

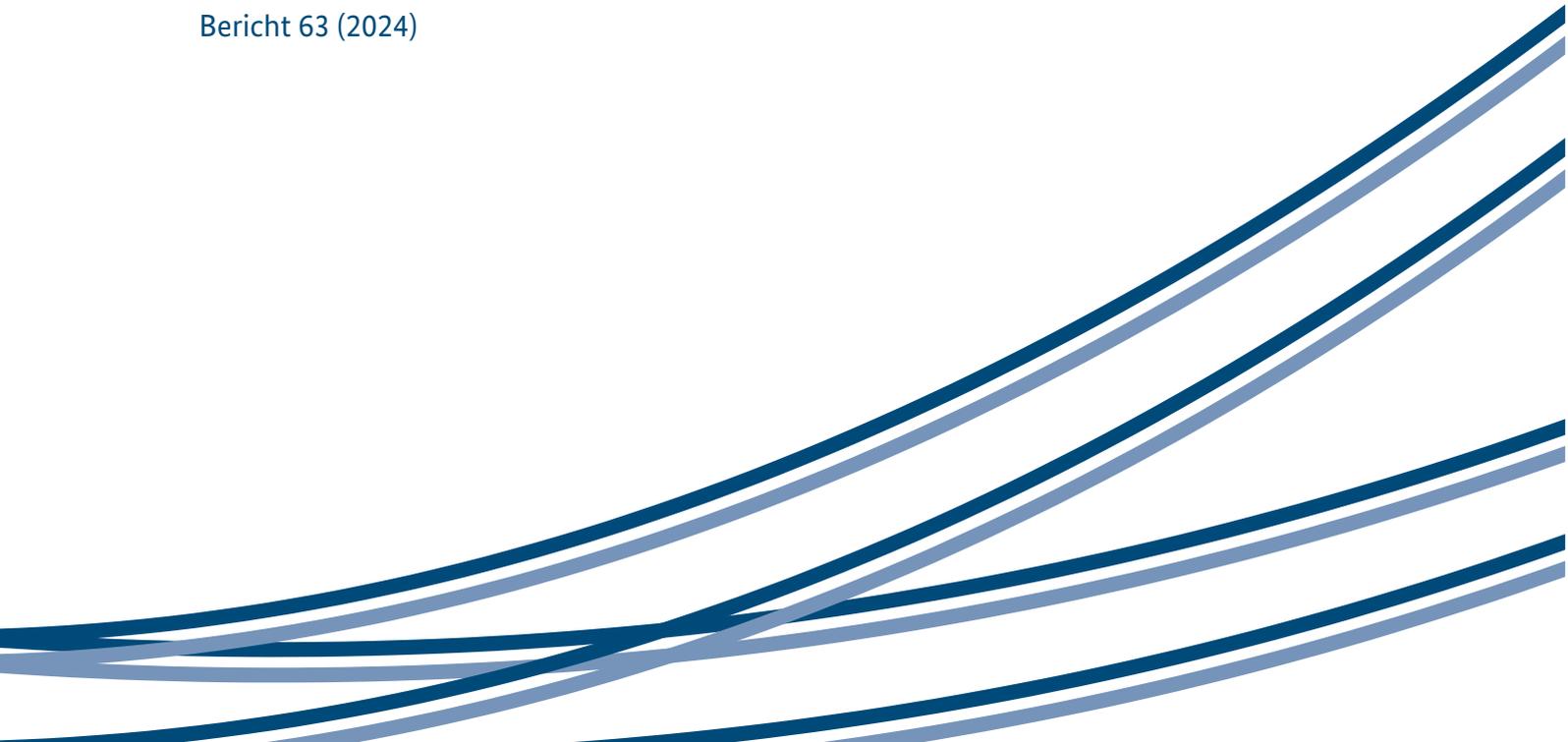
Deutsches Zentrum für  
Schienenverkehrsforschung beim



Eisenbahn-Bundesamt

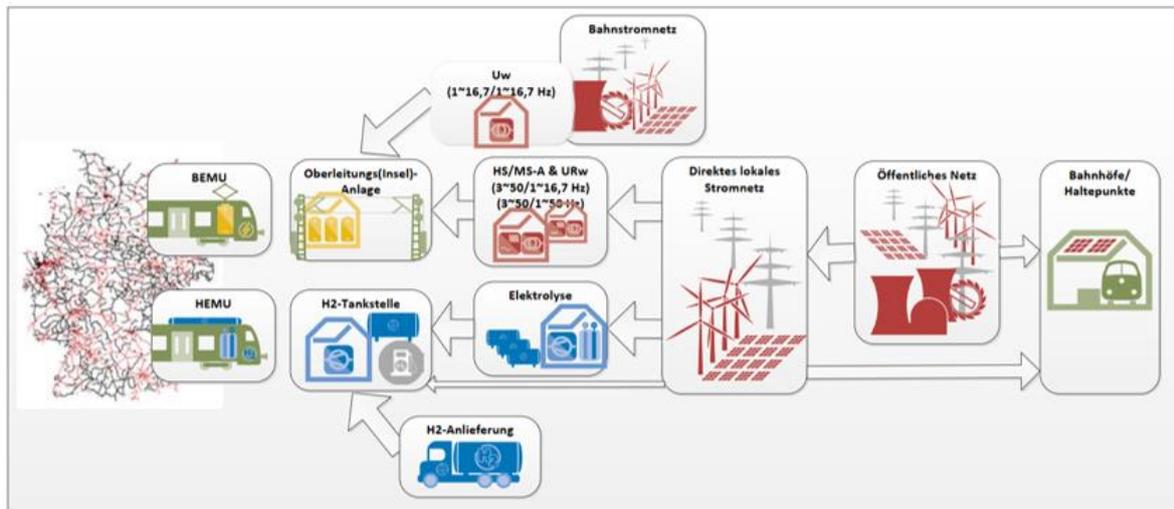
Berichte  
des Deutschen Zentrums  
für Schienenverkehrsforschung

Bericht 63 (2024)



# Versorgungskonzept und Integration von Erneuerbaren Energien in neuartige Tank- und Ladeinfrastrukturen





Berichte des Deutschen Zentrums  
für Schienenverkehrsforschung, Bericht 63 (2024)  
Projektnummer 2020-13-U-1202

