHool)
Bernard Van Hoolstraat 58,
BE-2500 Lier (Koningshooikt),
België
Phone: +32 3 420 21 28

- b) Solaris Deutschland GmbH
Alexander-Meißner-Straße 36
12526 Berlin
Tel.: +49 30 629 073 300
sd_office@solarisbus.de
Regionalvertreter: <https://www.solarisbus.com/de/vertrieb>

- c) Businova
SAFRA constructeur
25 Rue Copernic - ZAC de Fonlabour
81000 ALBI - FRANCE
Phone : +33(0)5 63 48 42 30
Fax : +33 (0)5 63 48 42 44
Kontaktformular: <http://www.businova.com/en/contact/contact-us.html>

- d) Daimler AG
Mercedesstraße 120, 70372 Stuttgart
Telefon: +49 711 17 - 0
E-Mail: dialog@daimler.com

Batteriebus-Hersteller

- a) Solaris Deutschland GmbH
Alexander-Meißner-Straße 36
12526 Berlin
Tel.: +49 30 629 073 300
sd_office@solarisbus.de
Regionalvertreter: <https://www.solarisbus.com/de/vertrieb>
Tel. 0049.89.31771120 / Fax 0049.89.31771452



- b) Iveco Magirus AG
Robert-Schuman-Straße 1
85716 Unterschleißheim b. München, German
<https://www.iveco.com/germany/presse/pages/pressekontakt.aspx>

11.3 Datenblätter zu den Brennstoffzellen

BALLARD®

PUTTING FUEL CELLS TO WORK

FC^{veloCity}®-HD

Fuel Cell Power Module for Heavy Duty Motive Applications

Description

Ballard's FC^{veloCity}®-HD is the next-generation heavy duty fuel cell power module for use in zero-emission heavy duty motive applications. The hydrogen fuelled power module offers a low risk, versatile and easy installation solution for system integrators, backed by Ballard's unmatched expertise and experience.



Features

High Performance – robust PEM fuel cells deliver the route flexibility, range, gradeability and top speeds demanded by transit operators.

Flexible Integration – modular design with separate air and coolant sub-systems enables flexible integration of components into the vehicle drive train and easy access for enhanced serviceability.

High Temperature Operation – permits a smaller cooling package for integration flexibility and generates HVAC heating, significantly improving overall vehicle fuel economy.

Climate Protection – IP-rated enclosure and freeze protection system to guard against premature deterioration of key module components in extreme climates.

High Pressure System – offers better performance, fuel efficiency and durability by preventing degradation of the fuel cell power module.

Fuel Efficiency – two to three times more efficient than CNG/diesel engines, fuel cell buses reduce overall fuel consumption.

Remote Diagnostics – wireless or direct connection provides access to performance data anytime on the road as well as in the service bay, enabling anticipation of required maintenance.

Proven Reliability & Durability – demonstrated through exceptional bus availability and fuel cell module lifetime, with >20,000 hours of operation of a fuel cell power module in the field without failure.

Safety features – Integrated safety system with ventilation fans, H₂ sensors, and smoke detectors built into the module to ensure highest safety and ease of installation.

System Integration Flexibility – collaborating closely with the system integrator, Ballard supports the integration of a variety of drive systems to optimize the transit application.

Zero-emission – PEM fuel cell power module to meet the mandates set by policy makers to reduce transportation emissions.

Humidification - integrated humidification system is maintenance free and provides maximum system performance and durability through a wide range of environmental conditions.

Specifications and descriptions in this document were in effect at the time of publication. Ballard Power Systems, Inc. reserves the right to change specifications, product appearance or to discontinue products at any time. (06/2016) SPC5104967-0B

Ballard Power Systems, Inc.
9000 Glenlyon Parkway
Burnaby, British Columbia
Canada, V5J 5J8

TEL: (+1) 604.454.0900
FAX: (+1) 604.412.4700

www.ballard.com

BALLARD®, Ballard®, Powered by Ballard®, FCgen® and FC^{veloCity}® are trademarks of Ballard Power Systems Inc.

Tabelle 94: Datenblatt von Ballard Power Systems

BALLARD®

PUTTING FUEL CELLS TO WORK

FCveloCity®-HD

▶ PRODUCT SPECIFICATIONS			
	HD60	HD85	HD100
Performance			
Net power	60 kW	85 kW	100 kW
Operating voltage range	220 - 350 VDC	280 - 420 V	400 - 580 V
Rated net current	288 A	288 A	288 A
Idle power	3.3 kW	4 kW	6 kW
Physical			
Fuel cell module			
• Dimensions (l x w x h) mm	1130 x 869 x 506	1130 x 869 x 506	1200 x 869 x 506
• Weight	244 kg	256 kg	285 kg
Coolant Subsystem			
• Dimensions (l x w x h) mm	737 x 529 x 379		
• Weight	44 kg		
Air Subsystem			
• Dimensions (l x w x h) mm	676 x 418 x 352		
• Weight	61 kg		
Reactants and Coolant			
Type	Gaseous hydrogen		
Composition	As per SAE specification J2719		
Supply pressure	8 barg nominal		
Oxidant	Air		
Coolant	50/50 pure ethylene glycol and deionized water WEG 60° to 70°C		
Safety Compliance			
Certifications	ISO 6469-2:2009 ¹ ISO 6469-3:2011 ¹ ISO 23273:2013 ¹		
Enclosure	IP55		
Monitoring			
Control interface	CANbus		
Emissions			
Exhaust	Zero-emissions (no PM, NOx, SOx, CO or CO2)		

¹ Specific clauses within each standards

Sub-system

The FCveloCity®-HD includes separate air and coolant systems for simplified and flexible integration into the electric drive system. These two discrete modules have been designed, tested and validated for transit bus and light rail applications.



Coolant sub-system

Delivers a water/ethylene glycol (WEG) mixture at a prescribed flow rate to the fuel cell module. Sub-system includes coolant pump, piping, control valve and freeze protection.



Air sub-system

Delivers air at a prescribed flow rate to the fuel cell stack to support the electrochemical reaction. Sub-system includes motor, controller, air compressor and a mass flow sensor.

Tabelle 95: Datenblatt von Ballard Power Systems²²⁷

11.4 Datenblätter zu den Brennstoffzellentanks

NPROXX

DATENBLATT AH500-35

Abmessungen		
Durchmesser x Länge (inkl. Boss)	mm x mm	500 x 2362
Druckbehälter	Composite	Typ 4
Zertifizierung		EC 79
Inhalt Wasser bei 0 bar pro Behälter	Liter	350
Nutzbare H ₂ Menge (350 bar - 10 bar, @15°C) pro Behälter	Kg	8,1
Leergewicht		Ca.104 kg
Minimaler Betriebsdruck	Bar	6
Nominaler Betriebsdruck	Bar	350
Prüfdruck	Bar	525
Einsatz Temperaturbereich	°C	-40 bis 65
maximalen Betriebsdruck	Bar	429 bei 85°C
Zugelassenes Gas		Wasserstoff
Aufbau		100% Carbonfaser-Epoxid-Laminat
Material Ventilanschlussstutzen		Edelstahl
Gewinde		UNF 1,5"
Liner		HDPE
Oberfläche		Carbon – Epoxidharz (kein UV Schutz)
Fallschutzkappen		EPP-schwarz
Anlieferungszustand		Behälter getrocknet
Schnittstelle zum Systemrahmen		Lagerung, Fixierung, Anschlüsse sind zu definieren.

Tabelle 96: Brennstoffzellent-Tanks (Email von Dr. Rainer vor dem Esche, Director Marketing and Sales Fa. NPROXX, 09.09.2019, rainer.vordemesche@nproxx.com, +49 (0) 160 90704292)

²²⁷(https://www.ballard.com/docs/default-source/motive-modules-documents/fcvelocity_hd_family_of_products_low_res.pdf, 09.09.2019)

11.5 Datenblatt zur E-ferry

The E-ferry

The Leclanché MRS was originally developed for the E-ferry, the world's largest full electric ferry by battery capacity.

E-ferry is an EU Horizon 2020 project.


Capacity : **31 cars or
5 HGV trucks &
8 cars**

Maximum speed : **15.5 knots**


Propulsion motor : **Liquid cooled
electric motor**
(Synchronous reluctance assisted
permanent magnet technology)

Light ship weight : **650 tons**

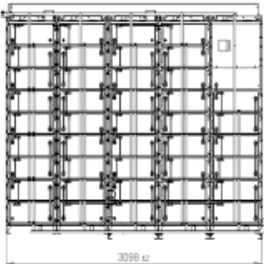


Passengers : **198**



European Commission
Horizon 2020
European Union Funding for Research & Innovation



TYPE APPROVED PRODUCT
DNV-GL
DNVGL.COM/APP

	MRS.3	MRS.6	MRS.9	MRS.10
Dimensions (WxHxD) in mm	618x931x440	618x1578x440	618x2225x440	618x2440x440
Control rack weight in kg (G-NMC/LTO)	177/187	338/357	517/546	574/606
Energy rack weight in kg (G-NMC/LTO)	206/216	395/414	584/612	646/678
Control rack energy kWh (G-NMC/LTO)	0/0	19.2/6.6	38.5/13.2	45.0/15.5
Energy rack energy kWh (G-NMC/LTO)	19.2/6.6	38.5/13.2	57.8/19.9	64.2/22.1
IP Class IP65	yes	yes	yes	yes

Approvals/Certification: UNDOT 38.3 (48p M2 Modules), DNV-GL, Danish Maritime Association
In the Control racks, the switching and BMS master occupy 3 module positions. The Energy racks contain only battery modules.
*In progress.

Leclanché SA
(Headquarters)

Avenue des Sports 42
CH - 1400 Yverdon-les-Bains
Switzerland


Leclanché GmbH

Industriestrasse 1
D - 77731 Willstätt
Germany


Leclanché North America, Inc.

1920 Purdue Pkwy
Suite 100
Anderson, IN 46016, USA


www.leclanche.com
e-marine@leclanche.com



STATIONARY SOLUTIONS



e-TRANSPORT SOLUTIONS



SPECIALTY BATTERY SYSTEMS

MRS-ENB30194_0

Abbildung 135: Datenblatt zu den Batterie-Stacks (MRS) von Leclanché

11.6 ABB-Berechnung von batterieelektrischen Bussen

11.6.1 Berechnung von ABB für die Buslinie 2

Konzeptideen

Für die Linie 2 werden zwei Konzeptideen vorgestellt. Das eine Konzept beschreibt den möglichen Einsatz mit drei Bussen und das andere mit vier Bussen.

Konzeptidee: Einsatz mit drei Batteriebusen

Bleibt der Fahrplan unverändert haben die Busse im Schnitt 6 Min. Pause zwischen den Touren, sodass in der Zeit die Busse über den Pantografen geladen werden könnten. Wobei die minimale Ladezeit für die Variante 1 bei 0 Minuten liegt und für die Variante 2 bei 2 Minuten.

	Minimale Ladezeit	Normale Ladezeit
Variante 1	0 min.	6 min.
Variante 2	2 min.	6 min.

Tabelle 97: Ladezeit für die Variante 1 und 2 mit dem aktuellen Fahrplan

Mit einer Ladestation von 300kW wird die minimale Ladezeit auf 8:24 min berechnet, um wieder eine Kapazität von ca. 70kWh zu erreichen. Mit einer Ladestation von 450kW beträgt die Ladezeit 5:57 min. Zwischen 5:28 Uhr und 7:06 Uhr fährt der Bus drei Touren direkt hintereinander durch, sodass keine Zeit zum Laden bleibt. Ohne Ladung zwischen den Touren würde die Batterie bereits nach 1,5 Touren komplett entladen sein. Als Lösung schlägt ABB daher eine Änderung des Fahrplans vor, sodass der Bus 1 zwischen 5:24 Uhr und 5:28 Uhr 48 Sekunden länger Pause macht. Auch zwischen der dritten und vierten Tour wird eine Pause von 5:57-6:08 Uhr hinzugefügt und dafür startet der Bus seine erste Tour früher, statt um 6:09 Uhr bereits um 5:58 Uhr. Fährt der Bus 1 mit diesen Änderungen, dann wird der niedrigste Energiestand der Batterie nach der zweiten Tour mit 4,8kWh erreicht. Im normalen Tagesablauf besteht immer die Möglichkeit den Bus während der Standzeit wieder auf aufzuladen, wobei 12 Sekunden Standzeit fehlen, um die Batterie auf 71,3kWh zu laden. Ohne die 12 Sekunden wird der Bus auf 69,9kWh aufgeladen. Ebenfalls Schwierigkeiten ergeben sich mit dem momentanen Fahrplan für die letzten zwei Fahrten, indem vorgesehen ist, dass ein Bus die letzten Fahrten ohne Standzeit durchfährt. Die Batterie würde sich auf unter 10% der Gesamtkapazität entleeren mit 2,8kWh. Dies würde die Lebenszeit der Batterie negativ beeinflusst. Ein Lösungsansatz wäre, dass der Bus 2 die letzte Fahrt übernimmt. Ein anderer Ansatz wäre, den Fahrplan anzupassen, indem die letzte Fahrt um zwei Minuten nach hinten verschoben wird.

