



MACHBARKEITSSTUDIE
zum Einsatz klimaneutraler Busse im Landkreis Passau

Ergebnisdokumentation

Machbarkeitsstudie

Impressum

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die Erstellung der Studie wird im Rahmen der „Richtlinie zur Förderung alternativer Antriebe von Bussen im Personenverkehr“ durch das Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) gefördert. Fördermittel dieser Maßnahme werden auch im Rahmen des Deutschen Aufbau- und Resilienzplans (DARP) über die europäischen Aufbau- und Resilienzfazilitäten (ARF) im Programm NextGenerationEU bereitgestellt. Die Förderrichtlinie wird von der NOW GmbH koordiniert und durch den Projektträger Jülich (PtJ) umgesetzt.

Machbarkeitsstudie

Impressum

FÖRDERMITTELGEBER

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

PROJEKTTRÄGER



Projektträger Jülich
Forschungszentrum
Jülich GmbH
Wilhelm-Johnen-Straße,
52425 Jülich

AUFTRAGGEBER



Eichberger Reisen GmbH & Co. KG
Messestr. 6, 94036 Passau



Verkehrsgemeinschaft Landkreis Passau
Mobilitätszentrale Passau – Geschäftsstelle
der VLP

Bahnhofstraße 30, 94032 Passau

AUFTRAGNEHMER



Hanna Full
Jan Lukas Hillendahl
Niklas Pretz
Alexander Klinge
Grégoire Klaus

UNTERAUFTRAGNEHMER



Marius Schneider
Sarah Brock

INHALT

Inhalt

1. Ausgangslage

- 1.1 Ausgangslage
- 1.2 Zielsetzung
- 1.3 Projektkonstellation
- 1.4 Markt- und Technologiebeschreibung

2. Umlaufanalyse

- 2.1 Bestandsaufnahme
- 2.2 Methodik
- 2.3 Ergebnisse

3. Technische Konzepte

- 3.1 Wasserstoffinfrastruktur
- 3.2 Ladeinfrastruktur
- 3.3 Optimierung

4. Wirtschaftlichkeit

5. Umwelt

6. VLP-Gesamtkonzept

- 6.1 Synergiepotenziale
- 6.2 Infrastruktur an zentralen Knotenpunkten
- 6.3 Roadmap

7. Fazit und Handlungsempfehlungen

8. Anhang



1. AUSGANGSLAGE



1. Ausgangslage

1.1 Ausgangslage

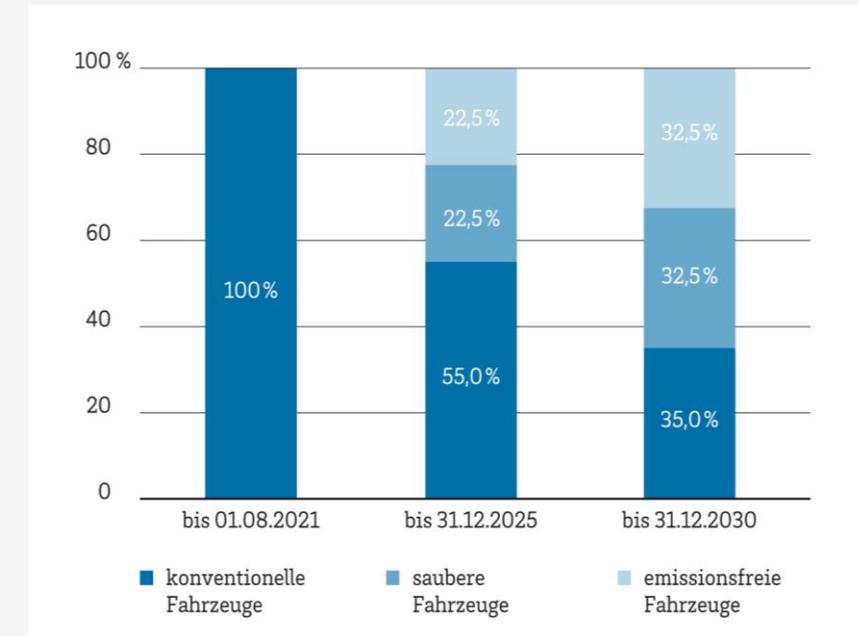
EMISSIONSZIELE & VORGABEN

Emissionsziele für den Verkehrssektor

- 20 % der Treibhausgasemissionen entfallen auf den Verkehrssektor
- Ziel: Halbierung der THG-Emissionen von 1990 - 2030

Clean Vehicle Directive (CVD) gilt für Fahrzeuge M3 Klasse I

- 2021-2025, 45 % der Neubeschaffungen als saubere Busse
- 2026-2030, 65 % der Neubeschaffungen als saubere Busse
- Davon jeweils 50 % Null-Emissions-Busse (< 1 g CO₂/km, beispielsweise batterie- oder brennstoffzellenelektrisch)
- Quoten zählen für gesamten Zeitraum (nicht pro Ausschreibung)
- Seit April 2024 HVO100 (synthetischer Dieselkraftstoff) an dt. Tankstellen zugelassen und gilt im Rahmen der CVD als sauber



[1] CVD-Quoten in den Referenzzeiträumen. Quelle: VDV 2022.

1. Ausgangslage

1.1 Ausgangslage

CLEAN VEHICLE DIRECTIVE

- Die CVD gilt nur, wenn das Vergabevolumen oberhalb der EU-Schwellenwerte liegt. Ausgenommen sind Aufträge,
 - a) deren geschätzter Jahresdurchschnittswert 1 Million Euro oder deren jährliche öffentliche Personenverkehrsleistung 300.000 Kilometer nicht übersteigt oder
 - b) deren geschätzter Jahresdurchschnittswert 2 Millionen Euro oder deren jährliche öffentliche Personenverkehrsleistung 600.000 Kilometer nicht übersteigt, sofern die öffentlichen Dienstleistungsaufträge an Auftragnehmer vergeben werden, die nicht mehr als 23 Straßenfahrzeuge betreiben.
- Die CVD und die Quotenregelung im Busbereich gelten ausschließlich für Fahrzeuge der Klasse M3, Klasse I mit Stehplätzen, die einen häufigen Passagierwechsel ermöglichen. Sie gelten nicht für Reisebusse (M3, Klasse III) und auch nicht für Überlandbusse (M3, Klasse II), die gemäß ECE-R 107 und EG Nr. 661/2009 zugelassen werden.

1. Ausgangslage

1.1 Ausgangslage

CO₂-EMISSIONSNORMEN FÜR SCHWERE NUTZFAHRZEUGE (STAND JANUAR 2024)

- EU-Rat hat am 13.05.2024 die CO₂-Emissionsnormen für schwere Nutzfahrzeuge verschärft.
- Die Norm richtet sich an Fahrzeughersteller, welche CO₂-Flottenemissionen reduzieren müssen.
- Stadtbusse M3 Klasse I - 100 % CO₂-Reduzierung bis 2035 (Zwischenziel von 90 % bis 2030).
- LKW über 7,5 t, Überlandbusse M3 Klasse II, Reisebusse M3 Klasse III:
 - Ab 2030: 45 % CO₂-Reduzierung
 - Ab 2040: 65 % CO₂-Reduzierung
 - Ab 2045: 90 % CO₂-Reduzierung

Hinweis

Mit der neuen EU-Emissionsnorm wird die Elektrifizierung des Markts weiter vorangetrieben. Das beeinflusst zzgl. zur CVD die zukünftigen ÖPNV-Ausschreibungen.

1. Ausgangslage

1.2 Zielsetzung

ZIELESETZUNG DER STUDIE

- Anstieben einer Elektrifizierung der VLP-Flotte
- Vermittlung von fachlichem Grundverständnis zur Batterie- und Wasserstofftechnologie sowie ggf. dem Aufbau eigener Erzeugungsanlagen
- Aussprache klarer Handlungsempfehlung
 - Fahrzeugumstellung (Batterieelektrisch vs. Brennstoffzelle)
 - Aufbau von Infrastruktur
 - Potenziale zur Integration erneuerbarer Energien
- Unternehmensspezifische Konzepte und gleichzeitig Aufdeckung von Synergiepotenzialen für die VLP-Unternehmen



1. Ausgangslage

1.3 Projektkonstellation



Max Seibold



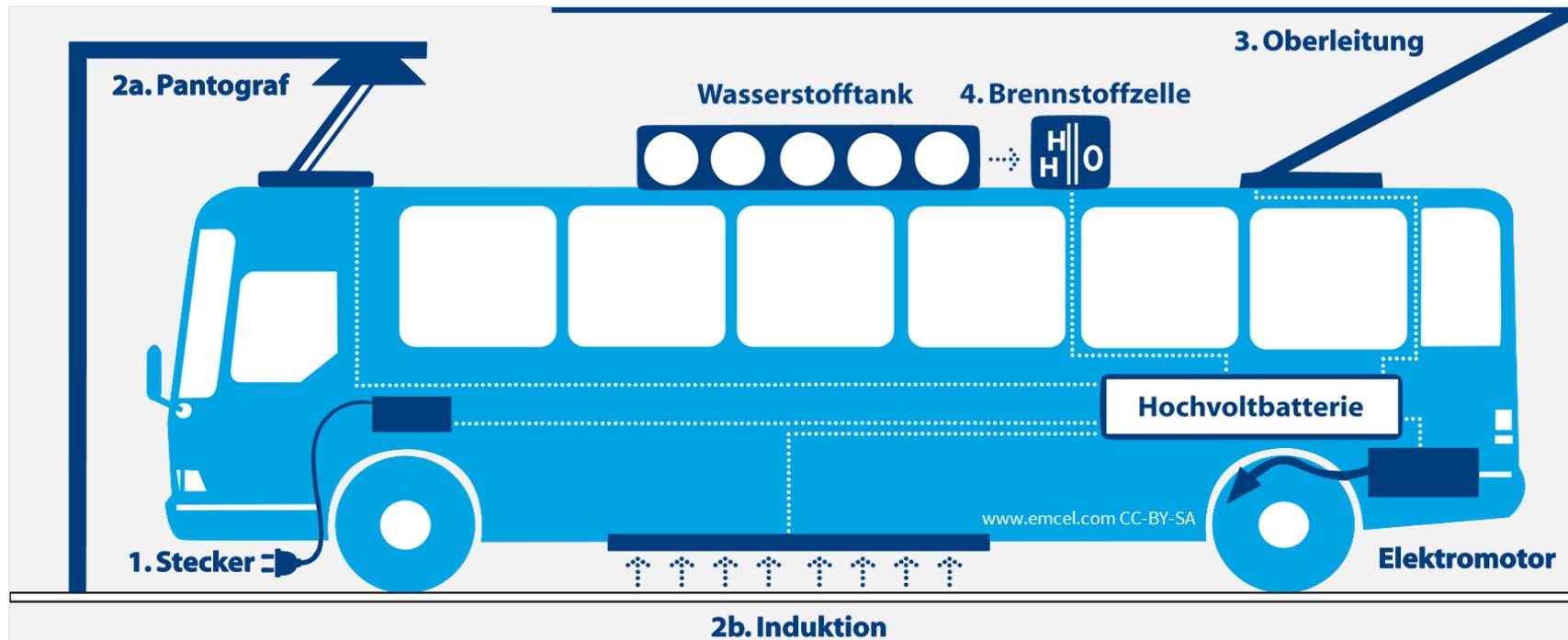
Altmannsbürger



1. Ausgangslage

1.4 Markt- & Technologiebeschreibung

DER E-BUS ALS ALTERNATIVE ANTRIEBSTECHNOLOGIE



[2] E-Bus mit allen Antriebstechnologien. Quelle: EMCEL, eigene Darstellung.

1. Ausgangslage

1.4 Markt- & Technologiebeschreibung

DEPOTLADER

Vorteile

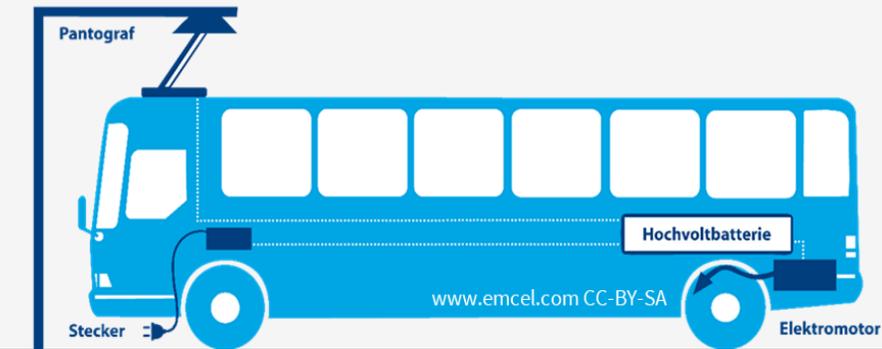
- Niedrige Einstiegshürde
- Flexibel einsetzbar

Nachteile

- Reichweite ca. 200 km (konservativ) bzw. 300 km (progressiv)
- Reichweite mit nicht elektrischer Zusatzheizung 300 km (konservativ) bzw. 400 km (progressiv)
- Reichweite stark abhängig von Umgebungsbedingungen und von Herstellern

Konsequenz / mögliche Lösung

- Linien teilen / kürzen
- Mehr Fahrzeuge (mehr Fahrer)
- Ggf. Zwischenladungen über Mittag



[3] E-Bus mit Depotlader. Quelle: EMCEL, eigene Darstellung.

1. Ausgangslage

1.4 Markt- & Technologiebeschreibung

GELEGENHEITSLADER

Vorteile

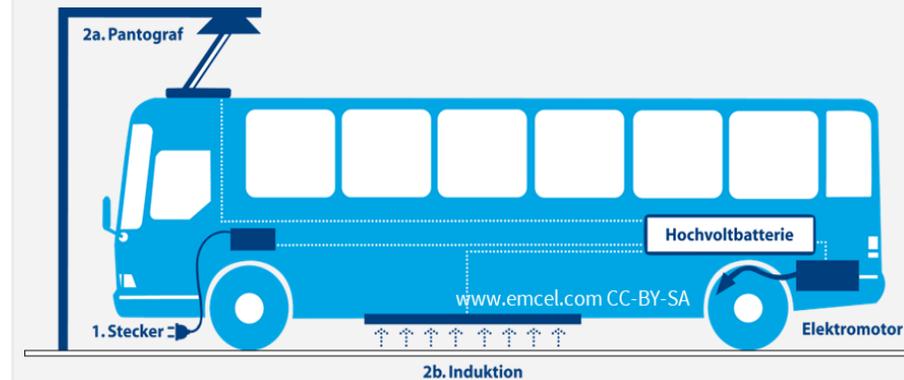
- „Unendliche“ Reichweite
- Kleinere Batterien als bei Vollader

Nachteile

- Benötigt Wendezeit ca. 10 Min. (abhängig von der Linie)
- Flexibilität / Linienwechsel eingeschränkt

Konsequenz / mögliche Lösung

- Festlegung auf eine Linie
- Anpassung von Fahrplan und Wendezeit



[4] E-Bus mit Gelegenheitslader. Quelle: EMCEL, eigene Darstellung.

1. Ausgangslage

1.4 Markt- & Technologiebeschreibung

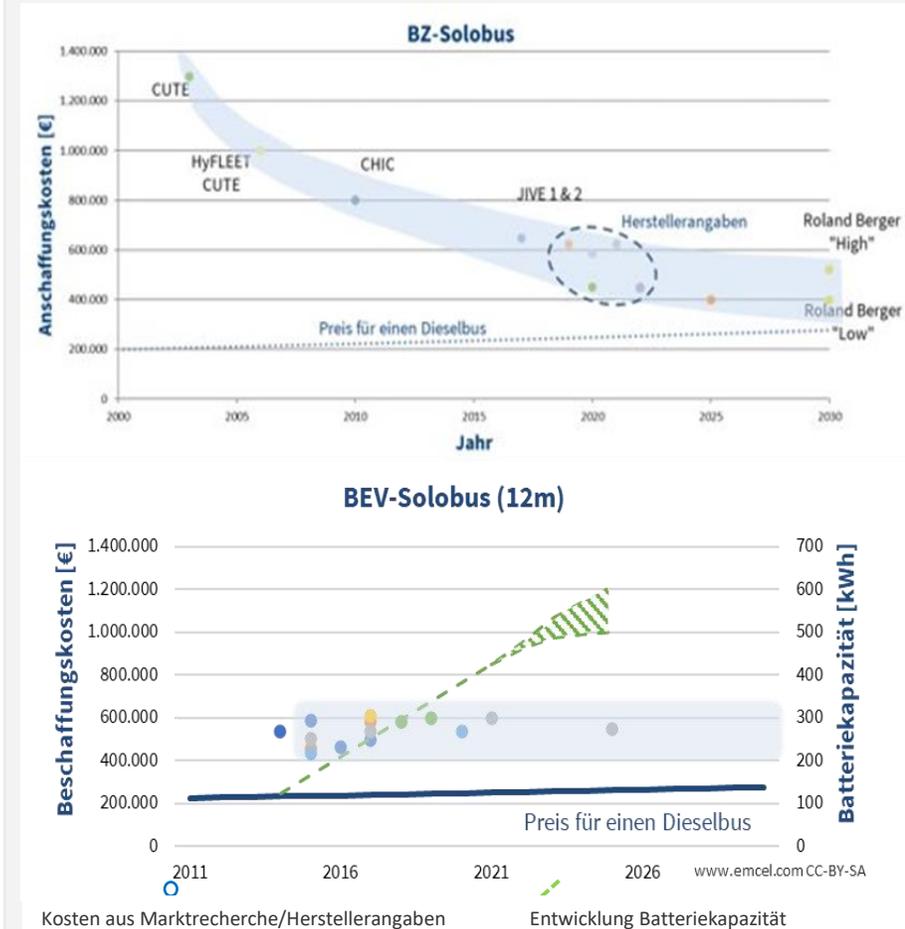
PREISENTWICKLUNG VON E-BUSSEN

- Die Brennstoffzellentechnologie gibt es bereits länger als die Batterietechnologie (seit ca. 2000)
- Batterietechnologie hat stark aufgeholt (Stückzahl größer, niedrigere Einstiegshürde)
- Derzeit gleichen sich die Preise von Batterie- und Brennstoffzellenbussen an
- Kosten für Batterie E-Busse derzeit stabiler, da die Stückzahlen bereits höher sind
- Depotlader momentan unter 600.000 €
- Brennstoffzellenbus momentan unter 600.000 €
- Zum Vergleich Dieselbusse ca. 250.000 €

Hinweis

Die Batterie hat den größten Anteil an den Kosten des Batteriebusses (BEV). Daher lohnt es sich auf eine ausreichende Batteriegröße zurückzugreifen, aber nicht überzudimensionieren.

* Eine Übersicht über heute verfügbare Modelle findet sich im Anhang



[5] Darstellung der Preisentwicklung von E-Bussen.
Quelle: EMCEL, eigene Darstellung.

1. Ausgangslage

1.4 Markt- & Technologiebeschreibung

BEISPIEL LADETECHNOLOGIEN

- Im **Depot** reicht **DC-Ladeinfrastruktur** in für das Übernachten i.d.R. aus
- Für den **Notfall** sollte ein **HPC-Lader** installiert werden
- Auf der Strecke empfehlen sich **HPC-Lader > 300 kW** oder Pantografen

Beispiel: Ladebedarf = 360 kWh bzw. 300 Kilometer



[6] Alpitronic Hypercharger HYC50 Wallbox. GP JOULE CONNECT.

DC-Lader

- Ladeleistung: 50 kW
- Notwendige Ladezeit: 7,2 h
- Kosten: ca. 10.000 € - 30.000 €



[7] Alpitronic Hypercharger HYC400-2 DC-Ladestation. GP JOULE CONNECT.

HPC-Lader

- Ladeleistung: 150 kW
- Notwendige Ladezeit: 2,4 h
- Kosten: ca. 60.000 € - 90.000 €



[8] Pantograf. Quelle: New.ABB.

Pantograf

- Ladeleistung: 600 kW
- Notwendige Ladezeit: 36 min*
- Kosten: ca. 350.000 € - 450.000 €

1. Ausgangslage

1.4 Markt- & Technologiebeschreibung

TECHNOLOGIEN DER LADESYSTEME

	Zentrale Ladesysteme	Dezentrale Ladesysteme
Beschreibung	<ul style="list-style-type: none">– Leistungseinheit ist in der Ladesäule verbaut (zentral)– Bei zentralen Ladesystemen in der Halle kann eine Stromschiene zusätzliche Vorteile bringen (flexibleres Nachrüsten + geringere Brandlast)	<ul style="list-style-type: none">– Leistungseinheit wird abgesetzt (dezentral) von der eigentlichen Ladesäule (dem Satelliten) aufgebaut– Ladepunkt kann mit einer kompakten Ladebox* realisiert werden
Vorteile	<ul style="list-style-type: none">– Einfacher Systemaufbau und ein deutlich geringerer Installationsaufwand– Geringere Installationskosten	<ul style="list-style-type: none">– Platzbedarf in unmittelbarer Nähe zum Fahrzeug kann begrenzt werden -> häufig von Vorteil in Hallen– Deckenmontage meist möglich– Stark dynamische Leistungsverteilung -> hohe Ladeleistungen möglich
Nachteile	<ul style="list-style-type: none">– Höherer Platzbedarf	<ul style="list-style-type: none">– Leistungseinheit sollte nicht zu weit vom Ladepunkt entfernt stehen (max. 100 m)– Meist höhere Kosten aufgrund Installationsaufwand

*H x B x T = ca. (170 x 700 x 240) mm

1. Ausgangslage

1.4 Markt- & Technologiebeschreibung

BRENNSTOFFZELLE MIT WASSERSTOFFTANK

Vorteile

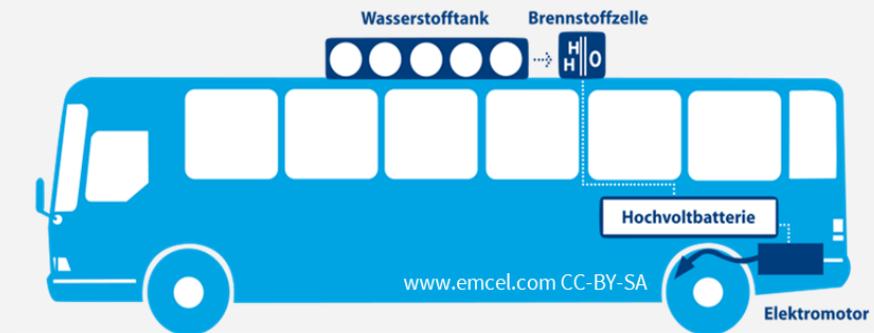
- Reichweite bis ca. 400 km
- Streckenplanung wie bei Dieselnissen
- Flexibel einsetzbar

Nachteile

- Einstiegshürde (Flottengröße)
- ggf. Aufbau eigener Wasserstoffinfrastruktur

Konsequenz / mögliche Lösung

- Gemeinsame Nutzung von Wasserstofftankstellen, auch öffentlich
- Wasserstofftankstelle als Betreibermodell



[9] Bus mit Brennstoffzellentechnologie. Quelle: EMCEL, eigene Darstellung.

1. Ausgangslage

1.4 Markt- & Technologiebeschreibung

EIGENSCHAFTEN VON ELEKTROLYSE-TECHNOLOGIEN ZUR HERSTELLUNG VON WASSERSTOFF

	Alkalisch (AEL)	Proton-Exchange-Membrane (PEM)	Solid-Oxid (SOEC)	Anion Exchange Membrane (AEM)
Druck	1-30 bar	1-76 bar	< 15 bar	1-35 bar
H ₂ -Reinheit	> 99,5%	> 99,9%	> 99,9%	> 99,9%
Wartungskosten	2-4 % Investition	2-4 % Investition	2-4 % Investition	n/a
Lebensdauer	60.000-100.000 h	50.000-80.000 h	< 20.000 h	>30.000 h
Wirkungsgrad (unt. Heizwert)	60-70%	65-80%	75-85%	>60%
Elektrolyt	Kaliumhydroxid-Lösung	Befeuchtete Kunststoffmemb.	Keramik	Kunststoffmemb. mit 1%-KOH
Temperatur	70-90 °C	50-80 °C	700-1000 °C	50-60 °C
Ansprechzeit	Sekunden	Millisekunden	bei hohem T dynamisch	n/a
Spezifische Investitionskosten	850 €/kW	1.000 €/kW	1.150 €/kW	3.750 €/kW
Größte Anlagen	< 150 MW	< 25 MW	< 10 MW	1 MW
Technological Readiness Level	9	8	7	8

Hinweis

Aktuell vor allem AEL und PEM-Elektrolyse im Fokus.



2. UMLAUFANALYSE

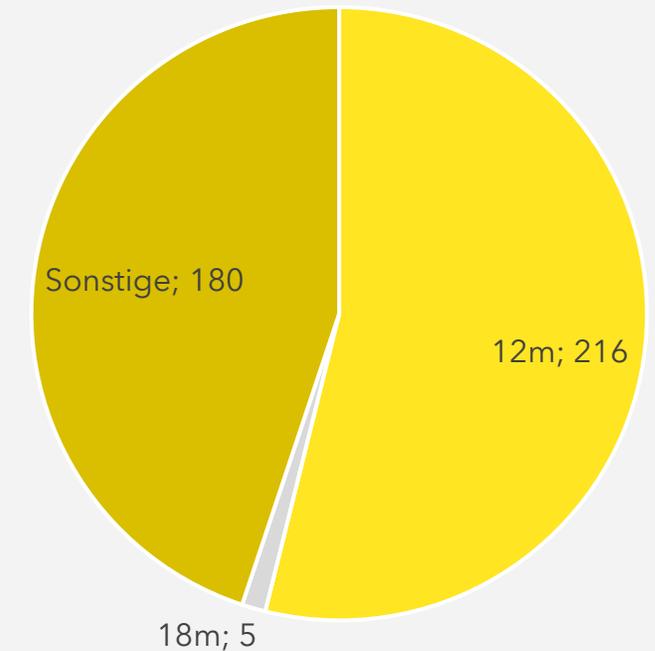
2. Umlaufanalyse

2.1 Bestandsaufnahme

BESTANDSAUFNAHME DER FLOTTE

- Überwiegender Einsatz von 12m-Solobussen (ca. 55 %) und sonstigen Bussen (ca. 45%)
- 18m-Gelenkbusse sind eher wenig vorhanden
- Sonstige Busse setzen sich zusammen aus verschiedenen Bustypen:
 - Kleinbusse (Sprinter, Van)
 - Midibusse
 - Versch. 13 - 15m-Busse
 - 3-Achser
 - Usw.
- Gesamtanzahl VLP-Flotte: 401 Busse
 - Davon 252 Busse im Linieneinsatz auf >200 Linien

Aufteilung der Gesamtflotte in Kategorien

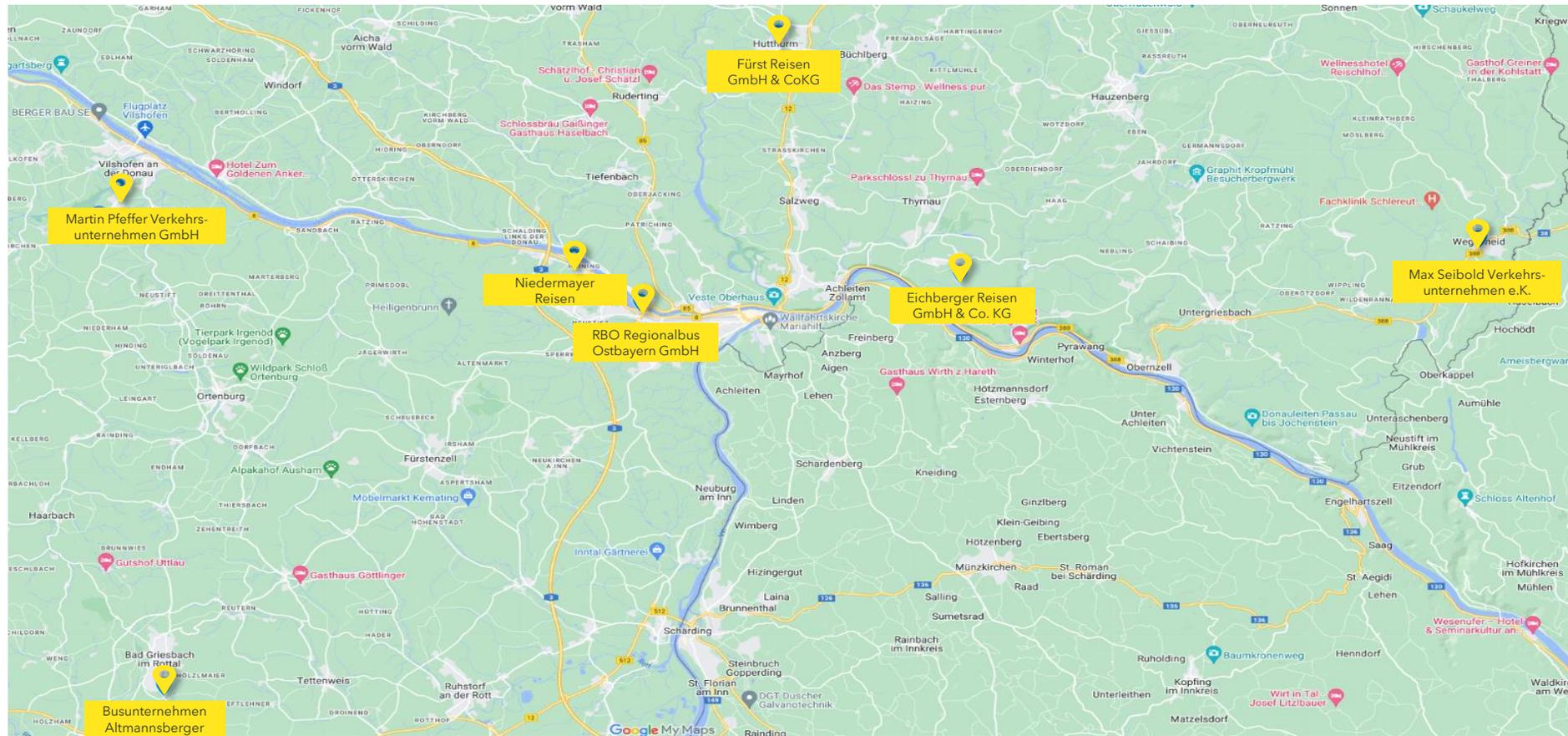


[10] Diagramm Aufteilung der Gesamtflotte. Quelle: EMCEL, eigene Darstellung.

2. Umlaufanalyse

2.1 Bestandsaufnahme

BESTANDSAUFNAHME DER BETRIEBSHÖFE



[11] Kartenausschnitt Bestandsaufnahme der Betriebshöfe. Quelle: Google Maps.

2. Umlaufanalyse

2.1 Bestandsaufnahme

BESTANDSAUFNAHME DER VLP-UNTERNEHMEN

Einstellung der VLP-Unternehmen zur Flottenelektrifizierung

- Treiber für eine Umstellung ist bei den meisten Unternehmen die Clean Vehicle Directive.
- Die größten Bedenken bestehen bzgl. der Kosten -> Förderung + Kosteneinsparpotenziale sind von hoher Bedeutung.
- Alle Unternehmen hatten sich bereits mit dem Thema E-Mobilität beschäftigt und teilweise bereits Ideen zu Planungen ausgearbeitet.
- Für viele VLP-Unternehmen hat der Brandschutz eine hohe Priorität.

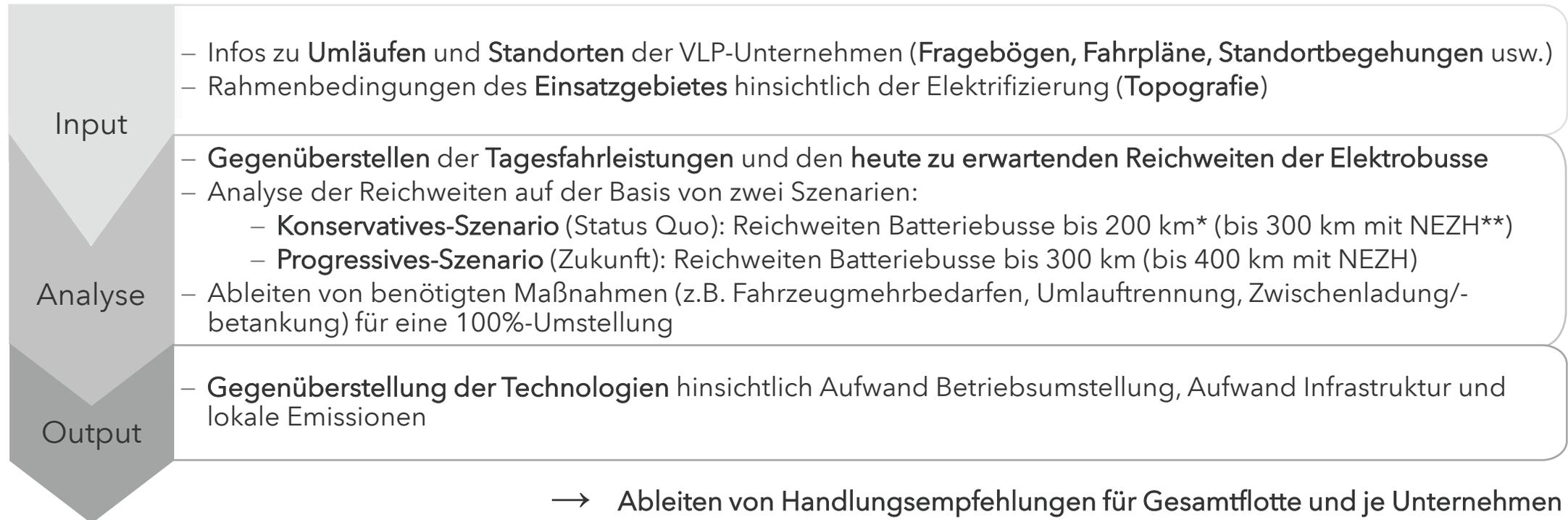
Standortgegebenheiten

- Bei keinem der Unternehmen kann der Bestandsnetzanschluss für die neue Infrastruktur genutzt werden.
- Keiner der besichtigten Standorte eignet sich für H₂-Tankstellen inkl. Elektrolyseur (Aufbau eigener H₂-Infrastruktur nur für eigene Flotte meist nicht sinnvoll, da zu teuer und komplex für geringe Absatzmengen).
- Es gibt an keinem der Standorte bestehende Ladeinfrastruktur und auch keine öffentlichen Schnelllader für Busse in unmittelbarer Umgebung.
- Bei einigen Unternehmen nehmen die Fahrer die Fahrzeuge über Nacht mit nach Hause, um Fahrkosten und -zeiten zu sparen.

2. Umlaufanalyse

2.2 Methodik

METHODISCHES VORGEHEN

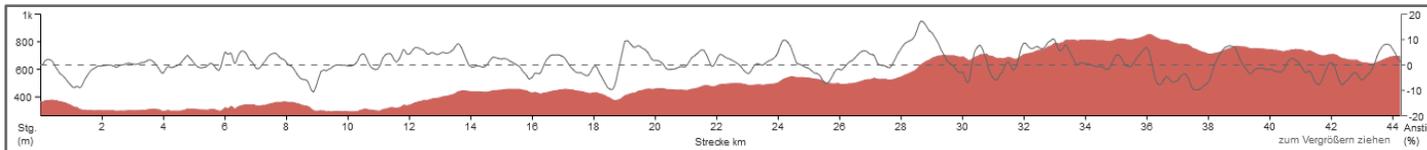


2. Umlaufanalyse

2.2 Methodik

DATENBASIS DER UMLAUFANALYSE

- Inhalt der Fragebögen (Flotte und Standorte)
 - Anzahl, Art und Ausstattung der Standorte/Depots
 - Anzahl der bedienten Linien
 - Anzahl und Art der eingesetzten Fahrzeuge
 - Verteilung der Umlauf-/Tageskilometer auf die Fahrzeuge im Linieneinsatz
 - Ggf. weitere zur Verfügung gestellte Dateien (Einsatz-/Umlaufpläne)
- Lokale Rahmenbedingungen des Einsatzgebietes (z.B. Topografie)



[12] Umlaufanalyse. Quelle: GP JOULE, eigene Darstellung.

Bewerbungsfragebogen Ansprechpartner Marcel Corneille
Tel.: 0221 29 26 95-12, mc@emcel.com

Allgemeine Informationen		Ansprechpartner				
Name des Aufgabenträgers		Name				
Adresse		Telefon				
		Email				
1) Vorhandene Infrastruktur Welche Infrastruktur ist vorhanden, bzw. geplant?	a) Größe der Stadt (Einwohner)					
	b) Liniennetzplan	<input type="checkbox"/> Im Anhang <input type="checkbox"/> Nicht vorhanden				
	c) Anzahl der Linien					
	d) Werkstätten (Anzahl, Größe, besondere Infrastruktur)					
	e) Betriebshöfe (Anzahl, Größe, besondere Infrastruktur)					
	f) Geplante Um- und Neubauten					
2) Betriebene Fahrzeuge Welche Fahrzeuge werden momentan betrieben?	a) Anzahl der eingesetzten Fahrzeuge (12m)					
	b) Anzahl der eingesetzten Fahrzeuge (18 m)					
	c) Anzahl der sonstigen eingesetzten Fahrzeuge					
3) Tagesfahrleistung Welche Anzahl an Bussen haben eine Tagesfahrleistung von ... ?	Bis 50 km					
	50 bis 100 km					
	100 bis 150 km					
	150 bis 200 km					
	200 bis 250 km					
	250 bis 300 km					
	300 bis 350 km					
	350 bis 400 km					
Über 400 km						
4) Kenntnisse im Bereich Elektrobusse Wie gut schätzen Sie Ihre Kenntnisse in dem angegebenen Bereich ein?	a) Batterieelektrische Busse	Keine	Wenige	Einige	Gute	Sehr gute
	b) Lade-Infrastruktur (induktiv)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	c) Lade-Infrastruktur (konduktiv)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	d) Notwendige Werkstatt-Anpassungen	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	e) Fördergelder und -programme	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	f) Wasserstoff-Brennstoffzellenbusse	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	g) Wasserstoff-Infrastruktur (Tankstellen)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	h) Notwendige Werkstatt-Anpassungen	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	i) Fördergelder und -programme	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

EMCEL GmbH – Am Wassermann 28a - 50829 Köln – Deutschland
Tel: +49 (0)221 29 26 95-0 – Fax: +49 (0) 221 29 26 95-229



[13] Fragebogen für Umlaufanalyse. Quelle: EMCEL, eigene Darstellung.