## Versorgungskonzept und Integration von Erneuerbaren Energien in neuartige Tank- und Ladeinfrastrukturen

von

Christoph Streuling, Sebastian Herwartz-Polster, Johannes Pagenkopf, Moritz Schenker, Mathias Böhm,  
Johannes Polster

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., Institut für Fahrzeugkonzepte  
(Arbeitspakete 1, 2 und 4)

Stefan Arens, Rasmus Völker, Paul Kozian, Benedikt Hanke

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., Institut für Vernetzte Energiesysteme  
(Arbeitspakete 2, 3 und 4)

Alexander Windt, Tim Röpcke  
Reiner Lemoine Institut gGmbH  
(Arbeitspaket 3)

Lennart Fink  
DB Energie GmbH  
(Arbeitspakete 2 und 4)

im Auftrag des Deutschen Zentrums für Schienenverkehrsforschung beim Eisenbahn-Bundesamt

# Impressum

## HERAUSGEBER

Deutsches Zentrum für Schienenverkehrsforschung beim Eisenbahn-Bundesamt

August-Bebel-Straße 10  
01219 Dresden

[www.dzsf.bund.de](http://www.dzsf.bund.de)

## DURCHFÜHRUNG DER STUDIE

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., Institut für Fahrzeugkonzepte  
Pfaffenwaldring 38-40

70569 Stuttgart

## ABSCHLUSS DER STUDIE

August 2022

## REDAKTION

Deutsches Zentrum für Schienenverkehrsforschung beim Eisenbahn-Bundesamt  
Philipp Streek, Fachbereich Klimaschutz, Umwelt und Nachhaltigkeit

## PUBLIKATION ALS PDF

<https://www.dzsf.bund.de/Forschungsergebnisse/Forschungsberichte>

ISSN 2629-7973

doi: [10.48755/dzsf.230016.01](https://doi.org/10.48755/dzsf.230016.01)

Dresden, Dezember 2024



This work is openly licensed via CC BY 4.0.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren

# Inhaltsverzeichnis

## Impressum

<b>Inhaltsverzeichnis .....</b>	<b>5</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis.....</b>	<b>8</b>
<b>Einführung und Dokumentstruktur.....</b>	<b>11</b>
<b>1 Energiebedarfsszenario (AP 1) .....</b>	<b>13</b>
1.1 Kurzbeschreibung (AP 1).....	13
1.2 Methodik und Daten.....	13
1.2.1 Vorgehen.....	13
1.2.2 Daten .....	15
1.3 Betriebsleistung 2020 .....	15
1.4 Erstellung von Fahrprofilen.....	17
1.4.1 Geodaten Preprocessing: Elevation Pipeline .....	18
1.4.2 Geodaten-Preprocessing: Attributzuweisung und Format .....	24
1.5 Simulationsverfahren zur Bestimmung des möglichen zukünftigen Energiebedarfs .....	25
1.5.1 Charakterisierung Antriebssysteme und Fahrzeug.....	26
1.5.2 Leistungs- und Energiebedarf am Rad .....	27
1.5.3 Berücksichtigung der Hilfs- und Nebenverbraucher .....	29
1.5.4 Vorgehen zur Ermittlung des Strom- und Wasserstoffbedarfs.....	30
1.6 Abschätzung Betriebsleistung 2030.....	32
1.7 Zukünftiger Energiebedarf alternativer Antriebe im SPNV.....	38
1.7.1 Charakterisierung der Fahrten.....	38
1.7.2 Energiebedarf am Rad .....	42
1.7.3 Aggregation und Ermittlung des Gesamtenergiebedarfs.....	46
1.8 Unsicherheiten/Limitationen .....	55
1.9 Zusammenfassung und Ausblick (AP 1).....	56
1.10 Quellenverzeichnis (AP 1).....	57
<b>2 Versorgungskonzept (AP 2) .....</b>	<b>59</b>
2.1 Kurzbeschreibung (AP 2).....	59
2.2 Betankungs- und Ladeinfrastruktur: Technologie und Wirtschaftlichkeit.....	59
2.2.1 Ladeinfrastruktur: Systematisierung und Variantenvergleich .....	59
2.2.2 Wasserstoffbetankungsinfrastruktur .....	69
2.2.3 Wirtschaftliche Eignung.....	75
2.3 Analyse des Einsatzes von XMU auf ausgewählten Strecken .....	82

2.3.1	Vorgehensweise.....	82
2.3.2	Modellierung Fahrzeugenergiebedarf .....	83
2.3.3	Streckenauswahl.....	89
2.3.4	Strecke Köln – Trier (Eifelstrecke).....	91
2.3.5	Strecke Augsburg – Füssen.....	102
2.3.6	Strecke Bremen – Osnabrück.....	111
2.3.7	Fazit – XMU-Szenarien .....	115
2.4	Potenziale der Energievorhaltung von Tank- und Ladeinfrastrukturen .....	117
2.4.1	Analyse Netzbelastung von öffentlichen Versorgungsnetzen durch Tank- und Ladeinfrastruktur.....	117
2.4.2	Speichertechnologien.....	132
2.4.3	Netzentlastung durch lokale Zwischenspeicherung.....	136
2.4.4	Unsymmetrische Netzbelastung durch Ladeunterwerke ohne Umrichter .....	152
2.4.5	Netzentlastung durch Lastplanung.....	153
2.5	Zusammenfassung und Ausblick (AP 2).....	155
2.6	Quellenverzeichnis (AP 2).....	158
<b>3</b>	<b>Integration EE in Tank- und Ladeinfrastruktur (AP 3) .....</b>	<b>164</b>
3.1	Kurzbeschreibung (AP 3) .....	164
3.2	Festlegung der Rahmenbedingungen .....	165
3.2.1	Input-Zeitreihen.....	165
3.2.2	Festlegung von Leitindikatoren und ökonomischen Rahmenbedingungen .....	168
3.3	Systemmodellierung.....	172
3.3.1	OLIA-Versorgungskonzept.....	172
3.3.2	HRS-Versorgungskonzept.....	176
3.4	Ergebnisdarstellung.....	179
3.4.1	OLIA-Versorgungskonzept.....	179
3.4.2	HRS-Versorgungskonzept.....	197
3.5	Analyse der Sektorenkopplungspotenziale.....	210
3.5.1	Flexibilisierung des Ladeprofiles von BEMU.....	210
3.5.2	Einbindung eines Elektrolyseurs an einen OLIA-Standort.....	211
3.6	Zusammenfassung und Ausblick (AP 3).....	215
3.6.1	OLIA-Versorgungskonzept.....	215
3.6.2	HRS-Versorgungskonzept.....	217
3.6.3	Vergleich OLIA- und HRS-Versorgungskonzept am Beispielstandort Gerolstein .....	218
3.7	Quellenverzeichnis (AP 3).....	221
3.8	Anhänge.....	223
3.8.1	OLIA-Versorgungskonzept.....	223