Ladestationen: 300kW (Ladezeit: 8:24 min) oder 400kW (Ladezeit: 5:57 min)

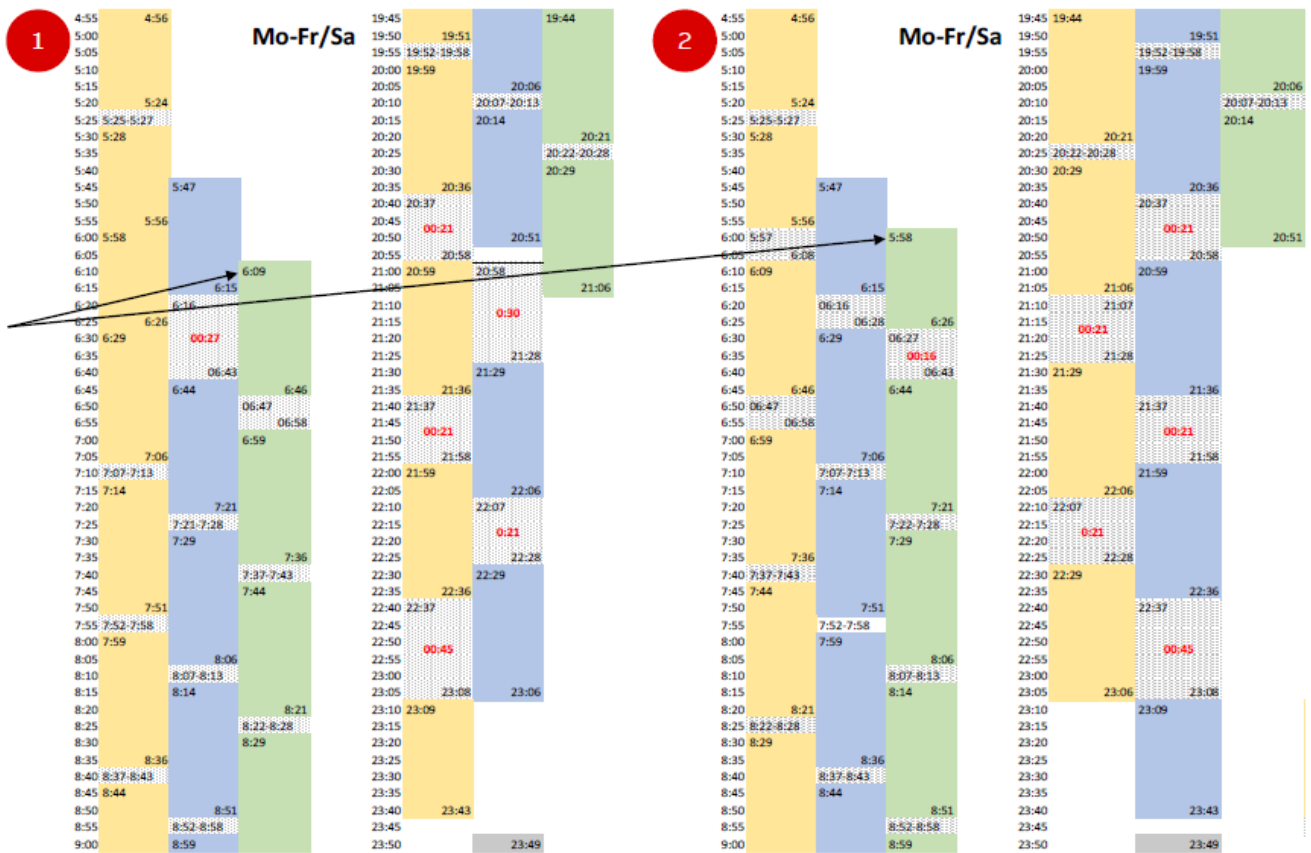
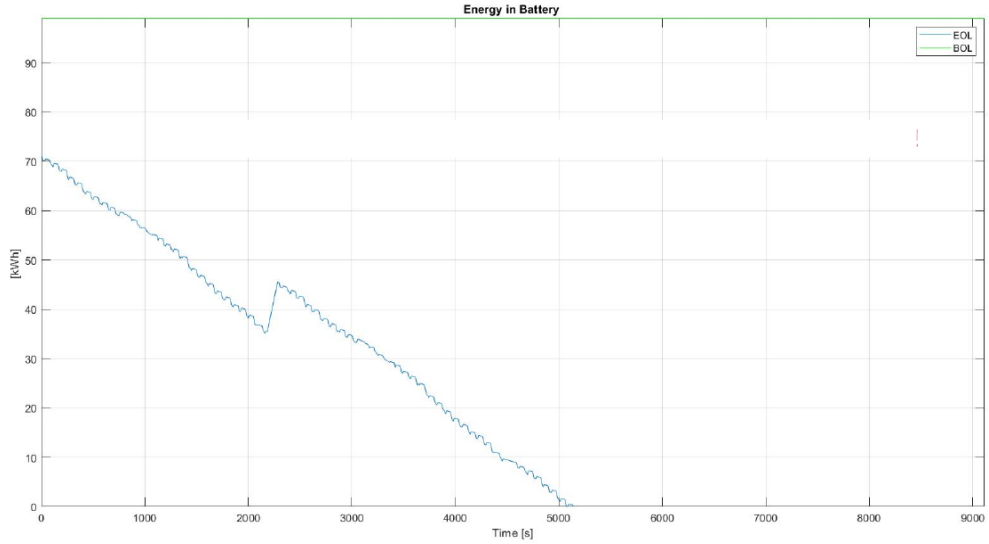


Abbildung 136: Fahrplan mit 3 Batteriebusen, übernommen aus der Präsentation von Herrn Merlin Gutter

In der Abbildung 136 sind mit roter Schrift die Zeiten markiert die angepasst werden, damit die Busse geladen werden können. Je nach Variante werden die Fahrzeiten des Busses 1, 2 oder 3 geändert. Die Pfeile zeigen beispielhaft eine Fahrzeitänderung für den dritten Bus, wodurch sich eine verlängerte Standzeit ergibt. Diese wird mit roter Schrift unter dem grünen Feld hervorgerufen.

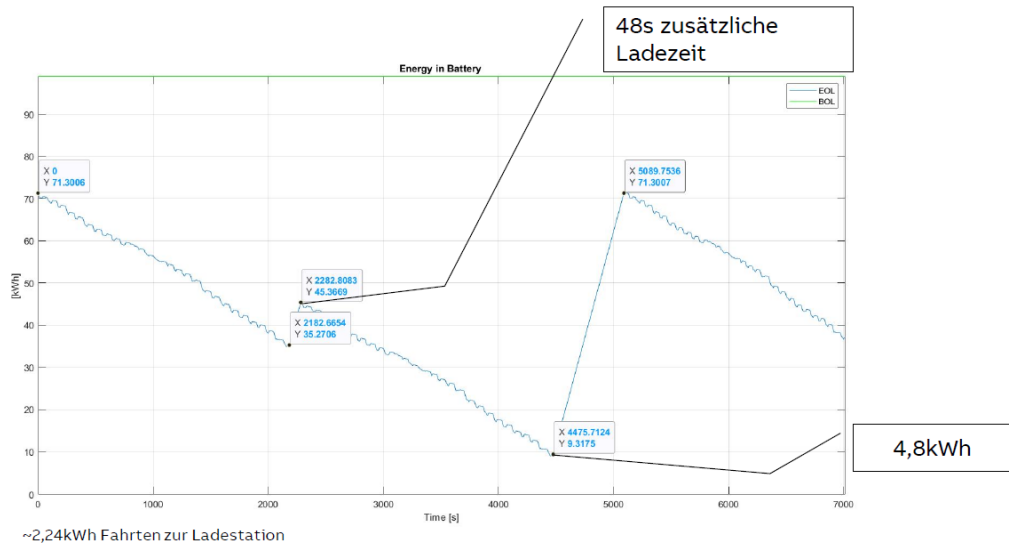
4:55	4:56
5:00	
5:05	
5:10	
5:15	
5:20	5:24
5:25	5:25-5:27
5:30	5:28
5:35	
5:40	
5:45	
5:50	
5:55	5:56
6:00	5:58
6:05	
6:10	
6:15	
6:20	
6:25	6:26
6:30	6:29
6:35	
6:40	
6:45	
6:50	
6:55	
7:00	
7:05	7:06
7:10	7:07-7:13

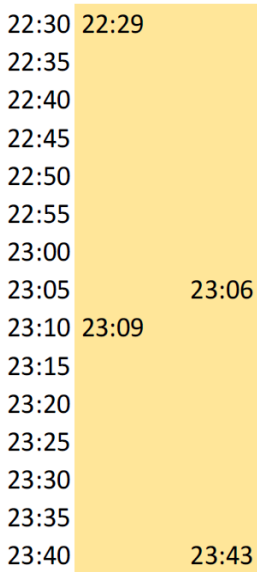
Variante 1: Bus 1 fährt die ersten 4 Fahrten am Morgen



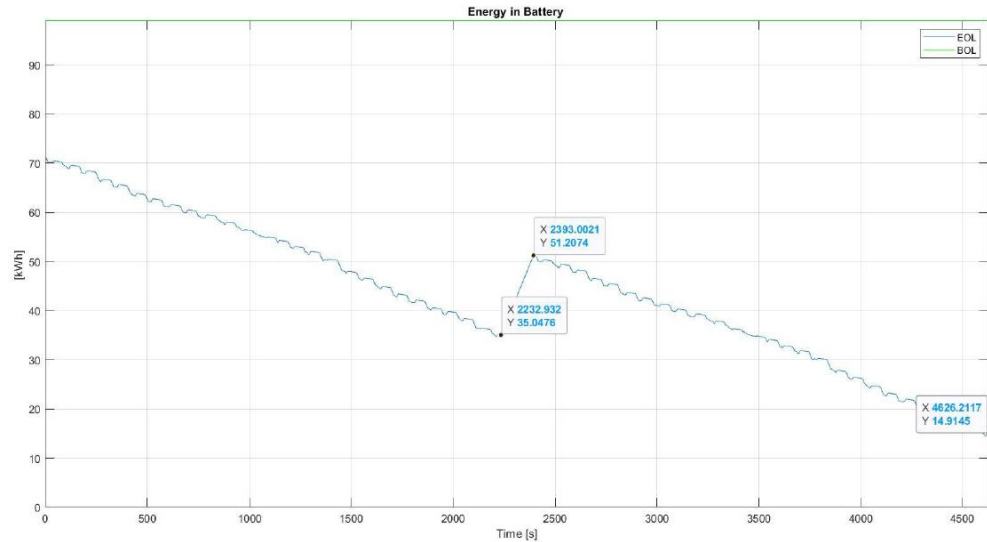
4:55	4:56
5:00	
5:05	
5:10	
5:15	
5:20	5:24
5:25	5:25-5:27
5:30	5:28
5:35	
5:40	
5:45	
5:50	
5:55	5:56
6:00	5:57
6:05	6:08
6:10	6:09
6:15	
6:20	
6:25	
6:30	
6:35	
6:40	
6:45	6:46
6:50	06:47
6:55	06:58

Variante 2: Bus 1 fährt die ersten 3 Fahrten am Morgen

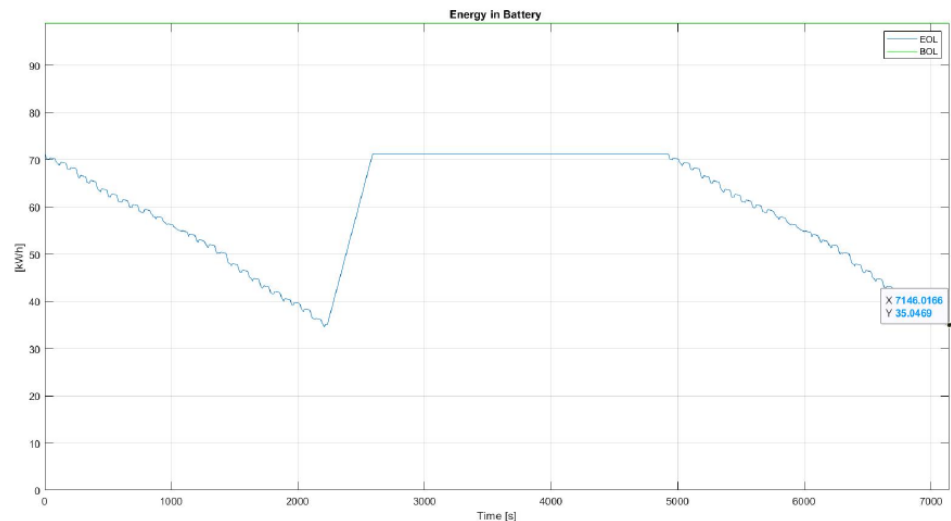
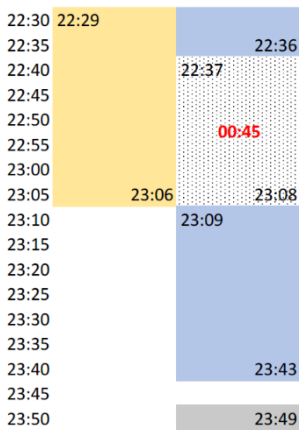




Variante 1: Bus 1 übernimmt die beiden letzten Fahrten, wobei dafür der Fahrplan angepasst werden müsste mit einer längeren Standzeit von 2 min.