2. Umlaufanalyse

2.2 Methodik

GELEGENHEITSLADER - OPTIMALE RAHMENBEDINGUNGEN

Linieneinsatz und -längen

- Linienreiner Einsatz der Fahrzeuge
- Linienlängen bis zu 20 km

Endhaltestellen und Wendezeiten

- Wendezeiten an Endhaltestellen min. 10 - 20 min
- Genügend Platz an Endhaltestellen vorhanden (Ladetechnik und Trafo)
- Genügend Netzanschluss an Endhaltestellen vorhanden



[14] Gelegenheitslader. Quelle: EMCEL, eigene Aufnahme.

2. Umlaufanalyse

2.2 Methodik

GELEGENHEITSLADER - OPTIMALE RAHMENBEDINGUNGEN

Vorteile der Gelegenheitsladung

- Reichweitenerhöhung durch Zwischenladung (theoretisch unendlich)
- Ggf. Einsparung von Zusatzfahrzeugen gegenüber Depotladung (Wenn ideale Rahmenbedingungen erfüllt)

Hürden der Gelegenheitsladung

- Infrastruktur auf der Strecke und im Depot benötigt
- Eigentumsverhältnisse (Grundstück, etc.) an Endhaltepunkten unklar
- Nicht-ideale Rahmenbedingungen führen ebenfalls zu Zusatzfahrzeugen
- Linienspezifische Umstellung → Einschränkung Flexibilität und Kontrolle
- Setzt komplexe Analyse und Planungen voraus
- Vorteil gegenüber Depotladung nur gegeben, wenn Mehr-Investitionen für Infrastruktur aufgefangen werden können.
- Umstellung der Gesamtflotte auf Gelegenheitslader wird im weiteren Verlauf als Szenario ausgeschlossen.



[14] Gelegenheitslader. Quelle: EMCEL, eigene Aufnahme.

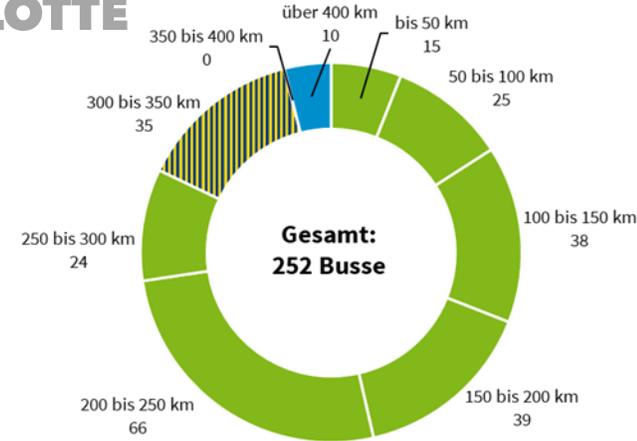
2. Umlaufanalyse

2.3 Ergebnisse

EINTEILUNG DER FAHRLEISTUNG | GESAMTFLOTTE

Progressiv /Zukunftsszenario

	Depotlader	Depotlader mit NEZH	Brennstoffzelle
Anteil an nicht optimalen Fahrten	18%	4%	4%
Erforderliche Zusatzbusse für eine 100% Umstellung	8-13	2	2

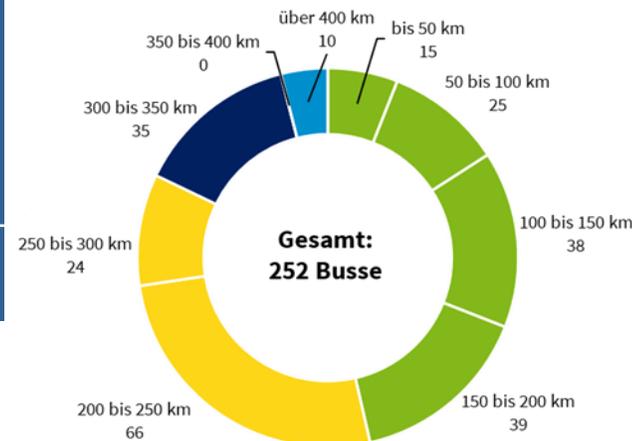


Anzahl an Busse, Einteilung nach Tagesfahrleistung

- Bis 300 km pro Tag, ohne Maßnahmen geeignet für Depotlader oder Brennstoffzelle
- 300 bis 400 km pro Tag, ohne Maßnahmen geeignet für Depotlader mit NEZH oder Brennstoffzelle
- Über 400 km pro Tag, nur mit Maßnahmen geeignet für Depotlader oder Brennstoffzelle

Konservativ / Status Quo

	Depotlader	Depotlader mit NEZH	Brennstoffzelle
Anteil an nicht optimalen Fahrten	55%	18%	4%
Erforderliche Zusatzbusse für eine 100% Umstellung	39-72	8-13	2



Anzahl an Busse, Einteilung nach Tagesfahrleistung

- Bis 200 km pro Tag, ohne Maßnahmen geeignet für Depotlader oder Brennstoffzelle
- 200 bis 300 km pro Tag, ohne Maßnahmen geeignet für Depotlader mit NEZH oder Brennstoffzelle
- 300 bis 400 km pro Tag, ohne Maßnahmen geeignet für Brennstoffzelle
- Über 400 km pro Tag, nur mit Maßnahmen geeignet für Depotlader oder Brennstoffzelle

NEZH = Nicht-elektrische Zusatzheizung

2. Umlaufanalyse

2.3 Ergebnisse

GROBE ABSCHÄTZUNG DES LEISTUNGSBEDARFS LADEINFRASTRUKTUR

Bei Umstellung d. Gesamtflotte auf 100 % Depotlader (Worst-Case) – konservatives Szenario

- Anzahl Fahrzeuge (inkl. Zusatzbusse): ca. 324
- Durchschnittliche Fahrleistung: ca. 202 km/Tag pro Bus
- Annahme durchschnittlicher Verbrauch*: ca. 1,2 kWh/km
- Annahme durchschnittliche Ladezeit: ca. 10 h
- Benötigte Netzanschlussleistung**: ca. 10 MW

*Annahme für Solobus, zukunftsorientiert; **inkl. 25% Sicherheitsaufschlag

2. Umlaufanalyse

2.3 Ergebnisse

GROBE ABSCHÄTZUNG DER BENÖTIGTEN WASSERSTOFFINFRASTRUKTUR

Bei Umstellung d. Gesamtflotte auf 100 % Brennstoffzelle (Worst-Case)

- H₂-Abnahmemenge abhängig von durchschnittlicher Fahrleistung der Busse
- Basis ist Datengrundlage der Bestandsanalyse
- Annahme H₂-Verbrauch: Solobus: 8 kg/100km ; Gelenkbus: 12 kg/100km
- Tägliche Abnahmemenge der Flotte: ca. 6.100 kg
- Benötigte Netzanschlussleistung der Tankstellen (Ohne Elektrolyse): ca. 3,0 - 5,9 MW
- Benötigte Netzanschlussleistung der Tankstellen (Inkl. Elektrolyse)*: ca. 43,0 - 45,9 MW
- Reine Elektrolyseleistung**: ca. 31 MW

*inkl. 25% Sicherheitsaufschlag; **Unter Berücksichtigung von 4.000 VLS

2. Umlaufanalyse

2.3 Ergebnisse

VERGLEICH NETZANSCHLUSSBEDARF UND VORHANDENE NETZANSCHLUSSKAPAZITÄT

- Netzanschlussbedarf = Scheinleistung
- Scheinleistung (kVA) = Wirkleistung / $\cos \phi$
mit Annahme $\cos \phi = 0,9$
- Benötigte Wirkleistung (kW) = Anzahl Busse x
Tageskilometer x Energieverbrauch x
Standzeit x Sicherheitsaufschlag
- Energieverbrauch: 1,2 kWh/km
(Durchschnittswert)
- Ladezeit: 10 h (Mindeststandzeit VLP-Busse)
- Sicherheitsaufschlag: 25 %

	Netzkapazitäten		
	Netzanschluss -bedarf	Zugesagte Kapazität	Ausreichend?
Standort 1	Ca. 700 kVa	1000 kVa	Ja
Standort 2	Ca. 450 kVa	1000 kVa	Ja
Standort 3	Ca. 500 kVa	500 kVa	Ja
Standort 4	Ca. 150 kVa	250 kVa	Ja
Standort 5	Ca. 1000 kVa	1800 kVa	Ja
Standort 6	Ca. 350 kVa	300 kVa	Nein, Pufferspeicher

[16] Benötigte und verfügbare Netzanschlusskapazitäten. Quelle: GP JOULE.

2. Umlaufanalyse

2.3 Ergebnisse

BEWERTUNGSMATRIX FÜR DIE UMSTELLUNG AUF EINE EINZELNE TECHNOLOGIE (BEISPIEL)

	Depotlader (100% elektrisch)		Depotlader (mit NEZH)		Gelegenheitslader	Brennstoffzelle
	Worst-Case	Best-Case	Worst-Case	Best-Case		
Aufwand Betriebsumstellung	Hohe Anzahl Zusatzbusse, Zusatzfahrer, Umlaufneuplanung, Einschränkung Flexibilität	Mittlere Anzahl Zusatzbusse, Zusatzfahrer, Umlaufneuplanung, geringe Einschränkung Flexibilität	Mittlere Anzahl Zusatzbusse, Zusatzfahrer, Umlaufneuplanung, Einschränkung Flexibilität	Geringe Anzahl Zusatzbusse, Zusatzfahrer, Umlaufneuplanung, Einschränkung Flexibilität	Sehr hoher Planungsaufwand, Einschränkung Flexibilität und Kontrolle (Linien-spezifische Umstellung)	Geringe Anzahl Zusatzbusse, Zusatzfahrer, Umlaufneuplanung, Keine Einschränkung Flexibilität
Aufwand Infrastruktur	Stromanschlussleistung hoch, Zusätzlicher Platzbedarf im Depot	Stromanschlussleistung gering, Wenig Platzbedarf im Depot	Stromanschlussleistung hoch, Zusätzlicher Platzbedarf im Depot	Stromanschlussleistung hoch, Zusätzlicher Platzbedarf im Depot	Stromanschlussleistung und zus. Platzbedarf im Depot und auf der Strecke	Tankinfrastruktur, Stromanschlussleistung mittel, Zusätzlicher Platzbedarf im Depot
Lokale Emissionen	Keine lokalen Emissionen	Keine lokalen Emissionen	Temporär bis zu 50% der lokalen Emissionen von Dieselbussen*	Temporär bis zu 50% der lokalen Emissionen von Dieselbussen*	Keine lokalen Emissionen	Keine lokalen Emissionen

■ Gute Eignung
 ■ Mittlere Eignung
 ■ Geringe Eignung

[17] Bewertungsmatrix für die Umstellung auf eine einzelne Technologie. Quelle: EMCEL.

Quelle: www.emcel.com CC-BY-SA

2. Umlaufanalyse

2.3 Ergebnisse

ZWISCHENFAZIT ZUR UMSTELLUNG AUF ELEKTROBUSSE

Die Gegenüberstellung einer Eignung der verschiedenen Anwendungsfälle (Depotladung, Depotladung mit *NEZH, Gelegenheitsladung, Brennstoffzelle) für die einzelnen Unternehmen mittels der Bewertungsmatrix zeigt, dass sich eine batterieelektrische Umstellung am besten eignet, aus folgenden Gründen:

- Eine Umstellung auf die Gelegenheitsladung ist mit hohem Planungsaufwand und hohen Unsicherheiten verbunden und fällt daher aus Betrachtung heraus.
- Über 80 % der Busse fahren unter 300 km pro Tag, und lassen sich herstellerübergreifend ohne weitere Maßnahmen batterieelektrisch umstellen. Es ist davon auszugehen, dass einzelne Hersteller in Zukunft auch noch deutlich weitere Reichweiten als 300 Kilometer (auch im Worst Case: im Winter, am Ende der Batterielebensdauer etc.) anbieten werden.
- Die Standorte haben ausreichend Platz und Kapazitäten um Ladeinfrastruktur aufzubauen. Dagegen bieten die Standorte keinen Platz um eine ganzheitliche Wasserstofftankinfrastruktur aufzubauen, weshalb auf öffentliche Wasserstofftankstellen zurückgegriffen werden müsste. Die Gesamtkosten für eine Brennstoffzellenflotte, die Wasserstoff an öffentlichen Tankstellen lädt sind höher als die einer Batterieflotte, die an privater Infrastruktur Strom laden kann (s. Kapitel 4 - Wirtschaftlichkeit)

Hinweis

Die Umläufe mit kurzen Distanzen und langen Standzeiten eignen sich gut für eine batterieelektrische Umstellung. Auch die Netzkapazitäten an den sieben ausgewählten Betriebshöfen sind ausreichend zum Aufbau von Ladeinfrastruktur.

2. Umlaufanalyse

2.3 Ergebnisse

ERKENNTNISSE FÜR DIE PLANUNG VON LADE- BZW. TANKINFRASTRUKTUR

1. Elektrifizierung der Betriebshöfe

- Priorität auf **Betriebshofelektrifizierung**
 - Ladeinfrastruktur an Depots mit **geringerem Planungsaufwand** durchführbar als Gelegenheitsladung auf der Strecke
 - Betriebshofladen **praktikabelste Lösung** (Laden über Nacht)

2. Schaffung zusätzlicher Lade-/Tankmöglichkeiten

- Zusätzliche Schaffung **weiterer Lade- und Tankmöglichkeiten auf der Strecke** denkbar
 - **Ladeinfrastruktur-Sharing** zwischen den VLP-Unternehmen
 - **Öffentliche Lade- und Wasserstoffinfrastruktur an strategischen Knotenpunkten** abseits der Betriebshöfe

Hinweis

Der Fokus der Studie liegt nun auf der **Unterstützung der Unternehmen** bei der Entwicklung von **Ladeinfrastrukturkonzepten** an den Betriebshöfen. Dabei wird **Wissen** zu technischen und wirtschaftlichen **Optimierungsmaßnahmen** vermittelt.

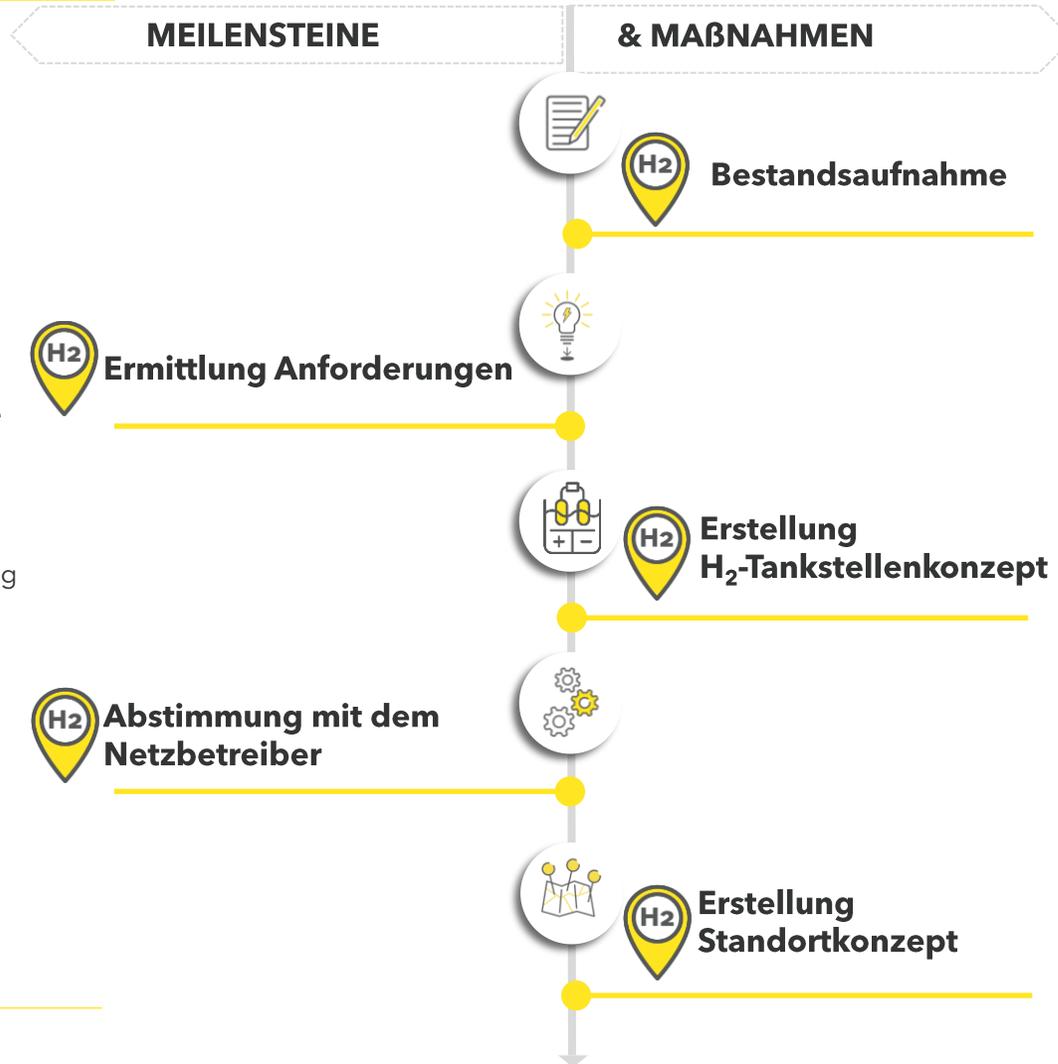
A close-up, high-angle shot of a person's hands holding a large, detailed architectural drawing or map spread across a table. The drawing features a grid of lines, various shapes, and some text, suggesting a technical or engineering plan. In the foreground, the top of a laptop keyboard is visible, with several keys highlighted in blue. The lighting is bright, creating a professional and focused atmosphere.

3. TECHNISCHE KONZEPTE

3. Technische Konzepte

3.1 Wasserstoffinfrastrukturkonzept

- Daten aus der Umlaufanalyse
- Aufnahme Nebenlasten (z. B. Gebäude, Waschanlage)
- leistungsreduzierende Maßnahmen (z. B. Lastmanagement, Dispenser)
- Bestimmung finale Netzanschlussleistung
- Ermittlung genehmigungspflichtiger Eingriffe
- Prüfung, ob geforderte Leistung zur Verfügung gestellt werden kann.
- Prüfung möglicher Netzzrückwirkungen und Definition der Anforderungen an Schutzeinrichtungen der Übergabestation
- Prüfung Netzdienlichkeit eines Elektrolyseurs

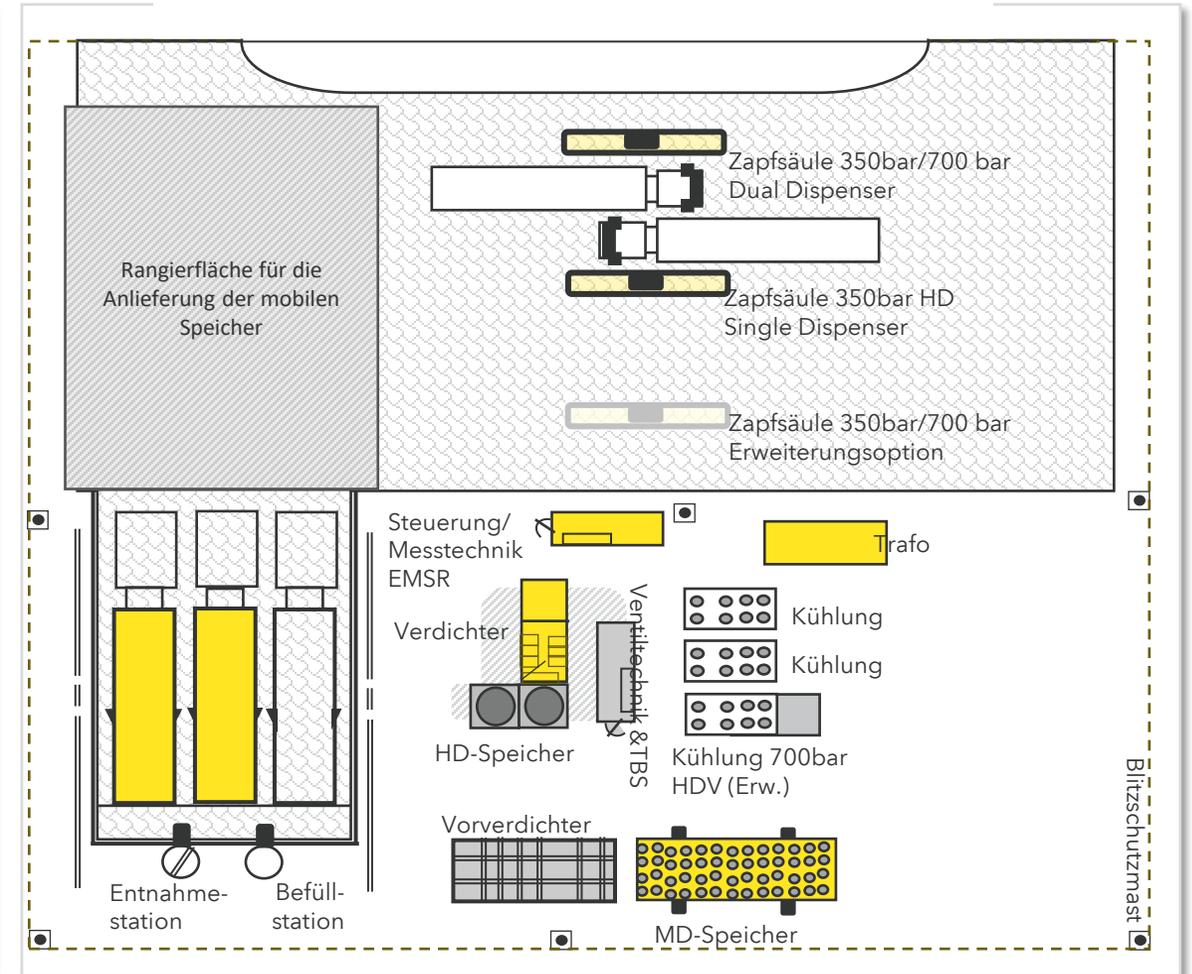


- Relevante Akteure
- Platzangebot + Netzanschluss
- Erzeugungs- + Verbrauchsanlagen
- Energieverbrauch + Leistungsspitzen
- Standortdokumentation (z. B. Notwendigkeit Rangierplatz)
- Distanz Mittelspannungsnetz + Trafo / Trafo + Lastentnahme so gering wie mgl.
- Optimierung der Versorgungssicherheit (redundante Systeme, Elektrolyseur + Trailer)
- Auswahl der Dispenser (350;750 bar)
- Stufenweiser Ausbauplan
- Sicherstellung Kommunikationsfähigkeit
- Lärm- und Brandschutzanforderungen
- Werkstattausrüstung
- Mitarbeiterschulungen

3. Technische Konzepte

3.1 Wasserstoffinfrastrukturkonzept

H ₂ Tankstelle ohne Elektrolyseur	
Ausstattungsmerkmale	Technische Merkmale
<ul style="list-style-type: none"> – Mobile Speicher (Trailer) – Befüllstation/Entnahmestation – Mitteldruckspeicher/ HD-Speicher – Vorverdichter/Verdichter – Kühlung – Steuerung Messtechnik – Zapfsäule 350 bar Dual Dispenser – Trafo – Blitzschutzmast 	<ul style="list-style-type: none"> – 500 KW für Dual Dispenser – Tankstellengröße zwischen M und L 200- 800m²

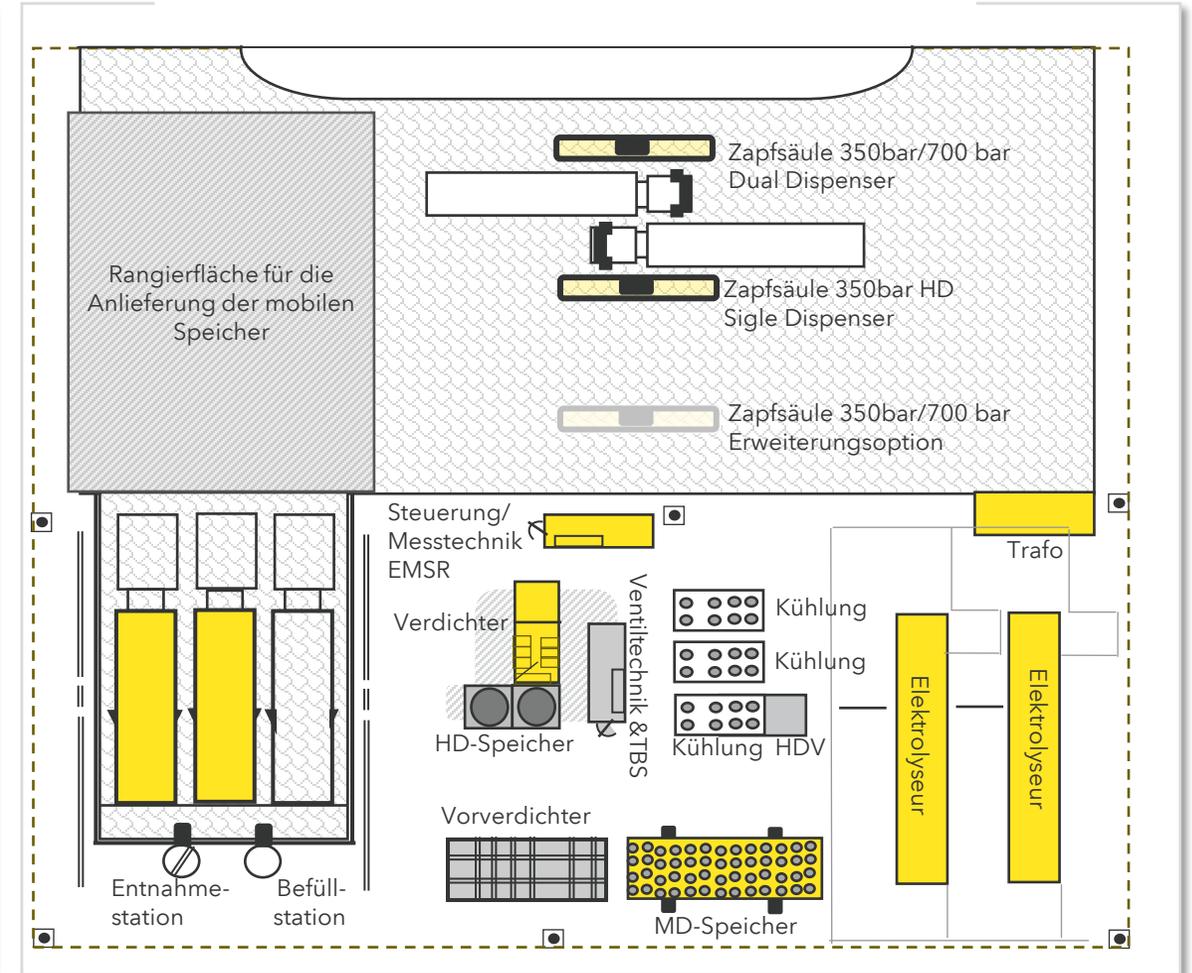


[18] Wasserstoff Tankstelle ohne Elektrolyseur. Quelle: GP JOULE, eigene Darstellung.

3. Technische Konzepte

3.1 Wasserstoffinfrastrukturkonzept

H ₂ Tankstelle mit Elektrolyseur	
Ausstattungsmerkmale	Technische Merkmale
<ul style="list-style-type: none"> – Mobile Speicher (Trailer) – Befüllstation/Entnahmestation – Mitteldruckspeicher/ HD-Speicher – Vorverdichter/Verdichter – Kühlung – Steuerung Messtechnik – Zapfsäule 350 bar Dual Dispenser – PEM-Elektrolyseur – Trafo – Blitzschutzmast 	<ul style="list-style-type: none"> – Bei einer Elektrolyseleistung von 5 MW -> 6,4 MW – 1160 kg/H₂ p.T. 5000 VHB – Elektrolyseur + Tankstelle zwischen 5000-6000 m²

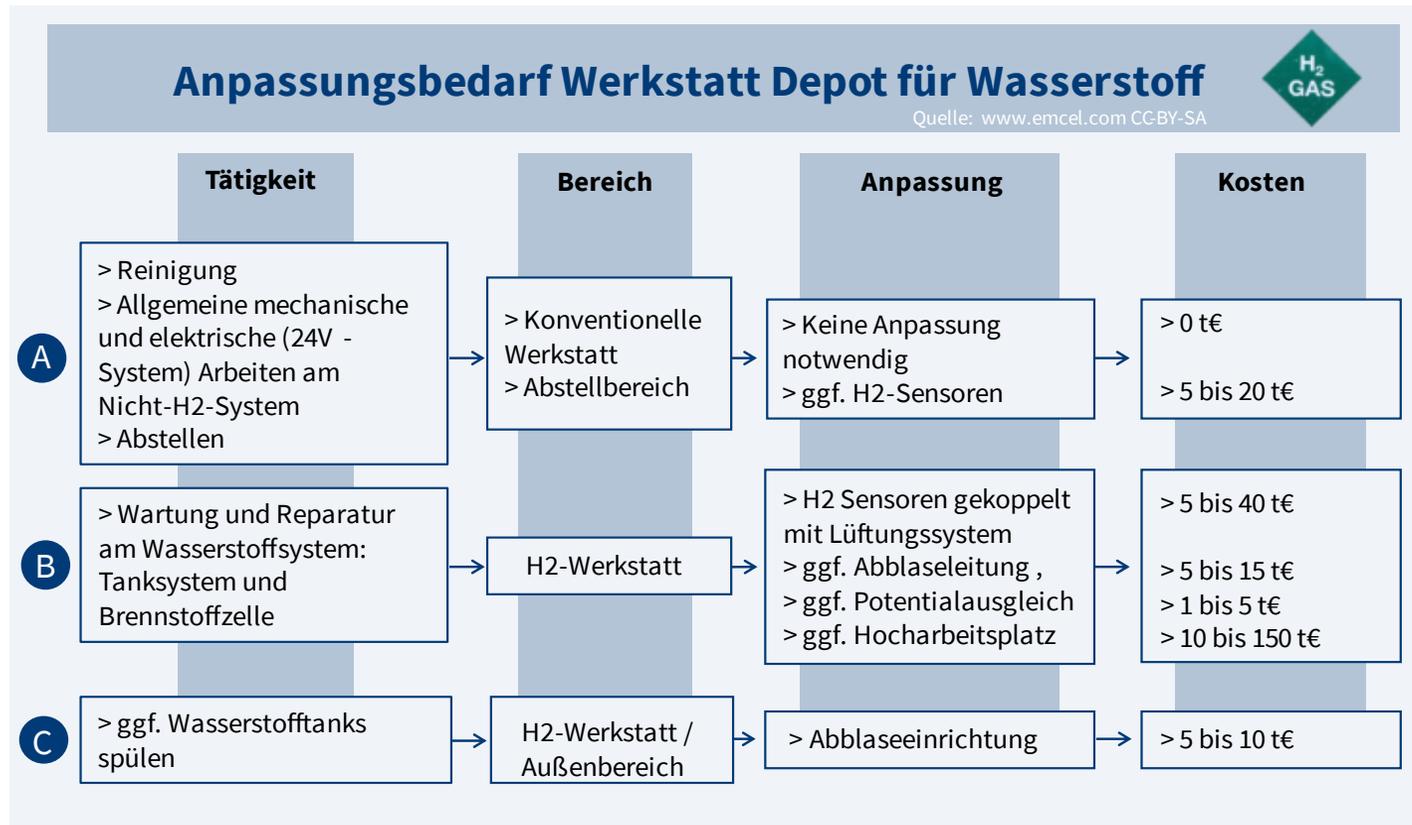


[19] Wasserstoff Tankstelle mit Elektrolyseur. Quelle: GP JOULE, eigene Darstellung.

3. Technische Konzepte

3.1 Wasserstoffinfrastrukturkonzept

WERKSTATT- / DEPOTERTÜCHTIGUNG - WASSERSTOFF



Werkstatt

- Ertüchtigung für Wasserstoff
- Spezial-, Diagnosewerkzeug (ggf. Fahrzeughersteller)
- Dacharbeitsplätze, Deckenkran, Hebebühne, etc.

Betriebshof

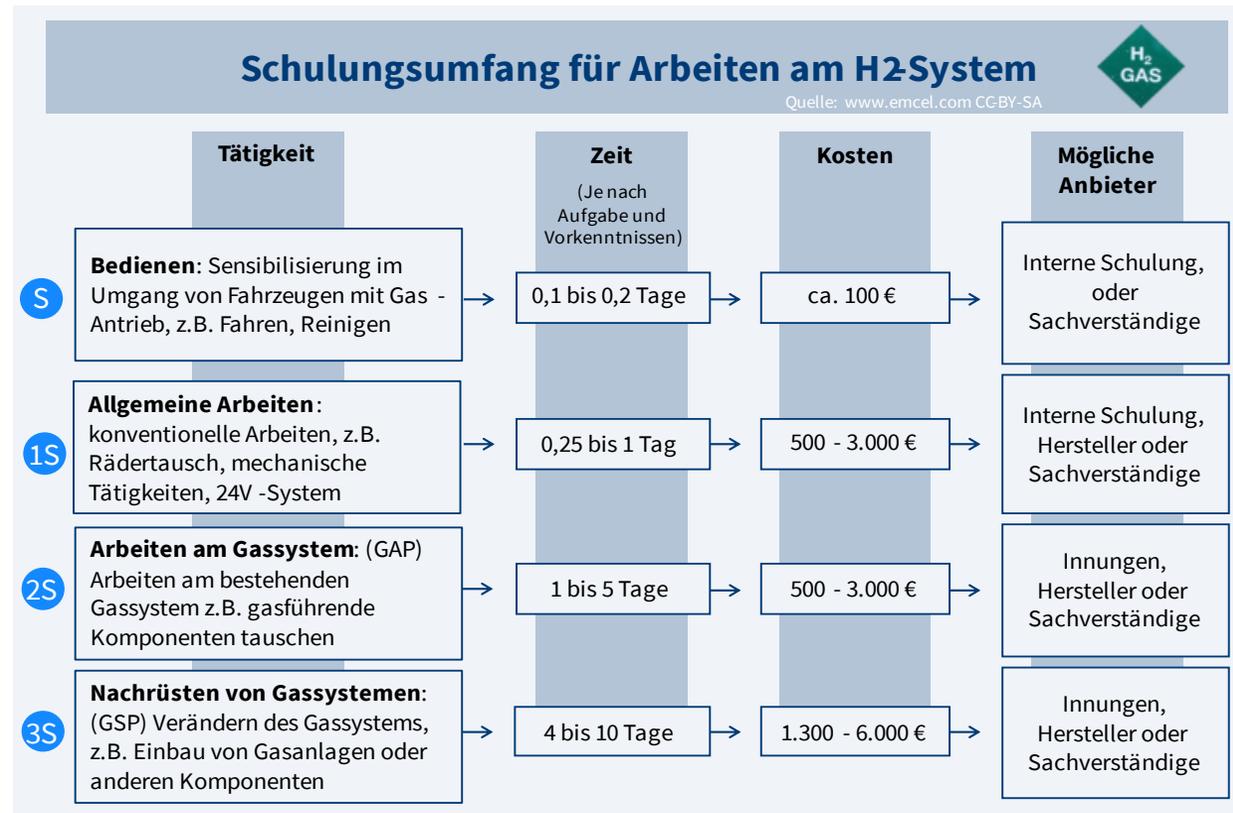
- Ablaseeinrichtung
- Quarantäneplatz

[20] Anpassungsbedarfe für H₂ im Depot. Quelle: EMCEL.

3. Technische Konzepte

3.1 Wasserstoffinfrastrukturkonzept

SCHULUNGEN - WASSERSTOFF



[21] Schulungsumfang für H₂-System. Quelle: EMCEL.