---

3.8.2	HRS-Versorgungskonzept Standort Osnabrück .....	225
<b>4</b>	<b>Erweiterte Nutzung der Tank- und Ladeinfrastrukturen (AP 4) .....</b>	<b>230</b>
4.1	Kurzbeschreibung (AP 4).....	230
4.2	Identifikation und Kategorisierung weiterer Nutzungspotenziale .....	230
4.2.1	Analyse Lastverläufe der Kernaufgabe .....	230
4.2.2	Überblick weitere synergetische Verbraucher .....	238
4.3	Netzdienliche Leistungen und flexible Lasten .....	243
4.3.1	Varianten für die Erbringung netzdienlicher Leistungen .....	243
4.3.2	Anwendbarkeit dieser Varianten auf das OLIA-/HRS-Versorgungskonzept.....	244
4.4	Quantifizierung und Bewertung synergetischer Nutzungspotenziale.....	246
4.4.1	Synergetische Nutzung des OLIA-Versorgungskonzeptes .....	246
4.4.2	Synergetische Nutzung der HRS und des Elektrolyseurs .....	254
4.5	Zusammenfassung und Ausblick (AP 4).....	261
4.6	Quellenverzeichnis (AP 4).....	266
	<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>269</b>
	<b>Tabellenverzeichnis.....</b>	<b>277</b>

# Abkürzungsverzeichnis

AP	Arbeitspaket
AC	Wechselstrom ( <i>engl. alternating current</i> )
ATKIS	Amtliches topographisches kartographisches Informationssystem
BEMU	Oberleitungs-Batteriehybrid-Triebzug ( <i>engl. battery electric multiple unit</i> )
BKG	Bundesamt für Kartographie und Geodäsie
BMDV	Bundesministerium für Digitales und Verkehr
BoL	Anfang des Lebenszyklus ( <i>engl. Begin-of-Life</i> )
BZ	Brennstoffzelle/n
CAES	Druckluftspeicherkraftwerke ( <i>engl. compressed air energy storage</i> )
CAPEX	Kapitalkosten ( <i>engl. capital expenditure</i> )
CcH <sub>2</sub>	kryokomprimierter Wasserstoff ( <i>engl. Cryo-Compressed Hydrogen</i> )
CCS	kombiniertes Ladesystem ( <i>engl. Combined Charging System</i> )
CGH <sub>2</sub>	verdichteter gasförmiger Wasserstoff ( <i>engl. Compressed Gaseous Hydrogen</i> )
COP	Effizienz/Leistungszahl ( <i>engl. coefficient of performance</i> )
DC	Gleichstrom ( <i>engl. direct current</i> )
DEM	digitales Höhenmodell ( <i>engl. digital elevation model</i> )
DMU	Dieseltriebzug ( <i>engl. diesel multiple unit</i> )
DSM	Demand-side-management
EMU	Oberleitungstriebzug ( <i>engl. electric multiple unit</i> )
EZVA	elektrische Zugvorheizanlagen
EE	Erneuerbare Energien
EEA	Erneuerbare Energieanlagen
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EIU	Eisenbahninfrastrukturunternehmen
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GTFS	General Transit Feed Specification
GHD	Gewerbe-Handel-Dienstleistungen
GUw	Gleichrichter-Unterwerk
HB	Hilfsbetriebeleistung der Traktion
HEMU	Brennstoffzellenhybrid-Triebzug ( <i>engl. hydrogen electric multiple unit</i> )
HLK	Heizung, Lüftung und Klimatisierung
HRS	Wasserstofftankstelle ( <i>engl. hydrogen refuelling station</i> )

---

HS	Hochspannung
IBN	Inbetriebnahme
KPI	Schlüsselkennzahl ( <i>engl. key performance indicator</i> )
kWh	Kilowattstunde
k€	Tausend Euro
LFP	Lithium-Eisen-Phosphat
LH <sub>2</sub>	Flüssigwasserstoff ( <i>engl. Liquid Hydrogen</i> )
LOHC	flüssige organische Wasserstoffträger ( <i>engl. Liquid Organic Hydrogen Carriers</i> )
LUw	Ladeunterwerk
MAE	mittlere absolute Abweichung ( <i>engl. mean absolute error</i> )
MS	Mittelspannung
NMC	Lithium-Nickel-Mangan-Cobalt-Oxide
NOL	schnell abschaltbare Lasten
OLA	Oberleitungsanlage
OLIA	Oberleitungsinselanlage
OPEX	Betriebskosten ( <i>engl. operational expenditure</i> )
OSM	Open Street Map
O&M	Wartung und Betrieb ( <i>engl. operation and maintenance</i> )
PEM	Protonen-Austausch-Membran ( <i>engl. proton exchange membrane</i> )
PSH	Pumpspeicherkraftwerke ( <i>engl. pumped storage hydropower</i> )
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlagen
RB	Regionalbahn
RE	Regionalexpress
RMS	Effektivwert ( <i>engl. root-mean-square</i> )
RMSE	mittlere quadratische Abweichung ( <i>engl. root-mean-square Error</i> )
SMES	Supraleitender Magnetischer Energiespeicher ( <i>engl. superconducting magnetic energy storage</i> )
SMOOTH	Simulation Model for Optimized Operation and Topology of Hybrid Energy Systems
SoC	Ladezustand ( <i>engl. state-of-charge</i> )
SOL	sofort abschaltbare Lasten
SPFV	Schienenpersonenfernverkehr
SPNV	Schienenpersonennahverkehr
SPV	Schienenpersonenverkehr
Ufw	Umformerwerk
Urw	Umrichterwerk