Variante 2: Bus 2 wartet 45 min und übernimmt die letzte Fahrt.



Konzeptidee: Einsatz mit vier Batteriebusen

Werden 4 Busse eingesetzt beträgt die normale Ladezeit bzw. Standzeit 15 Minuten und die minimale Ladezeit 2 Minuten.

	Minimale Ladezeit	Normale Ladezeit
Variante 1	0 min.	6 min.

Variante 2	2 min.	6 min.
------------	--------	--------

Mit einer 300kW-Ladestation beläuft sich die Ladezeit auf 8:24 Minuten und mit einer 450kW-Station auf 5:57 Minuten. In beiden Fällen reicht die Dimensionierung der Ladestation für die normale Standzeit der Busse. Der Fahrplan momentan sieht vor, dass ein Bus die Fahrten um 4:56 Uhr und um 5:28 Uhr übernimmt, mit lediglich 2 Minuten Standzeit. Damit der Bus nicht zu stark entladen wird, müsste der Fahrplan angepasst werden, indem der Bus 2 um 1:48 min später startet. Während des normalen Tagesablaufs wird eine Mindeststandzeit von 15 min eingehalten, sodass die Batterie auf die ca. 70 kWh geladen werden kann nach jeder Tour. Für die letzten zwei Fahrten ergibt sich ebenfalls, dass diese nicht durchgeführt werden können ohne Ladepause. Auch für dieses Konzept wird vorgeschlagen, dass der Bus 2 wartet und die letzte Fahrt übernimmt. Die andere Lösungsmöglichkeit besteht darin, dass der Fahrplan angepasst wird, sodass der Bus 4 Minuten mehr Zeit bekommt zum Laden.

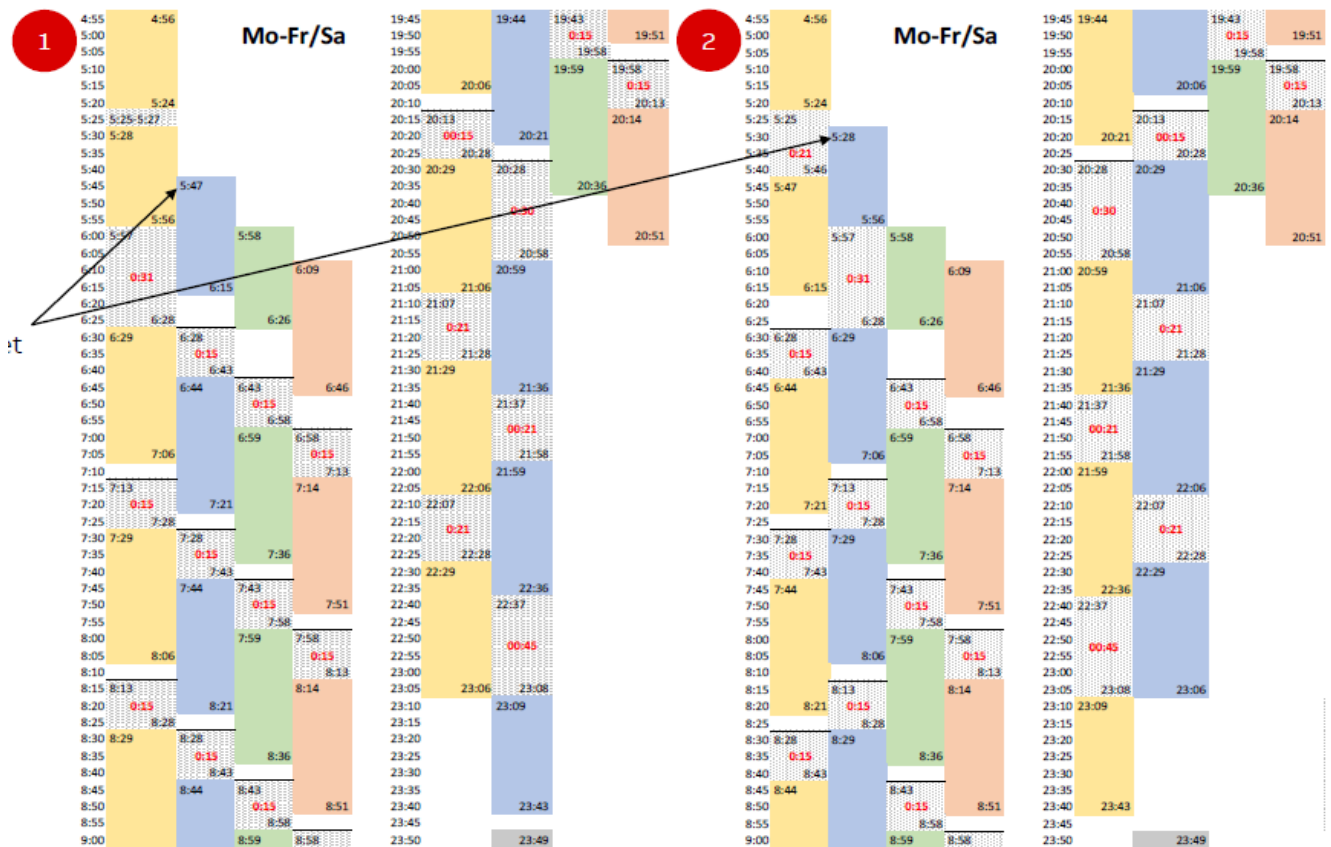


Abbildung 137: Fahrplan mit 4 Batteriebusen, übernommen aus der Präsentation von Herrn Merlin Gutter

Die vorgeschlagenen Varianten von ABB für den Einsatz von Batteriebusen auf der Linie 2 in Konstanz sind in der Tabelle 98 aufgeführt.

11.6.2 Ergebnisse ABB - Linie 9AB

Alle Informationen zur Auslegung der Linie 9 AB stammen von der ABB und wurden im Zuge der Studie zur Verfügung gestellt.

Die Linie 9 wird in die Linien 9A, 9B und 9AB aufgeteilt. Da die Route der Linie 9 AB die längste ist, werden die Busse für diese Strecke dimensioniert.

Route 9A	Route 9B	Route 9AB
<ul style="list-style-type: none"> • 23 Haltestellen • 10,6km Strecke • 31,1kWh Verbrauch • 33min Fahrzeit • 48,6kWh benötigte min. EOL Batteriegröße 	<ul style="list-style-type: none"> • 24 Haltestellen • 12,3km Strecke • 35,5kWh Verbrauch • 35min Fahrzeit • 55,5kWh benötigte min. EOL Batteriegröße 	<ul style="list-style-type: none"> • 29 Haltestellen • 13,4km Strecke • 40kWh Verbrauch • 40min Fahrzeit • 62,5kWh benötigte min. EOL Batteriegröße

Tabelle 98: Routenspezifikationen für die Linie 9A, 9B und 9AB

Die Route wird mit einer Ladestation an der Endhaltestelle Universität mit entweder 450kW oder 300kW ausgelegt. Wie bereits für die Linie 2 werden die Berechnungen mit dem EOL-Wert der Batterie kalkuliert. Ebenfalls wird von einer Durchschnittsgeschwindigkeit von 50km/h ausgegangen, außer zwischen dem Sterneplatz und dem Schottenplatz.

Beschreibung	Daten
Fahrzeuglänge	18 Meter
Fahrzeuggewicht	29 Tonnen
Batteriegröße	99,03kWh (BOL)* 79,22kWh (EOL)**
Nebenverbraucher	22kWh
Gesamtverbrauch	40kWh
Nebenverbraucher	26,62kWh
Traktionsverbrauch	13,38kWh
Verbrauch pro km	3kWh
Fahrzeit	39min 56s
Standzeit an jeder Haltestelle	37s
Durchschnittsgeschwindigkeit [v(t)]	20,1km/h

Traktion	14kWh
Gesamtverbrauch	2,8kWh/km

Tabelle 99: Fahrzeugdaten für die Linie 9 AB

Für die Simulation wird der Fahrplan von Mo-Fr berücksichtigt, mit einem Zeitraum 1 und 2.

Zeitraum 1: 10.12.-21.12.18/ 7.1.-22.02.19/ 15.04.-26.07.19/ 7.10.-14.12.19

Zeitraum 2: 24.12.18-04.01.19/ 25.02.-12.04.19/ 29.07.-04.10.19

Die Simulationen unterscheiden sich in der Anzahl der Busse (3, 4, 5) und in den unterschiedlichen Standzeiten. Die minimale Ladezeit für die Busse 1 und 2 beträgt laut Fahrplan 5 min, für die Busse 3 und 4 mindestens 7 min. Die normale Ladezeit mit dem momentanen Fahrplan beträgt ebenfalls 5 min. für die Busse 1 und 2 und 7 min für die Busse 3 und 4. Die Busse fahren die Linie 9 AB lediglich zu drei Fahrzeiten am Tag, zu den anderen Uhrzeiten wird entweder die Linie 9A oder 9B abgefahren.

Konzeptidee: Jeder Bus fährt entweder Route A oder B im Zeitraum 1 mit 4 Bussen

	Bus 1 & 2	Bus 3 & 4
Minimale Ladezeit	5min.	7min.
Normale Ladezeit	5min.	7min.

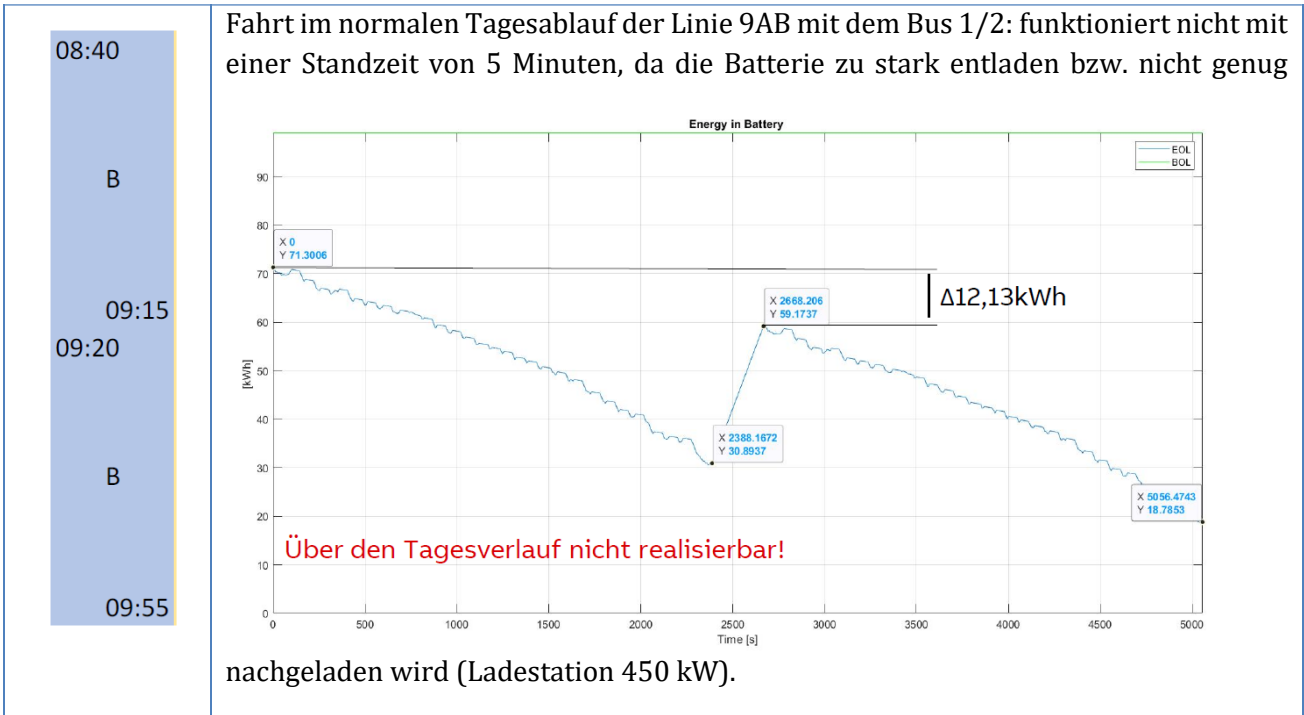
Tabelle 100: Minimale und normale Ladezeit nach dem aktuellen Fahrplan

Für die Dimensionierung der Ladestation besteht erneut die Wahl zwischen 300 kW und 450 kW.

	300kW	450kW
Ladezeit	9:24min.	6:40min.

Tabelle 101: Benötigte Ladezeit mit einer 300kW- und einer 450kW-Ladestation

Im aktuellen Fahrplan mit 4 Bussen sind während des normalen Tagesablaufs Standzeiten von 5 min. eingeplant. Mit einer Ladestation von 450 kW kann der Bus in diesen 5 min. nicht auf die angestrebten 71,3006 kWh geladen werden.



Auch für die kürzere Route 9B reicht die Standzeit von 5 min. mit einer Ladestation von 450 kW nicht aus, um die normalen Tagestouren zu fahren.