3. Technische Konzepte

3.1 Wasserstoffinfrastrukturkonzept

BETRIEBSABLAUF H2-BUS VS. DIESELBUS



Hinweis

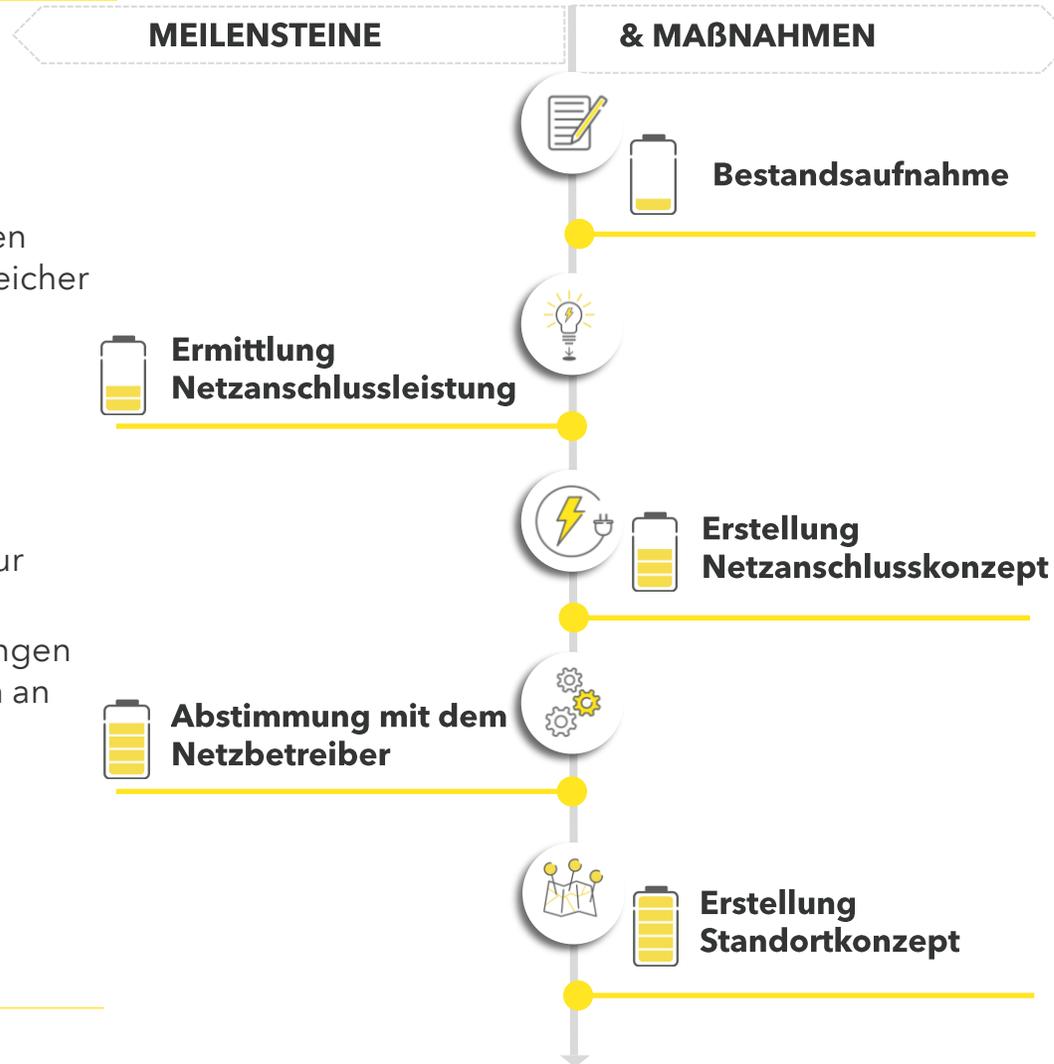
Die Brennstoffzellenbusse müssten aktuell an öffentlichen Wasserstofftankstellen getankt werden, was eine Umplanung gewohnter Abläufe erforderlich macht.

3. Technische Konzepte

3.2 Ladeinfrastrukturkonzept

- Daten aus der Umlaufanalyse
- Aufnahme Nebenlasten (z. B. Gebäude, Waschanlage)
- Leistungsreduzierende Maßnahmen (z. B. Lastmanagement, Batteriespeicher zur Lastspitzenkappung)
- Bestimmung finale Netzanschlussleistung

- Prüfung, ob geforderte Leistung zur Verfügung gestellt werden kann.
- Prüfung möglicher Netzurückwirkungen und Definition der Anforderungen an Schutzeinrichtungen der Übergabestation



- Relevante Akteure
- Platzangebot + Netzanschluss
- Erzeugungs- + Verbrauchsanlagen
- Energieverbrauch + Leistungsspitzen
- Standortdokumentation (z. B. Schaltpläne)

- Distanz Mittelspannungsnetz + Trafo / Trafo + Lastentnahme so gering wie mgl.
- Optimierung der Versorgungssicherheit (redundante Systeme)
- Beachtung Netztrenngebot

- Stufenweiser Ausbauplan
- Zentrale / dezentrale Ladesysteme
- Sicherstellung Kommunikationsfähigkeit
- Lärm- und Brandschutzanforderungen
- Werkstattausrüstung
- Mitarbeiterschulungen

3. Technische Konzepte

3.2 Ladeinfrastrukturkonzept

NETZANSCHLUSSLEISTUNG - BEISPIELRECHNUNG

1. Ausbaustufe:

- 10 E-Busse mit 200 km / Tag
- Standzeiten: mindestens 8 Stunden / Tag
- Gleichzeitigkeitsfaktor* (konservativ): 0,7
- Energiebedarf = $10 \times 200 \text{ km} \times 1,2 \text{ kWh/km}$
= 2.400 kWh / Tag
- Leistungsbedarf = $0,7 * (2.400 \text{ kWh} / 8 \text{ h}) = 210 \text{ kW}$

↓
Bis zu 300 kW häufig noch über einen Niederspannungsanschluss mittels Zähleranschlusssäule realisierbar (günstiger als Mittelspannungsanschluss) -> Leistungsanfrage bei Netzbetreiber

2. Ausbaustufe

- 30 E-Busse mit 200 km / Tag
- Standzeiten: mindestens 8 Stunden / Tag
- Gleichzeitigkeitsfaktor (konservativ): 0,7
- Energiebedarf = $30 \times 200 \text{ km} \times 1,2 \text{ kWh/km}$
= 7.200 kWh / Tag
- Leistungsbedarf = $0,7 * (7.200 \text{ kWh} / 8 \text{ h}) = 630 \text{ kW}$

↓
Wenn für die Endausbaustufe > 300 kW Leistung benötigt werden, ist die Installation eines Mittelspannungsanschlusses mittels Transformatoren bereits für die erste Ausbaustufe zu empfehlen.

Hinweis

Netzanschlüsse werden häufig überdimensioniert, wodurch **hohe Kosten** entstehen. Durch **fahrplanbasierte Simulationen** inkl.

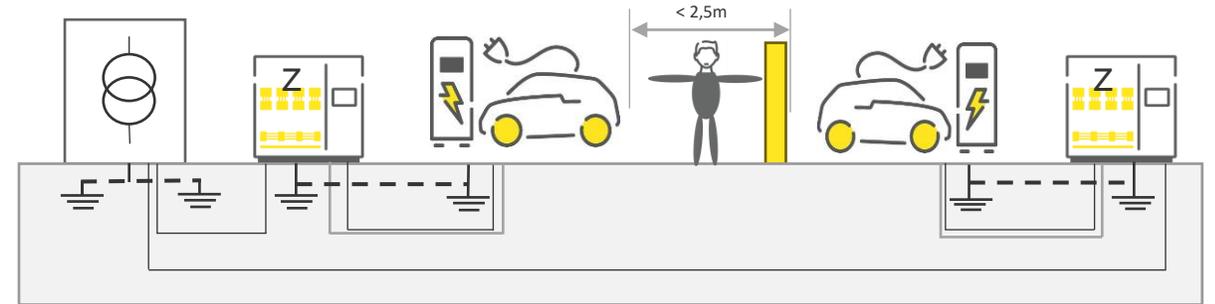
Integration eines **Lademanagementsystems** kann der Netzanschluss bedarfsgerecht ausgelegt und Kosten **eingespart** werden.

3. Technische Konzepte

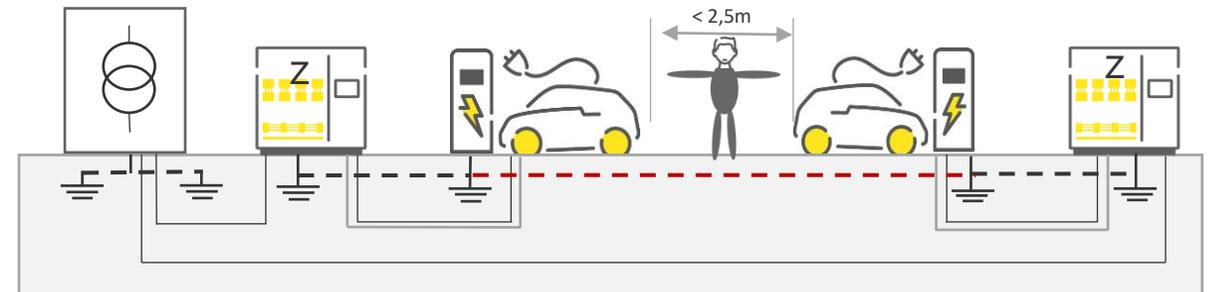
3.2 Ladeinfrastrukturkonzept

NETZTRENNGEBOT BEI MEHREREN NETZANSCHLÜSSEN AUF DEM GRUNDSTÜCK

- Bei mehreren Netzanschlüssen auf einem Grundstück ist der VDE FNN Hinweis zur Errichtung von mehreren Netzanschlüssen in einem Gebäude und auf einem Grundstück zu beachten.
- Soll ein neuer MS*-Anschluss (zuzüglich zum bestehenden NS**-Anschluss) aufgebaut werden, muss ein Netztrennkonzert mit dem Netzbetreiber abgestimmt werden (räumliche oder bauliche Trennung).
- Wenn keine Netztrennung möglich ist, muss der Bestandsanschluss auf den neuen Netzanschluss umgelegt werden.
- Sofern der neue Anschluss ebenfalls aus der Niederspannung aus der gleichen Ortsnetzstation versorgt und die Erdungsanlagen der beiden Netze verbunden werden, gilt das Netztrennungsgebot nicht.



Bauliche Trennung von mehreren Netzanschlüssen auf einem Grundstück - Netzanschlüsse aus einer Ortsstation versorgt



Verbindung der Erdungsanlagen von mehreren Netzanschlüssen aus einer Ortsnetzstation versorgt

[22] VDE FNN Hinweis Netztrennung bei mehreren Netzanschlüssen. Quelle: VDE.

3. Technische Konzepte

3.2 Ladeinfrastrukturkonzept

WERKSTATT- / DEPOTERTÜCHTIGUNG

- Fahrzeuge mit alternativen Antrieben erfordern **Anpassungen im Werkstattbereich**
- Die Infrastruktur muss u.a. mit **Sicherheitsmaßnahmen** umgerüstet werden.
- Das Werkstattpersonal muss für den Umgang mit **Hochvolt geschult** werden
- Das Werkstattnetz der Hersteller ist noch nicht ausgeprägt
- **Mittelfristig:** Aufbau zentraler Werkstattinfrastruktur und Kompetenz an einem Standort → **Gemeinschaftliche Nutzung**
- **Langfristig:** Servicenetz der Hersteller nutzen oder die eigenen Werkstätten **umrüsten**

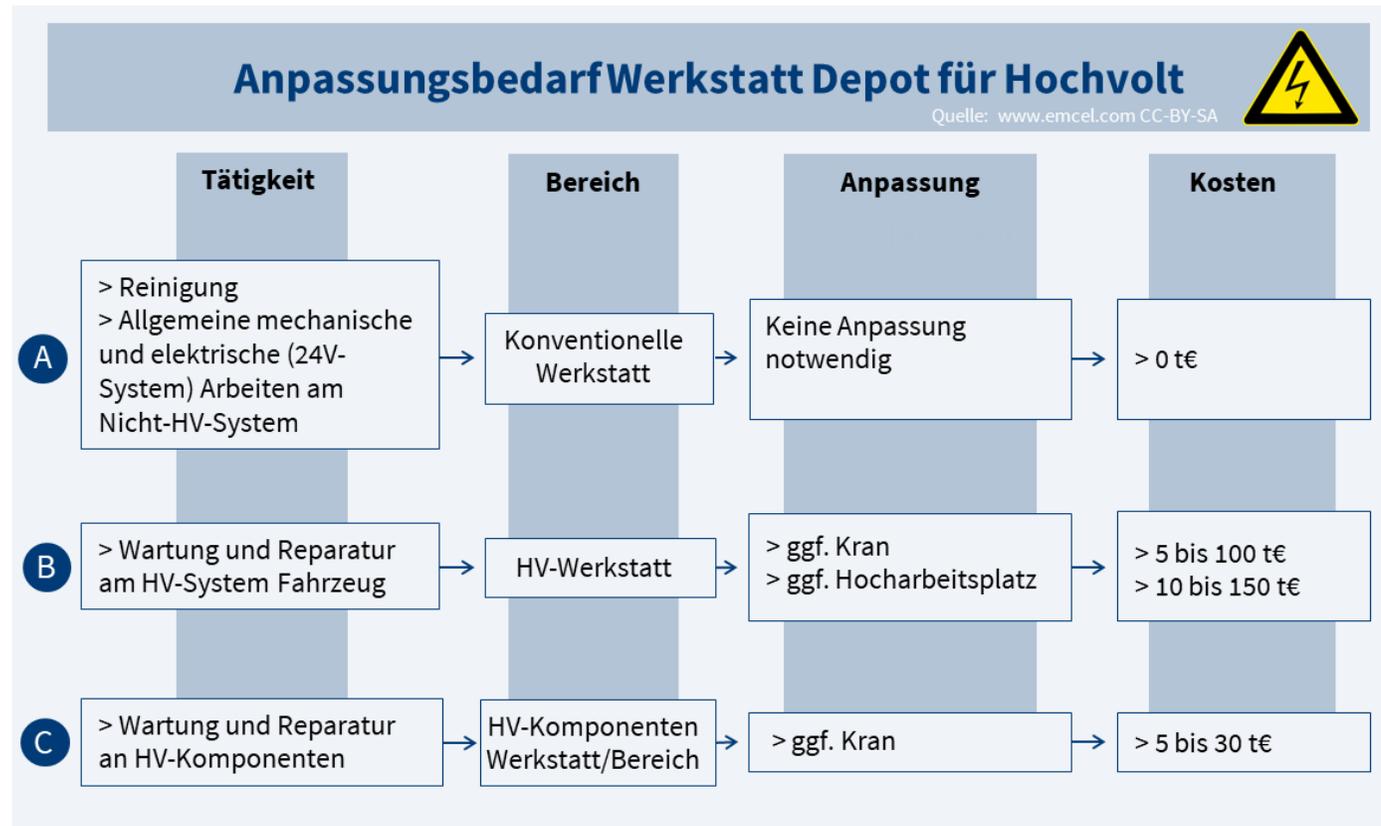


[23] Fahrzeugwerkstatt. Quelle: FFG Fahrzeugwerkstätten Falkenried GmbH.

3. Technische Konzepte

3.2 Ladeinfrastrukturkonzept

WERKSTATT- / DEPOTERTÜCHTIGUNG - HOCHVOLT



Werkstatt

- Ertüchtigung für Hochvolt
- Spezial-, Diagnosewerkzeug (ggf. Fahrzeughersteller)
- Dacharbeitsplätze, Deckenkran, Hebebühne, etc.

Betriebshof

- Quarantäneplatz

[24] Anpassungsbedarfe für Hochvolt im Depot. Quelle: EMCEL.

3. Technische Konzepte

3.2 Ladeinfrastrukturkonzept

BRANDSCHUTZ IM BUSDEPOT

- **Baulicher Brandschutz**
(z.B. Bildung von ausreichend kleinen Brandabschnitten durch Abstandflächen oder Brandwände, Einplanung von Havarieflächen)
- **Anlagentechnischer Brandschutz**
(z.B. Batteriemanagementsystem/Lademanagement, welches die Zellen der Batterien und Temperaturen stetig überwacht und bei Auffälligkeiten zur Unterbrechung von Ladevorgängen führt, selbsttätiger Brandmeldeanlage, redundante Ladeinfrastruktur)
- **Abwehrender Brandschutz**
(z.B. Wandhydranten, tragbare Feuerlöscher)
- **Organisatorischer Brandschutz**
(z.B. Erstellung Notfallplan, geeignetes "Business Continuity Management")

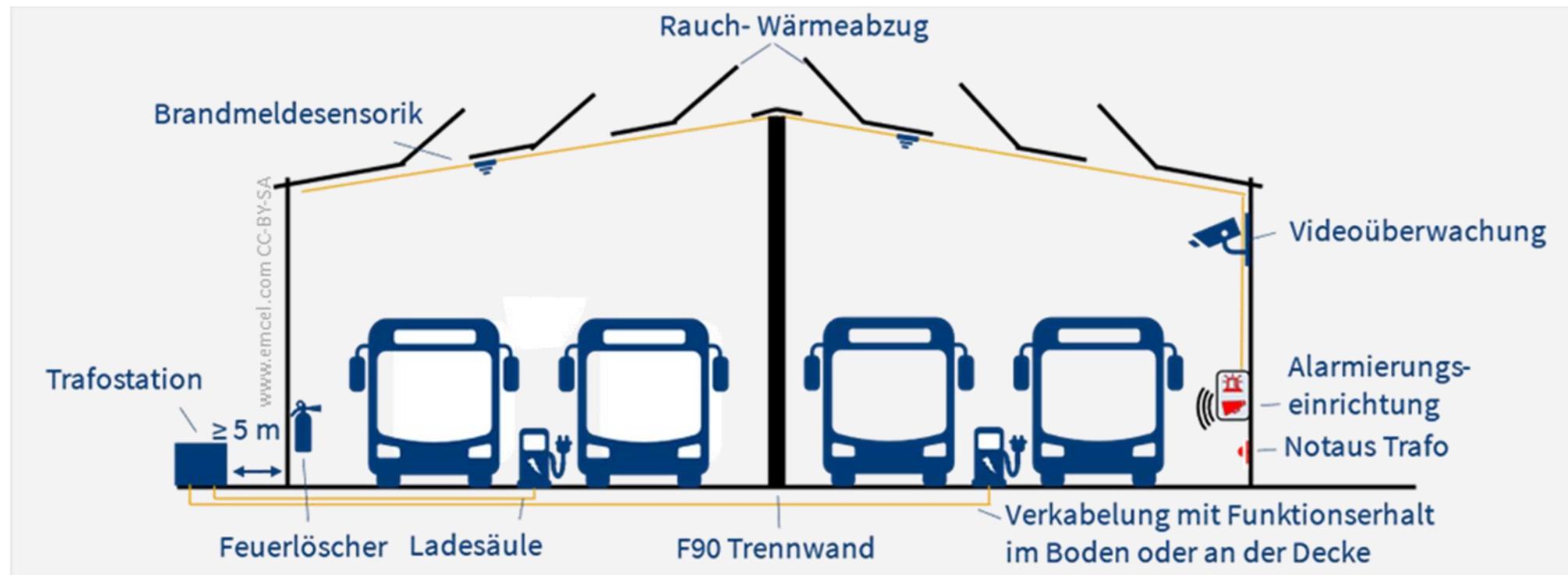
3. Technische Konzepte

3.2 Ladeinfrastrukturkonzept

BRANDSCHUTZ IM BUSDEPOT

Hinweis

Eine genaue Gefahren- und Maßnahmenbeurteilung sollte durch zugelassene Brandschutzgutachter erfolgen. Flotten- und Gebäudeversicherungen sollten frühzeitig über die Elektrifizierung informiert bzw. in die Konzeptionierung eingebunden werden.

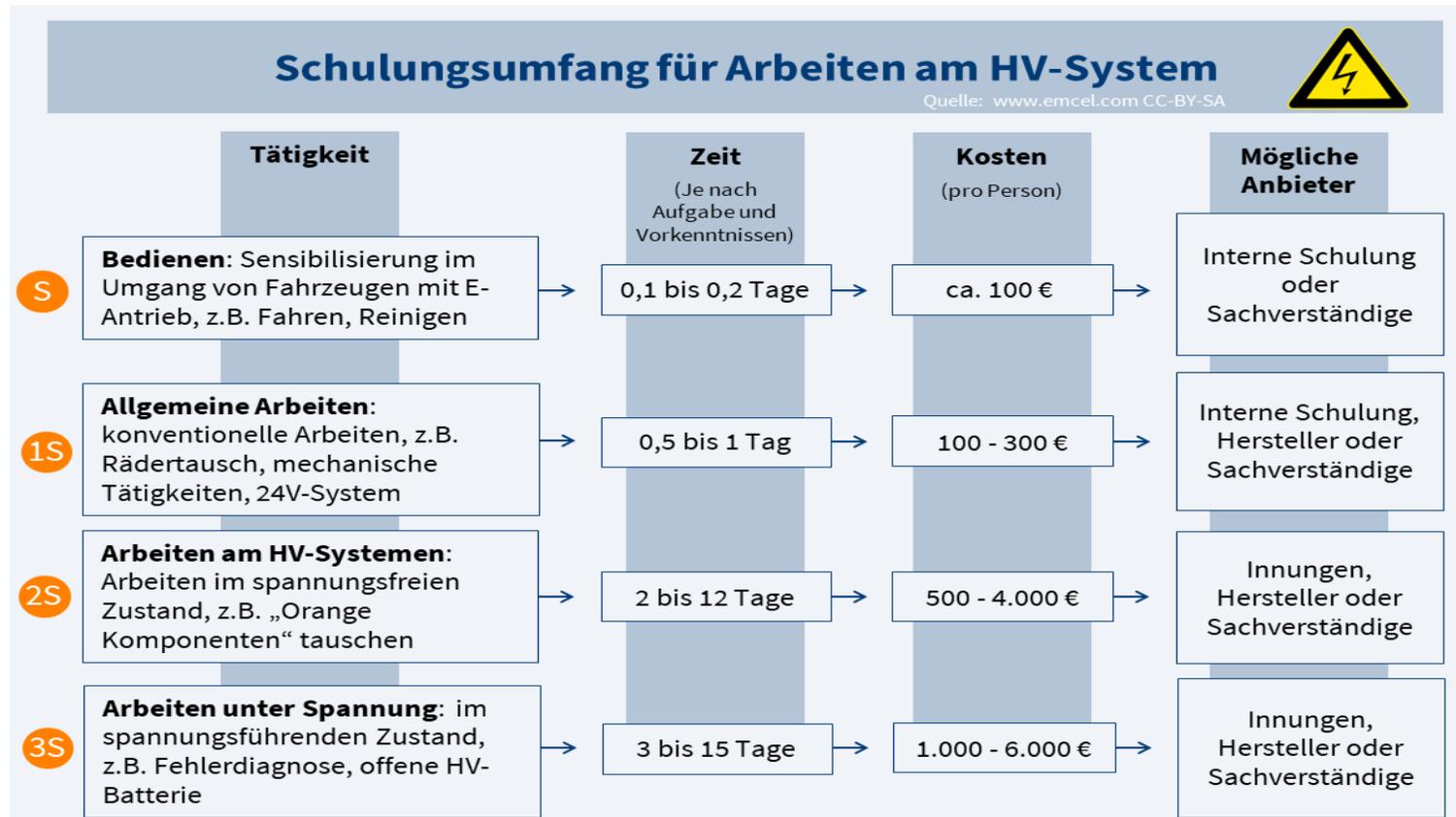


[25] Brandschutz im Busdepot. Quelle: EMCEL.

3. Technische Konzepte

3.2 Ladeinfrastrukturkonzept

SCHULUNGEN - HOCHVOLTSYSTEME

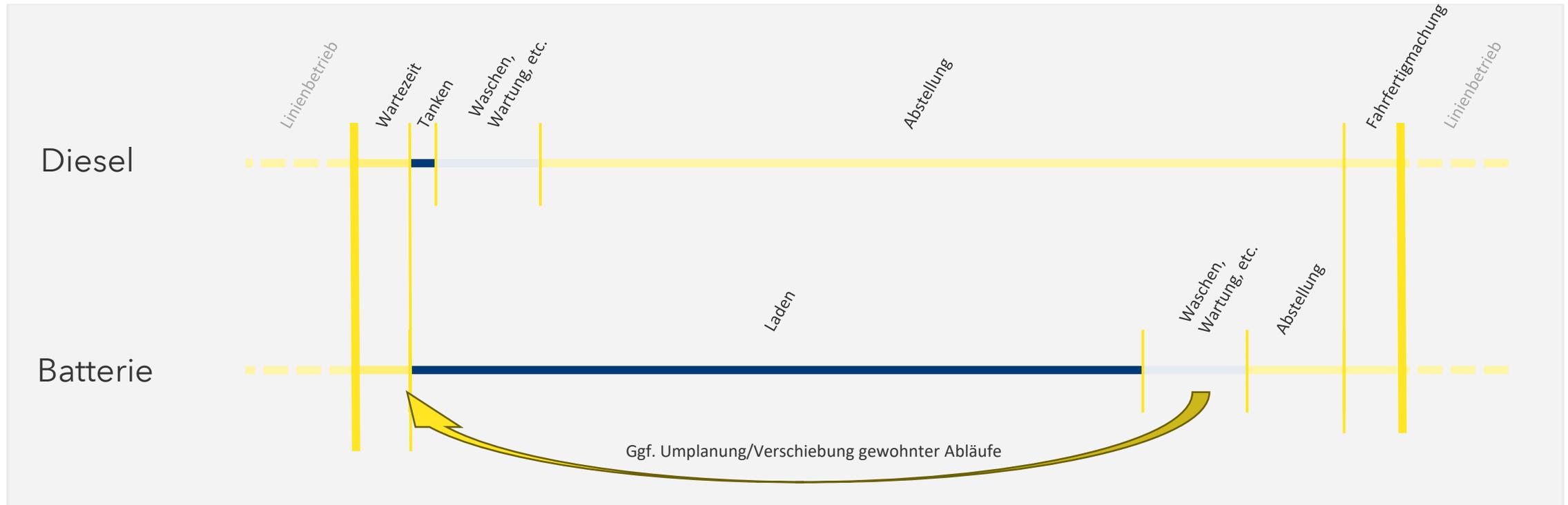


[26] Schulungsumfang Hochvolt-Systeme. Quelle: EMCEL.

3. Technische Konzepte

3.2 Ladeinfrastrukturkonzept

BETRIEBSABLAUF E-BUS VS. DIESELBUS (BETRIEBSHOFLADEN)



Hinweis

Da das Laden deutlich länger als das Tanken dauert, kann eine Umplanung gewohnter Abläufe erforderlich werden.

3. Technische Konzepte

3.2 Ladeinfrastrukturkonzept

BACKENDSYSTEME FÜR LADEPUNKTE

Technische Betriebsführung

- Technische/operative Steuerung & Überwachung
- Aktives Monitoring: Fernüberwachung von Ladehardware zur Sicherstellung und Kontrolle des Betriebszustandes.
- *Predictiv Maintenance*: Gesundheitszustand der Ladepunkte und die OCCP-Logs werden automatisch und KI-gestützt ausgewertet.
- Überwachung von Fristen und Einleitung von geplanten oder ungeplanten Serviceeinsätzen.

Kaufmännische Betriebsführung

- Verwaltung von geschäftlichen Aspekten
- Verwaltungsaufgaben (z.B. Abrechnung, Tarifgestaltung, Nutzerverwaltung, Zahlungsabwicklung)
- Schnittstelle für Kundeninteraktionen (z.B. Kundensupport, Vertragsmanagement)
- Integration in CRM-/ERP-Systeme erleichtert Geschäftsprozesse.

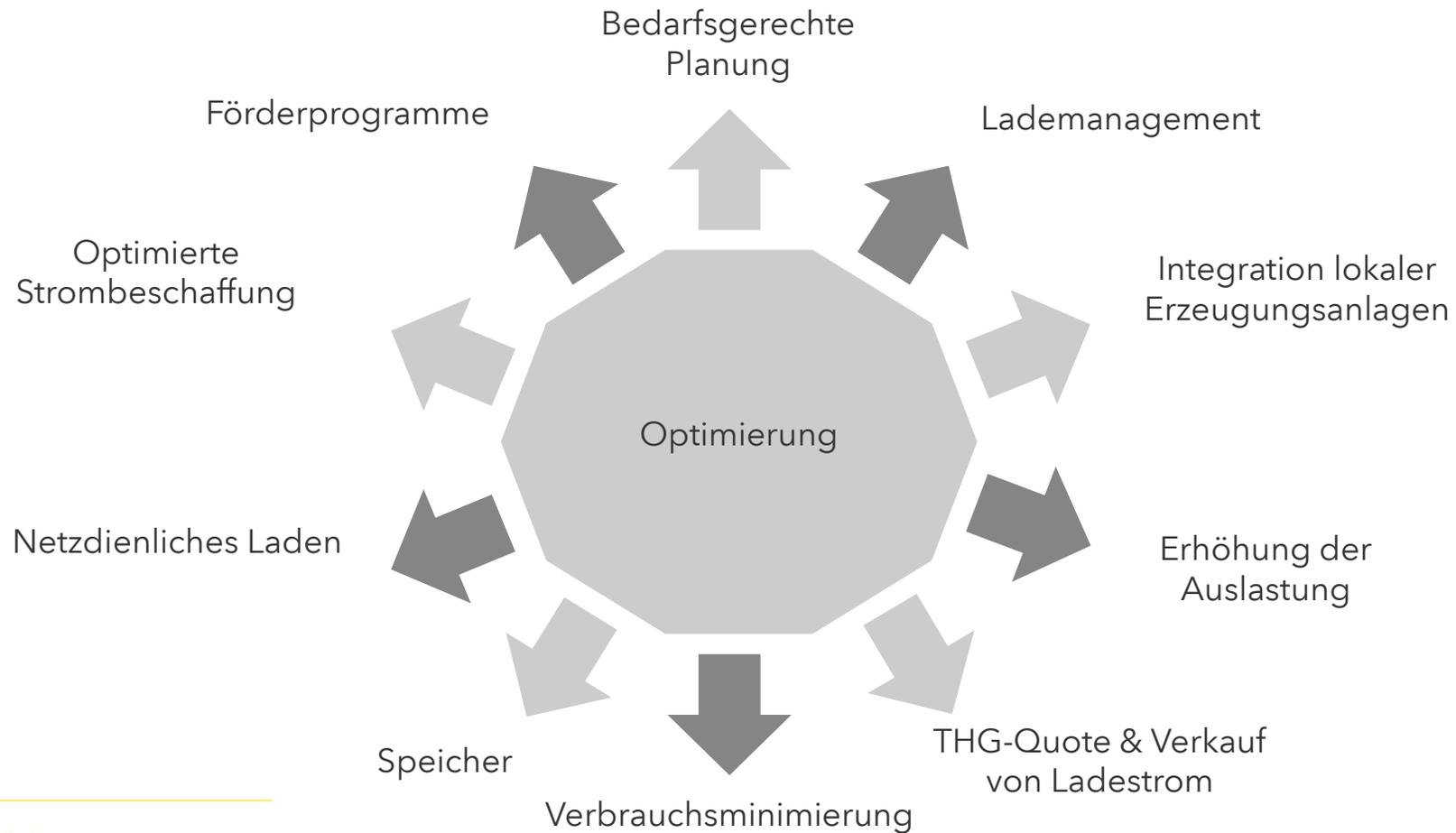
Hinweis

Ladepunkte müssen zur Steuerung und Überwachung in ein s.g. Backend eingebunden werden. Durch ein Backend können Ladevorgänge auch abgerechnet werden.

3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

TECHNISCHE & WIRTSCHAFTLICHE OPTIMIERUNG



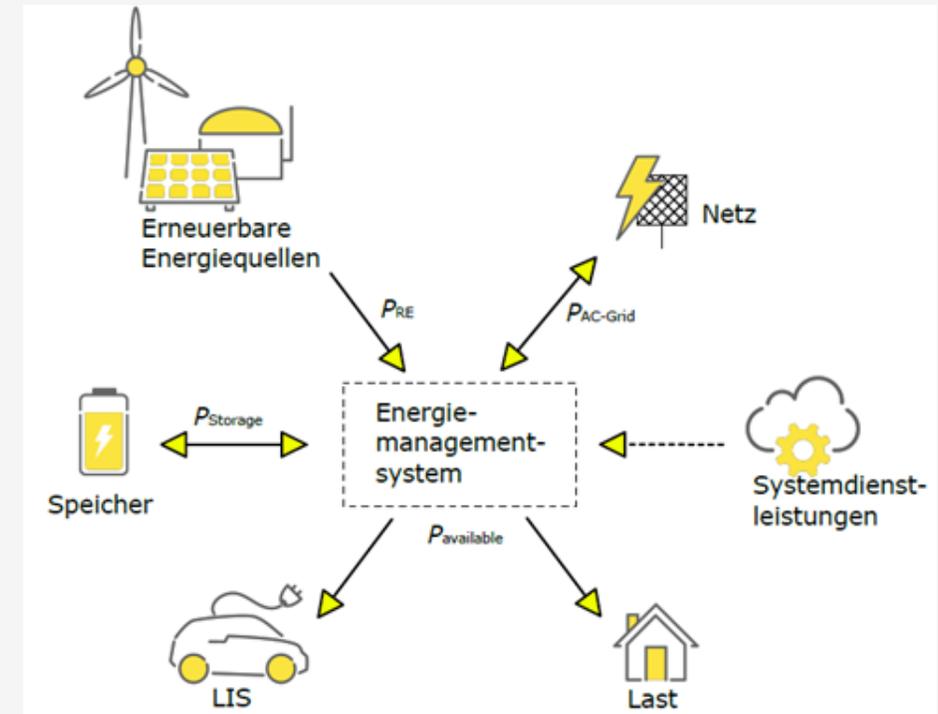
3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

LADEMANAGEMENT

Gründe für ein Lademanagement

- **Kostenreduktion** durch einen gezielten Leistungsbezug und Vermeidung kostspieliger Lastspitzen
- **Optimales Zusammenspiel** mehrerer **Energiesystemkomponenten** (Ladeinfrastruktur, Speicher, PV-Anlage, Netz, weitere Lasten etc.)
- Optimale **Ausnutzung** der vorhandenen **Netzanschlusskapazität** und Vermeidung von Netzausbau
- Ermöglichung der **Priorisierung** von Ladepunkten oder Ladevorgängen



[27] Darstellung der Kommunikationskomponenten eines Energiemanagementsystems. Quelle: GP JOULE, eigene Darstellung.

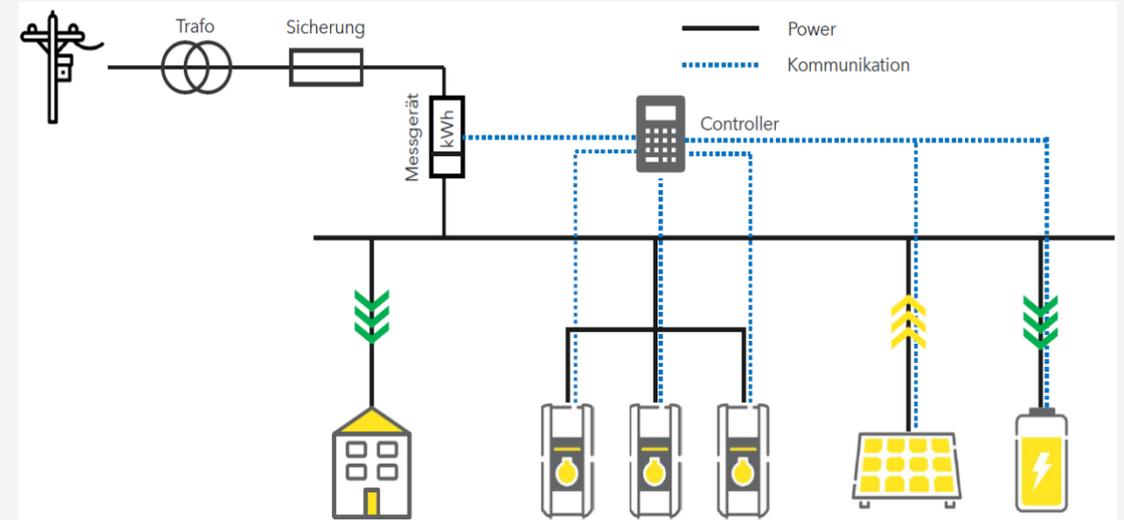
3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

LADEMANAGEMENT

Mögliche Anforderungen

- Statische oder dynamische Vorgabe der Ladeleistung
- Priorisierung von Ladepunkten oder Nutzern
- Zeitbasiertes Laden
- Fahrplanbasiertes Laden
- Systemdienliches Laden
- Integration von PV-Anlagen und Speichern



[28] Umfassendes Ökosystem eines Lademanagementsystems. Quelle: GP JOULE, eigene Darstellung.

Hinweis

Der Lademanagementanbieter sollte nach den individuellen Anforderungen ausgewählt werden. Es gibt Lademanagementsysteme, die sich z.B. besonders zur optimalen Integration von erneuerbarer Energie eignen (z.B. Smart 1) oder die sich auf fahrplanoptimiertes Laden fokussieren (z.B. Charge Pilot von The Mobility House).

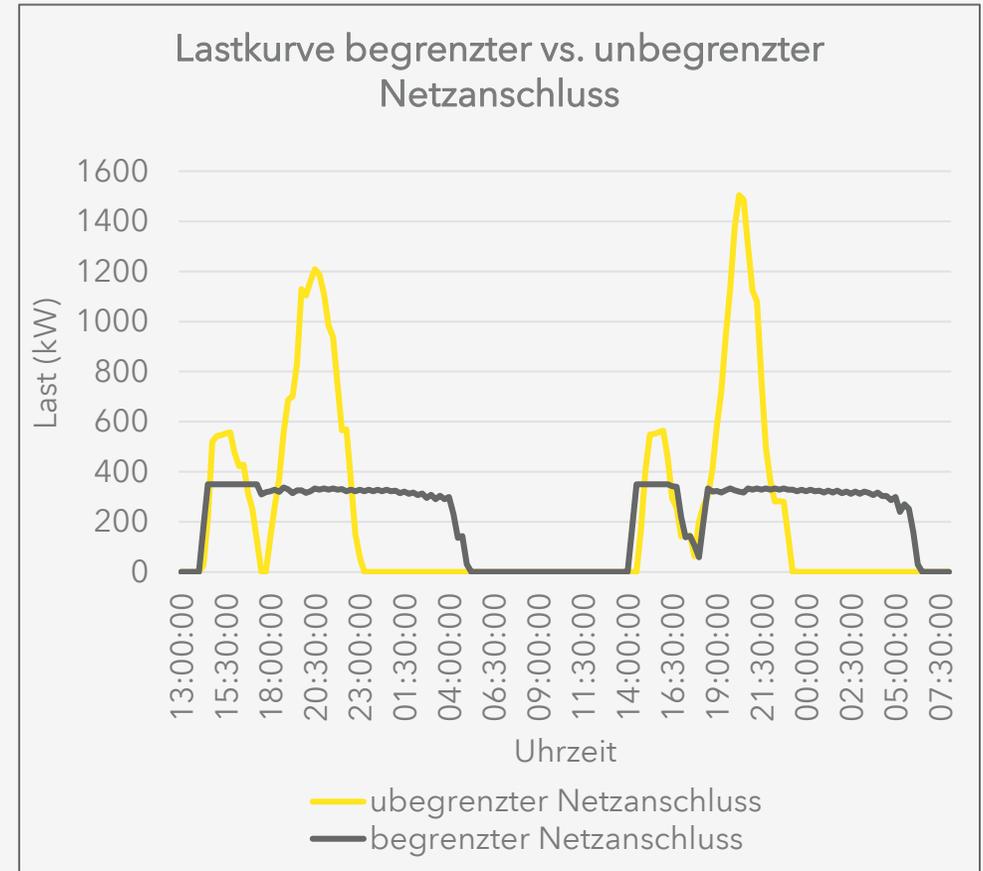
3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

BEDARFSGERECHTE PLANUNG

Beispiel-Simulation

- 16 Busse, 470 kWh nutzbare Kapazität, 150 kW Ladeleistung
- Durchschnittlich 250 km pro Tag & Bus
- Standzeiten: 11-20 Stunden/d, erste Busse verlassen Depot um 5 Uhr morgens
- Simulationsergebnisse ohne Lademanagement und ohne Netzanschlussbegrenzung
 - Energieverbrauch = 1.305.333 kWh/a
 - Lastspitze = 1.688 kW
 - Ladungen kurz nach Mitternacht meist vollendet
- Simulation mit 350 kW maximaler Leistung: Die Batterien werden zu 99,36 % vollgeladen
- Notwendige Bemessungsleistung (Scheinleistung*) = 400 kVA*



[29] Diagramm Lastkurve begrenzter vs. unbegrenzter Netzanschluss. Quelle: GP JOULE, eigene Darstellung.