Uw	Unterwerk
TNB	Technische Netzzugangsbedingungen
TPT	Trajektorienplaner ( <i>engl. trajectory planning tool</i> )
WEA	Windenergieanlage(n)
XMU	Triebzug mit alternativem Antriebssystem ( <i>engl. multiple unit with alternative power-train</i> )

# Einführung und Dokumentstruktur

Mit der schrittweisen Etablierung alternativer Antriebskonzepte im Schienenpersonennahverkehr (SPNV) verändert sich neben der Fahrzeugtechnik auch die Art, Struktur und Verteilung der erforderlichen streckennahen Energiezuführungsanlagen sowie der Energieerzeugung. Nach der bisher nur punktuell erfolgten Erprobung einzelner Dieselhybridtriebzüge in einigen SPNV-Netzen werden in den kommenden Jahren (ab 2021) Oberleitungs-Batteriehybrid-Triebzüge (BEMU) und wasserstoffbetriebene Brennstoffzellenhybrid-Triebzüge (HEMU) in verschiedenen Bundesländern erstmalig in den Fahrgastregelbetrieb gehen. Die bisher in diesen Pilotnetzen verkehrenden Dieseltriebzüge und diesellokbespannten Zugkonfigurationen werden durch Triebzüge mit alternativen Antrieben ersetzt. Weitere Vergabeverfahren für SPNV-Fahrzeuge sind in der Ausschreibung oder die Verfahren sind in Vorbereitung.

Planung, Genehmigung und Bau der erforderlichen Nachladeinfrastruktur für BEMU (Oberleitungsinselanlagen (OLIA), Verlängerung bestehender OLA und Verstärkung der Einspeiseanlagen) in den relevanten Netzen ist derzeit bspw. in Schleswig-Holstein (NAH.SH) aktuell in der planerischen Umsetzung. Die erste Wasserstofftankstelle für HEMU-Züge wird 2022 ihren Betrieb aufnehmen. Die HEMU-Fahrzeuge in den Netzen Taunus (RMV) und Elbe-Weser (LNVG) werden jedoch nicht mit elektrolytisch erzeugtem „grünen“ Wasserstoff auf Basis von Erneuerbaren Energieanlagen (EEA) versorgt. Ebenso werden auch die BEMU-Fahrzeuge in den Netzen Nord und Ost (NAH.SH) oder Ortenau (NVBW) mit Strom aus dem Bahnstromnetz oder dem öffentlichen Stromnetz (Strommix) versorgt und nicht aus rein erneuerbaren Quellen.

Gleichzeitig nimmt der Zubau von EEA, insbesondere Windenergieanlagen (WEA) sowie Photovoltaik-(Freiflächen)-Anlagen (PVA) und deren Integration in das öffentliche Stromnetz zu. Insbesondere im Fall von Nebenstrecken ist häufig eine substantielle Abdeckung mit EEA im Umfeld der zukünftigen oder bestehenden Bahnenergieanlagen (Wasserstofftankstellen oder OLIA) gegeben. Eine direkte Kopplung der Bahnenergieanlagen mit dedizierten EEA wird bisher im Rahmen von Pilotuntersuchungen erforscht oder geplant (z. B. PVA zur Direkteinspeisung ins Bahnenergienetz im schleswig-holsteinischen Wasbek<sup>1</sup>). Hier liegt der Fokus allerdings auf der Einspeisung von Erneuerbare Energies (EE)-Strom in das Bahnstromnetz bzw. in die Fahrleitung. Elektrolytische H<sub>2</sub>-Erzeugung auf Basis von WEA/PVA zur Versorgung von HEMU wird z. B. im Pilotprojekt der brandenburgische Heidekrautbahn<sup>2</sup>) umgesetzt.

Bisher stehen umfassende und vergleichende Untersuchungen zum konkreten Potenzial einer Direktversorgung der Tank- und Ladeinfrastruktur von BEMU und HEMU-Fahrzeugen auf Basis von EEA noch aus. Weiterhin ist davon auszugehen, dass in typischen Anwendungsfällen der BEMU-Nachladung an einer OLIA keine Anknüpfung an das Bahnstromnetz verfügbar ist und somit auf das öffentliche Stromnetz zurückgegriffen werden müsste. Ebenso ist die Frage der Auswirkungen des punktuell hohen Leistungsbedarfes bei der Nachladung von BEMU-Fahrzeugen und deren Rückwirkungen auf bzw. Limitationen durch das öffentliche Versorgungsnetz (z. B. in Bezug auf Lastsymmetrie) nicht umfassend untersucht.

Im Rahmen der Studie soll der Energiebedarf für alternative Antriebe im SPNV im gesamten deutschen Netz ermittelt, erforderliche Tank- und Ladeinfrastrukturen charakterisiert und deren Auswirkungen auf

---

<sup>1</sup> [https://www.dbenergie.de/resource/blob/4820468/d8fb4a66cd466bdc769dcc735c5190e0/20\\_01\\_Solarpark-data.pdf](https://www.dbenergie.de/resource/blob/4820468/d8fb4a66cd466bdc769dcc735c5190e0/20_01_Solarpark-data.pdf) (Abrufdatum: 01.03.2022)

<sup>2</sup> <https://www.neb.de/wasserstoffzug/> (Abrufdatum: 01.03.2022)

das Stromnetz untersucht werden. Ferner ist das Ziel, anhand konkreter Fallbeispiele allgemeine Aussagen zu den Potenzialen einer Direkteinbindung von EEA in die Versorgungsinfrastruktur, also konkret für die Nachladung von Akku-Triebzügen und für die elektrolytische Versorgung mit Wasserstoff von Brennstoffzellentriebzügen, abgeleitet werden.