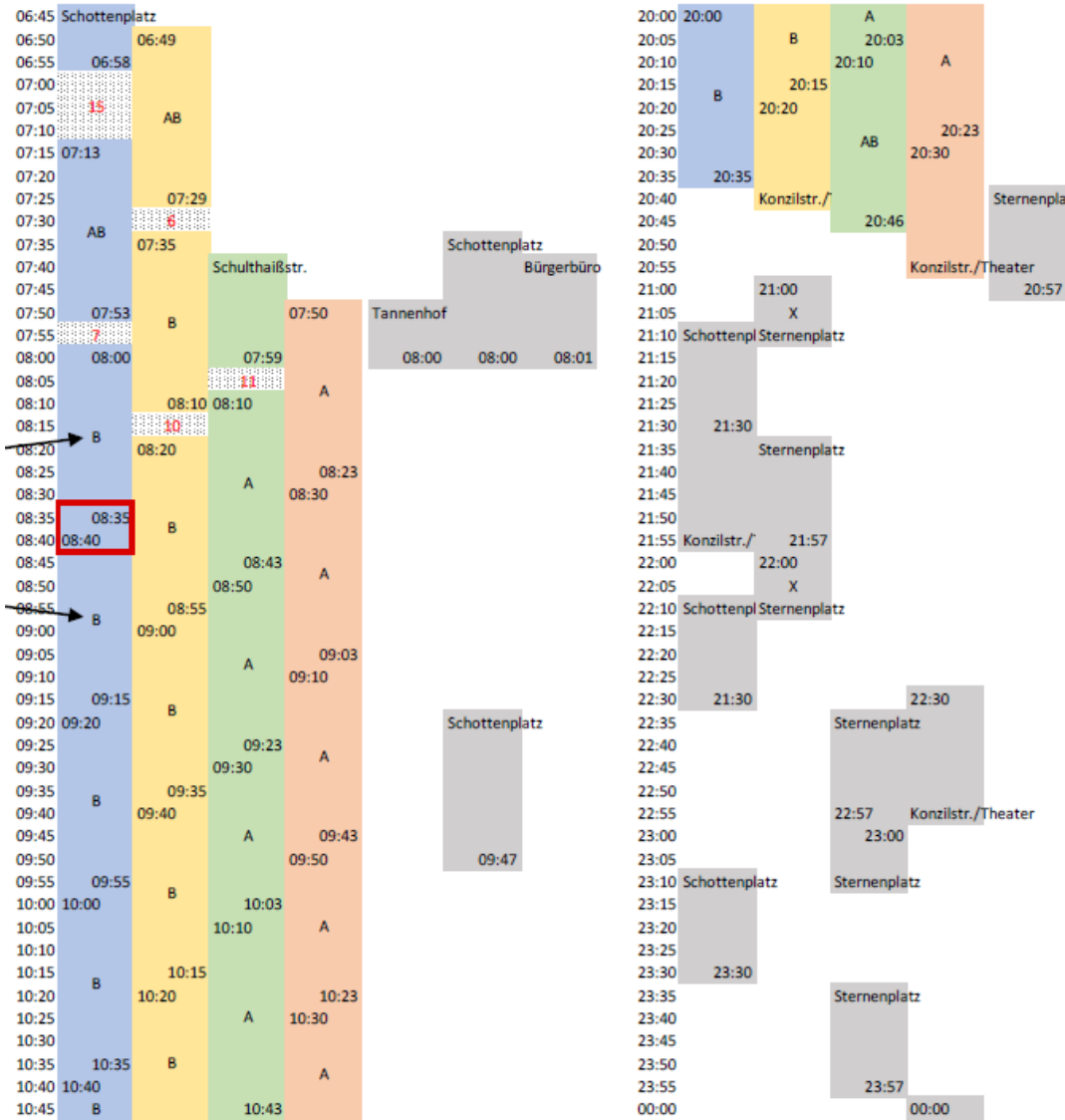
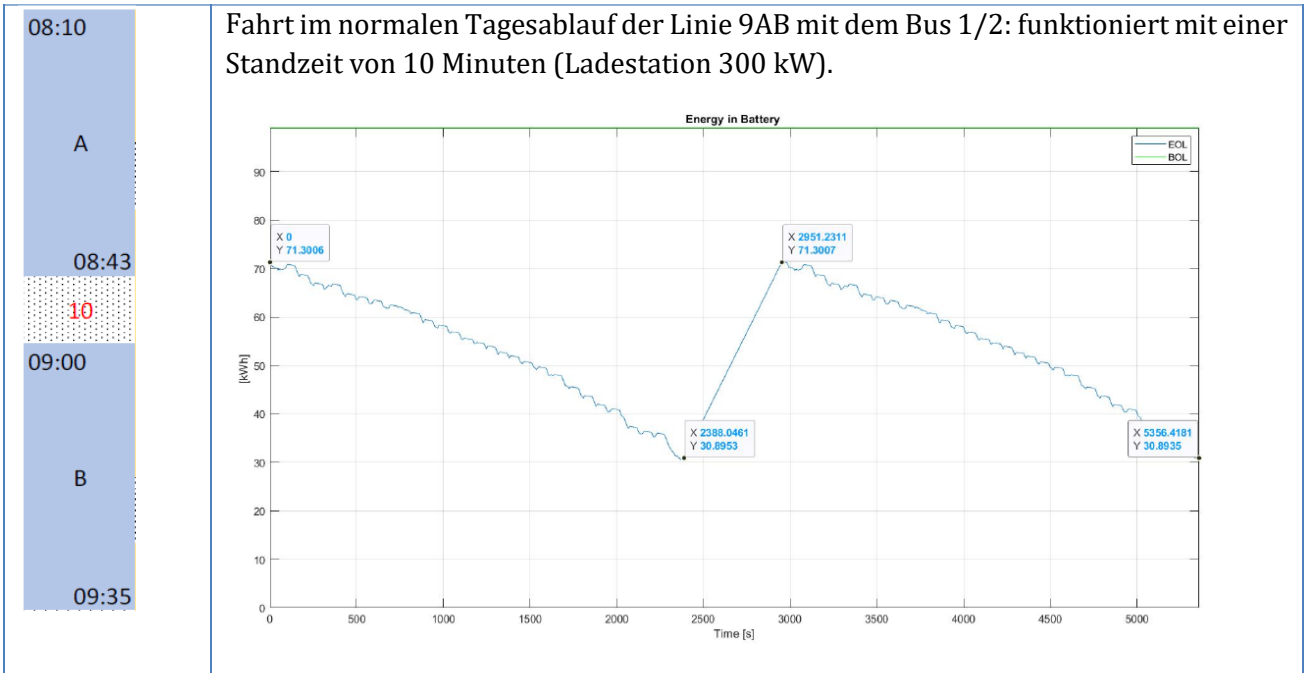


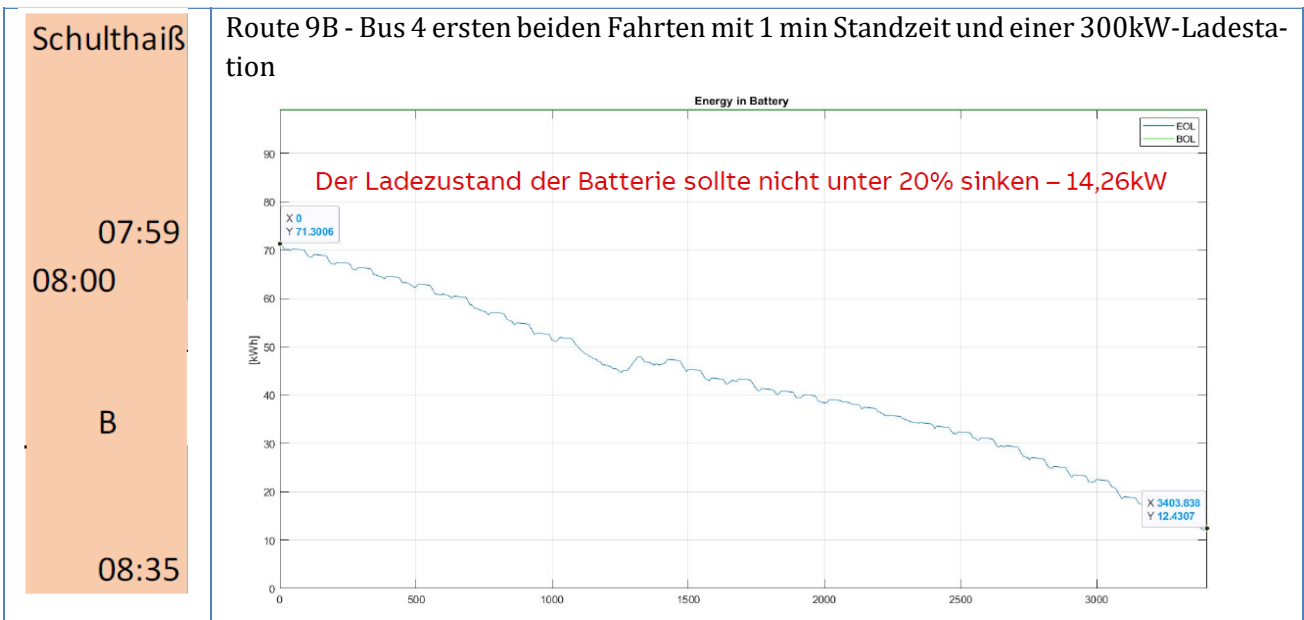
Abbildung 138: Fahrplan der Linie 9 für den Zeitraum 1 mit 4 Bussen, aus der Präsentation von Herrn Merlin Gutter (ABB)

Konzeptidee: Jeder Bus fährt abwechselnd Route A oder B im Zeitraum 1 mit 5 Bussen

Dabei beträgt die minimale Ladezeit 1 min. und die normale Ladezeit 10 min. Mit der 300kW-Ladestation werden die Busse binnen 9:24 Minuten geladen und mit einer 450kW-Ladestationen innerhalb von 6:40 Minuten. Für die folgenden Simulationen wird eine Ladestation von 300 kW angenommen.



Der Bus 4 hat die geringste Ladezeit mit 1 Minute, sowohl für die Linie 9AB, als auch die Linie 9B ist diese Standzeit zu knapp, sodass die Batterie sich mit einer 300kW-Ladestation bei der darauffolgenden Fahrt zu stark entladen würde. Als Lösung wird vorgeschlagen, dass ein anderer Bus die erste Fahrt übernimmt oder die Standzeit um 30 Sekunden verlängert wird.



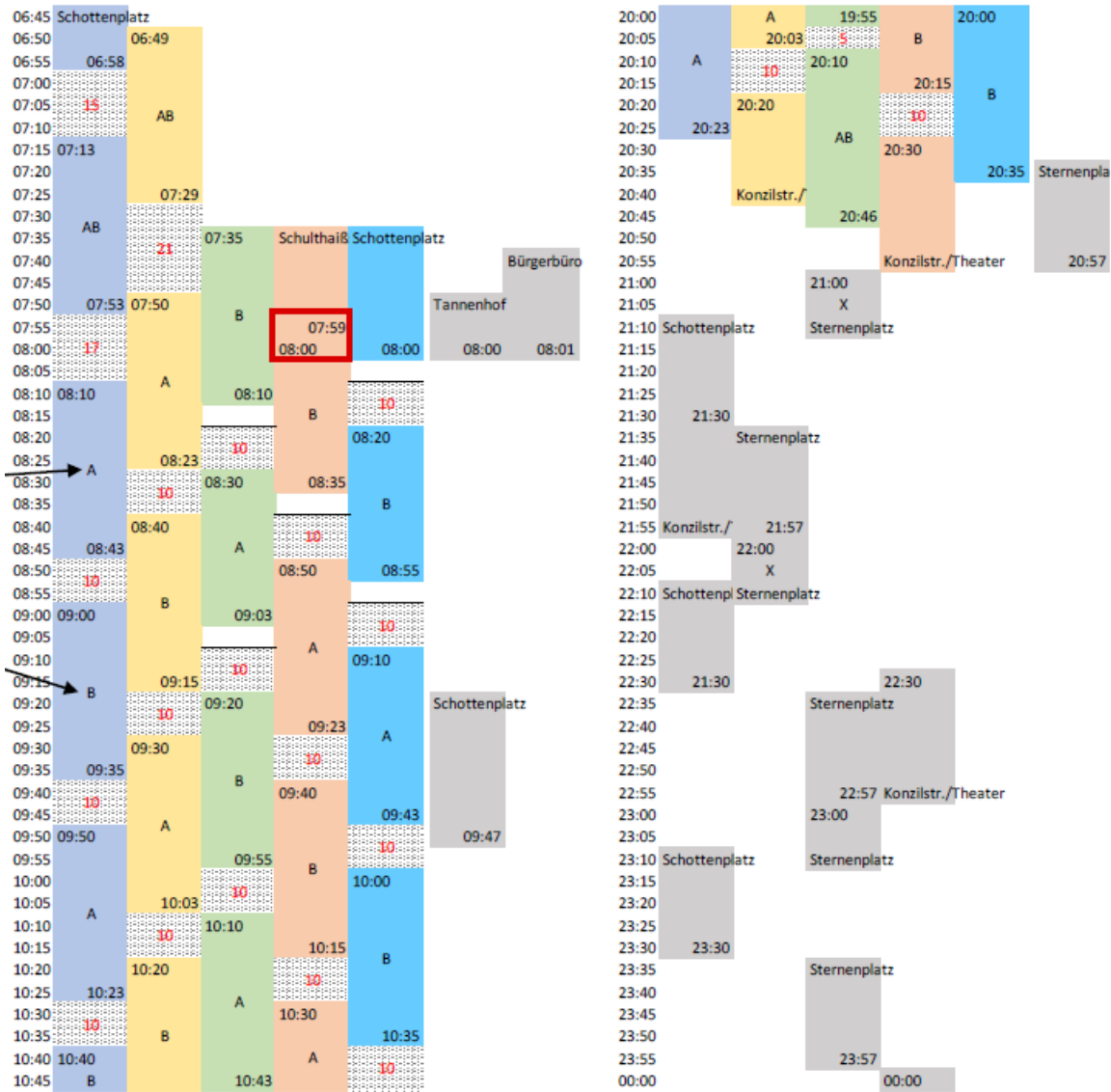


Abbildung 139: Fahrplan der Linie 9 für den Zeitraum 1 mit 5 Bussen, aus der Präsentation von Herrn Merlin Gutter (ABB)

11.7 Schiffsanbieter und Schiffsprojekte für PKW-Fähren

11.7.1 Steckbrief für die reine Wasserstoff-Fähre „HySeas III“ in Schottland^{228 229 230}

Die konkrete Planung der HySeas III startete im Jahr 2018, sodass momentan wenige technische Daten bekannt sind.