3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

BEDARFSGERECHTE PLANUNG

Einsparung Baukostenzuschuss und Hardware

- Der Baukostenzuschuss wird pro kW an den Netzbetreiber für den Netzausbau gezahlt und soll einen bedarfsgerechten Ausbau unterstützen.
- BKZ-Kosten für 1800 kVA = 1800 kVA x 125,31 €/kVA = 225.558 €
- BKZ-Kosten für 400 kVA = 400 kVA x 125,31 €/kVA = 50.124 €
- Einsparpotenzial = 175.434 €
- Weitere Kosteneinsparung durch kleineren Transformator (1000 kVA statt 1800 kVA)

Gültig ab 01. Januar 2024

Der BKZ in der Ebene der Niederspannung wird gemäß Niederspannungsanschlussverordnung erhoben.

Der BKZ für die Ebenen oberhalb der Niederspannung ermittelt sich entsprechend dem „Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen (BKZ) für Netzanschlüsse im Bereich von Netzebenen oberhalb der Niederspannung“ der Bundesnetzagentur – unter der Berücksichtigung, dass aufgrund der hohen, volatilen Energiepreise der BKZ auf dem Niveau von 2022 eingefroren wurde, insofern der Leistungspreis in der jeweiligen Spannungsebene in den Jahren 2023 und 2024 höher war als im Jahr 2022.

Somit erfolgt die Berechnung entsprechend folgender Formel:

$$\text{BKZ} = \text{Leistungspreis} \geq 2500\text{h (2022, falls in 2023 höher)} \text{ der Netzebene} \times \text{bestellte Kapazität (in kW)}$$

Damit ergibt sich in den jeweiligen Netzebenen der Baukostenzuschuss wie folgt:

Baukostenzuschuss

Entnahmestelle	Baukostenzuschuss €/ kW (netto)
Umspannung Höchst-/ Hochspannung	84,50
Hochspannung	97,26
Umspannung Hoch-/ Mittelspannung	97,29
Mittelspannung	125,31
Umspannung Mittel-/ Niederspannung	50,00
Niederspannung (BKZ entsprechend der Hausanschlussicherung, siehe Preisblatt zum Hausanschluss Strom)	50,00

[30] Preisblatt Netzentgelte. Quelle: Bayernwerk Netz.

3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

BEDARFSGERECHTE PLANUNG

Einsparung Baukostenzuschuss und Hardware

- Netzentgelt = Arbeitspreis + Leistungspreis
- Arbeitspreis = für Menge an Energie / Jahr (ct/kWh)
- Leistungspreis = für Spitzenleistung / Jahr -> max. Last die man pro Jahr abruf (€/kW)
- Jährliche Einsparung Leistungspreis: ca. 60.000 €*

*Vorher: 97.117 € Arbeit + 39.810 € Leistung = 136.987 € Netzentgelte

Nachher: 9.790 € Leistung + 66.780 € Leistung = 76.570 € Netzentgelte

- Jahresleistungspreis - (Preisblatt LG JLP)

Gültig ab 01. Januar 2024

Das Entgelt für die Vorhaltung sowie die Inanspruchnahme der Netzkapazität während eines Abrechnungsjahres wird anhand der Jahresabrechnungsleistung in Abhängigkeit der erreichten Benutzungsstunden bestimmt.

Jahresbenutzungsdauer	< 2.500 Bh		≥ 2.500 Bh	
	Leistungspreis €/ kW*a	Arbeitspreis ct/kWh	Leistungspreis €/ kW*a	Arbeitspreis ct/kWh
Entnahmestelle				
Umspannung Höchst-/ Hochspannung	20,22	5,83	158,99	0,28
Hochspannung	21,15	6,06	164,85	0,31
Umspannung Hoch-/ Mittelspannung	23,07	6,28	168,26	0,47
Mittelspannung	23,62	7,44	190,80	0,75
Umspannung Mittel-/ Niederspannung	23,46	8,95	238,13	0,36
Niederspannung	25,15	7,91	157,29	2,62

[30] Preisblatt Netzentgelte. Quelle: Bayernwerk Netz.

3. Technische Konzepte

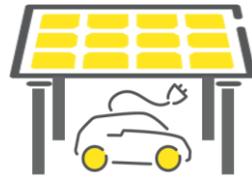
3.3 Optimierung

INTEGRATION LOKALER ERZEUGUNGSANLAGEN

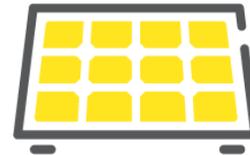
Nutzung von PV-Potenzialen vor Ort



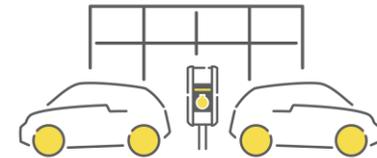
Dachflächen



Parkplätze



Freiflächen



Fassaden

Hinweis

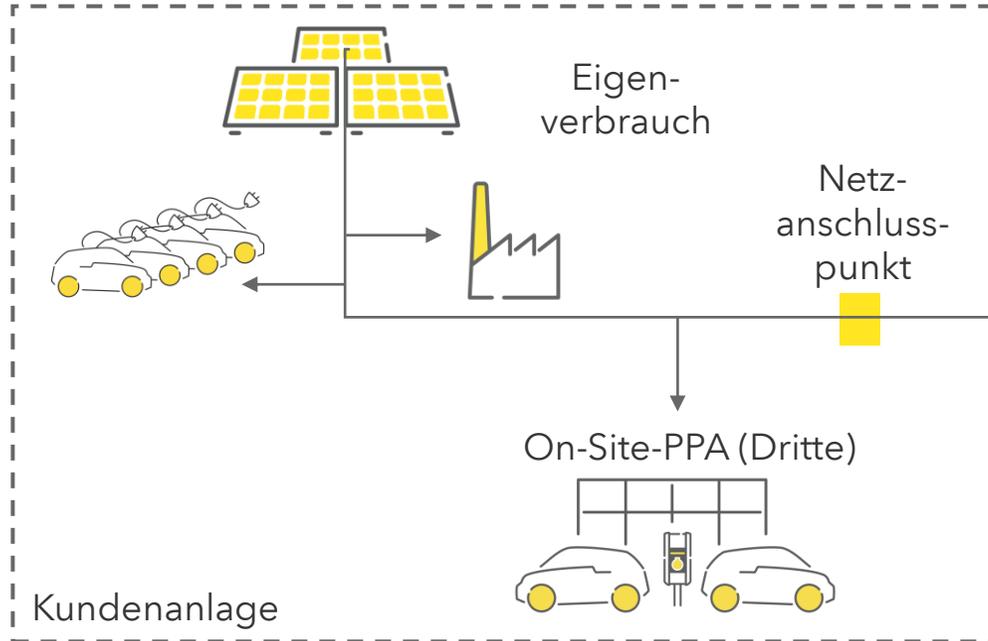
Um eine **Wirtschaftlichkeit** von PV-Anlagen zu gewährleisten, muss die **Eigenverbrauchsquote vor Ort** möglichst hoch sein. Dazu muss **geladen** werden, **wenn die Sonne scheint**. Da **Busse häufig nachts** laden, während die **Sonne tagsüber** scheint, wird eine hohe Eigenverbrauchsquote häufig nur durch **zusätzliches Laden durch Dritte tagsüber** erreicht (Öffentlichkeit oder Ankerkunden). Zuerst sollten Busse elektrifiziert werden, die u.a. auch tagsüber am Standort stehen und laden können.

3. Technische Konzepte

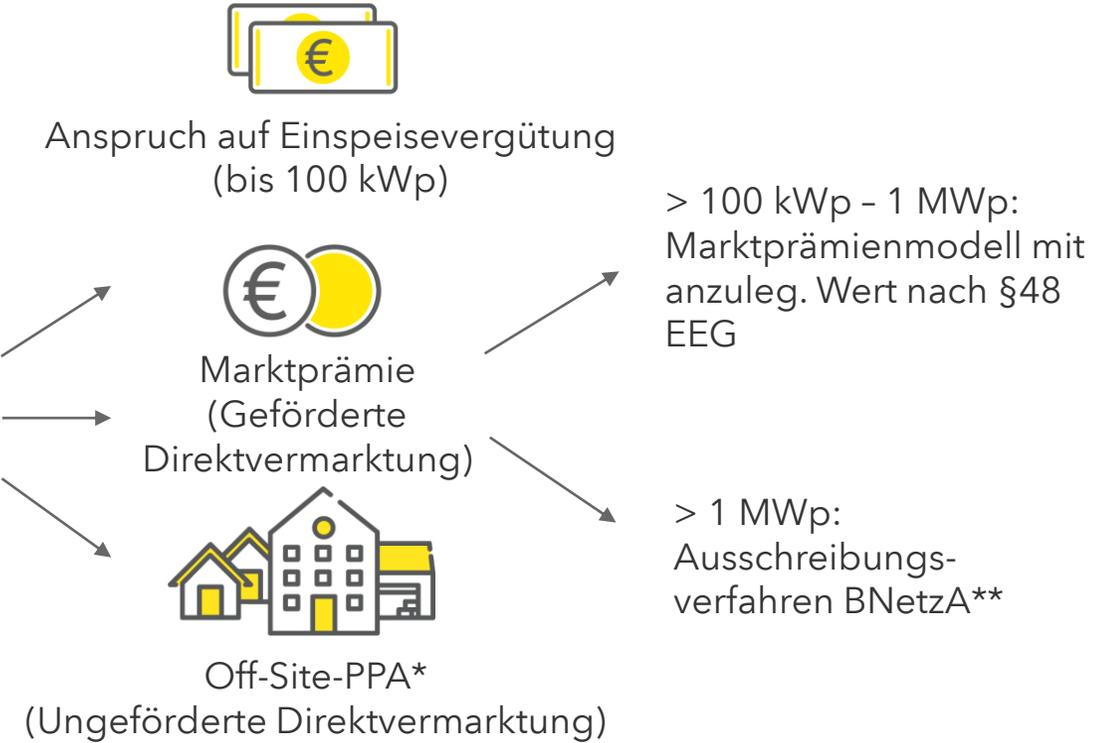
3.3 Optimierung

INTEGRATION LOKALER ERZEUGUNGSANLAGEN

Vermarktungsoptionen für den eigenen Strom



Hinweis
Es ist am wirtschaftlichsten so viel erneuerbare Energie wie möglich innerhalb der Kundenanlage zu verbrauchen.



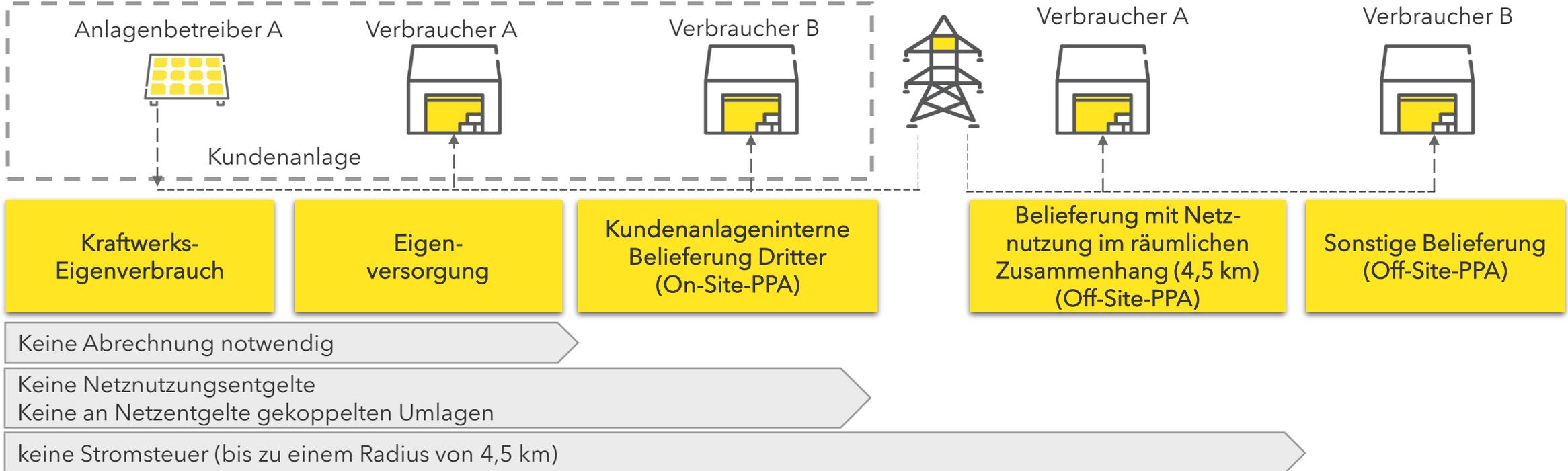
* Mit Dritten oder einem eigenen externen Standort
** Zu Anspruch auf Marktprämie (wettbewerbliche Ermittlung d. Marktprämie)

3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

INTEGRATION LOKALER ERZEUGUNGSANLAGEN

Überblick Privilegierungen EE-Strom



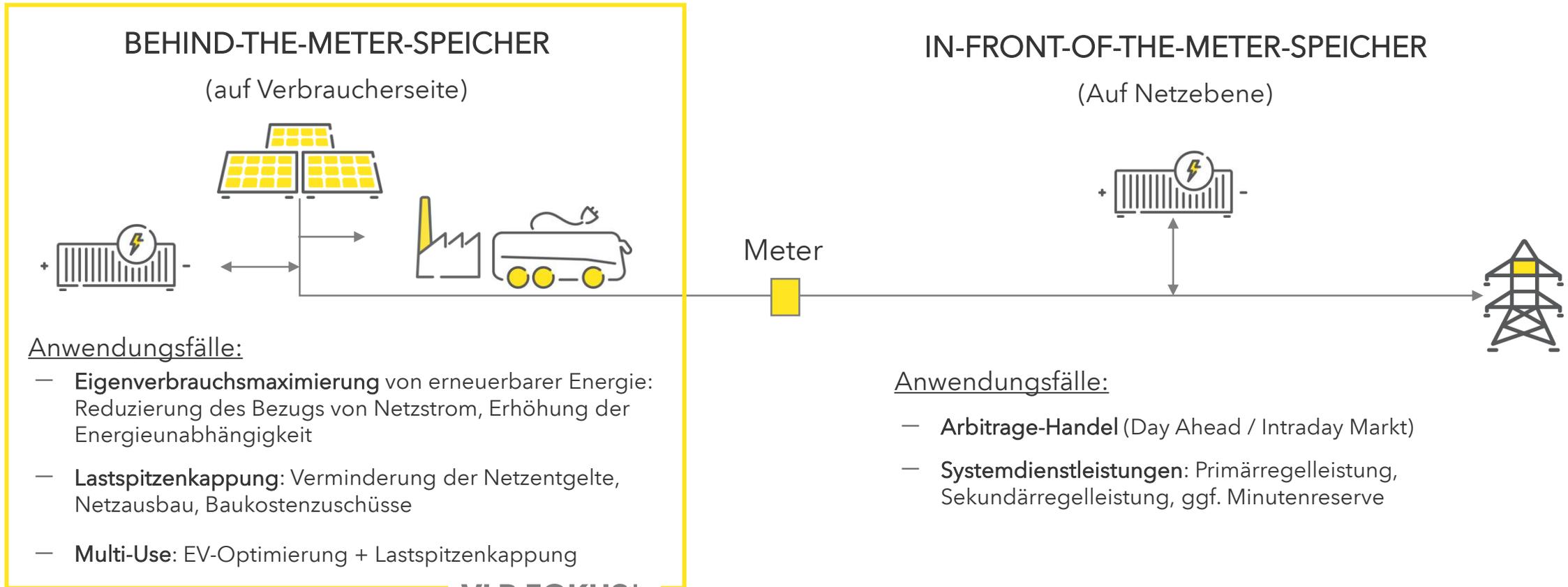
Hinweis

Innerhalb der Kundenanlage fallen auch bei der Belieferung von Dritten keine Netzentgelte und Umlagen an.

3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

SPEICHER



Anwendungsfälle:

- **Eigenverbrauchsmaximierung** von erneuerbarer Energie: Reduzierung des Bezugs von Netzstrom, Erhöhung der Energieunabhängigkeit
- **Lastspitzenkappung:** Verminderung der Netzentgelte, Netzausbau, Baukostenzuschüsse
- **Multi-Use:** EV-Optimierung + Lastspitzenkappung

Anwendungsfälle:

- **Arbitrage-Handel** (Day Ahead / Intraday Markt)
- **Systemdienstleistungen:** Primärregelleistung, Sekundärregelleistung, ggf. Minutenreserve

VLP-FOKUS*

3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

SPEICHER

In-Front-of-the-Meter Speicher (IFOTM)

- Optimiert Verbraucher vor Ort (auf Verbraucherebene)
- Abgestimmt auf den Standort (Analyse des Verbraucherverhaltens zur Speicherauslegung notw.)
- Betreiber sind meist die Verbraucher selbst
- Der Eigenverbrauch aus PV-Anlagen wird vor Ort maximiert, damit Netzbezüge minimiert werden, oder Lastspitzenkappung, um Netzentgelte, Netzausbau und Baukostenzuschüsse zu minimieren
- Je nach Standort kommen auch kleinere Speicher in Betracht (<500 kWh)

Behind-the-Meter Speicher (BTM)

- Großspeicher auf Netzebene dienen zur Sicherstellung der allgemeinen Netzstabilität und -qualität, Betreiber sind häufig EVU's / Netzbetreiber
- Auch Privatkunden können kommerzielle Großspeicher betreiben + durch die Teilnahme am Großhandelsmarkt / durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen Geld verdienen
- Erlösaussichten unplanbar aufgrund erfolgsabhängiger Vergütung und stark volatiler Prognosen und Regulatorien, auf welchen Geschäftsmodelle aufbauen, können sich schnell ändern (Netzentgeltbefreiung, Gebotszonensplits) und es gibt keine Langzeitprognosen zum Intraday-Markt

Hinweis

Keine Vermischung der IFOTM-Modelle (z.B. Lastspitzenkappung) mit BTM-Modellen (z.B. Arbitrage-Handel) innerhalb eines Speichers umsetzbar, da Netzentgeltbefreiung der Speicher dann nicht greift (worauf die Wirtschaftlichkeit von BTM-Speichern basiert)*.

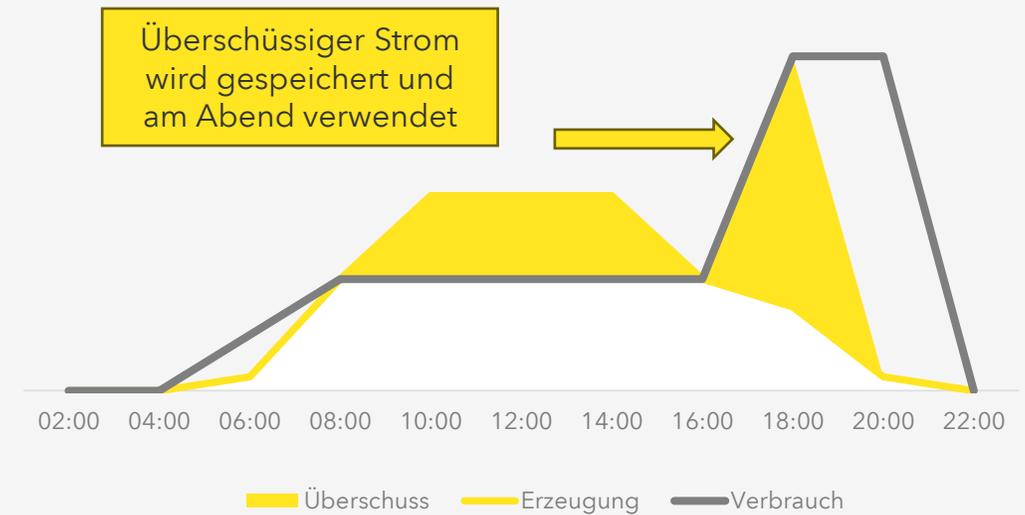
3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

SPEICHER

Use Case: Maximierung des Eigenverbrauchs

- Wenn mehr Strom erzeugt wird als benötigt, beispielsweise zur Mittagszeit, wird dieser überschüssige Strom **gespeichert** und dann wieder **freigegeben**, sobald der Bedarf steigt (z.B. nachts).
- Durch eine Optimierung des Eigenverbrauchs reduzieren sich die **Strombezugskosten**, da weniger Energie aus dem Netz bezogen werden muss.



[31] Eigenverbrauch. Quelle: GP JOULE, eigene Darstellung.

Hinweis

Eigenverbrauchsmaximierung ist generell **nur dann sinnvoll**, wenn die **Stromgestehungskosten** (PV- und Speicher) **unter den Netzbezugskosten** liegen. Der **Speicher** sollte möglichst viele Zyklen fahren (mind. >250), um eine **Wirtschaftlichkeit** zu erreichen, d.h. nicht zu groß dimensioniert sein. Er sollte möglichst **jeden Tag genutzt** werden, also z.B. **nicht nur bei Überschüssen am Wochenende**.

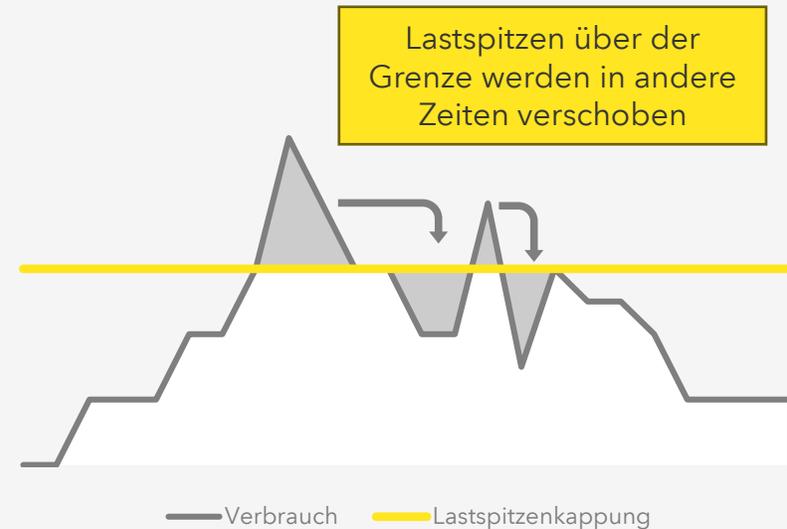
3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

SPEICHER

Use Case: Lastspitzenkappung

- Durch die Reduktion der maximalen Last im Jahr sinkt der Leistungspreis. Denn Leistungspreis = Spitzenlast (kW) × Preis pro kW.
- Weiterhin kann der Netzanschluss kleiner dimensioniert werden, wodurch Kosten gespart werden.
- Ein Speicher zur Lastspitzenkappung ist v.a. dann sinnvoll, wenn die Last zeitlich nicht verschoben werden kann.
 - Z.B. öffentliches Laden: es bleibt keine Zeit einen Teil der Last durch Lademanagement in eine andere Zeit zu verschieben, da das Fahrzeug nur kurz steht.
 - Wenn Zeit bleibt, ist ein Lademanagement zu empfehlen.



[32] Lastspitzenkappung. Quelle: GP JOULE, eigene Darstellung.

Hinweis

Lastspitzenkappung: **Speicher zur Lastspitzenkappung sind für das öffentliche Laden sinnvoll, da die Ladegeschwindigkeit nicht reduziert werden kann** (schnelles Zwischendurchladen). Bleibt **ausreichend Zeit**, um die Busse über die Nacht zu laden, wie typischerweise beim Betriebshofladen, wird ein **Lademanagement** **anstatt eines Speichers zur Lastspitzenkappung empfohlen, da dies günstiger ist.**

3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

SPEICHER

Multi Use Case: Lastspitzenkappung + Eigenverbrauchsopt.

- **Atypische Netznutzung:** Lastspitzen werden nur in Hochlastzeitfenstern gekappt.
- In den durch den Netzbetreiber definierten **Hochlastzeitfenstern (HLZ)** kann der Speicher zur **Lastspitzenkappung** genutzt werden. Während der **Niedriglastzeitfenster (NLZ)** kann der Speicher dann zur **Eigenverbrauchsoptimierung** genutzt werden. Gezahlt wird dann nur ein **Leistungspreis** für die maximale Last im HLZ.
- Häufig sind **HLZ im Winter**, während die Sonne sowieso nicht viel scheint. Dann kann der Speicher zur Lastspitzenkappung genutzt werden.
- In den Sommer-,Frühlings-, und Herbstmonaten, in denen mit **hohen PV-Überschüssen** zu rechnen ist und der VNB meist kein HLZ definiert hat, könnte der Speicher zur **Eigenversorgung** genutzt werden



[33] Lastspitzenkappung und Eigenverbrauch. Quelle: GP JOULE, eigene Darstellung.

Hinweis

Eigenverbrauchsoptimierung in **Niedriglastzeiten** + **Lastspitzenkappung** in **Hochlastzeiten** (atypische Netznutzung) kann die **Wirtschaftlichkeit** eines Speichers verbessern, insbesondere wenn die HLZ im Winter liegen, wenn die Sonne weniger scheint und damit eine **EV-Optimierung** weniger Potenzial hat oder dann, wenn die Lastspitzen sowieso überwiegend in die **Niedriglastzeitfenster** fallen.

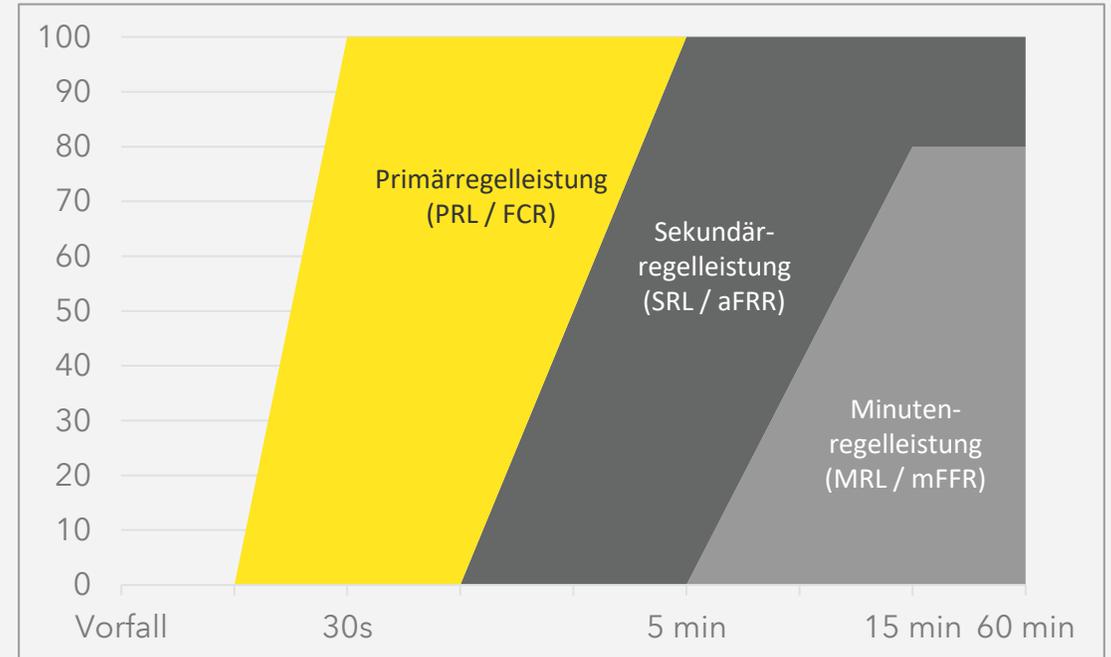
3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

SPEICHER

Use Case: Regelenergievermarktung

- Bereitstellung von Regelenergie:
 - Stromspeicher tragen zur Netzstabilität bei, indem sie schnell auf Schwankungen reagieren. Sie können kurzfristig Energie speichern oder abgeben, um die Differenz zwischen Erzeugung und Verbrauch auszugleichen und somit die Frequenz im Stromnetz stabil halten.
- Marktteilnahme:
 - Stromspeicherbetreiber nehmen aktiv am Regelenergiemarkt teil. Sie bieten ihre Kapazitäten an, um die Netzstabilität in Form von Primär-, Sekundär- oder Tertiärregelleistung zu unterstützen.
 - Die Vergütung erfolgt basierend auf der bereitgestellten Leistung und der Marktlage, wobei die Preise variieren und von Angebot und Nachfrage abhängen.



[34] Regelenergievermarktung. Quelle: GP JOULE, eigene Darstellung.

3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

SPEICHER

Use Case: Handel am EPEX-Spotmarkt

Tagesmarkt (Day-Ahead Trading)

- Betreiber von Stromspeichern können ihre Energie für den nächsten Tag handeln. Sie können prognostizieren, wann die Preise hoch (Verkaufszeitpunkt) bzw. niedrig (Kaufzeitpunkt) sein werden, und ihre Speicher entsprechend laden oder entladen.

Intraday-Markt

- Der Intraday-Markt ermöglicht den Handel von Strom auf einer kurzfristigeren Basis, bis kurz vor der tatsächlichen Lieferung. Betreiber können von plötzlichen Preisanstiegen profitieren, indem sie gespeicherte Energie verkaufen, oder zusätzliche Energie speichern, wenn die Preise fallen.

Hinweis

Nutzung von Preisdifferenzen (Arbitrage): Stromspeicher können genutzt werden, um Preisdifferenzen zwischen verschiedenen Zeitpunkten auszunutzen. Betreiber können **Strom kaufen und speichern**, wenn die **Preise niedrig** sind, und zu einem späteren Zeitpunkt **verkaufen**, wenn die **Preise steigen**. Dies erfordert ein tiefes Verständnis des Marktes und eine effektive Strategie zur Vorhersage der Preisentwicklung.

3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

SPEICHER

Use Case: Arbitrage Handel / Systemdienstleistungen

- Batterie kann ständig frei zwischen dem Spotmarkt (Day-Ahead-Auktion, Intraday-Auktion und Continuous Intraday) und dem Regenergiemarkt (PRL, SRL, ggf. noch MRL) wählen. Je höher die Schwankungen am Strommarkt, desto mehr Geld lässt sich mit einer Batterie verdienen. Die Schwankungen sind allerdings nicht vorhersagbar.
- Auswertungen der Vergangenheit zeigen: Die lukrativste Vermarktungsmethode ist aktuell eine Kombination an Vermarktung am Intraday-Markt und Primärregelleistung.
- Die langfristigen Erlösaussichten von Speichern zu Arbitrage Handel oder für Systemdienstleistungen sind unplanbar. Regulatorien, auf welchen Geschäftsmodelle aufbauen, können sich schnell ändern (Netzentgeltbefreiung, Gebotszonensplits) und es gibt keine Langzeitprognosen zum Intraday-Markt.

Hinweis

Zum **Großteil** wird **erfolgsabhängig vergütet**. **Absicherung** durch Auswahl eines Händlers/Optimierers, der einen **Mindestertrag** und/oder einen Mindestpreis **garantiert** oder **Förderprogramme nutzen**, um das **Risiko zu minimieren**.

3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

FÖRDERMÖGLICHKEITEN

Bayern - Förderung Omnibusbetriebshof*

- Für Unternehmen, die allgemeine Linienverkehre nach § 42 PBefG als Genehmigungs-inhaber, Betriebsführer oder Auftragnehmer durchführen, kommt eine **Förderung nach dem BayGVFG** und nach Art. 13 c Abs. 2 **FAG** dem Grunde nach in Betracht.
- Fördersatz nach **BayGVFG beträgt derzeit 50 %** der zuwendungsfähigen Kosten, **FAG-Fördersatz 5 %** (wenn zuwendungsfähige Kosten > 100 T€).
- Neben der Förderung von Baumaßnahmen am Omnibusbetriebsbus können **Ladeinfrastruktur und Tankstellen** gesondert gefördert werden.
- Soweit das Vorhaben nicht ausschließlich dem ÖPNV dient, sind die zuwendungsfähigen Kosten **nur für den ÖPNV-Anteil** der im Kalenderjahr gefahrenen Kilometer anzusetzen.
- Beispiel Fördersatz: (50 % + 5 % (da > 100.T€)) x 90 % (ÖPNV-Anteil) = 49,5 % Förderung
- Neben der Ladeinfrastruktur für Elektrobusse sind **auch PV-Anlagen und Speicher- und Batteriesysteme** förderfähig. Voraussetzung ist, dass der Strom für den Eigenverbrauch zum Laden der Busse im ÖPNV-Einsatz verwendet wird und der Energieversorger die Stromversorgung der Ladeinfrastruktur nicht vollumfänglich sicherstellen kann.

3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

FÖRDERMÖGLICHKEITEN

Bayern - Förderung Busbeschaffung

- Busförderung nach BayGVFG Art. 2*
- Ab 2025 keine Förderung von Dieselnissen mehr, nur noch Förderung von Klimabussen.
- Förderung für 2024 hängt noch an den Haushaltsplanungen im Freistaat Bayern
- Gefördert wird die Beschaffung von Linienomnibussen und Gelenkomnibussen sowie Tank- und Ladeinfrastruktur für alternative Antriebe, soweit diese zum Erhalt und zur Verbesserung von Linienverkehren nach § 42 des Personenbeförderungsgesetzes erforderlich sind und überwiegend für diese Verkehre eingesetzt werden.

Eine Anpassung der in der Tabelle genannten Förderhöhen im Rahmen der Haushaltsplanungen für 2024 ist nicht auszuschließen

Buskategorie	Dieselbusse Euro VI und Mild-Hybrid		Ab 2022: Emissionsarme Antriebe	Ab 2022: Emissionsfreie Antriebe
	Jahr 2022	Jahre 2023/24		
Kleinbusse (6,00 – 7,49 m)	25.000 €	15.000 €	25.000 €	30.000 €
Midibusse (7,50 – 11,49 m)	42.000 €	35.000 €	45.000 €	50.000 €
Standardbusse (11,50 – 12,99 m)	60.000 €	45.000 €	65.000 €	75.000 €
Busse von 13,00 – 13,89 m	65.000 €	50.000 €	75.000 €	80.000 €
Busse von 13,90 – 15,00 m	70.000 €	60.000 €	80.000 €	85.000 €
Gelenkbusse	85.000 €	70.000 €	90.000 €	105.000 €

[35] Förderhöhen für Busse. Quelle: Eckpunktepapier zur Förderung von Klimabussen im Rahmen der Busförderung im Freistaat Bayern.

3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

FÖRDERMÖGLICHKEITEN

Bund - Förderung von Ladeinfrastruktur

- Die Förderung von nicht-öffentlicher Schnellladeinfrastruktur für KMU und Großunternehmen ist seit dem 3. Juni 2024 wieder möglich. Hier werden bis zu 40 % der Investitionen in Ladeinfrastruktur gefördert.
- Es stehen nach dem verabschiedeten Haushalt 2024 generell mittel von 1,92 Mrd. Euro für die Errichtung von Tank- und Ladeinfrastruktur zur Verfügung.
- Es bleibt abzuwarten, wann und in welcher Form Teile dieser Mittel für die Förderung von Ladeinfrastruktur z.B. in Busdepots abrufbar sind.
- Antragstellung für nicht-öffentliche Schnellladeinfrastruktur wird empfohlen - schlankes Antragsverfahren, kurze Zweckbindungsfrist.

Hinweis

Es wird empfohlen, die Konzeptionierung der Infrastruktur voranzutreiben, so dass bei Veröffentlichung einer Förderung direkt ein Antrag eingereicht werden kann.