Der Bericht der Studie umfasst die folgenden Kapitel bzw. Arbeitspakete (AP's):

- Kapitel 1: Energiebedarfsszenario (AP 1)
- Kapitel 2: Versorgungskonzept (AP 2)
- Kapitel 3: Integration EE in Tank- und Ladeinfrastruktur (AP 3)
- Kapitel 4: Erweiterte Nutzung der Tank- und Ladeinfrastrukturen (AP 4)

# 1 Energiebedarfsszenario (AP 1)

## 1.1 Kurzbeschreibung (AP 1)

In diesem AP wird der Energiebedarf alternativer Antriebe im deutschen Schienenpersonennahverkehr (SPNV) im Jahr 2030 abgeschätzt. Als Ausgangslage dient dazu der SPNV-Betrieb im Jahr 2020 sowie Informationen zu zukünftigen Betriebsleistungen im SPNV. Betrachtungsgegenstand sind nur die Betriebsleistungen, die auch zukünftig voraussichtlich nicht oder zu weniger als 100 % unter Fahrdracht stattfinden. Dabei werden auch zukünftige Elektrifizierungsvorhaben berücksichtigt, zur Ermittlung des zukünftigen Energiebedarfs sämtliche Sollfahrten in Deutschland herangezogen und automatisiert prozessiert. Für diese Fahrten werden Fahrprofile (Höhenverlauf, Verlauf der zulässigen Höchstgeschwindigkeiten, Fahrplan) automatisiert erstellt. Die Fahrprofile werden längsdynamisch simuliert, um den Energiebedarf am Rad zu ermitteln und über Wirkungsgradketten den Strombedarf im Fall des Akku-Oberleitungshybrid bzw. BEMU (engl. für Battery Electric Multiple Unit) bzw. Wasserstoffbedarf im Fall des Brennstoffzellenhybrid bzw. HEMU (engl. für Hydrogen Electric Multiple Unit) abzuschätzen. Dafür werden zwei generische BEMU und HEMU-Fahrzeuge ausgelegt. Die Ergebnisse sind gleisgenau und werden streckenfein kartographisch dargestellt.

Im Kapitel 1.2 werden die **Methodik und die Datengrundlagen** beschrieben. Im Kapitel 1.3 wird die **Betriebsleistung für das Jahr 2020** entsprechend des Sollfahrplans dargestellt. In Kapitel 1.4 wird die automatisierte Prozessierung der **Fahrprofile** beschrieben. In Kapitel 1.5 ist der Prozess der **längsdynamischen Simulation** erläutert. Dies beinhaltet auch die Auslegung der **generischen Fahrzeuge**. Die Abschätzung der **zukünftigen Betriebsleistung 2030** ist in Kapitel 1.6 beschrieben. In Kapitel 1.7 werden die **Ergebnisse** systematisch dargestellt.

## 1.2 Methodik und Daten

In diesem Kapitel wird die Vorgehensweise des AP 1 und die verwendeten Daten beschrieben. Dazu wird zunächst das Vorgehen schematisch dargestellt. Im Folgenden werden dann die einzelnen Prozessierungsschritte im Detail erörtert.

### 1.2.1 Vorgehen

Zur Ermittlung des zukünftigen potenziellen Energiebedarfs wird eine Vielzahl von Arbeitsschritten durchgeführt. Eine schematische Darstellung bietet Abbildung 1-1. Als Ausgangsbasis wird ein mit Geodaten angereicherter deutschlandweiter General Transit Feed Specification (GTFS)-Datensatz (*engl. für General Transit Feed Specification*) mit dem Fahrplanjahr 2020 (Januar bis Dezember 2020) verwendet (Brosi, 2020). Infrastrukturdaten (Gleisnetz, Betriebsstellen etc.) werden aus dem Open Street Map (OSM)-Datenmodell generiert (Open Street Map, 2020). Für Höhendaten wird ein digitales Höhenmodell (DEM, *engl. für Digital Elevation Model*) verwendet (JAXA, 2016).

Zunächst werden aus dem gesamten deutschen Schienenpersonenverkehr (SPV) diejenigen Fahrten isoliert, die im Sollfahrplanjahr 2020 mit Dieseltraktion erfolgten. Daraus wird die Betriebsleistung 2020 berechnet (erster Kasten in Abbildung 1-1). Im nächsten Schritt werden für alle verbliebene Fahrten Höhendaten, Infrastrukturinformationen und Betriebsparameter abgefragt. Mithilfe dieser Informationen wird für jede Fahrt ein Fahrprofil erzeugt, bestehend aus dem Fahrplan, Höhenprofil, Kilometrierung und den zulässigen Höchstgeschwindigkeiten (blauer Kasten). Diese Fahrprofile werden anschließend in ein Simulationstool gespeist, um den Energiebedarf jeder einzelnen Fahrt zu ermitteln (grüner Kasten).

Für die Simulationen werden vorab zwei generische Fahrzeuge – ein zweiteiliger Akku-Oberleitungs-hybridtriebzug und ein zweiteiliger wasserstoffbetriebener Brennstoffzellenhybridtriebzug – ausgelegt.

Parallel werden alle aktuellen und zukünftigen Verkehrsverträge recherchiert, in denen Dieselfahrzeuge bzw. Fahrzeuge mit alternativen Antrieben zum Einsatz kommen bzw. kommen sollen. Dabei werden die Betriebsleistungen (Zugkilometer pro Jahr, Zug-km) aller entsprechenden SPNV-Vergabernetze für die Jahre 2020 (Sollfahrplan) und 2030 (soweit heute bereits bekannt) erfasst und die prozentuale Steigerung der Betriebsleistung ermittelt. Dabei werden zukünftige Streckenelektrifizierungen berücksichtigt (gelber Kasten). Die einzelnen simulierten Trajektorien werden den Vergabernetzen zugeordnet. Der aktuelle (2020) ermittelte Energiebedarf wird über die vorher ermittelte Steigerung der Betriebsleistung auf das Zieljahr 2030 projiziert. Der so berechnete Energiebedarf wird räumlich aggregiert und strukturell in einem Kartensatz dargestellt (grauer Kasten).