Projektteilnehmer

- Projektleitung: Ferguson Marine und der Universität in St. Andrews
- Werft: Ferguson Marine Engineering Limited
- Partner: Orkney Islands Council, Kongsberg Maritime (Norway)
- Brennstoffzellensystem: Ballard Power Systems Europe (Denmark)
- McPhy (France), DLR (the German aerospace agency) and
- Interferry (Belgium/US - the world's largest ferry owners' organisation)
- Dauer des Projekts: 01.07.2018 – 31.12.2021

Betrieb

- Voraussichtlich in Betrieb ab 2021
- Einsatzort: zwischen Kirkwall und Shapinsay (Orkney Islands nördlich von Schottland)

Besonderheit

- Erste Wasserstoffbetriebe Hochseefähre mit zero-Emission
- Auf den Orkney Inseln wird seit Jahren allein über erneuerbare Energien (Wind-, Wellen- und Gezeitenkraftwerk) ein Energieüberschuss produziert
- Auf Grund der schlechten Netzanbindung ans Festland ging der Überschuss bisher verloren
- Durch den Einsatz der Wasserstofffähre kann der Energieüberschuss für die Elektrolyse zur Produktion des Wasserstoffs genutzt werden
- Gibt bereits Test seit 2016 mit einem 0,5 MW Polymer-Elektrolyt-Membran Elektrolyseur, um Wasserstoff als Speichermedium für die Stromerzeugung, Wärme und lokalen Transport zu nutzen
- Teil des EU-Förderprogramms Horizon 2020
- Voraussichtliche Gesamtkosten: 12,6 Mio. €
- Fördergelder der EU (über das Förderprogramm Horizon 2020): 9.276.373 €
- Wasserstofftanks: Kosten des Speichersystems 15€/kWh²³¹ (ca. 500€/kg) - da Kosten vertrauliche Informationen sind, hier lediglich eine Annäherung

Kapazität

- Dimension: Länge: 39,9m, Breite: 10m, Tiefgang: 4m
- Transport: 35 Passagiere + 18 PKW oder 2 LKW
- Gewicht der Brennstoffzellen: 285kg Module (100kW) + 44 kg Kühlsystem + 61 kg Luftsystem (lediglich eine Abschätzung)
- Gewicht von Batterien: ca. 0,12kWh/kg
- Gewicht von Wasserstofftanks: mit Tank von 5,6kg wäre ein Gewicht von 100kg realistisch

²²⁸ E-Mail Kontakt mit Herrn Juan Gomez Trillos vom DLR

²²⁹ (<http://hyseas3.eu/the-project/>)

²³⁰ (<https://www.internationales-verkehrswesen.de/hyseas-iii-hydrogen-ferry/>)

²³¹ (https://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/compressedtank_storage.pdf)

Antrieb/Motor

- Im Testbetrieb waren die PEM-Brennstoffzellen bereits mehr als 30.000h in Betrieb
- Brennstoffzellen: 600kW
- Batteriesystem: 784kWh
- Tanksystem: 600kg Wasserstoff unter 350bar
- Tankvolumen reicht für 1,5 Betriebstage zwischen Orkney und Kirkwall

Einen großen Dank an dieser Stelle an Herrn Juan Gomez Trillos vom DLR für die technischen Daten. Die Daten wurden mit dem Hinweis geschickt, dass der DLR nicht für die Auswahl der Technologieanbieter verantwortlich ist, weswegen die Informationen lediglich indikativ sind, d.h. dass für das HySeas III nicht zwangsweise diese Anbieter ausgewählt wurden. Des Weiteren konnten keine genauen Angaben zu dem Gewicht der einzelnen Komponenten gegeben werden, da es zu diesem Zeitpunkt des Projekts verfrüht gewesen wäre. Kosten zu den Komponenten sind in den meisten Fällen vertraulich, weswegen hier lediglich eine Einschätzung gegeben wird.



Abbildung 140: Die schottische Fähre HySeas III²³²

²³² (<http://hyseas3.eu/>)

11.7.2 Steckbrief für die reine Elektrofähre „Ampere“ in Norwegen^{233 234}

Projektteilnehmer

- Betreiber: Norled
- Schiffsbauer: Fjellstrand
- Antriebshersteller: Siemens

Betrieb

- Ausgeliefert im Oktober 2014, im Einsatz seit Mai 2015
- Antrieb rein elektrische Fähre: emissionsfrei, leise, Leichtbaukonzept, hohe Effizienz
- Wird im regulären Linienbetrieb eingesetzt
- Fahrten pro Tag: 34 - jede Fahrt dauert 20 min
- Strecke: Lavik und Oppedal (6 km) über den Fjord Sognefjord
- als Katamaran konstruiert

Besonderheit

- Rumpf besteht aus Aluminium, nicht aus Stahl -> Gewichtsreduktion um die Hälfte im Vergleich zu konventionellen Schiffen
- Aluminium zwar in Herstellung energieintensiv, benötigt jedoch keinen Anti-Rost-Anstrich und hält voraussichtlich doppelt so lange
- Strom in Norwegen häufig durch Wasserkraft, dadurch deutlich umweltfreundlicher
- geringe Energieverbrauch durch LED-Beleuchtung, Solarmodule und eine Heizungs-, Lüftungs- und Klimaanlage (HVAC) mit Abwärmerückgewinnungssystem

Kapazität

- Gewicht Batteriepaket: ~10 Tonnen
- Dimension: Länge: 80m, Breite: 21m,
- Transport: 360 Passagiere + 120 Fahrzeuge

Antrieb/Motor

- Batteriepakete: 1 auf der Fähre, 1 jeweils in den zwei Häfen
- Lithium-Ionen-Batterie: Gesamtkapazität von 1000kWh
- Während des Ladevorgangs steht eine 260kWh Batterie am Hafen bereit, um Leistung den Katamaran mit Energie zu versorgen, solange die Fähre lädt
- Vorteil: relativ langsame Aufladung möglich, sodass Netz nicht punktuell überlastet
- Batterie: Lithium-Ionen-Batterien
- Ladephase: 1x nachts komplett geladen und während jedem 10-minütigen Aufenthalt nach jeder Fahrt
- Antrieb pro Überfahrt: 150kWh
- Elektromotoren: 2 Stück mit je 450kW Leistung (2 Mio. kWh/ Jahr)
- Im Vergleich - Konventionelles Schiff: 1 Mio. Liter Diesel, entspricht 570 t Kohlendioxid und 15 Tonnen Stickoxidemissionen
- Treibstoffkosten: 60% geringer für Norled

²³³ (<https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/e-mobilitaet/weltweit-elektrofaehre-in-norwegen-im-einsatz/>)

²³⁴ (<https://www.ship-technology.com/projects/norled-zero-cat-electric-powered-ferry/>)



Abbildung 141: Die elektrische Fähre Ampere in Norwegen²³⁵

²³⁵ (https://www.norled.no/globalassets/pressebilder_high_res/1696_2_norled.jpg, 24.09.2019)

11.7.3 Kontaktdaten der Betreiber und Hersteller

Brennstoffzellen

Ferguson Marine (Werf)

Ferguson Marine

Newark Works

Castle Road

Port Glasgow

Scotland PA14 5NG

Tel: [+44 \(0\)1475 742300](tel:+44(0)1475742300)

Email: enquiries@fergusonmarine.com

Kontaktformular: <https://www.fergusonmarine.com/contact-us/>

Ballard Power Systems Europe A/S (Brennstoffzellen)

Customer Service: service@ballardeurope.com

General email: contact@ballardeurope.com

Majsmarken 1, DK-9500 Hobro

Phone: +45 8843 5500 – Fax: +45 9614 3805

Kontaktformular: <https://www.ballard.com/contact-us>

Batterie

Norled (Betreiber)

Communications Director

+47 95129383

<https://www.norled.no/en/about-norled/contact-us/>

Fjellstrand (Hersteller)

FJELLSTRAND AS

Omavegen 225

5632 Omastrand

NORWAY

Telephone: +47 56 55 76 00

Email: fjellstrand@fjellstrand.no

Kontaktpersonen aufgeteilt in ihre Aufgabenbereiche:

<https://www.fjellstrand.no/index.php/home/contact-us>

Siemens (Antrieb)

Division Process Industries and Drives

Siemens AG

Gleiwitzer Str. 555

90475 Nürnberg - Tel: +49 (911) 895-7946²³⁶

²³⁶ (<https://www.siemens.com/press/de/pressemitteilungen/?press=/de/pressemitteilungen/2015/processindustries-drives/pr2015050200pdde.htm>)

11.8 Schiffsanbieter und Schiffsprojekte für Katamaran-Fähren

11.8.1 Brennstoffzellen-Katamaran

Steckbrief für den Wasserstoff-Katamaran „Water-go-round“ im San Francisco Bay^{237 238 239}

Projektteilnehmer

- Betreiber: Red and White Fleet
- Projektleiter: Golden Gate Zero Emission Marine
- Design des Katamarans: Incat Crowther
- Werft: Bay Ship & Yacht
- Elektromotoren: BAE Systems
- Tankinfrastruktur: Clean Marine Energy (CME)
- Brennstoffzellenhersteller: Hydrogenics

Betrieb

- Im Betrieb ab Mitte September 2019
- Antrieb rein mit Wasserstoff: emissionsfrei, leise
- max. Geschwindigkeit: 22 Knoten (40,7km/h)
- als Katamaran konstruiert

Besonderheit

- Aluminium Rumpf
- Betankung über LKW am Hafen, nicht über Tankstelle
- weniger Wartung mit Elektromotoren, die mit Wasserstoff-Brennstoffzellen betrieben werden
- Förderung: \$500.000 + \$250.000 für Planungsphase, \$3 Mio. (2,7Mio. €) vom Staat Californien (California Air Resources Board), weitere \$2.5 Mio. von Partnern des Water-go-round Projekts
- SW/TCH Maritime: Investitionsplattform für alle Arten von elektrischen Seeschiffen, momentane Inhaber des Water-go-round

Kapazität

- Wasserstofftank: bis zu 2 volle Betriebstage damit möglich
- Dimension: Länge: 21,34m
- Transport: 84 Passagiere

Antrieb/Motor

- Wasserstofftank: 264kg Druckgas unter 250bar
- Brennstoffzellen: 360kW
- Batterie: 100kWh in den Rümpfen, liefern Zusatzleistung, um 22 Knoten zu erreichen
- Stromversorgungssystem: Brennstoffzellen, Lithium-Ionen-Batterien und Elektromotor

²³⁷ (<https://watergoround.com/>)

²³⁸ (<https://ggzeromarine.com/projects/>)

²³⁹ (<https://grist.org/article/a-ferry-that-runs-on-hydrogen-fuel-cells-is-coming-to-san-francisco/>)



Abbildung 142: Der Wasserstoffkatamaran in San Francisco²⁴⁰



Abbildung 143: Die Sicht auf den Katamaran von oben auf die Wasserstofftanks²⁴¹

²⁴⁰ (<https://waterground.com/>, 24.09.2019)

²⁴¹ (<https://waterground.com/>, 24.09.2019)

11.8.2 Elektro-Katamaran

Steckbrief für den Elektro-Katamaran „Future of the Fjords“ zwischen Flåm und Gudvangen²⁴²

Projektteilnehmer

- Werft: Brødrene Aa
- Betreiber: The Fjords

Betrieb

- Im Betrieb seit 15. Mai 2018
- Reiner Elektroantrieb
- Geschwindigkeit: 16 Knoten
- als Katamaran konstruiert

Besonderheit

- neue Ladelösung namens PowerDock
- Jährlich werden 700 Rundfahrten entlang der zum UNESCO-Welterbe gehörenden Fjordroute zwischen Flåm und Gudvangen angeboten