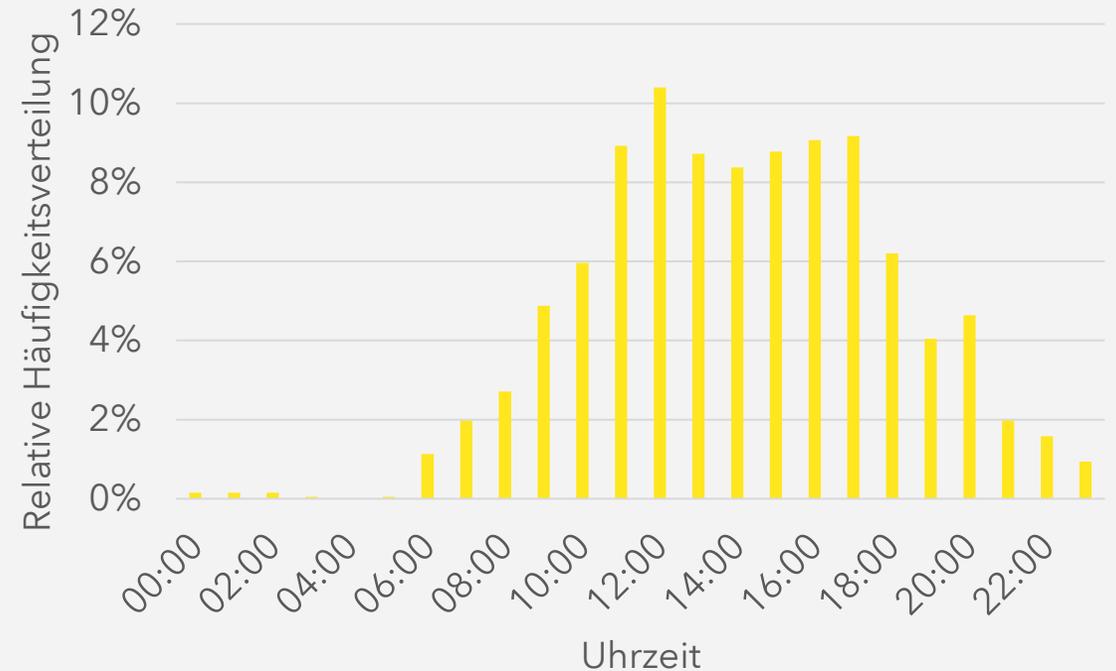
3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

ERHÖHUNG DER AUSLASTUNG

- Fuhrparks von ortsansässigen Unternehmen (Wartungs- und Reinigungsdienste, Lieferdienste für Restaurants, Sicherheitsdienste, medizinische Transportdienste, Taxiunternehmen, städtischer Fuhrpark)
- Mitarbeitende von Betrieben in der unmittelbaren Umgebung
- Öffentliches Schnellladen als zeitlich optimale Ergänzung zum nächtlichen Betriebshofladen
- Öffentliches Laden PKWs mit mind. 1,6 Ladevorgänge/Ladepunkt/Tag (30 kWh/LV)
- VLP-Bus-Laden
- E-LKW-Laden (deutlich mehr Umsatz pro Ladung als PKW-Laden)

Durchschnittlicher Lastgang Öffentliches Schnellladen an Verkehrsachsen + Interessenpunkten



[36] Durchschnittlicher Lastgang öffentlichen Schnellladens an Verkehrsachsen + Interessenpunkten. Quelle: GP JOULE, eigene Darstellung.

3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

E-LKW LADEN ALS ANWENDUNGSFALL ZUR STEIGERUNG DER AUSLASTUNG

- Täglich einzuhaltende Ruhezeit: 11h, bei Aufteilung mind. 3h und 9h am Stück. Nach 4,5h muss 45min Lenkzeitunterbrechung eingehalten werden.
- Starker Mangel an Lkw-Parkplätzen im Fernverkehr, welcher sich durch Ausbau von LIS weiter erhöht (95% des deutschen Schwerlastverkehrs kann mit Depotladen auskommen).
- Nutzung von Flächen abseits großer Verkehrsachsen dringend notwendig. Das Laden an fremden Betriebshöfen wird zum Anwendungsfall.

Voraussetzung

- Gesamte Ruhezeit muss am Betriebshof verbracht werden. **Je nach verfügbarer Ladeleistung wird gesamte Zeit auch zur Vollladung benötigt** (bei 100 - 150 kW Ladeinfrastruktur-Leistung, heute schon bis zu 1000 kWh Batterien).
 - Es kann eine **Mindestgebühr** für das Parken verlangt werden (um zu vermeiden, dass LKW nur wenig lädt und wenig zahlt, aber den Parkplatz lange blockiert).
- Gewisse Ladeleistung muss garantiert werden (Spitzenglättung durch Lademanagement muss z.B. einbezogen werden)!

3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

LKW-LADEPUNKTE-ANZEIGE UND -RESERVIERUNGSSYSTEME IN ARBEIT

- Reservierungssysteme für LKW-Parkplätze auf nicht öffentlichen Flächen privater Anbieter bereits vorhanden (<https://www.maptrip.de/parken-lkw>). Notwendig, um das Reservieren von Ladeeinrichtungen zu erweitern.
- Taskforce aus NOW + weiteren Stakeholdern befasst sich mit der Thematik der Integration eines LIS-Reservierungssystems in Routenplanungssysteme (Leitfaden eLKW Laden).
- Lkw-spezifische öffentliche Ladepunkte sollen in das Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur (BNetzA) aufgenommen werden. Entsprechende Apps werden diese Daten abrufen und mit Hinweisen zu den räumlichen Bedingungen anreichern (in Arbeit).

Voraussetzung

- Verfügbare **Ladezeitfenster** können vom Betreiber der Ladeinfrastruktur **festgelegt** werden (dann, wenn eigene Busse nicht da sind).
- Es muss sichergestellt werden, dass Zeitfenster eingehalten werden.
- Vorstellbar ist ein **Bonus- oder Malus-System**. Für eingehaltene Zeitfenster werden Nutzende mit vorher festgelegten Privilegien, wie reduzierten Gebühren, Konsum- oder Servicegutscheinen vor Ort, belohnt. Alternativ verlieren sie bei Missachtung solche Privilegien.

3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

BENÖTIGTE AUSSTATTUNG FÜR LKW-LADEN

- **Übernachtsladen:**
 - Essenziell: Toiletten, Ausreichende Beleuchtung, Einzäunung, Kameraüberwachung, Lärmschutz, Snacks und warme Getränke
 - Wünschenswert: Duschen, warme Mahlzeiten, Einkaufsmöglichkeiten, Kostenfreies WLAN, Wäschereinigungsmöglichkeiten, Schneeräumgerüst zur Entfernung gefährlicher Schneelasten auf dem LKW-Gespann
- **Zwischendurchladen** (Betriebshof nicht dafür geeignet, da zu hohe Ladeleistungen notwendig):
 - Essenziell: Toiletten, Ausreichende Beleuchtung, Abfallentsorgung
 - Wünschenswert: Überdachung als Wetterschutz, Einkaufsmöglichkeiten

3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

WAS IST ZU BEACHTEN, SOBALD DRITTE AN DER LADEINFRASTRUKTUR LADEN?

- Anzeige der Ladepunkte bei der Bundesnetzagentur (für öffentlich-zugängliche Ladepunkte)
- Installation von mess- und eichrechtskonformer Ladeinfrastruktur
- Klärung versicherungs- und haftungsrechtlicher Fragen bei Zugang von Dritten auf das Privatgelände
- Festlegung der Nutzungsbedingungen (z.B. maximale Parkdauer und Strafzahlungen bei Nichteinhaltung)
- Jährliche Wartung für öffentliche Ladeinfrastruktur verpflichtend
- Bewerbung der Ladesäulen
- Bereitstellung von Kundensupport
- Abrechnung der Ladevorgänge gegenüber Dritten *

3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

VERBRAUCHSMINIMIERUNG

Einflussfaktoren auf Verbrauch:

- Temperatur (Heizung / Klimaanlage)
- Streckenprofil (Steigung, Kurven etc..)
- Fahrverhalten /
Fahrweise (Beschleunigung/Geschwindigkeit)
- Gewicht des Fahrzeugs (Passagierbelastung,
Eigengewicht u.a. durch Batteriegröße)
- Effizienz des Fahrzeugs (z.B. Reifendruck, Antrieb)
- Antriebstechnologie (radnabennaher Antrieb vs.
zentraler Antrieb)

Maßnahmen zur Verbrauchsreduzierung:

- Automatische Begrenzung von Beschleunigung +
Geschwindigkeit. Größter Einfluss: Geschwindigkeit.
- Schulung von Mitarbeitern
- Einschalten des Öko-Modus
- Wenn möglich Fahrzeug in einer Halle (Winter) oder unter
einem Dach (Sommer) parken
- Vermeidung der Entladung des Akkus unter 10%
- Radnabennaher Antrieb am effizientesten

3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

BANDBREITE REALER VERBRÄUCHE

- Darstellung von simulierten Verbräuchen im Stadtverkehr (12m Bus)
- Unterscheidung von Antriebsart, Streckenabschnitt, Auslastung* und Klimatisierung
- Einflussgrößen der verschiedenen Faktoren werden gut sichtbar
- Gesamte Bandbreite von 0,77 kWh/km bis 2,12 kWh/km
- Roundtrip Realauslastung mit Klima für Auslegung (1,4 kWh/km), allerdings werden in den nächsten Jahren einige Effizienzgewinne erwartet (daher: 1,2 kWh/km)

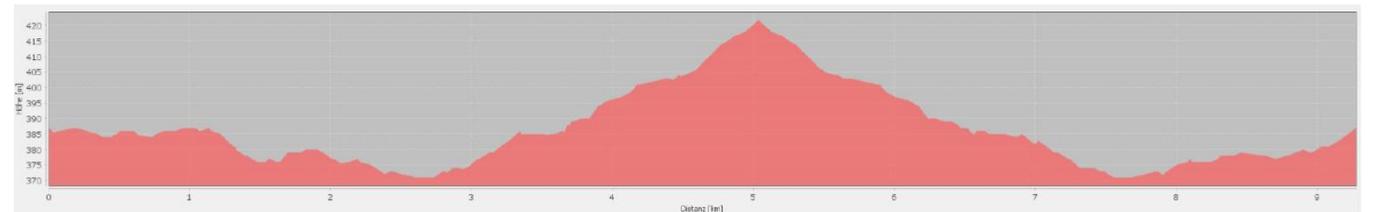
Simulierte Verbräuche in kWh/km mit Klima

Auslastung	Realauslastung	25%	50%	75%	100%
Zentralantrieb Hinfahrt "Bergauf"	1,73	1,79	1,90	2,01	2,12
RNN Hinfahrt "Bergauf"	1,61	1,66	1,76	1,86	1,97
Zentralantrieb Roundtrip	1,51	1,55	1,64	1,73	1,82
RNN Roundtrip	1,40	1,45	1,53	1,61	1,69
Zentralantrieb Rückfahrt "Bergab"	1,26	1,29	1,35	1,42	1,48
RNN Rückfahrt "Bergab"	1,16	1,19	1,25	1,30	1,36

Simulierte Verbräuche in kWh/km ohne Klima

Auslastung	Realauslastung	25%	50%	75%	100%
Zentralantrieb Hinfahrt "Bergauf"	1,37	1,43	1,54	1,65	1,76
RNN Hinfahrt "Bergauf"	1,25	1,30	1,40	1,50	1,61
Zentralantrieb Roundtrip	1,13	1,18	1,27	1,35	1,44
RNN Roundtrip	1,04	1,08	1,16	1,25	1,33
Zentralantrieb Rückfahrt "Bergab"	0,87	0,90	0,96	1,02	1,08
RNN Rückfahrt "Bergab"	0,77	0,79	0,85	0,91	0,97

Streckenprofil Roundtrip



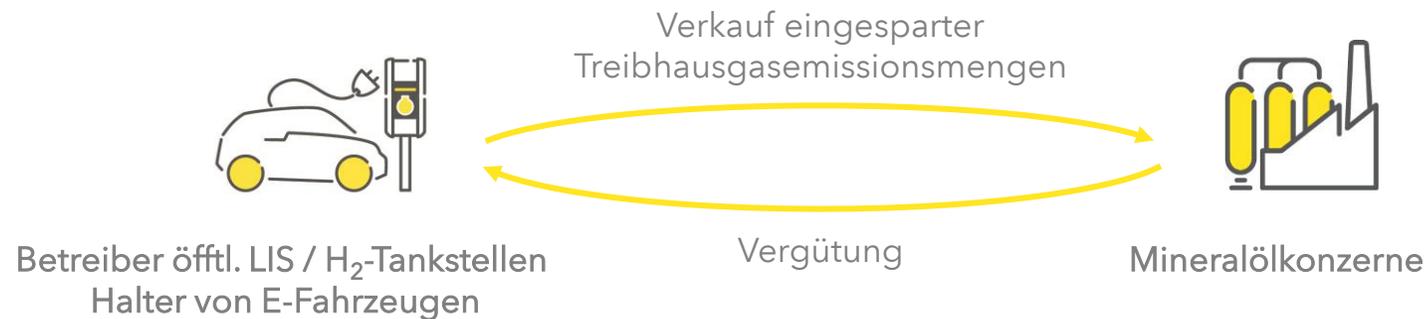
[37] Höhenprofil. Quelle: TrackProfile2Web.

3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

GENERIERUNG VON ERLÖSEN DURCH DIE THG-QUOTE

- Ziel der Verordnung zur Treibhausgasminderungsquote: Senkung der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor durch.....
 - Incentivierung zum Umstieg auf klimafreundliche Kraftstoffarten
 - Künstliche Verteuerung fossiler Kraftstoffarten
- Auf der einen Seite tragen Inverkehrbringer von Strom im Verkehrssektor (bspw. Betreiber öffentlicher Ladeinfrastruktur) aktiv zu einem klimafreundlicheren Verkehr bei.
- Auf der anderen Seite sind Inverkehrbringer klimaschädlicher Kraftstoffarten fossiler Natur dazu verpflichtet treibhausgasmindernde Maßnahmen (Strom, Biokraftstoffe, eFuels, Wasserstoff) in ihre THG-Quotenbilanz einzubinden.
- Durch den Mechanismus der THG-Quote können bis 2030 zusätzliche Erlöse durch öffentliche Ladeinfrastruktur generiert werden, die Höhe ist abhängig von Angebot und Nachfrage gemäß den Zertifikaten.



3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

THG-QUOTE FÜR WASSER- BZW. LADEINFRASTRUKTUR

Wasserstoff	Ladestrom	Batteriebus	Brennstoffzellenbus
<ul style="list-style-type: none">– Grünstrom per Direktleitung– Grünstrom per PPA<ul style="list-style-type: none">– Gleichzeitigkeit (im gleichen Monat)– Gleiche Gebotszone (Deutschland)– Zusätzlichkeit: IBN EE-Anlage nicht mehr als 36 Monate vor IBN-Elektrolyseur (Zusätzlichkeit entfällt, wenn IBN-Elektrolyseur vor 1.1.28, d.h. es können auch Post-EEG-Anlagen genutzt werden)– 3-fach-Anrechnung	<ul style="list-style-type: none">– Ladeinfrastruktur muss eichrechtskonform und für einen „ausreichenden Zeitraum“ öffentlich zugänglich im Sinne der Ladesäulenverordnung (LSV) sein.– Die Ladepunkte müssen bei der <u>Bundesnetzagentur</u> angemeldet sein.– 2,5-fache THG-Quote für öffentlichen Ladestrom, der per Direktleitung aus erneuerbaren Energien gespeist wird– Ladestrom wird 3-fach angerechnet	<ul style="list-style-type: none">– E-Busse der Klasse M3 erhalten <u>jährlich</u> eine THG-Prämie	<ul style="list-style-type: none">– Brennstoffzellenbusse erhalten <u>keine</u> THG-Prämie

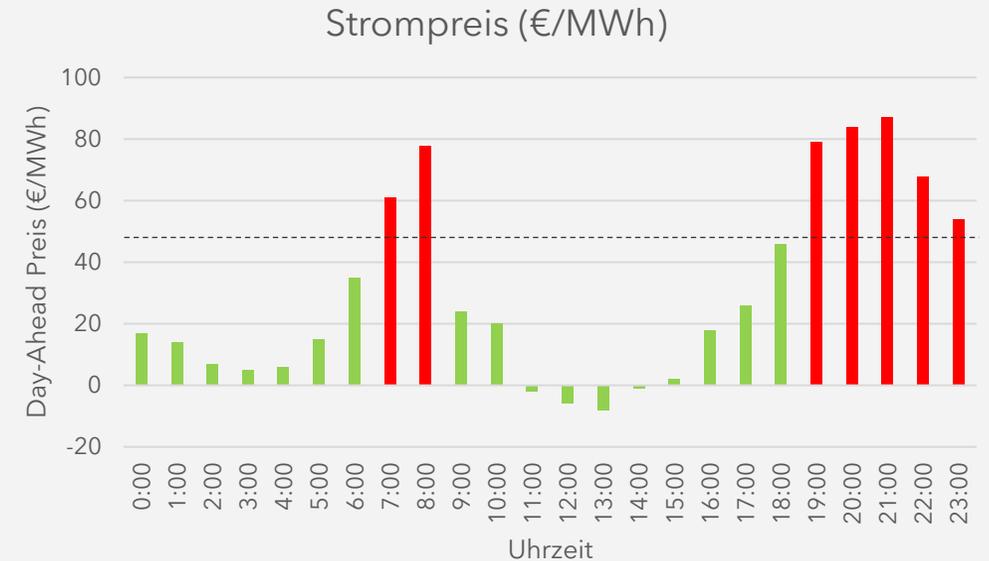
3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

STROMBESCHAFFUNG

Optimiertes Laden mit dynamischen Tarifen

- Optimierung des Ladens nach dem Börsenstrompreis, d.h. möglichst dann Laden, wenn der Strom gerade günstig ist.
- Abbildung rechts: Teuer Laden von 18-00 Uhr oder günstig Laden von 00 - 6 Uhr
- Wenn Stromangebot > Stromnachfrage: Negative Börsenstrompreise
- Wenn Strompreis tief genug ist, um sogar Umlagen und Netzentgelte wettzumachen, kann man mit dem Laden Geld verdienen (da man das Netz entlastet).
- Voraussetzung: Smart Meter und dynamischer Tarif



[38] Day-Ahead Preis - Beispiel. Quelle: GP JOULE, eigene Darstellung.

Hinweis

Hohes Potenzial, wenn ausreichend Zeit vorhanden, um Ladevorgänge in günstige Zeiten zu verschieben (lange Standzeiten und kurze Distanzen, wie häufig im ÖPNV). Erste Pilotprojekte zu börsenstrom-optimiertem Laden zeigen bis zu 40 % Einsparung im Strombeschaffungspreis.

3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

STROMBESCHAFFUNG

Günstiger Strom durch Power Purchase Agreements (PPAs)

- Der Strombezug über ein PPA ist generell nur dann sinnvoll, wenn die Erzeugung mit dem Verbrauch größtenteils übereinstimmt.
- Besonders lukrativ sind Onsite-PPAs, d.h. Direktlieferverträge zwischen Anlagenbetreiber und Abnehmer am gleichen Netzverknüpfungspunkt, da dann Netzentgelte und Umlagen gespart werden können.

Onsite-PPA

- Erzeugte Energie wird **vor Ort** an Verbraucher geliefert, ohne das öffentliche Stromnetz zu benutzen.
- **Keine Netzentgelte und Abgaben.**
- Einspeisung des überschüssigen Stroms in öffentliches Stromnetz und Vergütung über EEG oder Direktvermarktung.
- Dadurch entsteht ein **Spielraum, der Vorteile für den Erzeuger und auch für den Verbraucher** bietet.

Offsite-PPA

- Erzeugte und ins öffentliche Netz eingespeiste Mengen können zeitgleich an einem **anderen Standort** verbraucht werden.
- Anlagenbetreiber und Abnehmer schließen PPA ab, der Laufzeit und Lieferpreis regelt.
- Allerdings fallen hier Netzentgelte und Abgaben an, wodurch der Spielraum für den PPA-Preis geringer wird.

3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

STROMBESCHAFFUNG

PPAs mit Post-EEG-Anlagen-Betreibern

- PPAs sind insbesondere für Post-EEG-Anlagenbetreiber ein interessantes Modell, da die Einspeisevergütung dann sehr gering ist. Betreiber suchen nach neuen Geschäftsmodellen.
- Es gibt einige große PV-Anlagen in Landkreis Passau, die in den nächsten Jahren aus dem EEG fallen (s. Abbildung rechts, PV-Anlagen gekennzeichnet durch Sterne).
- Die VLP-Unternehmen könnten sich günstigen EE-Strom durch den Abschluss von PPAs mit den Post-EEG-Anlagenbetreibern sichern.
- Produktion des EE-Stroms müsste dazu allerdings zeitlich mit dem Verbrauch übereinstimmen (bei PV-Strom z.B. Laden tagsüber).

Standortverteilung VLP - Machbarkeitsstudien

GP JOULE
TRUST YOUR ENERGY



[39] Standortverteilung der einzelnen Projektakteure. Quelle: GP JOULE, eigene Darstellung.

3. Technische Konzepte

3.3 Optimierung

NETZDIENLICHES LADEN

- Netzdienliches Laden wird aktuell vor allem von Privatpersonen und Betreibern von Elektrofahrzeugen genutzt. Der Fokus liegt aktuell auf nicht-öffentlichen Ladepunkten.
- Netzdienliches Laden ermöglicht die Reduzierung der Ladeleistung durch den Netzbetreiber bei hoher Netzbelastung und entlastet somit das Stromnetz. Ziel ist es Lastspitzen zu vermeiden und teure Netzausbaumaßnahmen zu reduzieren.
- Ziel: Netzstabilität erhöhen.
- Entlohnung: Es stehen verschiedene Modelle zur Reduzierung der Netzentgelte zur Verfügung:
 - Modul 1: Pauschale Reduzierung der Netzentgelte.
 - Modul 2: Prozentuale Reduzierung des Arbeitspreises.
 - Modul 3: Änderung der Höhe der Netzentgelte in Abhängigkeit der Nutzungszeit.

Netzentgelte für steuerbare Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14a EnWG

(Preisblatt sVE - Modul 1)

Gültig ab 01. Januar 2024

Netznutzung mittels registrierender Leistungsmessung

Folgende Voraussetzungen sind für eine Vereinbarung zur netzorientierten Steuerung gemäß § 14a EnWG bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach Abrechnungsmodul 1 einzuhalten:

- bestehender Netznutzungsvertrag zwischen Netzbetreiber und Lieferant oder Letztverbraucher
- technische Möglichkeit zur Reduzierung des netzwirksamen Leistungsbezugs der Verbrauchseinrichtung durch den Netzbetreiber zur Netzentlastung

Zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen gehören Elektro-Wärmepumpen, nicht öffentliche Ladepunkte für Elektromobile, Anlagen zur Raumkühlung und Stromspeicher hinsichtlich der Stromentnahme (Einspeicherung) mit einer Netzanschlussleistung von mehr als 4,2 kW gem. Ziffer 2.4.1 des Beschlusses BK6-22/300.

Die pauschale Netzentgeltreduzierung nach Modul 1 darf das an einer Entnahmestelle zu zahlende Netzentgelt 0,00 Euro nicht unterschreiten (negative Netzentgelte sind nicht möglich).

Jahresbenutzungsdauer	< 2.500 Bh		≥ 2.500 Bh	
	Leistungspreis €/ kW*a	Arbeitspreis ct/kWh	Leistungspreis €/ kW*a	Arbeitspreis ct/kWh
Entnahmestelle				
Umspannung Mittel-/ Niederspannung	23,46	8,95	238,13	0,36
Niederspannung	25,15	7,91	157,29	2,62
Pauschale Netzentgeltreduzierung für Entnahmestellen mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen gem. Modul 1		€/a Netto		
Pauschale Reduzierung*			-131,58	

[30] Preisblatt Netzentgelte. Quelle: Bayernwerk Netz.

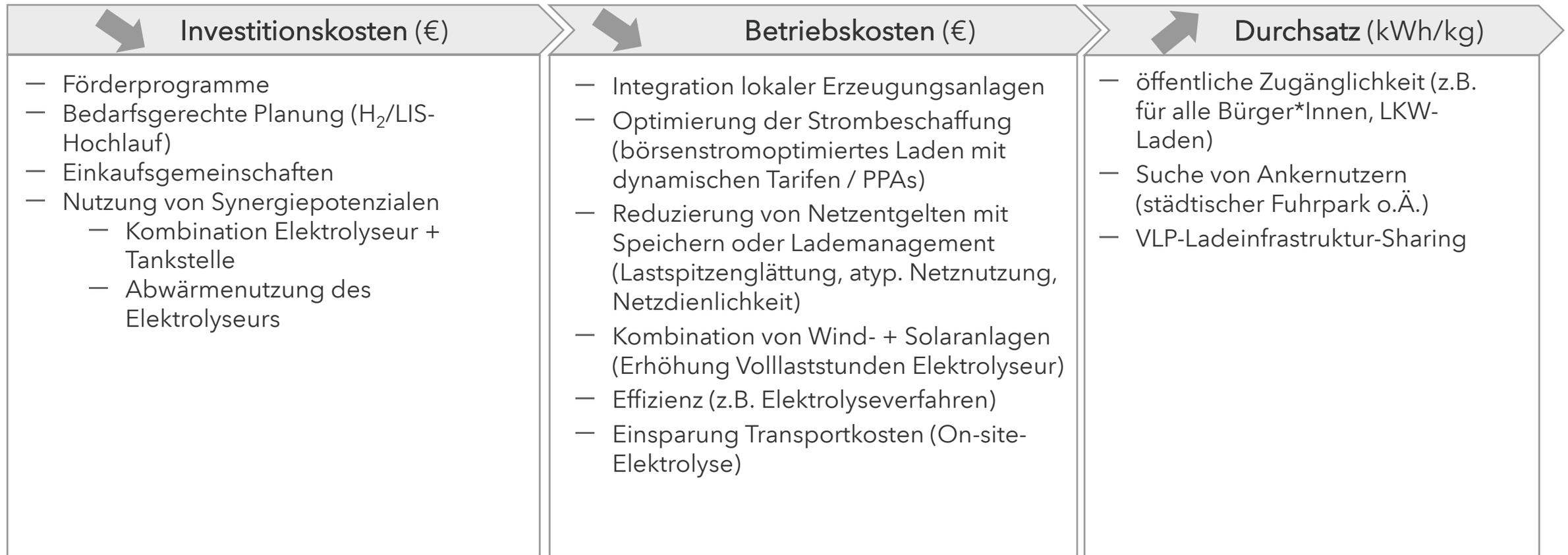
4. WIRTSCHAFTLICHKEIT

A close-up photograph of a business meeting. In the foreground, a person's hand is using a black calculator on a desk. To the left, another person's hand holds a tablet computer. In the background, a third person's hand points at a document. The desk is covered with various financial documents, including a pie chart and a bar chart. The text '4. WIRTSCHAFTLICHKEIT' is overlaid in large, bold, yellow letters across the center of the image.

4. Wirtschaftlichkeit

4. Wirtschaftlichkeit

REDUZIERUNG DER STROM- UND WASSERSTOFF-GESTEHUNGSKOSTEN



Außerdem: Generierung zusätzlicher Erlöse durch die THG-Quote.

4. Wirtschaftlichkeit

4. Wirtschaftlichkeit

ANSCHAFFUNG DIESEL VS. ELEKTROFLOTTE: VERGLEICH D. JÄHRLICHEN PROJEKTKOSTEN

Annahmen:

- Beschaffung von 16 Solobussen, je 2 p.a. von 2025 bis 2032
- Durchschnittliche tägliche Fahrdistanz: 200 km (VLP-Durchschnitt) an 220 Tagen = 44.000 km / a
- Fahrzeugpreise Batteriebusse sinken über die Zeit, u.a. aufgrund höherer Abnahmemengen
- Fahrzeugpreise Dieselsebusse steigen über die Zeit leicht, u.a. aufgrund geringerer Abnahmemengen
- Förderung von 75.000 € pro E-Bus ab 2025 bis 2030 aus dem Bayernprogramm + 3.000 € THG-Quote / E-Bus bis 2030
- Werkstattanpassungen in zwei Ausbaustufen (2025 und 2029) berücksichtigt, Schulungen berücksichtigt (=Sonstige Investitionen)
- Wartungskosten E-Flotte geringfügig unter denen der Dieselflotte
- Personalkosten gleich
- Annahme **Dieselskosten** von durchschnittlich 2 €/Liter über 10 Jahre
- Annahme **Netz-Strompreis inkl. Netzentgelten und Umlagen: 25,7 ct / kWh** (Abstimmung mit den Stadtwerken Passau, ohne Gewähr)
- Ohne Finanzierungskosten und Wiederverkaufswert

4. Wirtschaftlichkeit

4. Wirtschaftlichkeit

TCO-KOSTENBETRACHTUNG - BEST/WORST-CASE BATTERIEFLOTTE

WORST CASE

- Keine LIS*-Förderung
- Hohe LIS*-Kosten (1,2 Mio € Invest für 16 Ladepunkte)
 - Ungünstiger Standort: z.B. Hohe Distanzen von der Lastentnahme zum Trafo, kein MS-Netz in der Nähe
 - Überdimensionierung statt bedarfsorientierter Planung
- Keine sonstigen Optimierungsmaßnahmen möglich (z.B. **keine Lage an Verkehrsknoten für öffentliches Laden**)
- Keine Integration von EE** möglich
- Ungünstiges Laden (z.T. hohe Ladeleistungen notwendig und damit keine Minimierung von Netzentgelten)

BEST CASE

- LIS*-Förderung (55%)
- Günstige LIS* (600.000 € Invest für 16 Ladepunkte)
 - Günstiger Standort: z.B. Geringe Distanzen von der Lastentnahme zum Netzanschluss
 - Anschluss über **Niederspannung** realisierbar
- Integration von lokaler EE** möglich
- Erhöhung der Auslastung durch öffentliches Laden möglich (**es besteht Bedarf, Lage an interessanten Verkehrsknotenpunkten**)

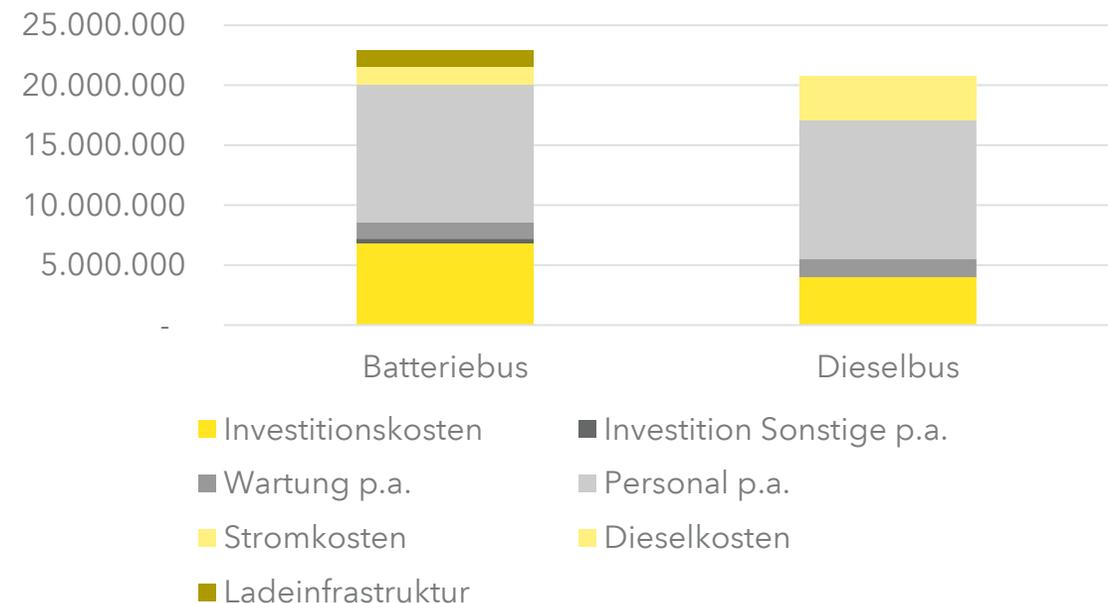
4. Wirtschaftlichkeit

4. Wirtschaftlichkeit

WORST CASE: 10 % MEHRKOSTEN FÜR BATTERIEFLOTTE ÜBER 10 JAHRE

- Keine LIS-Förderung
- Hohe LIS-Kosten
 - Ungünstiger Standort: z.B. Hohe Distanzen von der Lastentnahme zum Trafo, kein MS-Netz in der Nähe
 - Überdimensionierung anstatt bedarfsorientierter Planung
- Keine sonstigen Optimierungsmaßnahmen möglich (z.B. keine Lage an interessanten Verkehrsstrecken für öffentliches Laden)
- Keine Integration von EE möglich
- Ungünstiges Laden (z.T. hohe Ladeleistungen notwendig und damit keine Minimierung von Netzentgelten)

TCO-Kostenbetrachtung Diesel vs. Elektro (Worst Case)



[40] TCO-Kostenbetrachtung Diesel vs. Elektro. Quelle: GP JOULE, eigene Darstellung.

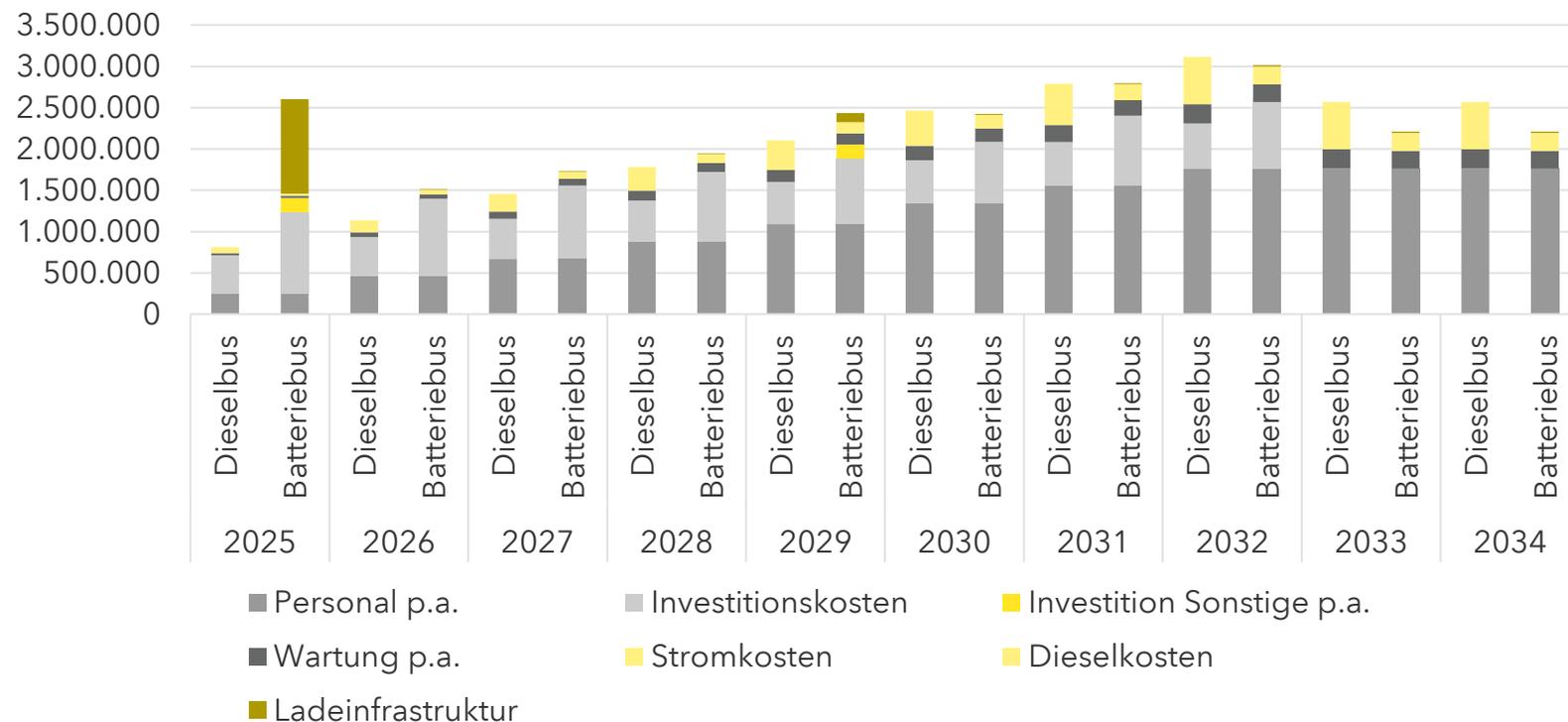
4. Wirtschaftlichkeit

4. Wirtschaftlichkeit

WORST CASE: 10 % MEHRKOSTEN FÜR BATTERIEFLOTTE ÜBER 10 JAHRE

- Mehrkosten v.a. in den Anfangsjahren
- Investition in Infrastruktur
- Trotz Bayernförderung + THG-Quote höhere Fahrzeuganschaffungskosten für E-Bus als Dieselbus (in 2025 bis zu 2,1 x höher)
- Ab dem Jahr 2030 ist die E-Busflotte in den jährlichen Gesamtkosten günstiger als der Dieselbus
- Über 10 Jahre entstehen 10 % Mehrkosten

Vergleich der jährlichen Projektkosten



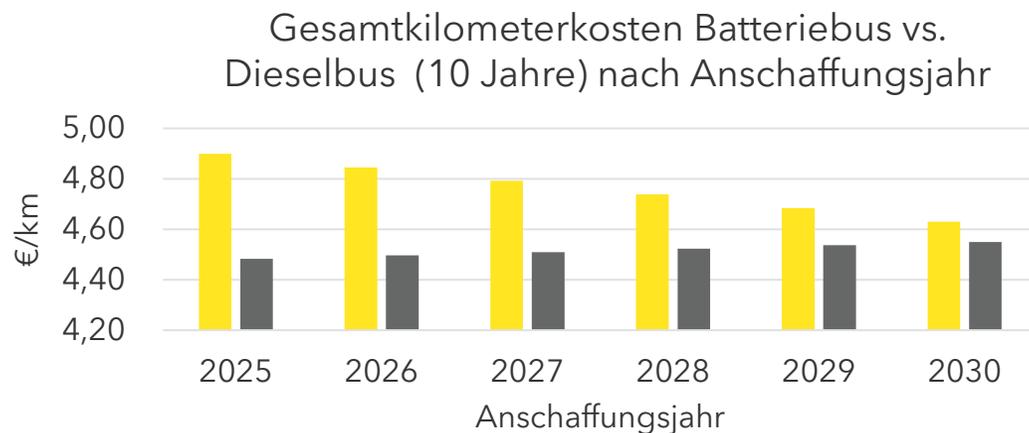
[41] Vergleich der jährlichen Projektkosten. Quelle: GP JOULE, eigene Darstellung.