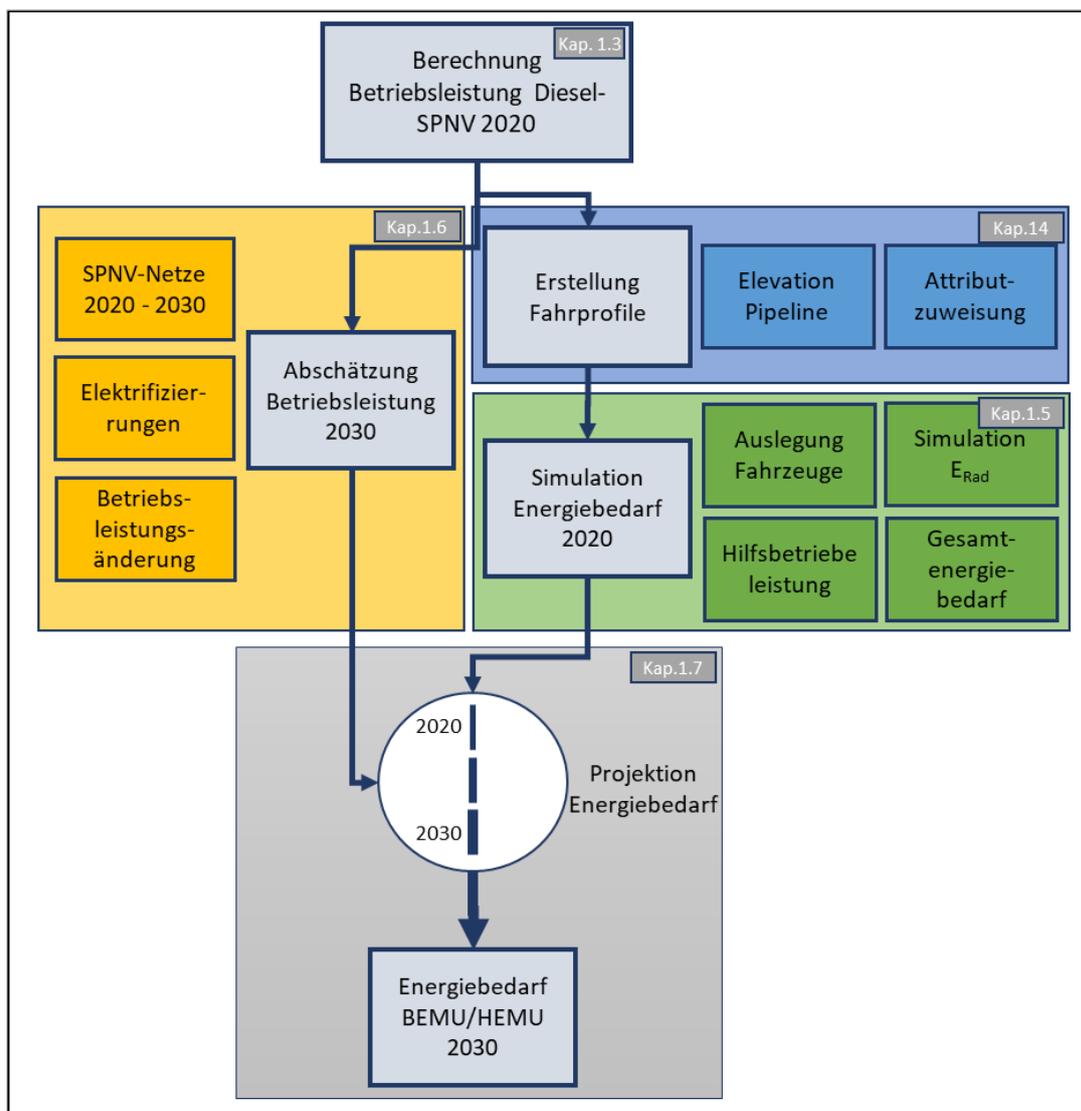


Abbildung 1-1: Methodikschema für AP 1.

Die großen äußeren Boxen entsprechen den methodischen Schritten. Die inneren kleineren Boxen stellen Teilarbeits-schritte dar. Jede Box entspricht einem Kapitel in der Berichtsstruktur (Verweis auf die spezifischen Kapitel in den kleinen grauen Boxen). Die Pfeile zeigen die Abfolge der Arbeitsschritte an.

## 1.2.2 Daten

Für die Erfassung der Betriebsleistung wurden deutschlandweite Sollfahrplandaten im GTFS-Format verwendet. GTFS beinhaltet einzelne Fahrten, für die jeweils alle Haltestellen und alle Ankunfts- und Abfahrtszeiten angegeben sind. Der verwendete GTFS-Datensatz wurde von Brosi (2020) mit Geodaten angereichert und bereitgestellt. Die Gleisverläufe wurden dabei aus OSM abgeleitet und über ein Routingverfahren den einzelnen Fahrten zugeordnet. Der Datensatz wurde aus dem deutschlandweiten Sollfahrplandatensatz des DELFI e.V. erzeugt. Die Sollfahrplandaten werden dafür von den Verkehrsverbänden bereitgestellt (*OpenData-Plattform ÖPNV*). Der GTFS-Datensatz ist gültig für den Zeitraum 01.10.2020 bis 12.12.2020. Davon ausgehend wurde der Betrieb auf das gesamte Betriebsjahr 2020 hochgerechnet.

Zur Erfassung von für die Untersuchung relevanten streckenseitigen Bahnanlagen und Betriebsstellen wie Elektrifizierungen, Positionen von Bahnhöfen, Haltepunkten, Brücken, Tunneln und Geschwindigkeitsbegrenzungen wurden Informationen von OSM (2020) verwendet (letzte Aktualisierung am 26.02.21).

Das verwendete DEM ist das ALOS Global Digital Surface Model (AW3D30), bereitgestellt von der japanischen Luft- und Raumfahrtbehörde JAXA (*engl. Japan Aerospace Exploration Agency*). Das Höhenmodell hat eine Auflösung von einer Bogensekunde (ca. 30x30 Meter) und eine Höhengenaugigkeit von  $\pm 5$  m (JAXA, 2016).

Zur Aggregation der Fahrten auf Streckenebene wurden die aggregierten Streckenverläufe des digitalen Landschaftsmodell 1:250.000 (DLM250) aus dem amtlichen topographischen kartographischen Informationssystem (ATKIS) des Bundesamts für Kartographie und Geodäsie (BKG) verwendet (Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, 2021).

Die Verarbeitung der GTFS-Daten erfolgte in einer Python-Umgebung. Der Datensatz selbst ist auf einer PostgreSQL-Datenbank (V.12) gespeichert.

## 1.3 Betriebsleistung 2020

Aus dem gesamten deutschen SPV wurden diejenigen Fahrten isoliert, die im Sollfahrplanjahr 2020 mit Dieseltraktion erfolgen. Dazu wurden lagebasiert Elektrifizierungsinformationen überprüft (Annahme: teil- bzw. nicht-elektrifizierte Fahrten werden mit Dieselzügen betrieben).