Kapazität

- Dimension: Länge: 42m
- Transport: 400 Passagiere
- Ladevorgang: 20 Minuten

Antrieb/Motor

- 2 Elektromotoren mit je 585PS
- Batteriepaket: Leistung von 1.800kWh
- Ladestation: Glasfaser-Dock im Hafen von Gudvangen besitzt Akkupaket von 2,4 MWh



Abbildung 144: Ein Elektro-Katamaran zwischen Flåm und Gudvangen²⁴³

²⁴²(<https://businessportal-norwegen.com/2018/05/08/elektro-katamaran-zwischen-flam-und-gudvangen-geht-in-betrieb/>)

²⁴³(<https://businessportal-norwegen.com/2018/05/08/elektro-katamaran-zwischen-flam-und-gudvangen-geht-in-betrieb/>, 24.09.2019)

11.8.3 Kontaktdaten

Brennstoffzellen-Katamaran

Bay Ship & Yacht Co. (Werft)

Chief Naval Architect

Phone: 510-337-9122

engineering@bay-ship.com

<https://www.bay-ship.com/contact>

Hydrogenics Germany (Brennstoffzellenhersteller)

Hydrogenics GmbH

Am Wiesenbusch 2 – Halle 5

45966 Gladbeck

Germany

Phone: +49.2043.944.133

Fax: +49.2043.944.146

<https://solutions.hydrogenics.com/contact-us>

Batterie-Katamaran

BRØDRENE AA AS (Werft)

Sales engineer

+47 482 49 923

<https://www.braa.no/contact-us/>

Betreiber

PO Box 42, 5742 Flåm, Norway

Telephone: +47 57 63 14 00

E-mail: info@visitflam.com

11.9 Schiffsanbieter, Schiffsprojekte und Ansprechpartner für Personen-Fähren

11.9.1 Brennstoffzellen-Passagier-Schiff

Steckbrief für das Wasserstoff-Schiff „FCS Alsterwasser“ in Hamburg in der Alster^{244 245 246}

Projektteilnehmer

- Betreiber: ATG Alster-Touristik GmbH
- Tankstellenbetreiber: Linde Group
- Brennstoffzellenhersteller: Proton Motors
- Weitere Partner: Alster Touristik GmbH (ATG), Hamburger Hochbahn AG, Germanischer Lloyd, Fuel Cell GmbH, hySOLUTIONS, UJV Nuclear Research Institute, The Hamburg University of Applied Sciences

Betrieb

- Tankstelle im Frühjahr 2014 abgebaut
- in Betrieb zwischen 2002-2013 (über 2.500 Stunden)
- Der Prototyp wurde 2008 in Betrieb genommen
- rein mit Wasserstoff betrieben: emissionsfrei, leise
- Strecke: Alster in Hamburg
- Während Betrieb wurden 43.000 Passagiere transportiert

Besonderheit

- Das Projekt wurde von der Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt (BSU) gefördert (2006-2010)
- 2010 brach an Bord ein Feuer aus, durch das das Batteriesystem und ein Teil des Schiffs beschädigt wurde
- Die Reparationsarbeiten wurden zum Nachrüsten/ für ein Upgrade genutzt

Kapazität

- Transport: 100 Passagiere

Antrieb/Motor

- Antrieb: 96kW PEM-Brennstoffzellen
- 2 Brennstoffzellensysteme mit 12 Tanks
- Blei-Gel-Akku, dient als Backup, sollten die Brennstoffzellen ausfallen

Problem

- Wasserstofftankstelle wurde geschlossen, da es sich für den Betreiber wirtschaftlich nicht lohnte
- Die FCS Alsterwasser ist einsatzbereit, ihr fehlt jedoch die Betankungsmöglichkeit

²⁴⁴

(13:www.dieselduck.info/machine/01%20prime%20movers/2016%20EMSA%20Study%20on%20the%20use%20of%20Fuel%20Cells%20in%20Shipping.pdf)

²⁴⁵ (<https://www.hzwei.info/blog/2014/09/30/das-brennstoffzellen-schiff-alsterwasser-liegt-still>)

²⁴⁶ (<https://www.greenoptimistic.com/fcs-alsterwasser-the-first-ship-powered-by-hydrogen-fuel-cells-20121024/>)



Abbildung 145: FCS Alsterwasser in Hamburg²⁴⁷

²⁴⁷ (<https://www.hzwei.info/blog/2014/09/30/das-brennstoffzellen-schiff-alsterwasser-liegt-still>)

11.9.2 Batterie-Passagier-Schiff

Steckbrief für elektrische Kanalboote in Amsterdam²⁴⁸

Betreiber

- Betreiber: Reederij Kooij
- Betreiben 32 Boote, davon bereits 6 umgebaut
- Batteriehersteller: Lithium Werks (niederländisch)

Betrieb

- Umbaukosten der alten Diesel-Kanalboote zu Elektroboote: zwischen 165.000€ und 250.000€
- Zeit für Umbau: 3 Monate, um den Dieselmotor auszubauen und den Elektromotor und die Batterien einzubauen

Kapazität

- Ladezeit: 10 Stunden
- Reichweite: 2 Tage im Betrieb
- Länge: 23m
- Max. Geschwindigkeit: 6km/h (Richtlinie für die Boote in den Kanälen von Amsterdam)

Batterie

- 66 Batterien
- Lithium-Eisen-Phospat Batterien

Besonderheit

- Die Stadt Amsterdam hat entschieden, dass bis 2025 alle Boote elektrisch fahren
- Investitionskosten sollten sich innerhalb von 12 Jahren amortisieren, da die Betriebskosten mit Batterien geringer sind



Abbildung 146: Batteriebetriebene Kanalboot in Amsterdam (Prinses Irene)²⁴⁹

²⁴⁸ (<https://www.bbc.com/news/business-45783085>)

²⁴⁹ (<https://www.bbc.com/news/business-45783085>, 24.09.2019)

11.9.3 Kontaktdaten

Brennstoffzellen-Passagier-Schiff

ATG Alster-Touristik GmbH (Betreiber FCS Alsterwasser)

Anleger Jungfernstieg

20354 Hamburg

Telefon: 040 - 35 74 240

E-Mail: info@alstertouristik.de

<https://alstertouristik.de/>

Proton Motor Fuel Cell (Brennstoffzellenhersteller)

Benzstraße 7

82178 Puchheim, Deutschland

Vertrieb: Telefon: +49 (0) 89 / 1276265 -11

Mail: sales@proton-motor.de

<https://www.proton-motor.de/kontakt/ansprechpartner/>

Elektro-Passagier-Schiff

Rederij P. Kooij

Rokin t/o nr 125

1012 KK Amsterdam

Tel: 020-6233810 / +31 (0)20-6234186

E-mail: info@rederijkooij.nl

11.10 Schiffsanbieter, Schiffsprojekte und Ansprechpartner für Wasserbus

11.10.1 Brennstoffzellen-Wasserbus

Steckbrief für den Wasserstoff-Kutter „MS Innogy“ am Baldeneysee in Essen^{250 251 252 253}

Projektteilnehmer

- Betreiber: Weiße Flotte Baldeney
- Hauptsponsor: Innogy

Betrieb

- Kosten: ca. 2 Mio. €, von denen die RWE-Tochter Innogy ca. 1,3 Mio.€ beitrug, Differenz aus kommunalem Haushalt
- Produziert Kohlendioxid, so viel, wie für die Produktion des Methanols benötigt wird
- Strecke: zwischen Heisinger Ruhraue Zorningen Ameise auf der Ruhr
- In Betrieb seit 2017
- Für Chartersfahrten und im Linienverkehr

Besonderheit

- Elf Jahre altes, umgebautes Fahrgastschiff
- Methanol aus Strom erzeugt vom Wasserkraftwerk am Baldeneysee
- Wasserkraftwerk gehört zu Innogy SE

Kapazität

- Mit einer Tankladung kann die MS innogy 16 Stunden fahren
- Transport: knapp über 100 Passagiere
- Länge: 29m, Breite: 4,80m

Antrieb/Motor

- 7 Methanol-Brennstoffzellen je 5kW (35kW)
- Methanoltank fasst 330 Liter
- Batterien: 2x50kWh für den Antrieb und das Bordnetz
- Elektromotor und Generator nutzen 80kW, um die Schiffsschraube anzutreiben
- Antriebssystem: Methanoltank, Brennstoffzelle, Elektromotor

²⁵⁰ (<https://www.nrz.de/staedte/essen/das-erste-oeko-schiff-startet-auf-dem-essener-baldeneysee-id211706797.html>)

²⁵¹ (<https://baldeneysee.de/schiffahrt/ms-innogy,-co2-neutral,-leise-und-schick.html>)

²⁵² (<https://iam.innogy.com/ueber-innogy/innogy-innovation-technik/erneuerbare-energien/greenfuel>)

²⁵³ (<https://www.waz.de/staedte/essen/das-neue-methanol-schiff-ms-innogy-ist-in-essen-angekommen-id211583801.html>)

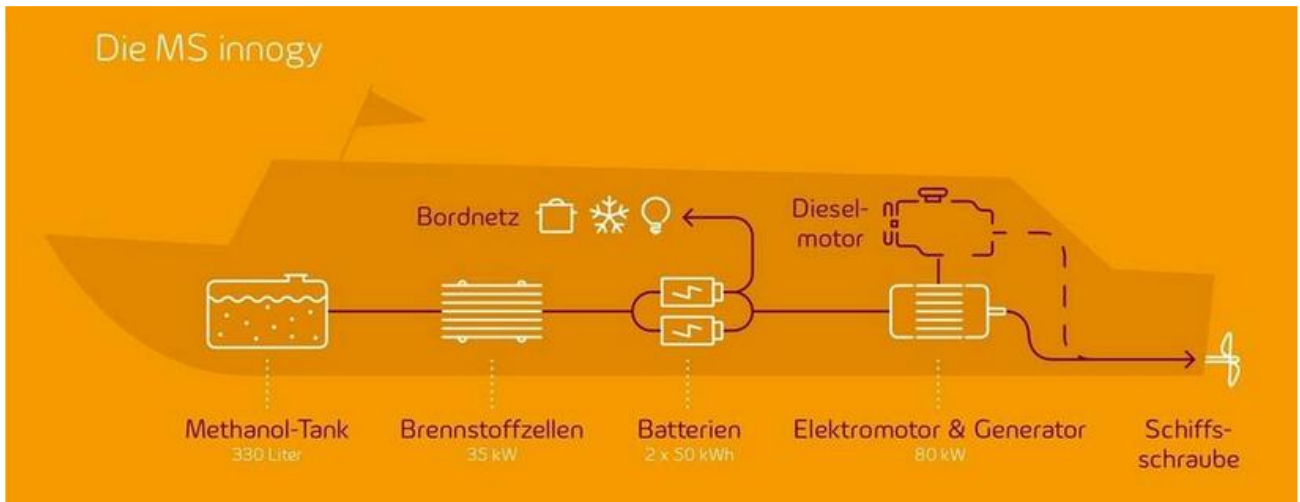


Abbildung 147: Aufbau der umgerüsteten MS Innogy²⁵⁴

²⁵⁴ (<https://iam.innogy.com/ueber-innogy/innogy-innovation-technik/erneuerbare-energien/greenfuel>)

11.10.2 Hybrid-Wasserstoff-Wasserbus

Steckbrief für das Diesel-Wasserstoff-Schiff „Hydroville“ in Belgien^{255 256}

Projektteilnehmer

- Betreiber: Compagnie Maritime Belge (CMB)
- Werft: Compagnie Maritime Belge (CMB)
- Entwicklung: CMB Technologies

Betrieb

- Bootstaufe und Auslieferung im November 2017
- Antrieb Diesel und Wasserstoff
- Transport von CMB Mitarbeitern, während der Hauptverkehrszeit und Austragung besonderer Events
- Strecke: zwischen Kruikeke und Antwerp

Besonderheit

- Antrieb: Wasserstoff mit Dieselmotor, kann sowohl Diesel als auch Wasserstoff in den Verbrennungsmotoren verbrennen

Kapazität

- Durchschnittsgeschwindigkeit: 22 Knoten
- Max. Geschwindigkeit: 27 Knoten
- Gewicht: 12 Tonnen - vollgeladen 14 Tonnen
- Transport: 16 Passagiere

Antrieb/Motor

- 2x Wasserstoff-/Kraftstoffbetriebene Verbrennungsmotoren (H2ICED)
- Gesamtleistung von 441 kW
- Tankvolumen: 12 205l Wasserstofftank unter 200 bar und 2 Dieseltanks mit 265 Liter

²⁵⁵ (<http://www.hydroville.be/en/waterstof/7-roy/>)

²⁵⁶ (<https://www.ship-technology.com/projects/hydroville-passenger-ferry/>)



Abbildung 148: Der Hybrid-Wasserstoff-Wasserbus in Belgien²⁵⁷ <http://www.hydroville.be/en/hydroville/>

11.10.3 Kontaktdaten

Brennstoffzellen-Wasserbus

Weißer Flotte Baldeney (Betreiber der MS Innogy)

<https://baldeneysee.com/>

Hybrid-Wasserbus

Compagnie Maritime Belge (Betreiber der Hydroville)