4. Wirtschaftlichkeit

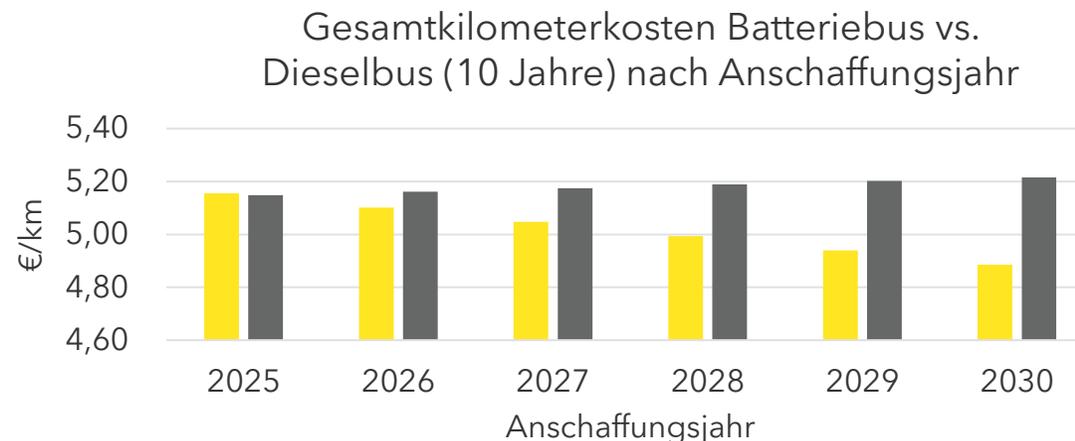
4. Wirtschaftlichkeit

WORST CASE: TCO-VERGLEICH EINES EINZELNEN BATTERIEBUSSES NACH ANSCHAFFUNGSAHR

Annahme: durchschnittlich 200 km/Tag bzw. 44.000 km /a



Annahme: durchschnittlich 370 km/Tag bzw. 81.400 km /a



■ Kilometerkosten Batteriebus ■ Kilometerkosten Dieselbus

■ Kilometerkosten Batteriebus ■ Kilometerkosten Dieselbus

[42] Darstellung Gesamtkilometerkosten Diesel vs. Elektro (Worst Case). Quelle: GP JOULE, eigene Darstellung.

Hinweis

Der durchschnittliche VLP-Batteriebus mit 200 km / Tag hat im Worst Case auch im Jahr 2030 noch keine Kostenparität mit dem Dieselbus erreicht. Busse mit hohen Reichweiten (ab 370 km / Tag) können schon heute in den Gesamtkosten über 10 Jahre günstiger sein.

4. Wirtschaftlichkeit

4. Wirtschaftlichkeit

WORST CASE: TCO-VERGLEICH EINES EINZL. BUSSES ÜBER 10 JHR. NACH ANSCHAFFUNGSAJAHR

Annahme: durchschnittlich 200 km/Tag bzw. 44.000 km /a

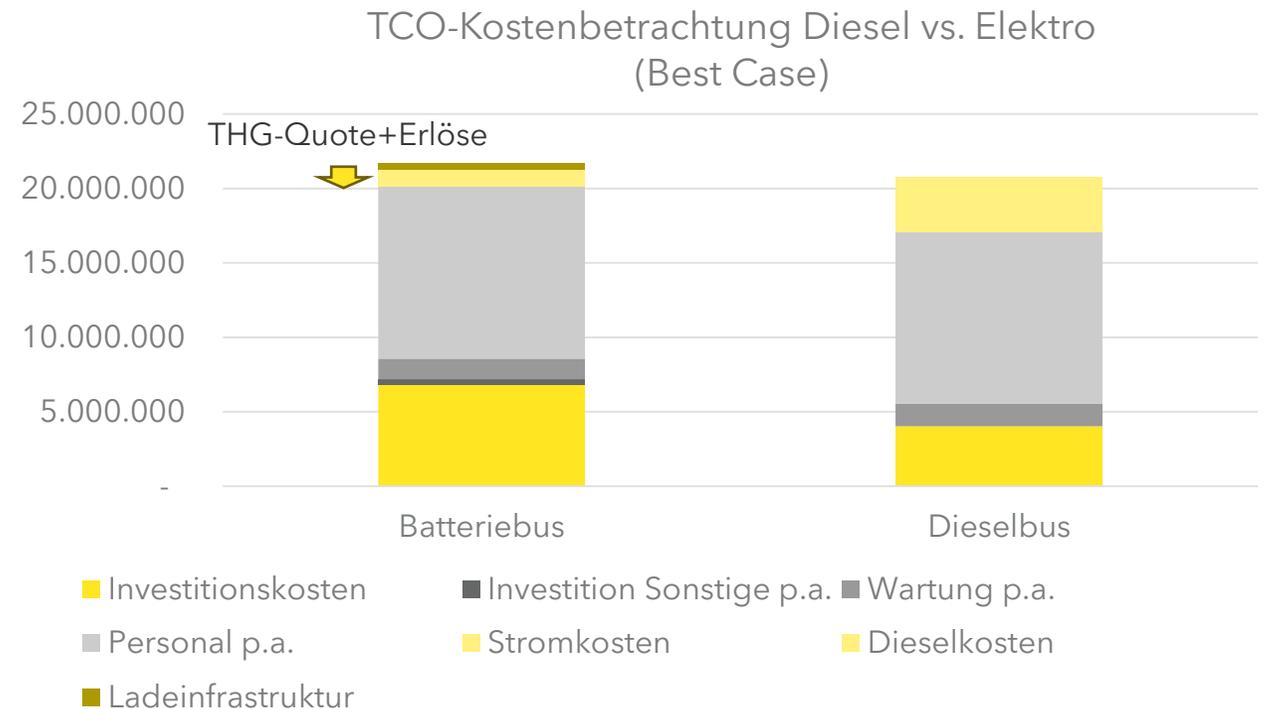
Gesamtkosten nach 10 Jahren	Umstellungsjahr					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kilometerkosten E-Bus (€/km)	4,90	4,85	4,79	4,74	4,68	4,63
Kilometerkosten Diesel (€/km)	4,48	4,50	4,51	4,52	4,54	4,55
Kilometermehrkosten (€/km)	0,42	0,35	0,28	0,21	0,15	0,08
Notwendige jährliche Kilometer zur TCO-Parität (km)	81.400	74.800	68.200	62.700	59.400	52.800
Notwendige tägliche Kilometer zur TCO-Parität (km)	370	340	310	285	270	240
Notw. Förderzuschuss für TCO-Parität bei 200 km / Tag (€)	225.000 €	210.000 €	195.000 €	170.000 €	135.000 €	110.000 €

4. Wirtschaftlichkeit

4. Wirtschaftlichkeit

BEST CASE: 5 % MEHRKOSTEN BATTERIEFLOTTE ÜBER 10 JAHRE - INKL. ERLÖSEN 2 % EINSPARUNGEN

- Förderung für LIS
- Günstige LIS
 - Günstiger Standort: z.B. Geringe Distanzen von der Lastentnahme zum Trafo, Nähe zu Netz
 - Anschluss über Niederspannung realisierbar
- Integration von lokaler EE möglich
- Erhöhung der Auslastung durch öffentliches Laden möglich (es besteht Bedarf, Lage an interessanten Verkehrsknotenpunkten)
- Im Best Case können mit den Erlösen aus d. THG-Quote + Ladestromverkauf über 10 Jahre (1,4 Mio. €) Einsparungen von ca. 2 % erzielt werden



[43] TCO-Kostenbetrachtung Diesel vs. Elektro (Best Case). Quelle: GP JOULE, eigene Darstellung.

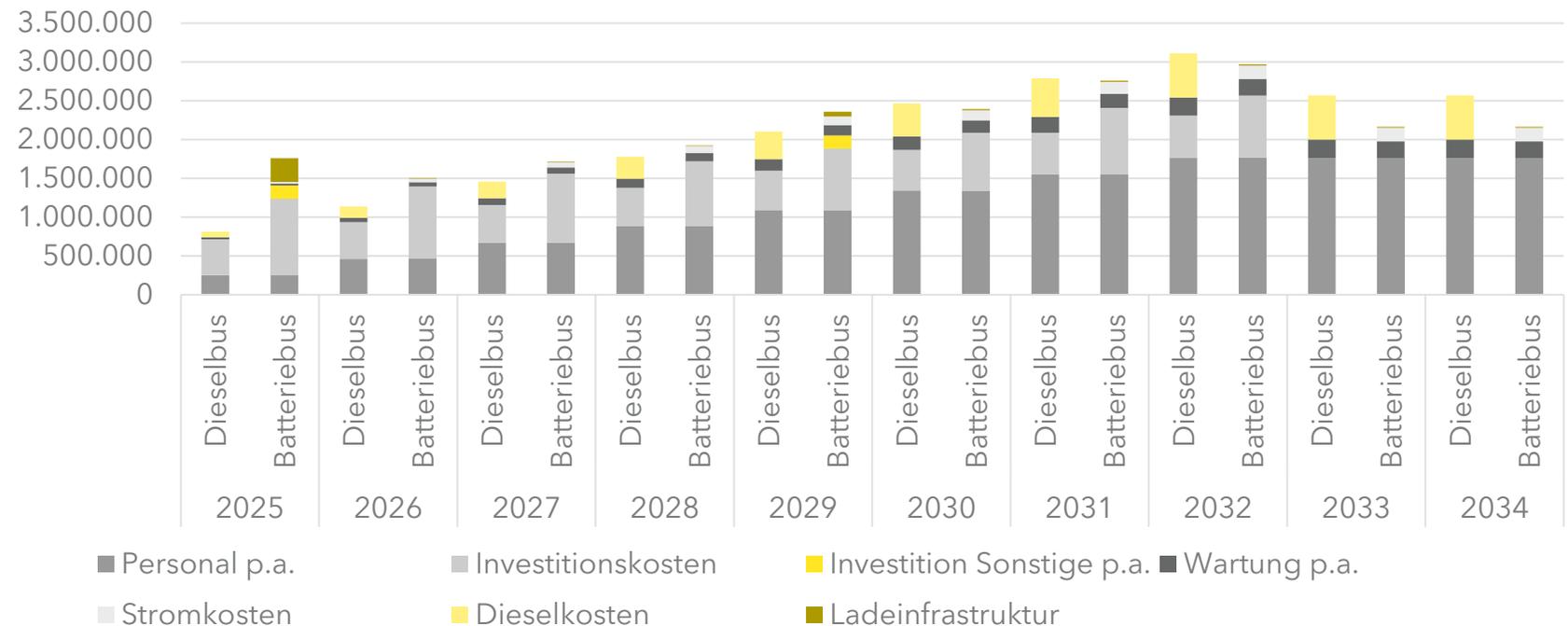
4. Wirtschaftlichkeit

4. Wirtschaftlichkeit

BEST CASE: 4,5 % MEHRKOSTEN ÜBER 10 JHR. - DURCH DRITTLADEN EINSPARUNGEN MÖGLICH

- Mehrkosten v.a. in den Anfangsjahren
- Investition in Infrastruktur
- Trotz Bayernförderung + THG-Quote höhere Fahrzeuganschaffungskosten für E-Bus als Dieselbus (in 2025 bis zu 2,1 x höher)
- Ab dem Jahr 2030 ist der E-Bus in seinen jährlichen Gesamtkosten günstiger

Vergleich der jährlichen Projektkosten



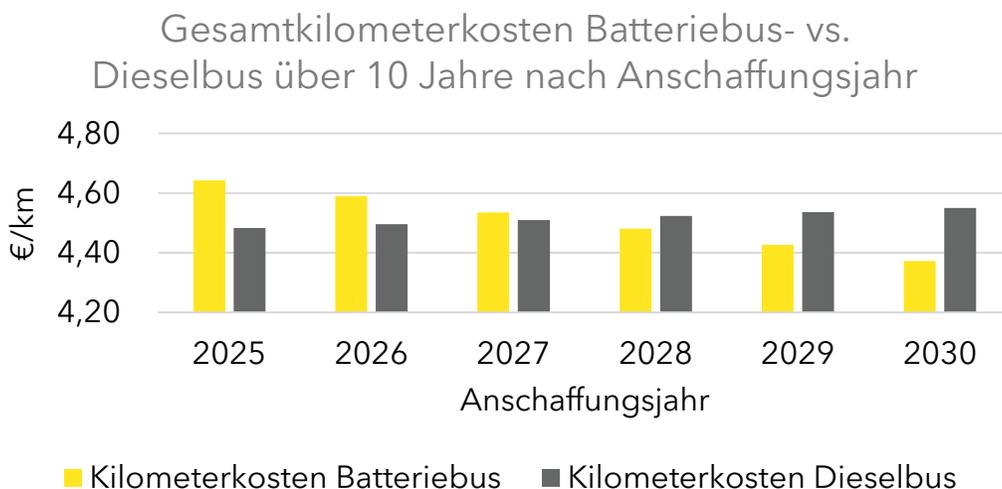
[44] Vergleich der jährlichen Projektkosten (Best Case). Quelle: GP JOULE, eigene Darstellung.

4. Wirtschaftlichkeit

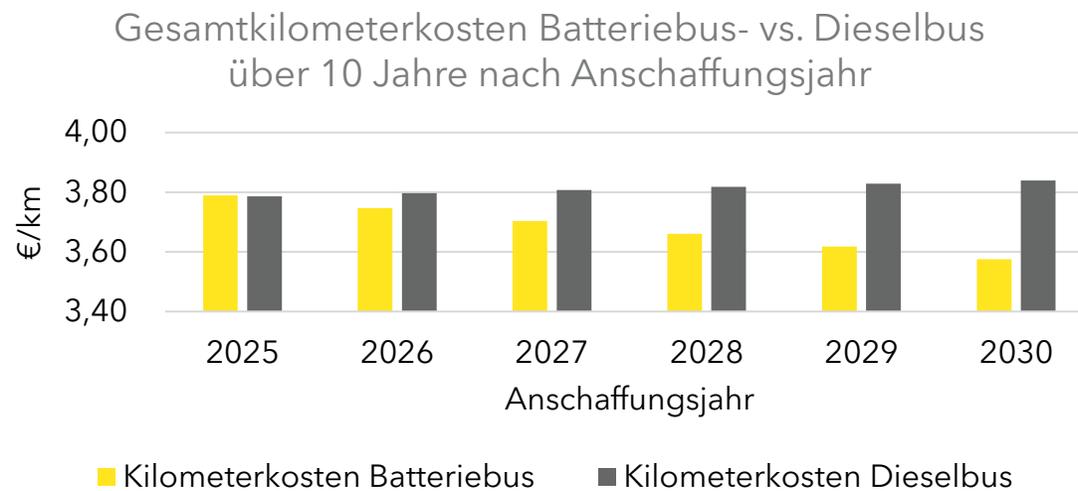
4. Wirtschaftlichkeit

BEST CASE: TCO-VERGLEICH EINES EINZELNEN BUSES NACH ANSCHAFFUNGSAHR

Annahme: durchschnittlich 200 km/Tag bzw. 44.000 km /a



Annahme: durchschnittlich 255 km/Tag bzw. 56.100 km /a



[45] Darstellung Gesamtkilometerkosten Diesel vs. Elektro (Best Case). Quelle: GP JOULE, eigene Darstellung.

Hinweis

Der durchschnittliche VLP-Batteriebus mit 200 km / Tag ist im Best Case ab 2027 in den Gesamtkosten über 10 Jahre günstiger.

Busse mit hohen Reichweiten (ab 255 km / Tag) können schon heute in den Gesamtkosten über 10 Jahre günstiger sein.

4. Wirtschaftlichkeit

4. Wirtschaftlichkeit

BEST CASE: TCO-VERGLEICH EINES EINZELNEN BUSES ÜBER 10 JHR. NACH ANSCHAFFUNGSAHR

Annahme: durchschnittlicher VLP-Bus mit 200 km/Tag bzw. 44.000 km /a

Gesamtkosten nach 10 Jahren	Umstellungsjahr					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kilometerkosten E-Bus (€/km)	4,64	4,59	4,54	4,48	4,43	4,37
Kilometerkosten Diesel (€/km)	4,48	4,50	4,51	4,52	4,54	4,55
Kilometermehrkosten E-Bus (€/km)	0,16	0,09	0,03	- 0,04	- 0,11	- 0,18
Notwendige jährliche Kilometer zur TCO-Parität (km)	56.100	51.480	46.200	41.360	36.300	31.240
Notwendige tägliche Kilometer zur TCO-Parität (km)	255	234	210	188	165	142
Notw. Förderzuschuss für TCO-Parität bei 200 km/Tag (€)	150.000 €	120.000 €	90.000	60.000	30.000	0 €

Hinweis

Damit eine Anschaffung eines Batteriebusse für den durchschnittlichen VLP-Bus (200 km / Tag) im Jahr 2025 im Best Case kostengleich mit einem Dieselbus ist, müsste die Förderung für E-Busse verdoppelt werden (150.000 € Zuschuss statt 75.000 €) oder es müssten mindestens 56.100 Kilometer pro Jahr zurückgelegt werden.

4. Wirtschaftlichkeit

4. Wirtschaftlichkeit

FAZIT: TCO-VERGLEICH EINES EINZELNEN BUSSES ÜBER 10 JHR. NACH ANSCHAFFUNGSJAHR

Annahme: durchschnittlich 200 km/Tag bzw. 44.000 km /a

Gesamtkosten nach 10 Jahren bei Umstellung in	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kilometermehrkosten E-Bus (€/km)	0,16 - 0,42	0,09 - 0,35	0,03 - 0,28	- 0,04 - 0,21	- 0,11 - 0,15	- 0,18 - 0,08
Notwendige jährliche Kilometer zur TCO-Parität (€)	56.100 -81400	51.480-74800	46.200-68200	41.360-62700	36.300-59400	31.240-52800
Notwendige tägliche Kilometer zur TCO-Parität (€)	255-370	234-340	210-310	188-285	165-270	142-240
Notwendiger Zuschuss Fahrzeugbeschaffung zur TCO-Parität bei 200 km / Tag (€)	225.000 - 150.000	210.000 - 120.000	195.000 - 90.000	170.000 - 60.000	135.000 - 30.000	110.000 - 0

Hinweis

In wenigen Jahren wird der durchschnittliche VLP-Linienbus mit 200 Kilometern pro Tag als Batteriebus günstiger sein. Der Batteriebus kann schon heute die wirtschaftlichere Variante sein, sofern dieser mindestens 250 Kilometer pro Tag fährt. Dies ist allerdings nicht herstellerübergreifend möglich (sondern 200 km). Damit eine Anschaffung eines Batteriebusses für den durchschnittlichen VLP-Bus (200 km / Tag) im Jahr 2025 im Best Case kostengleich mit einem Dieselbus ist, müsste die Förderung für E-Busse verdoppelt werden (150.000 € Zuschuss statt 75.000 €).

4. Wirtschaftlichkeit

4. Wirtschaftlichkeit

FAZIT

- Hohes Potenzial durch Optimierungsmaßnahmen, allerdings ist Großteil der Maßnahmen **standortabhängig**.
- Insbesondere in den **Anfangsjahren** ist in jedem Fall mit **Mehrkosten** zu rechnen, aufgrund der **hohen Anschaffungspreise** der E-Busse.
- **Je weiter** der E-Bus fährt, desto **rentabler** ist dieser **im Vgl. zum Dieselbus**, denn **Energiekosten** der Batteriebusse sind schon heute deutlich **geringer** als bei Dieseln, der **Unterschied** wird sich aufgrund steigender Dieselpreise **verstärken**.
- **Im Best Case** können **bereits heute** mit den Erlösen durch das Laden Dritter sogar geringe **Einsparungen** erzielt werden.
- Hinweis: **Aktuell ist der Best Case nicht möglich** - da dort eine **Förderung UND ein Laden Dritter** an der Ladeinfrastruktur einberechnet wurde. Durch Bayernprogramm geförderte LIS darf aktuell nicht öffentl. zugänglich gemacht werden.

4. Wirtschaftlichkeit

4. Wirtschaftlichkeit

ANSCHAFFUNG DIESEL VS. H2-FLOTTE: VERGLEICH D. JÄHRLICHEN PROJEKTKOSTEN

Annahmen:

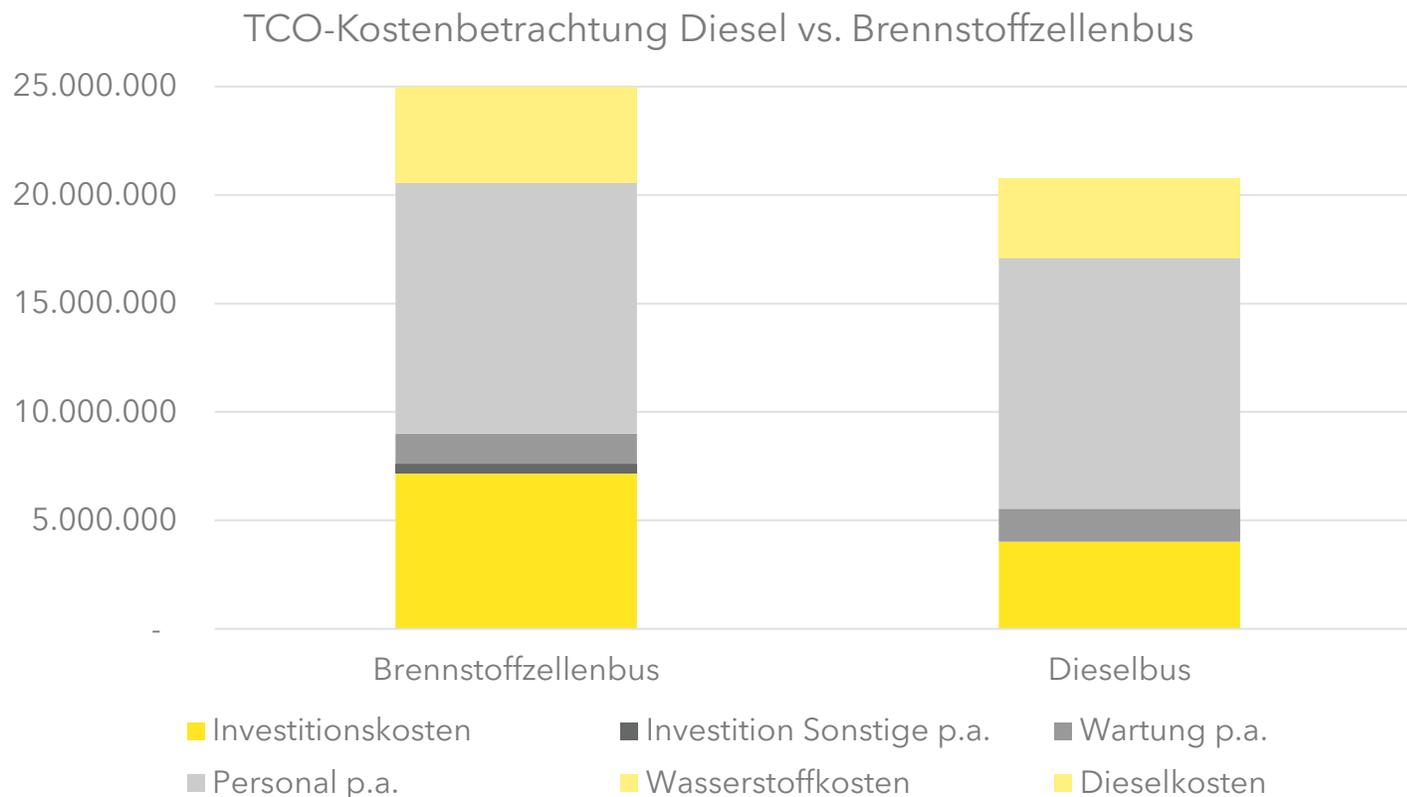
- Beschaffung von 16 Solobussen, je 2 p.a. von 2025 bis 2032
- Durchschnittliche tägliche Fahrdistanz: 200 km (VLP-Durchschnitt) an 220 Tagen = 44.000 km / a
- Fahrzeugpreise Brennstoffzellenbusse sinken über die Zeit, u.a. aufgrund höherer Abnahmemengen
- Fahrzeugpreise Dieselbusse steigen über die Zeit leicht, u.a. aufgrund geringerer Abnahmemengen
- Förderung von 75.000 € pro E-Bus ab 2025 bis 2030 aus dem Bayernprogramm
- Werkstattanpassungen in zwei Ausbaustufen (2025 und 2029) berücksichtigt, Schulungen berücksichtigt (=Sonstige Investitionen)
- Wartungskosten H₂-Flotte geringfügig unter denen der Dieselflotte
- Personalkosten gleich
- Annahme **Dieselposten** von durchschnittlich 2 €/Liter über 10 Jahre
- Annahme **Wasserstoffpreis öffentliches Tanken**: 12 € / kg (Nettopreis, Passau Shell Regensburger Str. 350 bar, Stand 12.06., <https://h2.live/>)
- Annahme **Wasserstoffgestehungskosten bei kostenoptimaler Umsetzung**: 6 € / kg (aktuell noch schwierig erreichbar, meist eher bei 10 €/kg)
- Ohne Finanzierungskosten und Wiederverkaufswert

4. Wirtschaftlichkeit

4. Wirtschaftlichkeit

WORST CASE: 20 % MEHRKOSTEN FÜR BRENNSTOFFZELLENFLOTTE ÜBER 10 JAHRE

- Keiner der besichtigten Betriebshöfe der VLP-Unternehmen würde sich zum Aufbau einer Wasserstofftankstelle mit einer Elektrolyseanlage eignen, weshalb auf öffentliche Wasserstofftankstellen zurückgegriffen werden müsste.
- Die Preise liegen an den meisten deutschen Tankstellen aktuell über 12 € / kg.*



[46] TCO-Kostenbetrachtung Diesel vs. Elektro. Quelle: GP JOULE, eigene Darstellung.

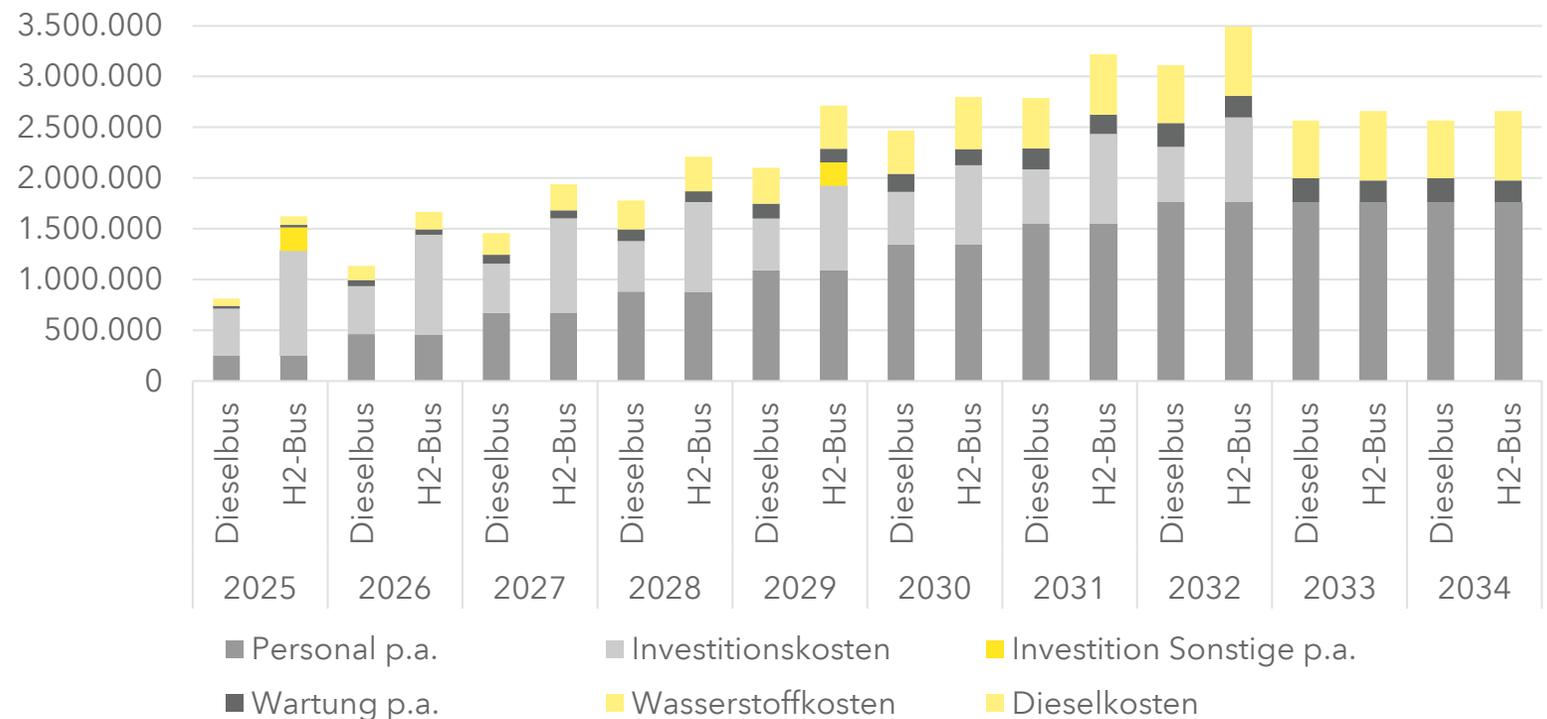
4. Wirtschaftlichkeit

4. Wirtschaftlichkeit

WORST CASE: 20 % MEHRKOSTEN FÜR BRENNSTOFFZELLENFLOTTE ÜBER 10 JAHRE

- Es kann keine eigene Wasserstofftankstelle mit Elektrolyse aufgebaut werden, daher muss an öffentlichen Tankstellen zu 12 € / kg (netto) getankt werden.
- Mehrkosten v.a. in den Anfangsjahren, aufgrund der hohen Anschaffungskosten in den Brennstoffzellebus, keine Investitionen in Infrastruktur wie bei Batteriebus.
- Über 10 Jahre entstehen mit der Brennstoffzellenflotte 20 % Mehrkosten im Vgl. zur Dieselflotte im Beispielszenario.

Vergleich der jährlichen Projektkosten



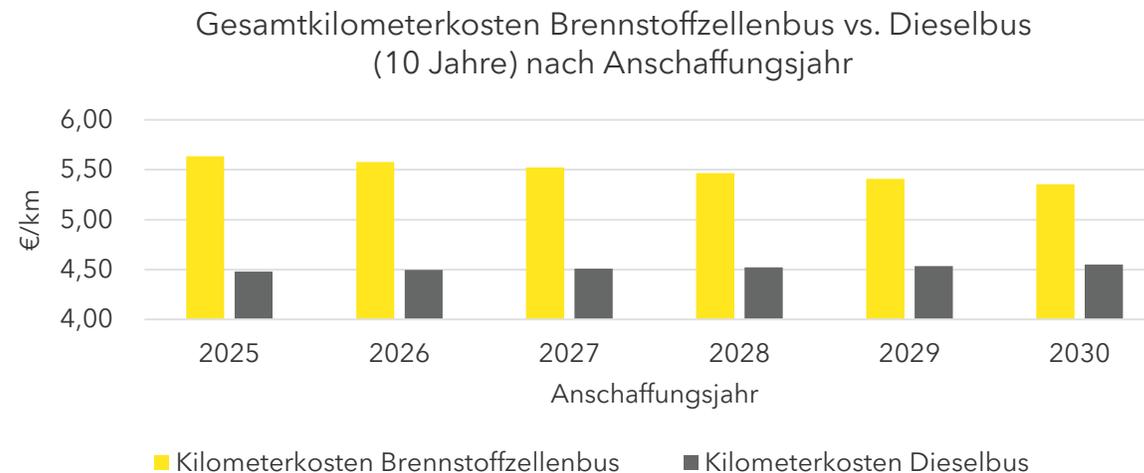
[47] Vergleich der jährlichen Projektkosten. Quelle: GP JOULE, eigene Darstellung.

4. Wirtschaftlichkeit

4. Wirtschaftlichkeit

WORST CASE: TCO-VERGLEICH EINES EINZL. BUSSES ÜBER 10 JHR. NACH ANSCHAFFUNGSAHR

Annahme: durchschnittlich 200 km/Tag bzw. 44.000 km /a



[48] Darstellung Gesamtkilometerkosten Brennstoffzelle vs. Elektro (Worst Case).
Quelle: GP JOULE, eigene Darstellung.

Hinweis

Der durchschnittliche VLP-Brennstoffzellenbus mit 200 km / Tag hat im Worst Case auch im Jahr 2030 noch keine Kostenparität mit dem Dieselbus erreicht. Auch bei einer sehr hohen Kilometeranzahl kann mit dem Brennstoffzellenbus im Vergleich zum E-Bus keine Kostenparität erreicht werden, da der Wasserstoff im Worst Case teurer als der Dieselmotorkraftstoff ist.

4. Wirtschaftlichkeit

4. Wirtschaftlichkeit

WORST CASE: TCO-VERGLEICH EINES EINZELNEN BUSES NACH ANSCHAFFUNGSAHRE

Annahme: Durchschnittlich 200 km/Tag bzw. 44.000 km /a

Gesamtkosten nach 10 Jahren	Umstellungsjahr					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kilometerkosten H ₂ -Bus (€/km)	5,63	5,58	5,52	5,47	5,41	5,35
Kilometerkosten Diesel (€/km)	4,48	4,50	4,51	4,52	4,54	4,55
Kilometermehrkosten (€/km)	1,15	1,08	1,01	0,94	0,87	0,8
Notwendige jährliche Kilometer zur TCO-Parität (km)	Da der Wasserstoff beim angenommenen Verbrauch teurer als der Dieselkraftstoff ist, ist eine Kostenparität auch mit einer hohen Kilometeranzahl nicht möglich					
Notwendige tägliche Kilometer zur TCO-Parität (km)						
Notw. Förderzuschuss für TCO-Parität bei 200 km / Tag (€)	365.000 €	340.000 €	315.000 €	290.000 €	210.000 €	240.000 €

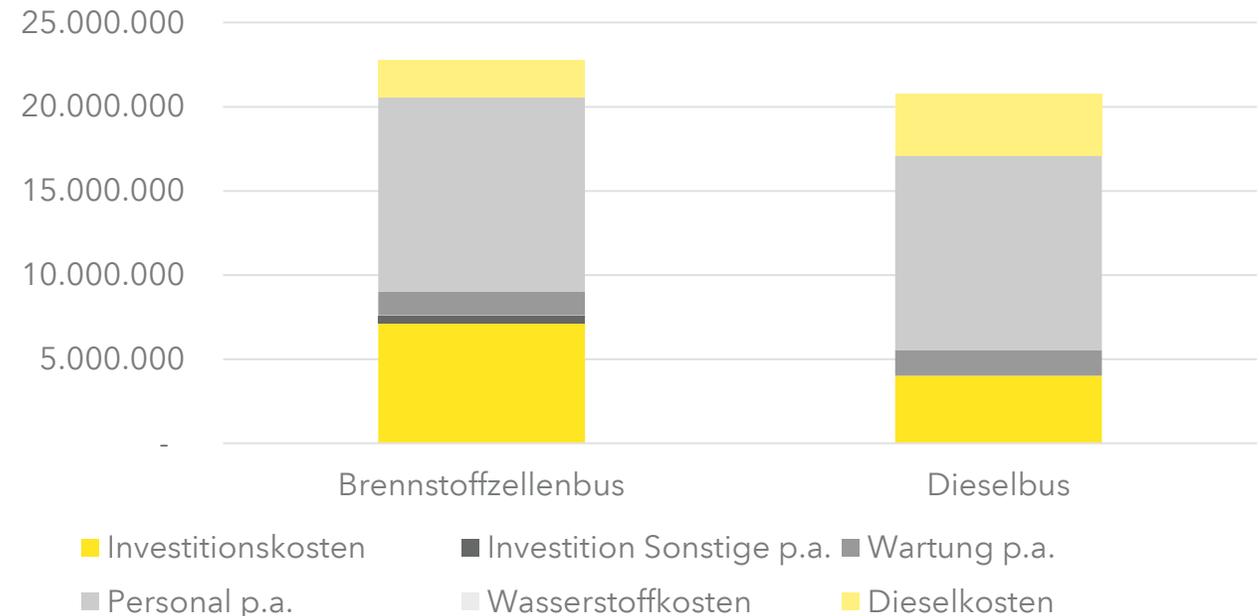
4. Wirtschaftlichkeit

4. Wirtschaftlichkeit

BEST CASE: 10 % MEHRKOSTEN ÜBER 10 JAHRE

- Dem Best Case Szenario liegt die Annahme zu Grunde, dass der Wasserstoff zu 6 € / kg getankt werden kann.
- Über 10 Jahre entstehen mit der Brennstoffzellenflotte 10 % Mehrkosten im Vgl. zur Dieselflotte im Beispielszenario.

TCO-Kostenbetrachtung Diesel- vs. Brennstoffzellenbus (Best Case)



[49] TCO-Kostenbetrachtung Diesel vs. Elektro (Best Case). Quelle: GP JOULE, eigene Darstellung.