Im GTFS-Datenformat werden nicht Strecken betrachtet, sondern Fahrten. Für jede GTFS-Fahrt gibt es einen gleisgenauen räumlichen Fahrtverlauf. Über räumliche Näherungsabfragen werden zunächst die Elektrifizierungsinformationen aller Fahrtabschnitte abgefragt. Für jeden Streckenabschnitt lässt sich die Betriebsleistung in Fahrten pro Woche aggregieren. Abbildung 1-2 zeigt die Betriebsleistung des SPV in einer Kartendarstellung. Darin ist streckengenau die tägliche Betriebslast dargestellt. Dieselfahrten aus dem Schienenpersonenfernverkehr (SPFV) werden durch Filterung der den Fernverkehr kennzeichnenden Zusätzen („IC“, „EC“ etc.) sowie durch eine Abfrage der Fahrtlänge herausgefiltert. In Abbildung 1-3 ist die Betriebsleistung des SPNV (also ohne Fernverkehr) nach elektrifizierten und nicht-elektrifizierten Abschnitten aufgeteilt.

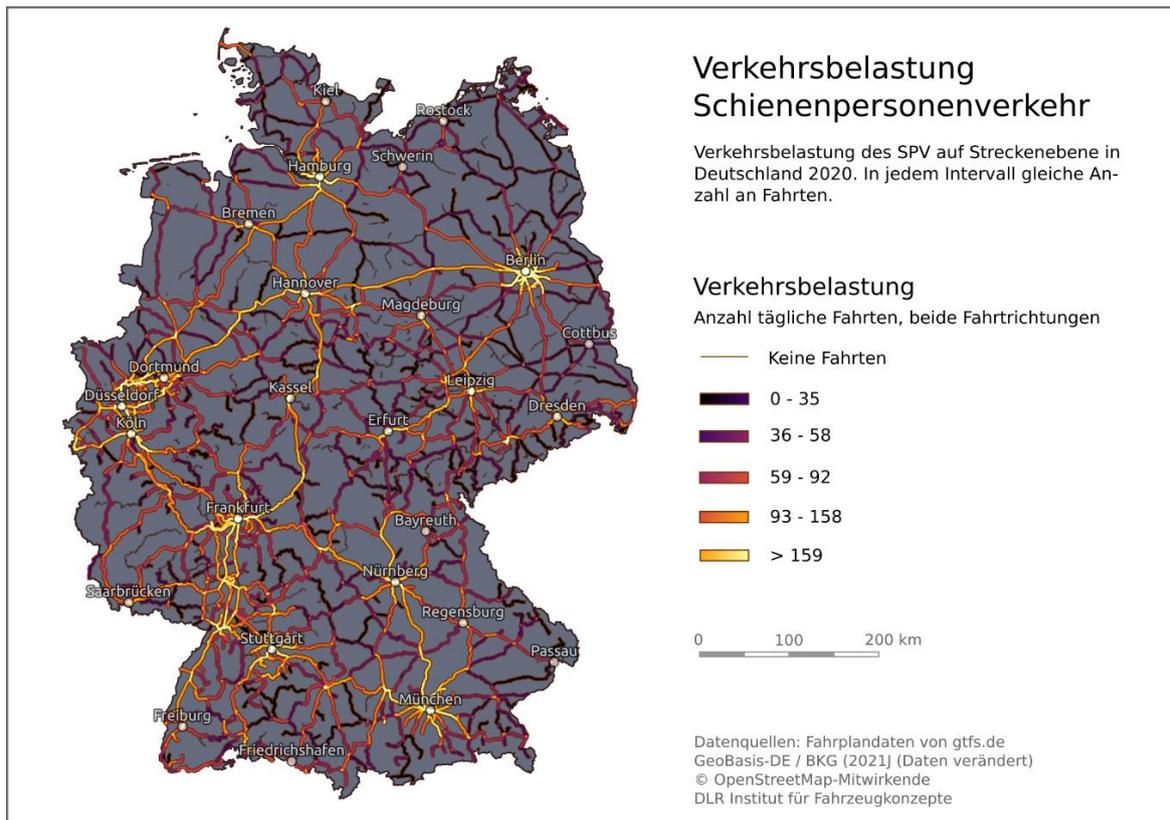


Abbildung 1-2: Betriebsleistung Schienenpersonenverkehr (SPV) 2020

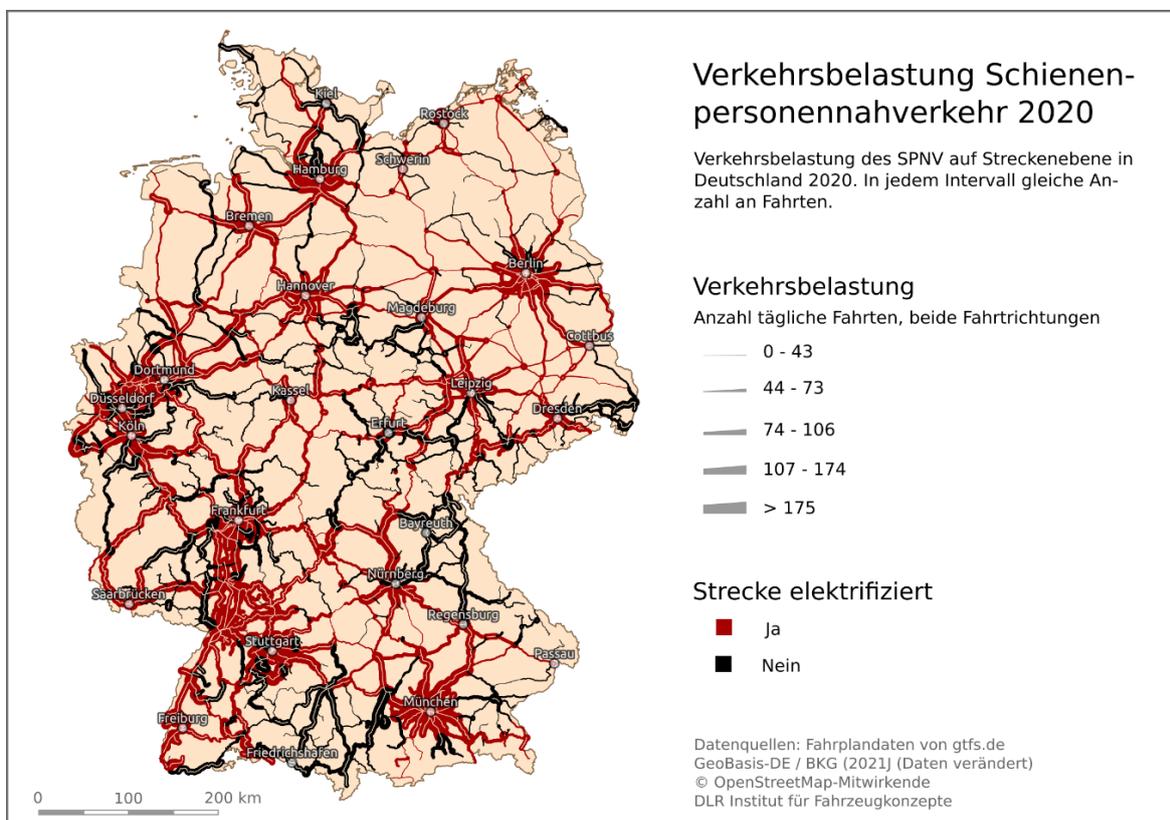


Abbildung 1-3: Betriebsleistung und Elektrifizierung SPNV 2020

Insgesamt summieren sich die Fahrten im GTFS-Datensatz für das Gesamtjahr 2020 auf 934,9 Mio. Zug-km. Davon entfallen 175,9 Mio. Zug-km auf den SPFV (18,8 %) und 759 Mio. Zug-km auf den SPNV.

211,55 Mio. Zug-km pro Jahr werden nicht unter Fahrdrabt zurückgelegt. Das entspricht 27,8 % der SPNV-Betriebsleistung. Fahrten, die nicht oder teilweise unter Fahrdrabt stattfinden werden (bis auf wenige Ausnahmen) mit Dieselfahrzeugen zurückgelegt. Das entspricht 256,1 Mio. Zug-km in 2020. Das entspricht einem betrieblichen Elektrifizierungsgrad von 66,3 % (Anteil des Betriebs unter Oberleitung (EMU, engl. *Electric Multiple Unit*) 502,9 Mio. Zug-km bei einer gesamten SPNV-Betriebsleistung von 759 Mio. Zug-km).

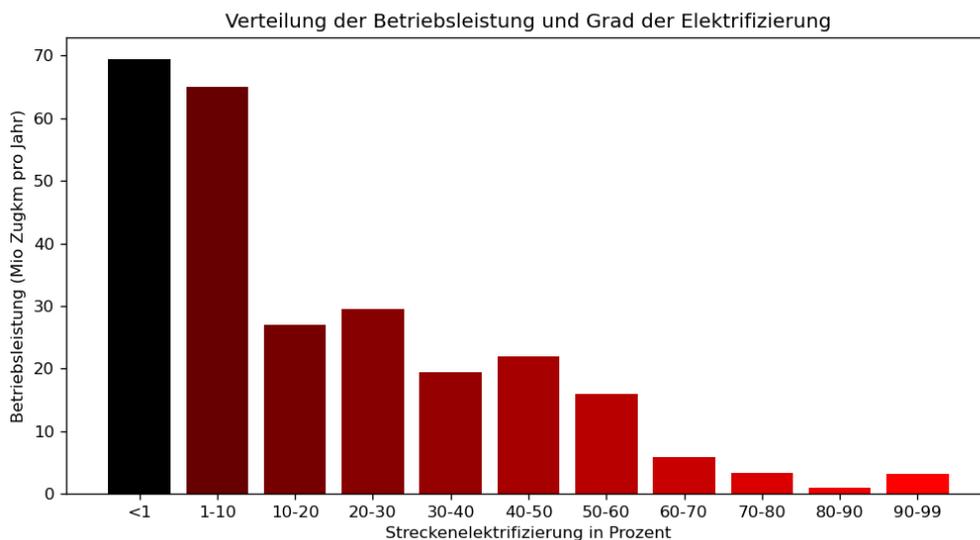