ANTWERP

De Gerlachekaai 20

BE 2000 Antwerpen

Belgium

E: info@cmb.be

T: +32 3 247 59 11

F: +32 3 248 09 06

Kontaktformular: <https://www.cmb.be/en/contact>

²⁵⁷ (<http://www.hydroville.be/en/hydroville/>, 24.09.2019)

12 Abbildungsverzeichnis:

Abbildung 1: Anteil am Gesamtdieselvebrauch der Transportmittel des ÖPNV in Konstanz im Jahr 2018	19
Abbildung 2: CO ₂ Ausstoß der Transportmittel des ÖPNVs im Jahr 2018 in Tonnen	20
Abbildung 3: Kilometerbezogener Dieselvebrauch	20
Abbildung 4: Personenbezogener Dieselvebrauch bezogen auf den Dieselvebrauch und die Fahrgastzahlen im Jahr 2018.....	21
Abbildung 5: Funktion einer Brennstoffzelle	23
Abbildung 6: Funktion einer Lithium-Ionen-Batterie	24
Abbildung 7: Aufteilung des Preisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 01.04.2018	31
Abbildung 8: Industrieller Dampfreformer	36
Abbildung 9: unterschiedliche Elektrolyseanlagen - PEM-Elektrolyseur (links) - KOH-Elektrolyseur (rechts)	36
Abbildung 10: Wasserstoffkosten einer Wasserstofftankstelle mit Dampfreformierung in Abhängigkeit zu den Gaskosten und der Anlagengröße (Produktionskapazität 1t pro Tag (oben) bzw. 6t pro Tag (unten))	39
Abbildung 11: Wasserstoffkosten einer Wasserstofftankstelle mit Elektrolyse in Abhängigkeit zu den Stromkosten und der Anlagengröße (Produktionskapazität 1t pro Tag (oben) bzw. 6t pro Tag (unten))	40
Abbildung 12: Speicherdichte und Arbeit der Wasserstoffspeicherung	43
Abbildung 13: Hydrierung und Dehydrierung von LOHC	44
Abbildung 14: Wasserstofftankstelle mit einem Elektrolyseur und einer Dampfreformierung.....	46
Abbildung 15: Vereinfachte Darstellung einer Diesel-Tankstelle	47
Abbildung 16: Vereinfachte Darstellung einer LNG-Tankstelle.....	48
Abbildung 17: Pantographen als Opportunity Charger von der Firma ABB, die meist an der Endhaltestelle installiert werden	49
Abbildung 18: Vereinfachte Darstellung einer Methanoltankstelle.....	50
Abbildung 19: Vereinfachte Darstellung einer Wasserstofftankstelle.....	51
Abbildung 20: Skizze einer Flüssiggas-Wasserstofftankstelle	52
Abbildung 21: Vereinfachte Darstellung einer Wasserstofftankstelle, bei der der Wasserstoff aus LOHC gewonnen wird.....	53
Abbildung 22: Skizze einer Wasserstofftankstelle mit Elektrolyseur - Tageskapazität: 6t/d.....	54
Abbildung 23: Busse der Stadtwerke Konstanz (Bilder wurden von den Stadtwerken zur Verfügung gestellt).....	55
Abbildung 24: Busliniennetz in Konstanz	56
Abbildung 25: Modell der Platzierung der Brennstoffzellen und des Antriebs in einem Brennstoffzellen-Bus	59
Abbildung 26: Routenführung der Buslinien in Konstanz	66
Abbildung 27: GPS-Daten der Buslinie 4/13 in 3D Ansicht.....	67
Abbildung 28: Höhenprofil der Linie 4/13: blaue Kreise: Messpunkte, orange: geglättete Kurve	68
Abbildung 29: Geschwindigkeitsprofil der Linie 4/13	68

Abbildung 30: Gesamtübersichtsplan SW Konstanz Betriebsgelände	79
Abbildung 31: Katasterplan des SW Konstanz Betriebsgeländes	79
Abbildung 32: Gasleitungen auf dem Betriebsgelände der SW Konstanz	80
Abbildung 33: Stromleitungen auf dem Betriebsgelände der SW Konstanz	80
Abbildung 34: zeigt die unterschiedlichen Standorte auf dem Betriebsgelände der SW Konstanz	81
Abbildung 35: Die rot markierte Fläche zeigt den möglichen Aufstellungsort des Wasserstoffspeichers im vorhandenen Ex-Bereich (Fläche ca. 2.000m ²) - die blau markierte Fläche zeigt den möglichen Aufstellungsort der Wasserstofferzeugung und der Dispenser mit einer Fläche von ca. 2.500 m ²	82
Abbildung 36: Die blaue Markierung zeigt die mögliche Lage einer Wasserstofftankstelle auf dem Betriebsgeländer der SW Konstanz.....	82
Abbildung 37: Diese Grafik zeigt die erforderliche Aufstellfläche einer Wasserstofftankstelle, bei der der Wasserstoff extern angeliefert wird, in Abhängigkeit von der Tagesproduktionsleistung.....	83
Abbildung 38: Erforderlichen Footprint einer Wasserstoffproduktionsanlage, in Abhängigkeit von der Tagesproduktionsleistung.....	84
Abbildung 39: Diese Grafik zeigt den erforderlichen Footprint einer Wasserstofftankstelle, bei der der Wasserstoff on-site in einem Elektrolyseur produziert wird, in Abhängigkeit von der Tagesproduktionsleistung.....	85
Abbildung 40: Mögliche Nutzung einer Wasserstofftankstelle über den Tag verteilt.....	86
Abbildung 41: Cash Flow und Gesamtprojektkosten für z.B. 150 Dieselhybrid-Solobusse (Beschaffungen: 10 - 20 - 40 - 80)	90
Abbildung 42: Cash Flow und Gesamtprojektkosten für z.B. 150 Batterie-Solobusse (Beschaffungen: 10 - 20 - 40 - 80).....	90
Abbildung 43: Cash Flow und Gesamtprojektkosten für z.B. 150 Brennstoffzellen-Solobusse	91
Abbildung 44: Cash Flow und Gesamtprojektkosten für z.B. 150 Diesel-Hybrid-Doppeldeckerbusse (Vgl. Gelenkbusse).....	91
Abbildung 45: : Cash Flow und Gesamtprojektkosten für z.B. 150 Batterie-elektrische-Doppeldeckerbusse (Vgl. Gelenkbusse).....	92
Abbildung 46: : Cash Flow und Gesamtprojektkosten für z.B. 150 Brennstoffzellen-Doppeldeckerbusse (Vgl. Gelenkbusse).....	92
Abbildung 47: Total Cost of Ownership (2017-2022) - Vergleich von Diesel-, Batterie und Brennstoffzellen-Doppeldeckerbussen (Vgl: Gelenkbusse).....	93
Abbildung 48: Total Cost of Ownership (2023-2030) - Vergleich von Diesel-, batterie und Brennstoffzellen-Doppeldeckerbussen.....	94
Abbildung 49: Total Cost of Ownership (2017-2022) - Vergleich von Diesel-, batterie und Brennstoffzellen-Solobussen.....	95
Abbildung 50: Total Cost of Ownership (2023 -2030) Vergleich von Diesel-, batterie und Brennstoffzellen-Solobussen.....	96
Abbildung 51: Kontinuierlicher Ausbau der Busflotte (3 Busse pro Jahr, oder neun Busse alle drei Jahre)	98
Abbildung 52: Wasserstoffkosten pro Kilogramm in Verbindung mit CAPEX und OPEX und der Abhängigkeit vom Nutzungsgrad der Tankstelle mit einer Tagesproduktionsrate von 500kgH ₂ /d	99

Abbildung 82: Ungefähre Investitionskosten in eine Wasserstofftankstelle in Abhängigkeit von der Produktionsrate.....	158
Abbildung 83: Annäherung des Footprints einer kompletten HRS mit vor Ort H ₂ -Produktion (links) und mit H ₂ -Belieferung (rechts).....	159
Abbildung 84: Erforderliche Fläche für eine Wasserstofftankstelle inkl. Produktion in Abhängigkeit der Produktionsrate.....	160
Abbildung 85: Katamaran zwischen Konstanz und Friedrichshafen (Bild von den Stadtwerken Konstanz)	163
Abbildung 86: Der Katamaran „Water-go-round“ vor der Golden Gate Bridge	165
Abbildung 87: Einfluss Brennstoffzellensystempreis auf Kosten des Antriebssystems.....	170
Abbildung 88: Übersichtsplan Stadthafen Konstanz – die blaue Markierung zeigt das Betriebsgelände der BSB im Konstanzer Stadthafen	171
Abbildung 89: Betriebsgelände der Bodensee-Schiffsbetriebe.....	172
Abbildung 90: Tanksteg mit Zapfanlage (grün markierter Bereich) und die Dieseltanks (rot markierter Bereich)	172
Abbildung 91: Anlegesteg und Tankstation im Konstanzer Stadthafen.....	173
Abbildung 92: Übergabestation: LKW-Tankzug <> Dieseltanks auf dem BSB-Gelände	174
Abbildung 93: Doppelwandige Dieseltanks auf dem BSB-Betriebsgeländer im Konstanzer Stadthafen – 2x80.000l Dieseltanks – der 50.000l Tank ist auf dem Bild nicht sichtbar.....	174
Abbildung 94: Umweg von 2x6km um die Schiffe aus dem Konstanzer Stadthafen im Fährhafen von Staad betanken zu lassen.....	175
Abbildung 95: Passagierschiff Überlingen der BSB (Bild der Stadtwerke Konstanz)	177
Abbildung 96: FCS Alsterwasser in Hamburg.....	180
Abbildung 97: Elektrisch betriebenes Kanalboot in Amsterdam.....	181
Abbildung 98: Wasserbus zwischen dem Bodenseeforum und dem Hafen Konstanz	183
Abbildung 99: MS Innogy auf dem Essener Baldeneysee	185
Abbildung 100: Das belgische Schiff „Hydroville“	186
Abbildung 101: Anlegesteg am Bodenseeforum Konstanz.....	191
Abbildung 102: Die grüne Markierung zeigt das Bodenseeforum - die rote Markierung zeigt den Anlegesteg im Seerhein.....	191
Abbildung 103: Mögliche Führung der Wasserstoffleitung für die Betankung der Schiffe am Bodenseeforum. Die blaue Markierung zeigt den möglichen Standort der Wasserstofftankstelle für Busse auf dem Betriebsgelände der Stadtwerke Konstanz.....	192
Abbildung 104: Zusammenhang von CO ₂ -Emissionen verschiedener Antriebstechnologien und den CO ₂ -Emissionen bei der Stromerzeugung im deutschen Strommix - Fähren.....	195
Abbildung 105: Zusammenhang von CO ₂ -Emissionen verschiedener Antriebstechnologien und den CO ₂ -Emissionen bei der Stromerzeugung im deutschen Strommix - Katamarane	196
Abbildung 106: Zusammenhang von CO ₂ -Emissionen verschiedener Antriebstechnologien und den CO ₂ -Emissionen bei der Stromerzeugung im deutschen Strommix - Wasserbus.....	197
Abbildung 107: Beispiel für Wasserstoff-Kosten.....	208
Abbildung 108: Übersicht der verfügbaren Brennstoffzellenfahrzeuge	210

Abbildung 109: Brennstoffzellenbetriebes Lieferfahrzeug der Zusammenarbeit von DHL und StreetScooter.....	211
Abbildung 110: Brennstoffzellen/Batterie-Müllfahrzeug.....	212
Abbildung 111: Brennstoffzellen-Gabelstapler der Firma Linde.....	213
Abbildung 112: Brennstoffzellen-Gabelstapler und Hochhubwagen der Firma STILL.....	213
Abbildung 113: Wasserstoffproduktion am Wasserkraftwerk Whylen.....	218
Abbildung 114: Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen in einer Kläranlage.....	220
Abbildung 115: Schematischer Querschnitt eines Schachtelbeckens in Konstanz.....	222
Abbildung 116: Einteilung der CO ₂ Emissionen auf einzelne Verfahrensschritte.....	224
Abbildung 117: Schematische Abbildung des Adsorptionsverfahrens von CO ₂	225
Abbildung 118: Schematische Abbildung des Absorptionsverfahrens von CO ₂	226
Abbildung 119: Schematische Abbildung einer CO ₂ Abscheidung aus Rauchgasen mittels Waschlösungen.....	228
Abbildung 120: Einfaches Prozessschema von einer Methanolsynthese.....	230
Abbildung 121: Übersicht der Energiebilanz.....	234
Abbildung 122: Herstellungskosten für die 12 Szenarien.....	235
Abbildung 123: Investitionskosten (CAPEX) für die Szenarien.....	236
Abbildung 124: Betriebskosten (OPEX) für die 12 Szenarien.....	237
Abbildung 125: Bus von Solaris Bus & Coach Urbino 12 hydrogen.....	247
Abbildung 126: Bus von VanHool.....	248
Abbildung 127: Hybrid Bus von VanHool.....	249
Abbildung 128: Bus von Businova Safra.....	250
Abbildung 129: Bus von Toyota Sora.....	251
Abbildung 130: Bus von Daimler.....	253
Abbildung 131: Bus von Sileo.....	254
Abbildung 132: Bus von Daimler.....	255
Abbildung 133: Bus von Solaris.....	256
Abbildung 134: Ausgestattet mit FCveloCity-HD 100 kW Brennstoffzellenmotor.....	257
Abbildung 135: Datenblatt zu den Batterie-Stacks (MRS) von Leclanché.....	263
Abbildung 136: Fahrplan mit 3 Batteriebusen, übernommen aus der Präsentation von Herrn Merlin Gutter.....	265
Abbildung 137: Fahrplan mit 4 Batteriebusen, übernommen aus der Präsentation von Herrn Merlin Gutter.....	268
Abbildung 138: Fahrplan der Linie 9 für den Zeitraum 1 mit 4 Bussen, aus der Präsentation von Herrn Merlin Gutter (ABB).....	272
Abbildung 139: Fahrplan der Linie 9 für den Zeitraum 1 mit 5 Bussen, aus der Präsentation von Herrn Merlin Gutter (ABB).....	274
Abbildung 140: Die schottische Fähre HySeas III.....	276
Abbildung 141: Die elektrische Fähre Ampere in Norwegen.....	278
Abbildung 142: Der Wasserstoffkatamaran in San Francisco.....	281
Abbildung 143: Die Sicht auf den Katamaran von oben auf die Wasserstofftanks.....	281
Abbildung 144: Ein Elektro-Katamaran zwischen Flåm und Gudvangen.....	282