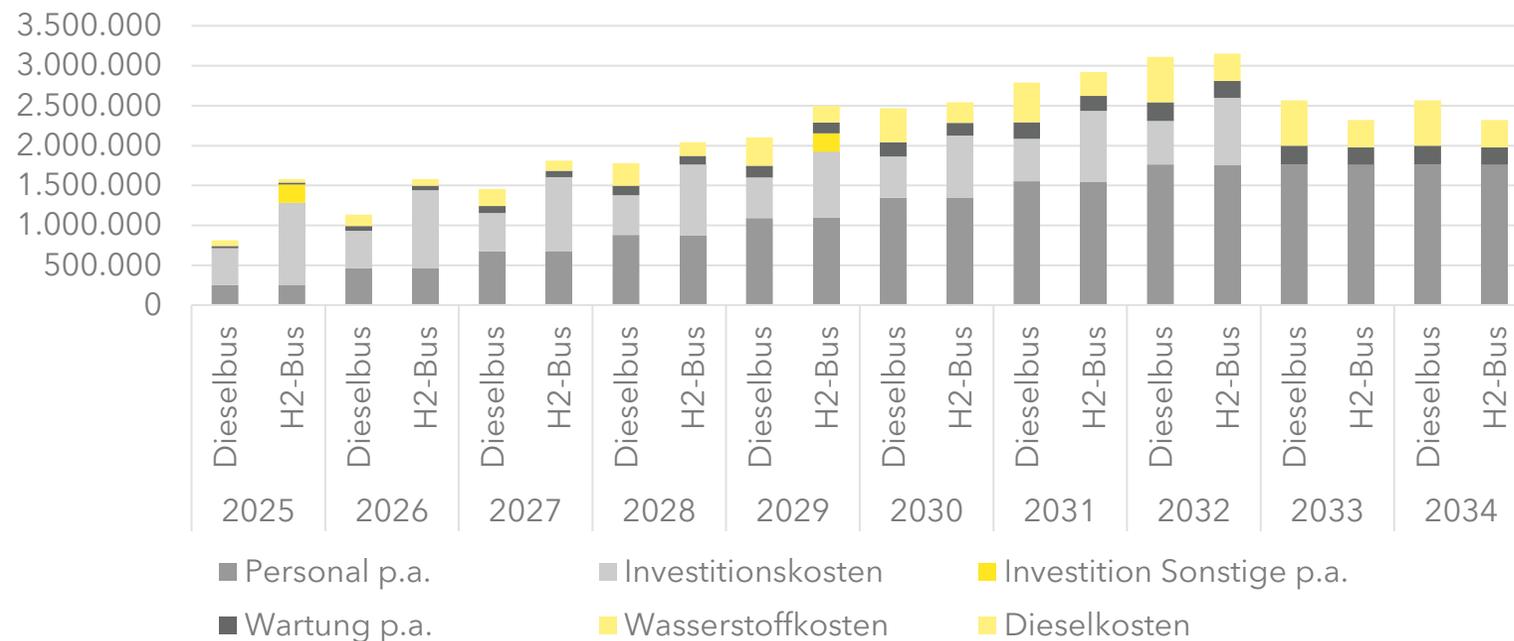
4. Wirtschaftlichkeit

4. Wirtschaftlichkeit

BEST CASE: 10 % MEHRKOSTEN ÜBER 10 JAHRE

- Mehrkosten v.a. in den Anfangsjahren
- Investition in Infrastruktur
- Trotz Bayernförderung + THG-Quote höhere Fahrzeuganschaffungskosten für E-Bus als Dieselbus (im Jahr 2025 bis zu 2,1 x höher)
- Ab dem Jahr 2030 ist der E-Bus in seinen jährlichen Gesamtkosten günstiger als der Dieselbus

Vergleich der jährlichen Projektkosten



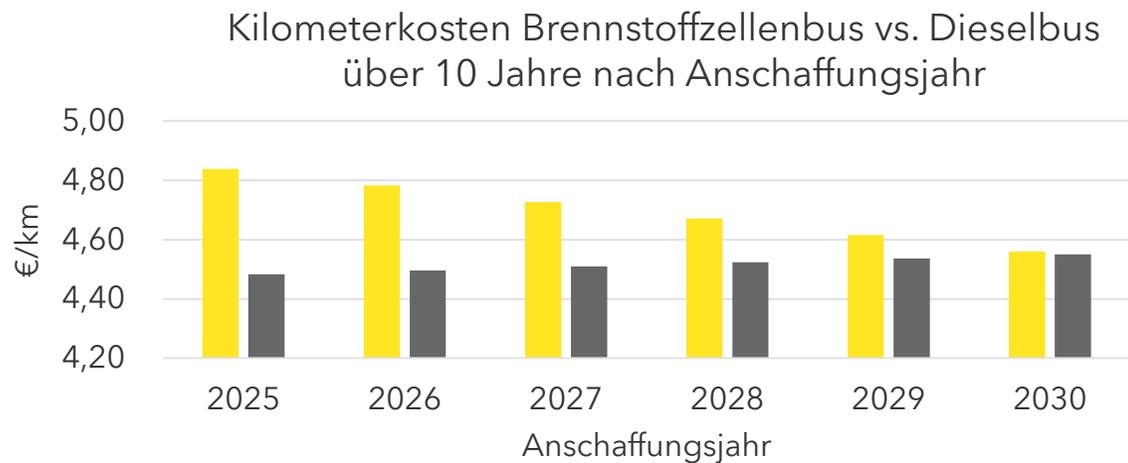
[50] Vergleich der jährlichen Projektkosten. Quelle: GP JOULE, eigene Darstellung.

4. Wirtschaftlichkeit

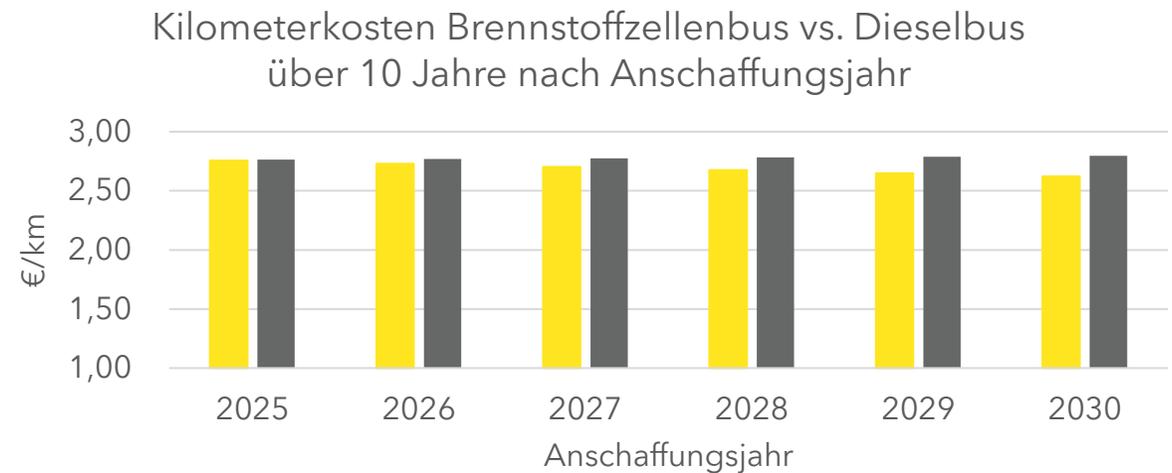
4. Wirtschaftlichkeit

BEST CASE: TCO-VERGLEICH EINES EINZELNEN BUSES NACH ANSCHAFFUNGSJAHR

Annahme: durchschnittlich 200 km/Tag bzw. 44.000 km /a



Annahme: durchschnittlich 415 km/Tag bzw. 91.300 km /a



■ Kilometerkosten Brennstoffzellenbus ■ Kilometerkosten Dieselbus

■ Kilometerkosten Brennstoffzellenbus ■ Kilometerkosten Dieselbus

Hinweis

Der durchschnittliche Brennstoffzellenbus mit 200 km / Tag erreicht im Best Case ab 2030 in den Gesamtkosten über 10 Jahre Kostenparität. Busse mit hohen Reichweiten (ab 415 km / Tag) können schon heute in den Gesamtkosten über 10 Jahre günstiger sein. Allerdings kommen ab 400 Kilometern die meisten Brennstoffzellenbusse bereits an ihre Grenzen.

4. Wirtschaftlichkeit

4. Wirtschaftlichkeit

BEST CASE: TCO-VERGLEICH EINES EINZELNEN BUSES ÜBER 10 JHR. NACH ANSCHAFFUNGSAJAHR

Annahme: durchschnittlicher VLP-Bus mit 200 km/Tag bzw. 44.000 km /a

Gesamtkosten nach 10 Jahren	Umstellungsjahr					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kilometerkosten H ₂ -Bus (€/km)	4,84	4,78	4,73	4,67	4,62	4,56
Kilometerkosten Diesel (€/km)	4,48	4,50	4,51	4,52	4,54	4,55
Kilometermehrkosten H ₂ -Bus (€/km)	0,36	0,29	0,22	0,15	0,08	0,01
Notwendige jährliche Kilometer zur TCO-Parität (km)	91.300	81.400	72.600	63.800	55.000	46.200
Notwendige tägliche Kilometer zur TCO-Parität (km)	415	370	330	290	250	210
Notw. Förderzuschuss für TCO-Parität bei 200 km/Tag (€)	345.000	300.000	255.000	205.000	160.000	115.000

Hinweis

Damit eine Anschaffung eines Brennstoffzellenbuses für den durchschnittlichen VLP-Bus (200 km / Tag) im Jahr 2025 im Best Case kostengleich mit einem Dieselbus ist, müsste die Förderung von 75.000 € auf 345.000 € ansteigen, oder es müssten mindestens 91.300 Kilometer pro Jahr zurückgelegt werden.

4. Wirtschaftlichkeit

4. Wirtschaftlichkeit

FAZIT: TCO-VERGLEICH EINES EINZELNEN BUSSES ÜBER 10 JHR. NACH ANSCHAFFUNGSJAHR

Annahme: durchschnittlich 200 km/Tag bzw. 44.000 km /a

Gesamtkosten nach 10 Jahren bei Umstellung in	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kilometer-Kosten H ₂ -Bus (€/km)	1,15 - 0,36	1,08 - 0,29	1,01 - 0,22	0,94 - 0,15	0,87 - 0,08	0,8 - 0,01
Notwendige jährliche Kilometer zur TCO-Parität (€)	91.300	81.400	72.600	63.800	55.000	46.200
Notwendige tägliche Kilometer zur TCO-Parität (€) - Best Case*	415	370	330	290	250	210
Notw. Zuschuss Fahrzeugbeschaffung zur TCO-Parität bei 200 km / Tag (€)	345.000 - 365.000	300.000 - 340.000	255.000 - 315.000	205.000 - 290.000	160.000 - 210.000	115.000 - 240.000

Hinweis

Im Best Case wird der Brennstoffzellenbus, der 200 km pro Tag fährt, im Jahr 2030 Kostenparität mit dem Dieselbus erreichen und die Brennstoffzelle kann schon heute die wirtschaftlichere Variante sein, sofern dieser Bus mindestens 410 Kilometer pro Tag fährt. Dies ist allerdings noch nicht herstellerübergreifend möglich. Damit eine Anschaffung eines Brennstoffzellenbusses für den durchschnittlichen VLP-Bus (200 km / Tag) in 2025 im Best Case kostengleich mit einem Dieselbus ist, müsste die Förderung mindestens 345.000 € / Bus betragen.

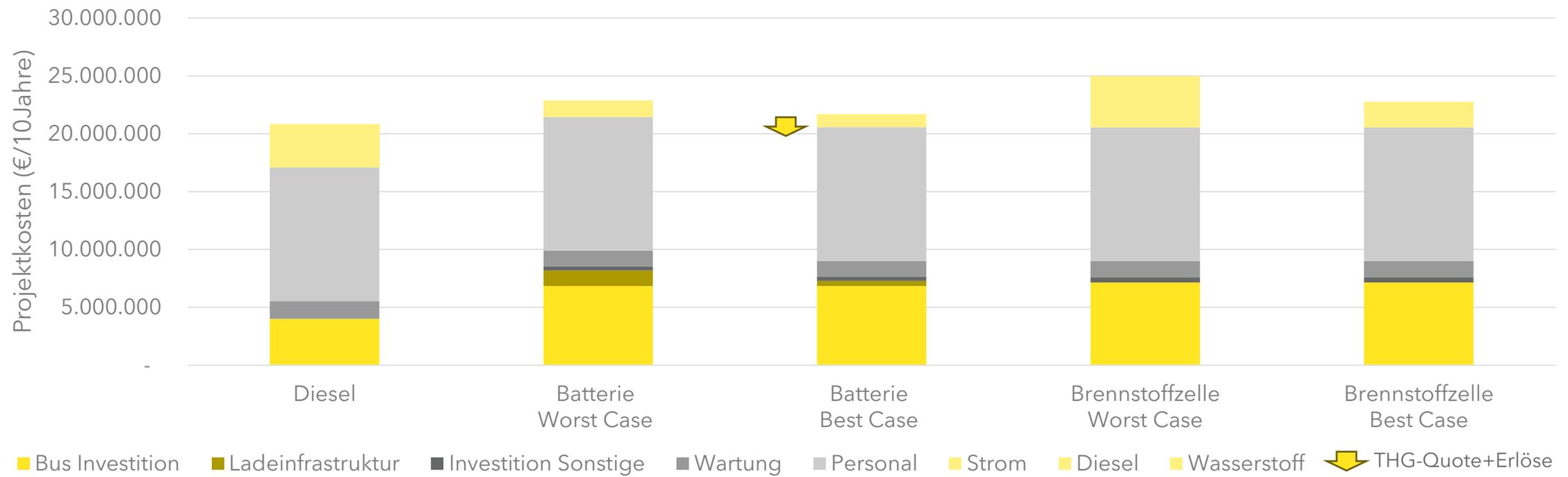
4. Wirtschaftlichkeit

4. Wirtschaftlichkeit

ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE AUS DER WIRTSCHAFTLICHKEITSBETRACHTUNG

Annahme: Schrittweise Umstellung von 16 Fahrzeugen von 2025 - 2032

TCO-Kostenbetrachtung der Anschaffung einer Diesel- vs. Batterie-, vs. Brennstoffzellenflotte



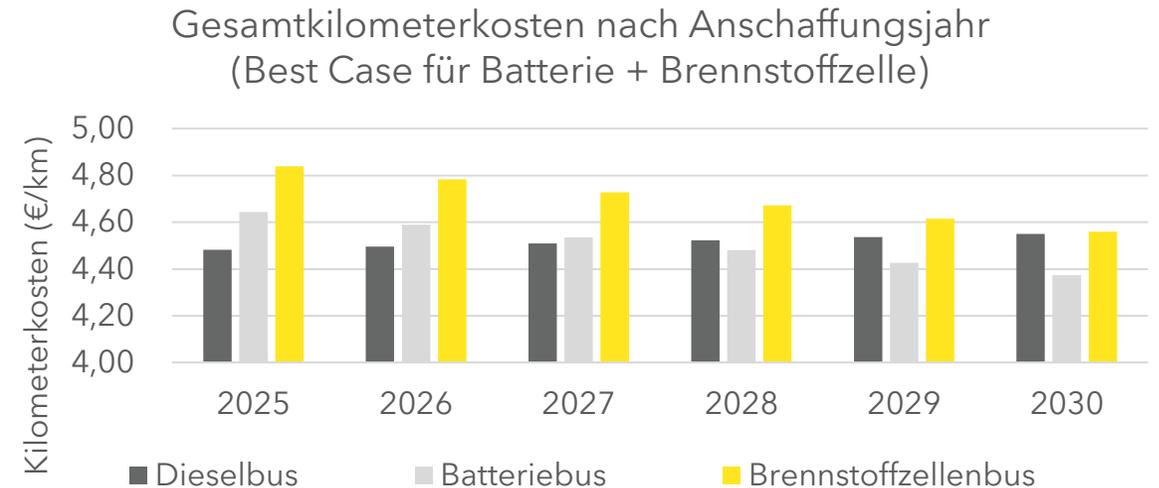
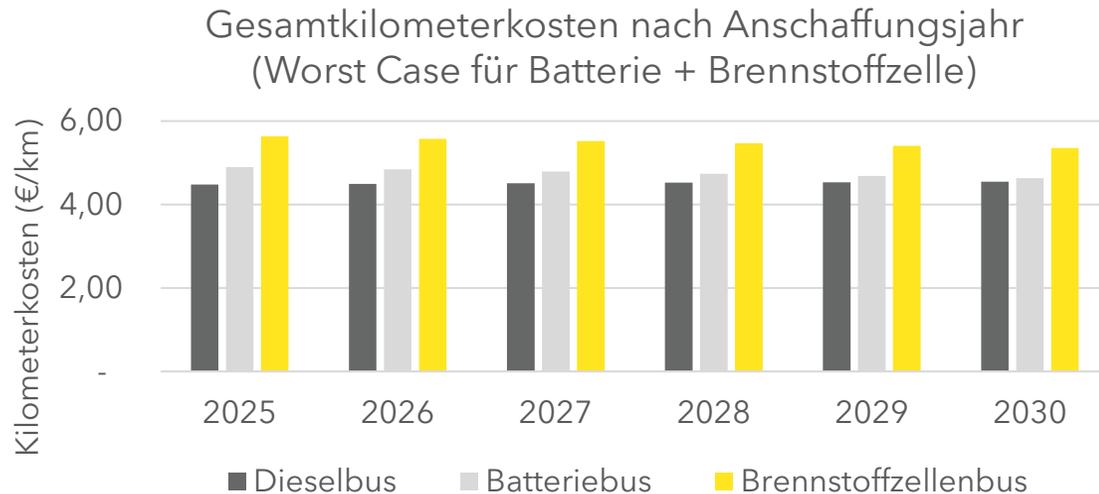
[52] Zusammenfassung TCO-Kostendarstellung. Quelle: GP JOULE, eigene Darstellung.

4. Wirtschaftlichkeit

4. Wirtschaftlichkeit

ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE AUS DER WIRTSCHAFTLICHKEITSBETRACHTUNG

Kilometerkosten bei durchschnittlich 200 km/Tag bzw. 44.000 km /a



[53] Zusammenfassung Gesamtkilometerkosten der Antriebstechnologien. Quelle: GP JOULE, eigene Darstellung.

4. Wirtschaftlichkeit

4. Wirtschaftlichkeit

ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE AUS DER WIRTSCHAFTLICHKEITSBETRACHTUNG

Gesamtkosten nach 10 Jahren	Umstellungsjahr					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kilometerkosten Diesel (€/km)* nach Anschaffungsjahr	4,48	4,50	4,51	4,52	4,54	4,55
Kilometerkosten E-Bus (€/km)* nach Anschaffungsjahr	4,64 - 4,90	4,59 - 4,85	4,54 - 4,79	4,84 - 4,74	4,43 - 4,68	4,37 - 4,63
Kilometerkosten H2-Bus (€/km) * nach Anschaffungsjahr	4,84 - 5,63	4,78 - 5,58	4,73 - 5,52	4,67 - 5,47	4,62 - 5,41	4,56 - 5,35
Notw. Förderzuschuss für TCO- Parität bei 200 km/Tag (€)	345.000	300.000	255.000	205.000	160.000	115.000
Tägl. Kilometer zur TCO-Parität Batteriebus (km)	255-370	234-340	210-310	188-285	165-270	142-240
Tägliche Kilometer zur TCO-Parität H2-Bus (km) - Best Case**	415	370	330	290	250	210
Notwendiger Zuschuss Fahrzeugbeschaffung für TCO- Parität bei 200 km /Tag Batterie (€)	225.000 - 150.000	210.000 - 120.000	195.000 - 90.000	170.000 - 60.000	135.000 - 30.000	110.000 - 0
Notwendiger Zuschuss Fahrzeugbeschaffung zur TCO- Parität bei 200 km / Tag H2-Bus (€)	345.000 - 365.000	300.000 - 340.000	255.000 - 315.000	205.000 - 290.000	160.000 - 210.000	115.000 - 240.000

4. Wirtschaftlichkeit

4. Wirtschaftlichkeit

FAZIT

- Wasserstoff würde für die VLP-Unternehmen aktuell von öffentlichen Tankstellen beschafft werden müssen (vgl. Kapitel 2 - Umlaufanalyse). Wasserstoff kostet aktuell (Stand 2024) zwischen 10 - 14 € (netto) an öffentlichen Tankstellen. Bei optimaler Projektumsetzung, einer großen Elektrolyseanlage und geringen Stromkosten könnte man im Best Case auf 6 € / kg Wasserstoffgestehungskosten kommen, weshalb dieses als Best Case Szenario gewählt wurde.
- Ein Brennstoffzellenbus ist in den Gesamtkosten aktuell teurer als ein Batteriebus, sofern es um die Elektrifizierung kürzerer Strecken (<300 km) handelt. Sofern der Umlauf < 300 Kilometer beträgt, lässt sich dieser am wirtschaftlichsten batterieelektrisch umstellen. Für weitere Strecken würde man aktuell noch Zusatzbusse benötigen, welche Zusatzkosten verursachen.
- Es wird empfohlen, mit den aktuell batterieelektrisch elektrifizierbaren Umläufen (<300 km) zu beginnen und mit der Elektrifizierung der längeren Strecken noch abzuwarten. Sollten Reichweiten in ausreichendem Maße steigen, wird eine 100 % batterieelektrische Umstellung empfohlen. Sollten aufgrund mangelnder Reichweite zu viele Zusatzbusse für die weiteren Umläufe notwendig werden, könnte eine Umstellung auf die Brennstoffzelle für weitere Strecken sinnvoll werden.

4. Wirtschaftlichkeit

4. Wirtschaftlichkeit

E-BUS MIETEN STATT KAUFEN

- Da Fahrzeuganschaffung teuer, kann ein Mietmodell für den Anfang interessant sein
- Fahrzeuganschaffung basierend auf Pay Per Use Modell
- Bus-Betreiber mietet E-Bus
- Keine Bilanzierung im Anlagevermögen des Bus-Betreibers
- Keine Anzahlung notwendig, Rate basierend auf Kilometeranzahl (€/km)
- Risikominimierung: Mietvertrag endet mit Verkehrsvertrag
- Mietmodelle sind auch zwischen den VLP-Unternehmen denkbar

Hinweis

Die Firma Eichberger Reisen bietet anderen VLP-Unternehmen durch Fördermittel bezuschusste, günstig beschaffte Batteriebusse zur Miete an, um erste Erfahrungen zu sammeln.



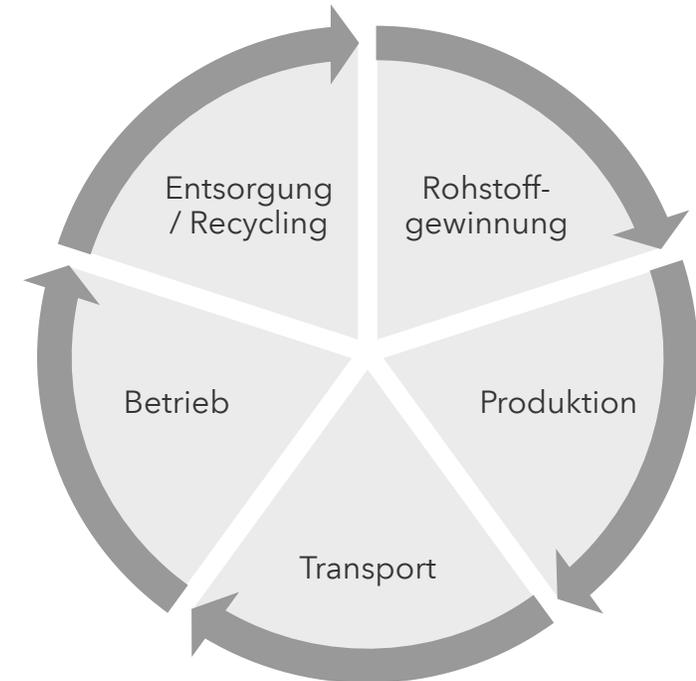
5. UMWELT

5. Umwelt

5. Umwelt

GRUNDLAGEN LIFE-CYCLE-ASSESSMENT (LCA)

- LCA als Methode zur Bewertung der Umweltauswirkungen eines Produktes, einer Technologie oder einer Dienstleistung.
- Systematische Methode zur Umweltauswirkungen von Rohstoffgewinnung, Herstellung, Nutzung, bis zur Entsorgung eines Produktes.
- Betrachtungsrahmen beinhaltet Treibhausgasemissionen & Energieverbrauch.
- Funktionale Einheit für die Herstellung, - Betriebs, - und Entsorgungsphase ist CO₂-Äquivalent in Kilogramm (CO₂-äq. /kg).
- Betriebsphase der Busse wird durch Well-to-Wheel-Analysemethode untersucht („Vom Bohrloch bis zum Rad“).
- Ökobilanzierung von schweren Nutzfahrzeugen und Bussen des Umweltbundesamts als Grundlage für die Berechnungen des LCA.



[54] Lebenszyklusphasen. Quelle: A Definition of Carbon Footprint, Thomas Wiedmann & Jan Minx, eigene Darstellung.

5. Umwelt

5. Wirtschaftlichkeit und Umwelt

AUSGANGSSITUATION FÜR DIE ÖKOBILANZIERUNG DER ANTRIEBSTECHNOLOGIEN

Verbrenner

- Laufleistung 56000,00 km/Jahr
- Laufzeit Fahrzeug 14 Jahre
- **Entsorgung** der Fahrzeugkarosserie nach Jahr 14+ durch das Unternehmen findet im Rahmen der Entsorgungsphase des LCA keine Berücksichtigung

BEV

- Laufleistung 56000,00 km/Jahr
- Laufzeit Fahrzeug 14 Jahre
- Batteriekapazität 440kW/h
- **Annahme:** Batteriewechsel nach 8 Jahren Laufzeit (-25% CO₂-äq. Einsparung durch Recycling)
- **Entsorgung** der Batteriekomponenten wird im Rahmen der Entsorgungsphase des LCA betrachtet
- Entsorgung der Fahrzeugkarosserie nach Jahr 14+ durch das Unternehmen findet im Rahmen der Entsorgungsphase des LCA keine Berücksichtigung

H₂

- Laufleistung 56000,00 km/Jahr
- Laufzeit Fahrzeug 14 Jahre
- Batteriekapazität 125kW/h
- Brennstoffzellenkapazität 70kW
- Speichervolumen Wasserstoffspeicher 28Kg
- **Annahme:** Batteriewechsel nach 8 Jahren Laufzeit (-25% CO₂-äq. Einsparung durch Recycling)
- **Annahme:** Wechsel des H₂-Speicher nach 8 Jahren Laufzeit & Wechsel der Brennstoffzelle nach 9 Jahren Laufzeit (-25% CO₂-äq. Einsparung durch Recycling)
- **Entsorgung** der Fahrzeugkarosserie nach Jahr 14+ durch das Unternehmen findet im Rahmen des LCA keine Berücksichtigung

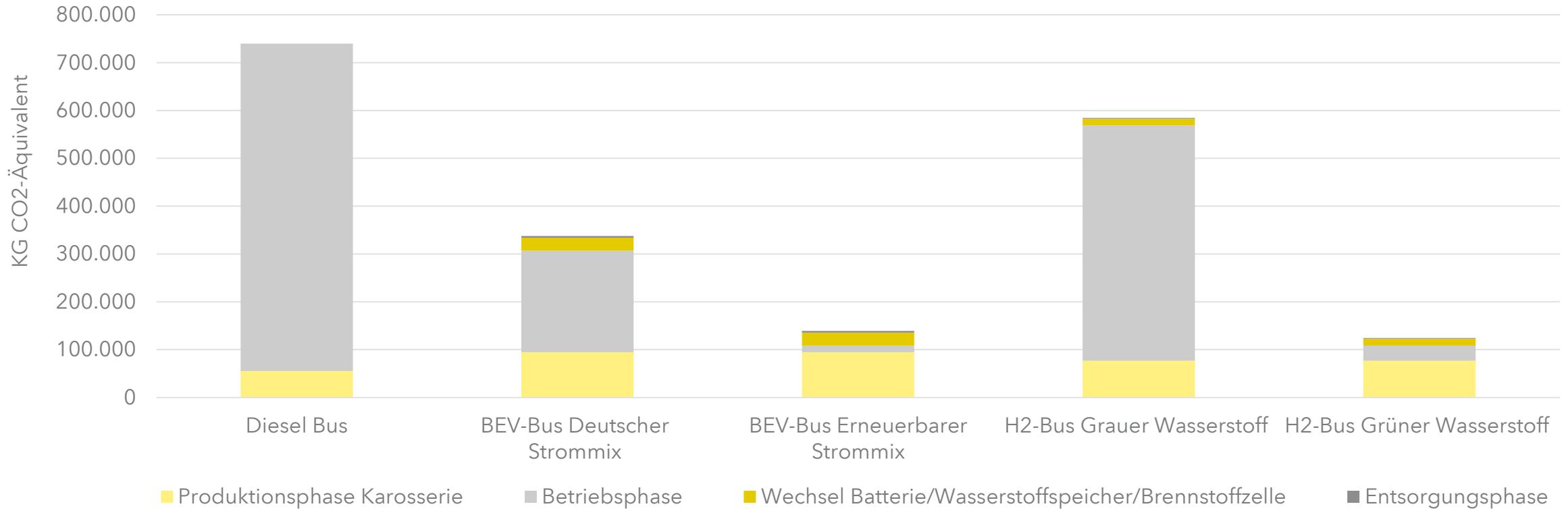
Zentrale Annahmen zur Vergleichbarkeit

5. Umwelt

5. Wirtschaftlichkeit und Umwelt

LEBENSZYKLUSANALYSE

Emissionen Diesel-, Batterie- und Wasserstoffbus



[55] Life-Cycle-Assessment. Datenquelle: Umweltbundessamt, eigene Berechnung.

5. Umwelt

5. Wirtschaftlichkeit und Umwelt

KEY RESULTS / FAZIT

- Sowohl Batterie (BEV)- als auch Brennstoffzellenbus (H2) stoßen in jedem Fall weniger Emissionen als Dieselbus über Lebenszyklus aus.
- BEV-Bus mit erneuerbarem Strommix & H2-Bus mit grünem Wasserstoff haben einen vergleichbaren Ausstoß über den gesamten Lebenszyklus.
- H2-Bus mit grauem Wasserstoff deutlich schlechter als BEV mit deutschem Strommix.
- Batterie-Busse: Vergleichsweise hoher Anteil an CO₂-äq. durch Produktion der Batteriekomponenten und Austausch der Batterie nach \varnothing 8 Jahren Laufzeit, dafür aber größte Einsparungen im Betrieb.
- Grüner Wasserstoff ist aktuell meist nicht ausreichend vorhanden und wird in anderen Sektoren benötigt (z.B. Industrie), die sich nicht mit Strom elektrifizieren lassen. Daher wird Wasserstoff auch in Zukunft vrsl. eine knappe Ressource.

	BEV Grün	H ₂ Grün
Produktionsphase	-39.205	-21.397,5
Betriebsphase	+643.651	+638.506,5
Entsorgungsphase	-3.520	-1.357
Summe	600.926	615.752

Tab.: Einsparungen CO₂-äq. In kg ausgewählter alternativer Antriebstechnologien einzelner Produktlebenszyklusphasen gegenüber herkömmlicher Diesel-Technologie.



6. VLP-GESAMTKONZEPT

6. VLP-Gesamtkonzept

6.1 Synergiepotenziale

MÖGLICHE SYNERGIEN

- Gemeinschaftliche Anschaffung von Fahrzeugen / Hardware
 - Größere Verhandlungsmacht
 - Abstimmung der Anforderungen an die Fahrzeuge
 - Vereinbarkeit mit Fördergebern zu klären
- Gemeinschaftliche Schulungen der Mitarbeiter
- Regelmäßiger Erfahrungstausch
 - Technologien
 - Hersteller
 - Fahrzeugkonfigurationen
 - Optimierungsmaßnahmen
- Gegenseitige Nutzung von Ladeinfrastruktur (VLP-LIS-Sharing)

6. VLP-Gesamtkonzept

6.1 Synergiepotenziale

LADEINFRASTRUKTUR-SHARING

- Die verschiedenen VLP-Unternehmen bauen unabhängig voneinander Ladeinfrastruktur für E-Busse an ihren Depots auf.
- Ein zusätzliches Laden unterwegs ist für einige Akteure notwendig oder sinnvoll.
- Durch die Freigabe von unternehmensspezifischen Depot-Ladepunkten für andere VLP-Unternehmen kann die Optimierung von Abläufen ermöglicht werden.
- Außerdem wird die Auslastung der Infrastruktur erhöht und eine zusätzliche Einnahmequelle generiert.

ANFORDERUNGEN

1. Organisation
2. Komplementäre Nutzergruppen
3. Faire Nutzung

VORTEILE

- ✓ Flächeneffizienz
- ✓ Auslastung der LIS
- ✓ Einnahmen
- ✓ Mehr Flexibilität

6. VLP-Gesamtkonzept

6.1 Synergiepotenziale

MÖGLICHKEITEN DER ORGANISATION DES LADEINFRASTRUKTUR-SHARINGS



**DEFINITION VON
ÖFFNUNGSZEITEN FÜR
(UN)-BEGRENZTE
NUTZGRUPPEN**



**FESTE VERGABE
VON LADESLOTS
AN BESTIMMTE
UNTERNEHMEN**



**BUCHUNGS-
PLATTFORM**



**ZUGANGS-
REGELUNG**



**LADE-
SZENARIEN**



**RECHTLICHES
UND ABRECH-
NUNG**

6. VLP-Gesamtkonzept

6.1 Synergiepotenziale

ÖFFNUNGSZEITEN

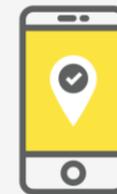
- Die Ladeinfrastruktur (LIS) steht immer im gleichen Zeitraum zur Verfügung.
- Beispiel: Fahrzeuge des Hauptnutzers sind tagsüber immer zur gleichen Zeit unterwegs und werden erst abends wieder geladen. Tagsüber kann die Öffnung für Dritte erfolgen und die LIS steht für alle aus dem VLP - Nutzerkreis zur Verfügung.
- Die Nutzergruppe kann dabei begrenzt oder unbegrenzt sein.

FESTE PLÄNE

- Die LIS wird immer im gleichen Zeitraum von einem bestimmten Dritten genutzt.
- Planbarkeit für Besitzer der LIS und für Abnehmer gleichermaßen erhöht.
- Beispiel: Immer Mo bis Fr von 10 bis 11 Uhr lädt der Schulbus von Unternehmen 2 an der Infrastruktur von Unternehmen 1. Dieser Slot ist im Plan ausschließlich für Unternehmen 2 vorgesehen und für ein gesamtes Jahr reserviert.

BUCHUNGSPLATTFORM

- Übergreifende Plattform zur Übersicht aller Ladepunkte aus dem Verbund (Abbildung der Ladepunkte und der Belegung).
- Möglichkeit zur Reservierung und Buchung der Ladepunkte bei Bedarf.
- Größtmögliche Übersicht und Flexibilität werden gewährleistet.



6. VLP-Gesamtkonzept

6.1 Synergiepotenziale

ZUGANGSREGELUNGEN

- Zugangsregeln für Dritte werden definiert. Beispiel hierfür können eine Kennzeichenerkennung der Drittnutzer, eine eigene Zugangskarte o.Ä. sein.
- Es werden Vorschriften für das Verhalten auf dem Betriebshof festgelegt und Dritte werden über Risiken und Vorgaben informiert.
- Zugangswege für Dritte müssen ausgeschildert werden.

LADESZENARIEN

- Es werden verschiedene Ladeszenarien und Ausnahmefälle definiert und das notwendige Verhalten für die Beteiligten den jeweiligen Situationen festgelegt (z.B.: Was passiert wenn ein Bus früher zurück ist und den Ladeplatz benötigt?).
- Regelung der Prioritäten zwischen den Nutzern.

RECHTLICHES & ABRECHNUNG

- Vertragliches Festhalten von Rahmenbindungen wie Verfügbarkeit der LIS, Schadensfällen, Personenschäden oder nicht Einhalten der Regeln.
- Festlegung einer Vergütungsstruktur. Hier kann zwischen verschiedenen Modellen entschieden werden, z.B. eine rein kWh basierte Vergütung oder eine Kombination aus Grundbeitrag pro Monat + niedrigeren kWh Preis.



6. VLP-Gesamtkonzept

6.2 Öffentliche Infrastruktur

„ÖFFENTLICHE“ BZW. GEMEINSAME INFRASTRUKTUR

- An zentralen Knotenpunkten kann Ladeinfrastruktur - Ladesäulen oder Wasserstofftankstelle- gemeinsam errichtet und genutzt werden.
- Besitzverhältnisse, Verantwortlichkeiten und Nutzungsrechte sind zu klären
- Geographisch geeignete Orte sind zu identifizieren



[56] Elektrobusflotte. Quelle: VDL.

Hinweis

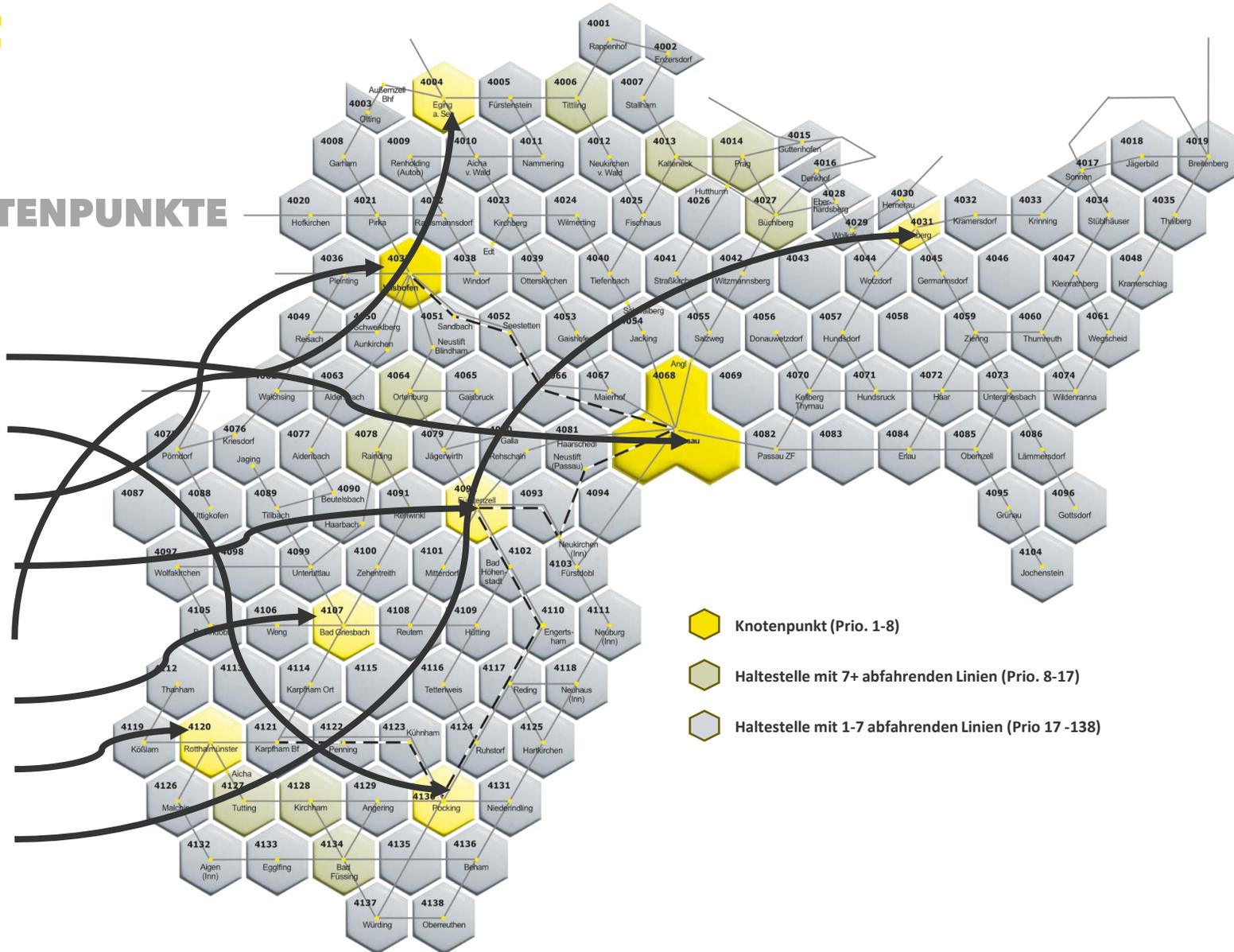
Der Fokus wird für die ersten Elektrifizierungsstufen auf das Depotladen und gegenseitiges Ladeinfrastruktur-Sharing gelegt. Sollte sich später noch ein zusätzlicher Bedarf an Ladeinfrastruktur ergeben, kann auf die vorgeschlagenen Knotenpunkte und Standorte auf den folgenden Seiten zur Errichtung von Ladeinfrastruktur zurückgegriffen werden.

6. VLP-Gesamtkonzept

6.3 Ergebnisse

PRIORISIERUNG MÖGLICHER KNOTENPUNKTE

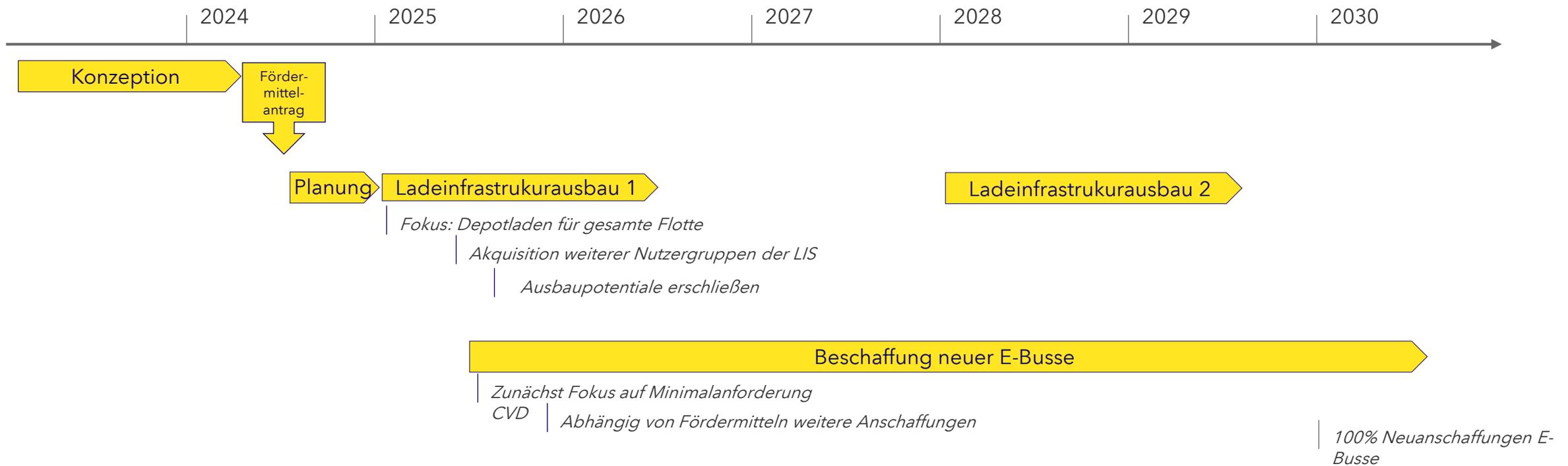
1. Passau, Hbf
2. Pocking, Bahnhof
3. Vilshofen, Bahnhof
4. Fürstzell, Marktplatz
5. Eging, Marktplatz
6. Bad Griesbach, Stadtplatz
7. Rotthalmünster, Marktplatz
8. Hauzenberg, Busbahnhof



6. VLP-Gesamtkonzept

6.4 Handlungsempfehlungen

UMSETZUNGS-ROADMAP



Umsetzungsszenarien CVD

6.4 Handlungsempfehlungen

ANNAHMEN UND RAHMENBEDINGUNGEN

- In jedem Szenario wird beispielhaft von einer Flottengröße von 16 Bussen ausgegangen.
- Alle 16 Busse fallen in die Kategorien Klassen M3 Klasse I und M3 Klasse A.
- Das Vergabevolumen liegt oberhalb der EU-Schwellenwerte.
- Alle zu beschaffenden Busse fallen unter die Bestimmungen der CVD.
- HVO wurde am 10.04.2024 als tankbarer Kraftstoff in DE eingeführt (Vgl. Änderung der 10. Bundesimmissionsschutzverordnung per Beschluss des Bundeskabinetts vom 10. April 2024).
- Die Umrüstung von Dieselnissen auf HVO ist kostenneutral.
- Es können als saubere Busse reguläre Busse in der Beschaffung ausgeschrieben und die Antriebsart HVO bzw. andere biologische Kraftstoffe angegeben werden.

Umsetzungsszenarien CVD

6.4 Handlungsempfehlungen

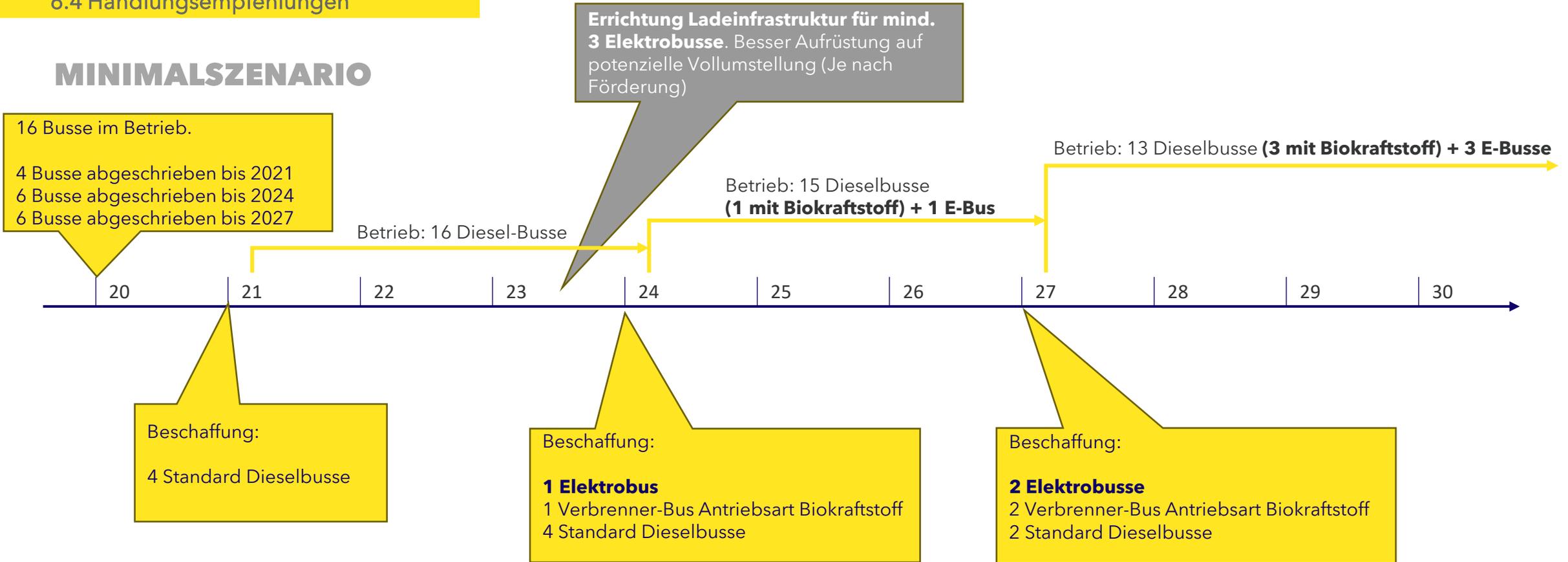
ANNAHMEN UND RAHMENBEDINGUNGEN

- Es werden jeweils zwei Umsetzungen der CVD beleuchtet:
 - 1. Minimalvariante:
 - bis Ende 2025: 22,5% emissionsfreie E-Busse und 22,5% saubere Busse (Verbrennerbusse: HVO oder andere Biokraftstoffe) → Also 4 emissionsfreie und 4 saubere Busse falls alle 16 Busse beschafft werden müssen
 - bis Ende 2030: 32,5% emissionsfreie E-Busse und 32,5% saubere Busse (Verbrennerbusse: HVO oder andere Biokraftstoffe) → Also 5 emissionsfreie und 5 saubere Busse falls alle 16 Busse beschafft werden müssen
 - 2. Maximalvariante:
 - bis Ende 2025: 45% emissionsfreie E-Busse
→ Also 7 emissionsfreie Busse falls alle 16 Busse beschafft werden müssen
 - bis Ende 2030: 65% emissionsfreie E-Busse
→ Also 10 emissionsfreie Busse falls alle 16 Busse beschafft werden müssen

Umsetzungsszenarien CVD

6.4 Handlungsempfehlungen

MINIMALSZENARIO



Umsetzungsszenarien CVD

6.4 Handlungsempfehlungen

MAXIMALSZENARIO

16 Busse im Betrieb.

4 Busse abgeschrieben bis 2021
6 Busse abgeschrieben bis 2024
6 Busse abgeschrieben bis 2027

Errichtung Ladeinfrastruktur für mind. 7 Elektrobusse. Besser Aufrüstung auf potenzielle Vollumstellung (Je nach Förderung)

Betrieb: 16 Diesel-Busse

Betrieb: 13 Dieselbusse
+ **3 E-Bus**

Betrieb: 9 Dieselbusse + **7 E-Busse**



Beschaffung:

4 Standard Dieselbusse

Beschaffung:

3 Elektrobusse
3 Standard Dieselbusse

Beschaffung:

4 Elektrobusse
2 Standard Dieselbusse

A perspective view of a road with a large white arrow pointing forward, leading towards a bright sunburst at the horizon. The road is dark asphalt with white dashed lines. The sunburst is a bright, glowing light source at the horizon, creating a lens flare effect. The overall scene is dynamic and forward-moving.

7. FAZIT UND HANDLUNGSEMPFEHLUNG

7. Fazit und Handlungsempfehlung

7.1 Fazit

FAZIT ZUR TECHNISCHEN MACHBARKEIT

- Batteriebusse für ÖPNV gut geeignet
 - Geringe Distanzen der ÖPNV-Busse (häufig <200 km)
 - Lange Standzeiten (meist > 10h)
- Ladeinfrastruktur kann im vgl. zu Wasserstoffinfrastruktur relativ **einfach am eigenen Betriebshof umgesetzt** werden
- Anfängliche Bedenken, dass Ladeinfrastruktur aufgrund von Netzanschlusskapazitäten nicht umgesetzt werden kann, sind unbegründet.
- **Netz hat heute noch ausreichende Kapazitäten** für das Betriebshofladen, sofern Lademanagement eingesetzt wird. Teilweise sind sogar Anschlüsse an der Niederspannung machbar (<300 kVA-Bemessungsleistung)
- 50 kW im Normalbetrieb für das Übernachten ausreichend, für Ausnahmefälle trotzdem Notfallschnellladesäulen (150 kW) einplanen
- Hinweis: Häufig werden Busse nicht nur im ÖPNV, sondern auch als Reisebusse o.Ä., eingeplant. Dies muss bei der Planung von LIS beachtet werden, aufgrund höherer Distanzen und kürzerer Standzeiten -> ggf. Ladesäulen mit mehr Leistung notwendig
- Beginn mit Elektrifizierung der „leichten“ Strecken / Umläufe (planbar, regelmäßige und ausreichende Standzeiten am Depot zum Nachladen)

7. Fazit und Handlungsempfehlung

7.1 Fazit

FAZIT ZUR WIRTSCHAFTLICHEN MACHBARKEIT

- Der Batteriebus ist aktuell in den Gesamtkosten günstiger als der Brennstoffzellenbus. (Vgl. Kapitel 4 - Wirtschaftlichkeit). Dies liegt u.a. daran, dass Strom relativ günstig an eigener Infrastruktur am Betriebshof geladen werden kann.
- Die Anschaffung von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben sind bei heutigen Anschaffungspreisen mit **Mehrkosten** verbunden. Allerdings sind die **Wartungskosten** sowie **Energie-/Kraftstoffkosten** der Batteriebusse heute schon **geringer als bei Dieseln**. **Sinkende Fahrzeug-Anschaffungspreise werden erwartet** und sind bereits bei einigen Modellen erkennbar.
- **Im Best Case sind über 10 Jahre hinweg mit einer schrittweisen Elektrifizierung sogar Einsparungen** erreichbar. Zur Erreichung von Einsparungen wird eine **optimal geplante Ladeinfrastruktur** benötigt, die **Auslastung** muss durch externe Ladekunden **erhöht** werden und **erneuerbare Energie integriert** werden.

7. Fazit und Handlungsempfehlung

7.1 Fazit

FAZIT ZUR INTEGRATION ERNEUERBARER ENERGIE UND SPEICHER

- PV-Energie passt vom Erzeugungsprofil (tagsüber) nicht optimal zum Betriebshofladen (überwiegend nachts).
- Für eine größtmöglichen Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage können ergänzende Ladekunden tagsüber (durch andere VLP-Busse, öffentliches Laden, Ankerkunden, LKWs, Mitarbeiterladen o. Ä.) die Eigenverbrauchsquote erhöhen. Die Integration von PV-Speicher-Systemen kann in diesem Fall zu geringeren Gesamtkosten führen.
- Eine weitere Möglichkeit ist die Lieferung von Überschussstrom via On-Site PPA an weitere Verbraucher am gleichen Netzverknüpfungspunkt. Es fallen dabei keine Umlagen und Netzentgelte an, wodurch sich Erzeuger und Verbraucher auf einen für beide Seiten attraktiven Strompreis einigen können.
- Die prognostizierte Senkung der Kosten für Speicher- und PV-Anlagen kann zukünftig zu einer Steigerung der Wirtschaftlichkeit der Integration von PV-Speichersystemen hinsichtlich des Ladens der Busse führen.
- Empfehlung:
 - Identifikation weitere Verbraucher für das Laden tagsüber.
 - Vorrüsten der Netzanschlüsse für das Einspeisen einer PV-Anlage + den Anschluss eines Speichers.

7. Fazit und Handlungsempfehlung

7.1 Fazit

FAZIT ZUR UMWELT

- Fossile Antriebstechnologien auf Grundlage der durchgeführten LCA-Betrachtung in jedem Fall die ökologisch schlechteste Lösung.
- H₂-Busse & BEV-Busse, angetrieben aus dem Erzeugnis erneuerbarer Energien, als umweltverträglichste Variante der untersuchten Technologien.
- BEV-Busse emittierten einen vergleichsweise hohen Anteil an CO₂-äq. in der Produktionsphase durch die Produktion der Batteriekomponenten und einen etwaigen Austausch der Batterie nach Ø 8 Jahren Laufzeit.
- Starke **Abhängigkeit der ökologischen Tragbarkeit** der alternativen Antriebstechnologien **von der Energieerzeugung-** und **Bereitstellung** erkennbar (Well-to-Wheel).
- Große ökologische Potenziale in der Produktionsphase & der Betriebsphase der Busse alternativer Antriebe (nachhaltige Batterieproduktion- und Recycling sowie Energieerzeugung- und Bereitstellung).
- **Batteriebus und Wasserstoff angetrieben aus erneuerbaren Energien** stoßen über den Lebenszyklus in **etwa vergleichbar hohe Emissionen** aus, während bei **Nutzung des dt. Strommix** der Batteriebus **deutlich weniger Emissionen** als der Wasserstoffbus ausstößt.
- Da zum **heutigen Zeitpunkt** die **Vollversorgung aus erneuerbaren Energien nicht immer gewährleistet** ist, sondern noch ein **Großteil mit Netzstrom** versorgt wird, wird die **Batterie aus ökologischer Sicht** für die untersuchten VLP-Busse **empfohlen**.

7. Fazit und Handlungsempfehlung

7.2 Handlungsempfehlung

HANDLUNGSEMPFEHLUNG AN VLP-UNTERNEHMEN

- Trotz Fahrzeugmehrkosten **Beginn des Aufbaus** von Infrastruktur und Nutzung noch verbleibender Förderprogramme und verfügbarer Netzanschlusskapazitäten.
- Nutzung **erarbeiteter Konzepte** zur **Beantragung von Fördermitteln** (Bayernprogramm, ggf. kommendes Bundesprogramm).
- Aufbau der Basisinfrastruktur und Planung **skalierbarer Systeme** zur **flexiblen Nachrüstung nach Bedarf**: Auslegung Netzanschluss auf Endausbaustufe, Installation erster Ladepunkte und Verlegen von Leerrohren zur Installation von später benötigten Ladepunkten.
- Einbau **eichrechtskonformer Ladeinfrastruktur** und **Öffnung für Dritte**:
 - Erhöhung der Auslastung der Ladeinfrastruktur durch Dritte, wie z.B. andere VLP-Unternehmen, Öffentlichkeit, Ankerkunden.
 - **Sicherung der THG-Quote** durch öffentliche Zugänglichkeit der **Ladepunkte**.
- **Anschaffung erster weniger Fahrzeuge** zum Sammeln von **Erfahrungen** (ggf. auch über **Mietmodelle!**), Beantragung der **THG-Quote** für die **Fahrzeuge**
- **Flottenbeschaffung nach gesetzlichen Rahmenbedingungen** (CVD) und **Marktentwicklungen** aufgrund wirtschaftlicher Lage (fehlende Förderungen) -> Mietmodelle denkbar (u.a. auch zwischen den VLP-Verkehrsunternehmen*), Batteriekapazitäten sollen nur so groß wie notwendig gewählt werden (Batterie hat größten Anteil am Preis).
- **Aufrecht-Erhaltung des VLP-Austauschs** zum **Erfahrungsaustausch** (z.B. Arbeitsgruppe-Buselektrifizierung alle 6 Monate, einladende Partei LK mit externen ExpertInnen).
- **Stetiges Fördermittelscreening**.

7. Fazit und Handlungsempfehlung

7.2 Handlungsempfehlung

APPELLE AN DRITTE (HERSTELLER, POLITIK UND NETZBETREIBER)

- Verantwortung für Förderungen verschiebt sich von Bund zu Ländern: Wenn möglich, Schaffung von Fördermittelprogrammen zur Fahrzeugbeschaffung auf Länderebene.
- Senkung der Fahrzeugpreise durch Hersteller dringend notwendig!
- Verlängerung der Fristen der Umsetzung bestehender Fördermittelzusagen, um die Wirtschaftlichkeit + Umsetzung geplanter Projekte nicht zu gefährden.
- Kein Ausschluss von öffentlicher Zugänglichkeit von LIS in Fördermittelprogrammen:
 - Da durch öffentliche-Zugänglichkeit Verluste in Gesamtkosten vermindert werden können - Möglichkeit des Ladeinfrastruktur-Sharings zwischen den VLP-Unternehmen.
 - Weiterhin bringt die Öffnung der LIS die Mobilitätswende in der Stadt voran.
- Funktion der für Busse / LKW - geeigneten Ladeplätze in Ladesäulenregister aufnehmen.

7. Fazit und Handlungsempfehlung

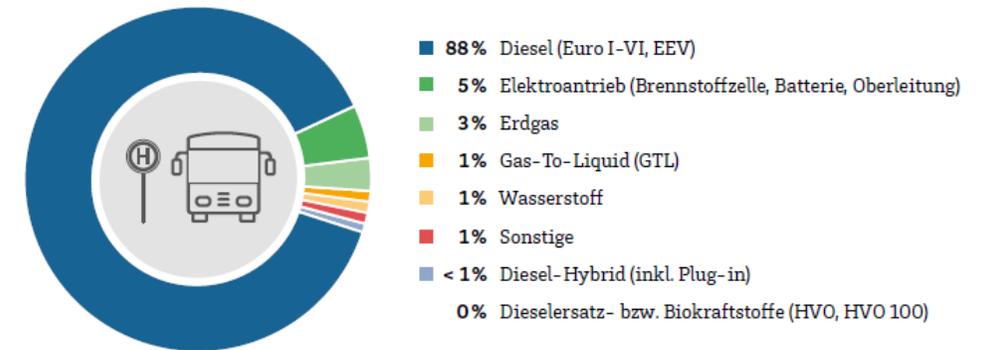
7.2 Handlungsempfehlung

VDV-POSITIONSPAPIER

- Momentan sind rund 50.000 Linienbusse in Deutschland im Betrieb. Bisher wurden bereits 6.000 elektrifiziert.
- Durch das Ausbleiben weiterer Förderungen aufgrund des reduzierten Haushaltes 2024 wird eine Abnahme des Markthochlaufs erwartet (vgl. VDV 24).
- Es sind ca. 12 % E-Busse im deutschen ÖPNV im Einsatz. Im Gegensatz zu 2022 sind das 8 % mehr.
- Durch die Umstellung im VLP-Gebiet wird der Branchendurchschnitt schon bei der Anschaffung von 30 überschritten. Bis Ende 2024 sind durch die an der Studie teilnehmenden Unternehmen mindestens 40 Batteriebusse im Einsatz.
- Damit nimmt die VLP eine Führungsrolle in der Umsetzung der CDV ein und kann diese nun weiter ausbauen.

Quelle:
VDV-Statistik 2022

Verteilung der Antriebstechnologien im Linienbusverkehr (2022)



Anmerkung: Die Zahlen beziehen sich auf eigene, geleaste oder gecharterte Busse bei VDV-Mitgliedsunternehmen.

[58] Antriebstechnologien im Linienbusverkehr. Quelle: VDV (2022).



ANHANG

Abbildungsverzeichnis I

8.1 Abbildungsverzeichnis

- [1] CVD-Quoten in den Referenzzeiträumen. VDV 2022.
- [2] E-Bus mit allen Antriebstechnologien. EMCEL, eigene Darstellung.
- [3] E-Bus mit Depotlader. EMCEL, eigene Darstellung.
- [4] E-Bus mit Gelegenheitslader. EMCEL, eigene Darstellung.
- [5] Darstellung der Preisentwicklung von E-Bussen. EMCEL, eigene Darstellung.
- [6] Alpitronic Hypercharger HYC50 Wallbox. GP JOULE CONNECT. URL: <https://www.connect-gp-joule.de/shop/dc-ladestationen/alpitronic/hyc50/alpitronic-hypercharger-hyc50-wallbox/gp10696>
- [7] Alpitronic Hypercharger HYC400-2 DC-Ladestation. GP JOULE CONNECT. URL: <https://www.connect-gp-joule.de/shop/ladestationen/hyc300-400-dc-ladestation/alpitronic-hypercharger-hyc400-2-dc-ladestation-mit-kartenterminal/gp10626>
- [8] Pantograf. New.ABB. URL: <https://new.abb.com/news/de/detail/25318/abb-erweitert-e-bus-ladeportfolio-um-automatisierten-stromabnehmer>
- [9] Bus mit Brennstoffzellentechnologie. EMCEL, eigene Darstellung.
- [10] Diagramm Aufteilung der Gesamtflotte. EMCEL, eigene Darstellung.
- [11] Kartenausschnitt Bestandsaufnahme der Betriebshöfe. Google Maps.
- [12] Umlaufanalyse. GP JOULE, eigene Darstellung.
- [13] Fragebogen für Umlaufanalyse. EMCEL, eigene Darstellung.
- [14] Gelegenheitslader. EMCEL, eigene Aufnahme.
- [15] Einteilung der Fahrleistung. EMCEL.
- [16] Benötigte und verfügbare Netzanschlusskapazität. GP JOULE
- [17] Bewertungsmatrix für die Umstellung auf eine einzelne Technologie. EMCEL.

Abbildungsverzeichnis II

8.1 Abbildungsverzeichnis

- [18] Wasserstoff Tankstelle ohne Elektrolyseur. GP JOULE, eigene Darstellung.
- [19] Wasserstoff Tankstelle mit Elektrolyseur. GP JOULE, eigene Darstellung.
- [20] Anpassungsbedarfe für H₂ im Depot. EMCEL.
- [21] Schulungsumfang für H₂-System. EMCEL.
- [22] VDE FNN Hinweis Netztrennung bei mehreren Netzanschlüssen. VDE.
- [23] Fahrzeugwerkstatt. FFG Fahrzeugwerkstätten Falkenried GmbH.
- [24] Anpassungsbedarfe für Hochvolt im Depot. EMCEL.
- [25] Brandschutz im Busdepot. EMCEL.
- [26] Schulungsumfang Hochvolt-Systeme. EMCEL.
- [27] Darstellung der Kommunikationskomponenten eines Energiemanagementsystems. GP JOULE, eigene Darstellung.
- [28] Umfassendes Ökosystem eines Lademanagementsystems. GP JOULE, eigene Darstellung.
- [29] Diagramm Lastkurve begrenzter vs. unbegrenzter Netzanschluss. GP JOULE, eigene Darstellung.
- [30] Preisblatt Netzentgelte. Bayernwerk Netz.
- [31] Eigenverbrauch. GP JOULE, eigene Darstellung.
- [32] Lastspitzenkappung. GP JOULE, eigene Darstellung.
- [33] Lastspitzenkappung und Eigenverbrauch. GP JOULE, eigene Darstellung.

Abbildungsverzeichnis III

8.1 Abbildungsverzeichnis

- [34] Regelenergievermarktung. GP JOULE, eigene Darstellung.
- [35] Förderhöhen für Busse. Eckpunktepapier zur Förderung von Klimabussen im Rahmen der Busförderung im Freistaat Bayern.
- [36] Durchschnittlicher Lastgang öffentlichen Schnellladens an Verkehrsachsen + Interessenpunkten. GP JOULE, eigene Darstellung.
- [37] Höhenprofil. TrackProfile2Web
- [38] Day-Ahead Preis - Beispiel. GP JOULE, eigene Darstellung.
- [39] Standortverteilung der einzelnen Projektakteure. GP JOULE, eigene Darstellung.
- [40] TCO-Kostenbetrachtung Diesel vs. Elektro. GP JOULE, eigene Darstellung.
- [41] Vergleich der jährlichen Projektkosten. GP JOULE, eigene Darstellung.
- [42] Darstellung Gesamtkilometerkosten Diesel vs. Elektro (Worst Case). GP JOULE, eigene Darstellung.
- [43] TCO-Kostenbetrachtung Diesel vs. Elektro (Best Case). GP JOULE, eigene Darstellung.
- [44] Vergleich der jährlichen Projektkosten (Best Case). GP JOULE, eigene Darstellung.
- [45] Darstellung Gesamtkilometerkosten Diesel vs. Elektro (Best Case). GP JOULE, eigene Darstellung.
- [46] TCO-Kostenbetrachtung Diesel vs. Elektro. GP JOULE, eigene Darstellung.
- [47] Vergleich der jährlichen Projektkosten. GP JOULE, eigene Darstellung.
- [48] Darstellung Gesamtkilometerkosten Brennstoffzelle vs. Elektro (Worst Case). GP JOULE, eigene Darstellung.
- [49] TCO-Kostenbetrachtung Diesel vs. Elektro (Best Case). GP JOULE, eigene Darstellung.

Abbildungsverzeichnis IV

8.1 Abbildungsverzeichnis

- [50] Vergleich der jährlichen Projektkosten. GP JOULE, eigene Darstellung.
- [51] Darstellung Gesamtkilometerkosten Brennstoffzelle vs. Elektro (Best Case). GP JOULE, eigene Darstellung.
- [52] Zusammenfassung TCO-Kostendarstellung. GP JOULE, eigene Darstellung.
- [53] Zusammenfassung Gesamtkilometerkosten der Antriebstechnologien. GP JOULE, eigene Darstellung.
- [54] Lebenszyklusphasen. A Definition of Carbon Footprint, Thomas Wiedmann & Jan Minx, eigene Darstellung.
- [55] Life-Cycle-Assessment. Umweltbundessamt, eigene Berechnung.
- [56] Elektrobusflotte. VDL.
- [57] Wabenplan Passau. Quelle: Verbundtarif DonauWald.
- [58] Antriebstechnologien im Linienbusverkehr. VDV (2022).
- [59] H₂-Gestehungskosten einer 5 MW Elektrolyse. GP JOULE, eigene Darstellung.
- [60] Vergleich der Kilometerkosten. EMCEL.

1.1 Markt- und Technologiebeschreibung

10. Anhang

MARKTÜBERSICHT - BATTERIE-BUSHERSTELLER

12 m Solobusse (Stand Juni 2023): Richtpreis pro Bus 500.000-650.000€, NOW-Vergleichsbus 570.000€

Hersteller Batteriebus	Batteriekapazität [kWh]	Leergewicht [t]	Fahrgastkapazität (Sitzplatz/ Stehplatz)	Bestellbar ab
BYD	bis zu 420	-	ca. 87 (27/60)	sofort
Daimler/EvoBus	bis zu 590	ca.13,5	ca. 88 (- / -)	sofort
Ebusco	bis zu 423	ca.12,8	ca. 90 (41/49)	sofort
Heuliez/IVECO	bis zu 385	ca.13,8	ca. 85 (35/50)	sofort
Irizar	bis zu 430	-	ca. 82 (30/52)	sofort
MAN	bis zu 480	ca.14,0	ca. 88 (25/63)	sofort
Quantron	bis zu 420	-	ca. 95 (35/59)	sofort
Solaris	bis zu 400	ca.13,5	ca. 60 (23/37)	sofort
Van Hool	bis zu 490	-	-	sofort
VDL	bis zu 420	ca.13,3	ca. 75 (- / -)	sofort
Volvo	bis zu 470	-	ca. 105 (35/70)	sofort
Wrightbus	bis zu 570	ca. 19,5	ca. 88 (45 / 43)	sofort

www.emcel.com CC-BY-SA

Lieferzeit E-Bus: 9-15 Monate (Dieselbus 8-12 Monate)

1.1 Markt- und Technologiebeschreibung

10. Anhang

MARKTÜBERSICHT - BATTERIE-BUSHERSTELLER

18 m Gelenkbusse (Stand Juni 2023): Richtpreis pro Bus 700.000-850.000€, NOW-Vergleichsbus 730.000€

Hersteller Batteriebus	Batteriekapazität [kWh]	Leergewicht [t]	Fahrgastkapazität (Sitzplatz/ Stehplatz)	Bestellbar ab
BYD	bis zu 310	-	ca. 150 (51/99)	sofort
Daimler/EvoBus	bis zu 441	-	ca. 145 (- / -)	sofort
Ebusco	bis zu 525	19	ca. 130 (55/75)	sofort
Heuliez/IVECO	bis zu 250	-	ca. 155 (45/110)	sofort
Irizar	bis zu 590	-	ca. 140 (- / -)	sofort
MAN	bis zu 640	ca. 21,0	ca. 120 (43/77)	sofort
Solaris	bis zu 450	ca. 19,7	ca. 129 (47/82)	sofort
Van Hool	-	-	ca. 117 (- / -)	sofort
VDL	bis zu 420	ca. 19,0	ca. 135 (- / -)	sofort
Volvo	bis zu 565	-	ca. 150 (- / -)	sofort

www.emcel.com CC-BY-SA

Lieferzeit E-Bus: 9-15 Monate (Dieselbus 8-12 Monate)

1.1 Markt- und Technologiebeschreibung

10. Anhang

MARKTÜBERSICHT - BATTERIE-BUSHERSTELLER

Sonstige Busse (Stand Juni 2023)

Hersteller Batteriebus	Fahrzeuggröße	Batteriekapazität [kWh]	Leergewicht [t]	Fahrgastkapazität (Sitzplatz/ Stehplatz)	Bestellbar ab
Tecnobus	5,32 m	142	3,875 (inc. Fahrer)	30	-
Rampini	6 m	210	-	30 (10/20)	-
Rampini	8m	210	12	47 (13/34)	-
BYD	8,75 m	180	-	74 (22/52)	-
Solaris	9 m	> 170	-	27 (27/?)	Im Einsatz (Rheintal Busverkehr GmbH)
Optare	8 bis 10 m	240	11,3	58 (36/22)	-
Wrightbus	10 m	454	19,5	95 (74/21)	-
Daimler/EvoBus	10,4 m	491	-	-	sofort
IVECO	10,7 m	245 bis 350	11,45	17 (17/?)	-
SOR	11 m	172	10,5	33 (33/?)	-
Ebusco	13 m	250 bis 400	13,9	85	-
BYD	13,7 m	484	-	77	-
Hess AG	24 bis 25 m	128	-	200 bis 220	In verschiedenen Städten im Test

www.emcel.com CC-BY-SA

Lieferzeit E-Bus: 9-15 Monate (Dieselbus 8-12 Monate)

1.1 Markt- und Technologiebeschreibung

10. Anhang

MARKTÜBERSICHT - BRENNSTOFFZELLEN-BUSHERSTELLER

12 m Solobusse (Stand Juni 2023): Richtpreis pro Bus 520.000-680.000€, NOW-Vergleichsbus 590.000€

Hersteller BZ-Bus	Tankkapazität [kg]	Batterie-kapazität [kWh]	BZ-Leistung [kW]	Leergewicht [t]	Fahrgastkapazität (Sitzplatz/ Stehplatz)	Bestellbar ab
Arthur Bus	37,5	30	70	-	ca. 78 (33 / 45)	sofort
Caetano Bus	37,5	30 bis 45	ca. 60	ca.11,4	ca. 87 (37 / 39)	sofort
Daimler/ EvoBus	35	26	2 x 60	13,2	ca. 76	sofort
Iveco	-	-	-	-	-	In Entwicklung
Hyundai	-	-	-	-	-	2023/2024
Safra/Businova	30	132	30	-	ca. 95 (30/65)	sofort
Skoda	37	-	70	-	ca. 85 (26/59)	sofort
Solaris	37.5	30 bis 45	ca. 70	12,8	ca. 74 (34/40)	sofort
Van Hool	38.5	36	83	13,7	ca. 74 (39/35)	sofort
Wrightbus	50	54	70	ca. 19,5	ca. 88 (45 / 43)	sofort

www.emcel.com CC-BY-SA

Lieferzeit E-Bus: 9-15 Monate (Dieselbus 8-12 Monate)

1.1 Markt- und Technologiebeschreibung

10. Anhang

MARKTÜBERSICHT - BRENNSTOFFZELLEN-BUSHERSTELLER

18 m Gelenkbusse (Stand Juni 2023): Richtpreis pro Bus 800.000-900.000€; NOW-Vergleichsbus 800.000€

Hersteller BZ-Bus	Tankkapazität [kg]	Batterie-kapazität [kWh]	BZ-Leistung [kW]	Leergewicht [t]	Fahrgastkapazität (Sitzplatz/ Stehplatz)	Bestellbar ab <small>www.emcel.com CC-BY-SA</small>
Caetano	-	-	-	-	-	sofort
Daimler/ EvoBus	25	-	ca. 30	-	Ca. 126 (-/-)	sofort
Skoda	-	-	-	-	-	In Entwicklung
Solaris	37	-	> 100	-	Ca. 120 (-/ -)	sofort
Van Hool	50	-	100	-	-	sofort
Wrightbus	-	-	-	-	-	In Entwicklung

Lieferzeit E-Bus: 9-15 Monate (Dieselbus 8-12 Monate)

1.1 Markt- und Technologiebeschreibung

10. Anhang

MARKTÜBERSICHT - BRENNSTOFFZELLEN-BUSHERSTELLER

Sonstige Busse (Stand Juni 2023)

Hersteller BZ-Bus	Fahrzeuggröße	Tankkapazität [kg]	Batteriekapazität [kWh]	BZ-Leistung [kW]	Leergewicht [t]	Fahrgastkapazität (Sitzplatz/ Stehplatz)	Bestellbar ab
Hyvia	6 m	4,5	33	30	-	15 (9/6)	Seit 2022
Rampini	8 m	10,8	-	30	-	48	Seit 2022
Wrightbus	10 m	27	27,4	85	18,6	86 (65/19)	-
Ceetano	10,7 m	37,5	29 bis 44	60	-	64	sofort
Van Hool	13 m	-	490	-	-	-	-
Van Hool	24	-	-	-	-	60	-

www.emcel.com CC-BY-SA

Lieferzeit E-Bus: 9-15 Monate (Dieselbus 8-12 Monate)