Abbildung 145: FCS Alsterwasser in Hamburg.....285
Abbildung 146: Batteriebetriebene Kanalboot in Amsterdam (Prinses Irene).....286
Abbildung 147: Aufbau der umgerüsteten MS Innogy.....289
Abbildung 148: Der Hybrid-Wasserstoff-Wasserbus in Belgien
<http://www.hydroville.be/en/hydroville/>291

13 Tabellenverzeichnis:

Tabelle 1: Zusammensetzung des Kraftstoffpreises (Diesel) im Juni 2012	26
Tabelle 2: Physikalische Eigenschaften von Diesel	27
Tabelle 3: Gefahrguteinteilung von Diesel.....	27
Tabelle 4: Physikalische Eigenschaften von Erdgas.....	29
Tabelle 5: Gefahrguteinteilung von Methan.....	29
Tabelle 6: Physikalische Eigenschaften von Methanol	33
Tabelle 7: Gefahrguteinteilung von Methanol	34
Tabelle 8: CO ₂ -Emissionen bei der Herstellung von Wasserstoff – ohne Emissionen verursacht durch die Herstellung der Produktionsanlage und durch den Transport der Treibstoffe.....	37
Tabelle 9: Physikalische Eigenschaften von Wasserstoff	41
Tabelle 10: Gefahrguteinteilung von Wasserstoff	41
Tabelle 11: Kompressionsfaktor von Wasserstoff in Abhängigkeit vom Druck.....	42
Tabelle 12: Physikalische Eigenschaften von Dibenzyltoluol.....	45
Tabelle 13: Gefahrguteinteilung von Dibenzyltoluol.....	45
Tabelle 14: Tankinformationen zu den Bussen, der BSB, den Katamaranen und den Fähren.....	47
Tabelle 15:Mögliche Druckstufen der unterschiedlichen Wasserstofferzeugungsmöglichkeiten.	53
Tabelle 16: Daten zu den Bussen der Stadtwerke Konstanz.....	56
Tabelle 17: Daten zu den Tankvorgängen der Busse (nach Angaben der Stadtwerke Konstanz).....	57
Tabelle 18: Aufstellung Hersteller Wasserstoffbusse	61
Tabelle 19: Parameter für Busmodell.....	69
Tabelle 20: Energieaufwand, Bremsenergie und Rekuperationspotentiale für jeweils einen Fahrzyklus der betrachteten Buslinien mit einem Fahrzeuggewicht von 21.140 t (vgl. SORT Messung).....	71
Tabelle 21: Energieaufwand, Bremsenergie und Rekuperationspotentiale für jeweils einen Fahrzyklus der betrachteten Buslinien n mit einem Fahrzeuggewicht von 28 t (zul. Gesamtgewicht Citaro G Hybrid).	72
Tabelle 22: Energieaufwand, Bremsenergie und Rekuperationspotentiale für jeweils einen Fahrzyklus der betrachteten Buslinien n mit einem Fahrzeuggewicht von 30 t (zul. Gesamtgewicht E-Citaro G Hybrid).....	72
Tabelle 23: Dieserverbrauch berechnet je Linie	73
Tabelle 24: SORT-Verbräuche auf der Teststrecke von GTÜ	73
Tabelle 25: Wasserstoffverbrauch je Linie mit einem Fahrzeuggewicht von 21.14t.....	74
Tabelle 26: Wasserstoffverbrauch je Linie mit einem Fahrzeuggewicht von 29t.....	74
Tabelle 27: Energiebedarf je Linie mit einem Fahrzeuggewicht von 21.14t.....	75
Tabelle 28: Energiebedarf je Linie mit einem Fahrzeuggewicht von 30t.....	76
Tabelle 29: Fahrzeugdaten für die Linie 2 * Begin of life ** End of life	
77	
Tabelle 30: Varianten für die Einführung von Batteriebussen von ABB, übernommen aus der Präsentation von Herrn Merlin Gutter.....	78
Tabelle 31: Technische Annahmen für verschiedene Doppeldecker-Busse in den Jahren 2017-2022	87
Tabelle 32: Technische Annahmen für verschiedene Single-Deck-Busse (Solobusse) in den Jahren 2017-2022	88

Tabelle 33: Technologische Annahmen für verschiedene Doppeldecker-Busse für die Jahre 2023-2030	89
Tabelle 34: Technologische Annahmen für verschiedene Single-Deck-Busse (Solobusse) für die Jahre 2023-2030	89
Tabelle 35: Technische und finanzielle Annahmen für eine Wasserstofftankstelle mit einer On-Site Elektrolyse für Konstanz	103
Tabelle 36: Stromkosten für die Erzeugung und Verdichtung von Wasserstoff	104
Tabelle 37: Endenergieverbrauch (Kraftstoffe) und CO ₂ -Emissionen nach Verkehr in Konstanz im Jahre 2012	108
Tabelle 38: gemittelte Messwerte der Stadtwerke Osnabrück für eine ihrer Busstrecken	110
Tabelle 39: Immissionsgrenzwerte der 16. BImSchV [dB(A)]	112
Tabelle 40: Lärmbelastete Wohngebäude entlang der Lärmschwerpunkte entsprechend RLS-90	113
Tabelle 41: Auszug aus den maximal zulässigen Verunreinigungen für Wasserstoff zum Betrieb einer PEM-Brennstoffzelle für Fahrzeuganwendungen	120
Tabelle 42: Gesamtkosten für Dieselbusse und Wasserstoffbusse pro Jahr	123
Tabelle 43: Auflistung aller Fährten * Geschwindigkeit **4,30m/PKW	132
Tabelle 44: Kostenübersicht für die Fähre	132
Tabelle 45: Rahmenbedingungen zum Betrieb der Fährten	133
Tabelle 46: Informationen zum Tanken der Fährten	133
Tabelle 47: Kennzahlen HySeasIII	135
Tabelle 48: Kennzahlen der Ampere	136
Tabelle 49: Verbrauch pro Überfahrt, bezogen auf den eingesetzten Brennstoff der sechs Fährten	138
Tabelle 50: Kosten des LNG Antriebs des FS2020 (nach Angaben der Stadtwerke Konstanz) *Gasdruckregeleinheit (GVU = gas valve unit)	140
Tabelle 51: Kosten des Antriebs der dieselektrischen Fähre FS Tabor (nach Angaben der Stadtwerke Konstanz)	140
Tabelle 52: Hauptkomponenten, technische Daten und Kosten, sowie Herkunft der Information	142
Tabelle 53: Auslegungsdaten Variante 1 für den Antrieb (Brennstoffzellen, Batterie und das Tanksystem)	143
Tabelle 54: Auslegungsdaten Variante 2 für den Antrieb (Brennstoffzellen, Batterie und das Tanksystem)	145
Tabelle 55: Auslegungsdaten Variante 3 für den Antrieb (Brennstoffzellen, Batterie und das Tanksystem)	146
Tabelle 56: Auslegungsdaten Methanol-BZ-Batterie-Hybrid für den Antrieb (Reformer+Brennstoffzellen, Batterie und das Tanksystem)	150
Tabelle 57: Auslegungsdaten Batterieelektrischer Antrieb	151
Tabelle 58: Vergleich, Gesamtenergiejahresbedarf und entsprechender PV Anlagen Flächenbedarf für die Herstellung der Brennstoffe, je nach Antriebskonzept für bei 5 Schiffen im Betrieb und 30 Überfahrten pro Tag	151
Tabelle 59: Durchschnittliche Treibstoffkosten pro Schiff und Tag	162

Tabelle 60: Technische Daten zu den Katamaranen ** Dieselmotoren mit Common-Rail-Einspritzung	164
Tabelle 61: Der Elektro-Katamaran „Future of the Fjords“ in Norwegen.....	166
Tabelle 62: Gesamter Treibstoffverbrauch aller Katamarane an einem Tag	166
Tabelle 63: Gesamte benötigte Energie aller Katamarane an einem Tag	166
Tabelle 64: Auslegungsdaten Brennstoffzellen-Batterie-Hybrid System	168
Tabelle 65: Auslegungsdaten Brennstoffzellen-Batterie-Hybrid System	169
Tabelle 66: Auslegung des batterieelektrischen Katamarans	169
Tabelle 67: Durchschnittliche Treibstoffkosten pro Schiff und Tag	176
Tabelle 68: Auflistung aller Schiffe der Weißen Flotte - * inkl. PKW und LKW.....	178
Tabelle 69: Technische Daten zu den Schiffen der weißen Flotte der BSB.....	179
Tabelle 70: Durchschnittlicher Gesamtverbrauch der Passagier-Schiffe – bezogen auf Diesel	181
Tabelle 71: Durchschnittlicher Gesamtenergieverbrauch der Passagier-Schiffe.....	181
Tabelle 72: Durchschnittliche Treibstoffkosten pro Schiff und Tag	182
Tabelle 73: Technische Daten zu den Wasserbussen.....	184
Tabelle 74: Tagesverbrauch der Reichenau	186
Tabelle 75: Tagesenergieverbrauch für die Reichenau	187
Tabelle 76: Tagesverbrauch der Seeperle.....	187
Tabelle 77: Tagesenergieverbrauch der Seeperle	187
Tabelle 78: Auslegungsdaten für einen Wasserbus mit H ₂ -Brennstoffzellen-Batterie-Hybrid Antrieb .	188
Tabelle 79: Auslegungsdaten für einen Wasserbus mit Methanol-Brennstoffzellen-Batterie-Hybrid Antrieb	189
Tabelle 80: Auslegungsdaten für einen Wasserbus mit batterieelektrischen Antrieb.....	190
Tabelle 81: Durchschnittliche Treibstoffkosten pro Schiff und Tag	193
Tabelle 82: CO ₂ -Emissionen pro Jahr der Fährschifflotte	194
Tabelle 83: CO ₂ -Emissionen pro Jahr der Katamarane.....	195
Tabelle 84: CO ₂ -Emissionen pro Jahr des Wasserbusses.....	196
Tabelle 85: Gesamtkosten für ein Wasserstoffsystem, Methanol-System und ein Batterie-System	203
Tabelle 86: Gesamtkosten für ein Wasserstoffsystem, Methanol-System und ein Batterie-System	204
Tabelle 87: Gesamtkosten für ein Wasserstoffsystem, Methanol-System und ein Batterie-System für den Wasserbus „Seeperle“	205
Tabelle 88: Technische und finanzielle Annahmen einer Wasserstofftankstelle mit einer Vorort-Elektrolyse.....	207
Tabelle 89: Übersicht der regenerativ erzeugten Energie im Landkreis Konstanz - Angaben in MWh/a	215
Tabelle 90: Gesamtes CO ₂ Potenzial des Klärwerks Konstanz	223
Tabelle 91: Unterschiedliche Stoffströme in der Produktionsanlage.....	232
Tabelle 92: erforderliche Energiemengen für den Elektrolyseur mit entsprechender Leistung.....	233
Tabelle 93: Auswirkung auf die erforderliche Energiemenge in der Kläranlage, wenn der Elektrolyse-Sauerstoff für die Belüftung des Belebtschlammbeckens (Nitrifikationsbecken) verwendet wird.	233
Tabelle 94: Datenblatt von Ballard Power Systems.....	260
Tabelle 95: Datenblatt von Ballard Power Systems.....	261



Tabelle 96: Brennstoffzellent-Tanks (Email von Dr. Rainer vor dem Esche, Director Marketing and Sales Fa. NPROXX, 09.09.2019, rainer.vordemesche@nproxx.com, +49 (0) 160 90704292).....	262
Tabelle 97: Ladezeit für die Variante 1 und 2 mit dem aktuellen Fahrplan	264
Tabelle 98: Routenspezifikationen für die Linie 9A, 9B und 9AB	269
Tabelle 99: Fahrzeugdaten für die Linie 9 AB	270
Tabelle 100: Minimale und normale Ladezeit nach dem aktuellen Fahrplan	270
Tabelle 101: Benötigte Ladezeit mit einer 300kW- und einer 450kW-Ladestation	270