Abbildung 1-4: Betriebsleistung der Fahrten in Dieseltraktion 2020 nach Elektrifizierungsgrad der Strecke

In Abbildung 1-4 ist die Verteilung der im Jahr 2020 in fahrdrabtunabhängiger Traktion erbrachten Betriebsleistung in Abhängigkeit des Elektrifizierungsgrades abgebildet. Die meiste Betriebsleistung entfällt auf Strecken mit einem geringen Elektrifizierungsgrad. 11 % der in fahrdrabtunabhängiger Traktion gefahrenen Kilometer haben einen Elektrifizierungsgrad über 50 %. 19 % (49,1 Mio. Zugkilometer) der von dieselbetriebenen Fahrzeugen (DMU) erbrachten Betriebsleistung wurden im Jahr 2020 unter Fahrdrabt erbracht.

Die in diesem Kapitel erfassten Fahrten können zukünftig potenziell mit Fahrzeugen mit alternativen Antrieben (XMU) bedient werden. Diese GTFS-Fahrten bilden die Grundlage für das weitere Vorgehen in den nächsten Kapiteln.

## 1.4 Erstellung von Fahrprofilen

Im Sinne eines datengetriebenen Forschungsansatzes soll der Energiebedarf bottom-up simulativ ermittelt werden. Anders formuliert werden alle Fahrten, auf denen potenziell alternative Antriebe zum Einsatz kommen können einzeln simuliert und im späteren Verlauf aggregiert. Um den Simulationsaufwand gering zu halten (ein Flaschenhals ist die Rechendauer der Simulationen), werden von den vormals ausgewählten Fahrten diejenigen identifiziert, deren angefahrene Bahnhöfe/Haltepunkte identisch sind. Dies entspricht 4.592 Fahrten. Um eine derart große Zahl an Fahrten zu simulieren, müssen die dafür benötigten Fahrprofile automatisiert erstellt werden. Als Inputparameter für eine sinnvolle energetische

Simulation werden das Höhenprofil, der genaue Fahrplan, die Elektrifizierung sowie der Verlauf der zulässigen Geschwindigkeit benötigt. Abbildung 1-5 ist eine beispielhafte Darstellung eines Fahrprofils.

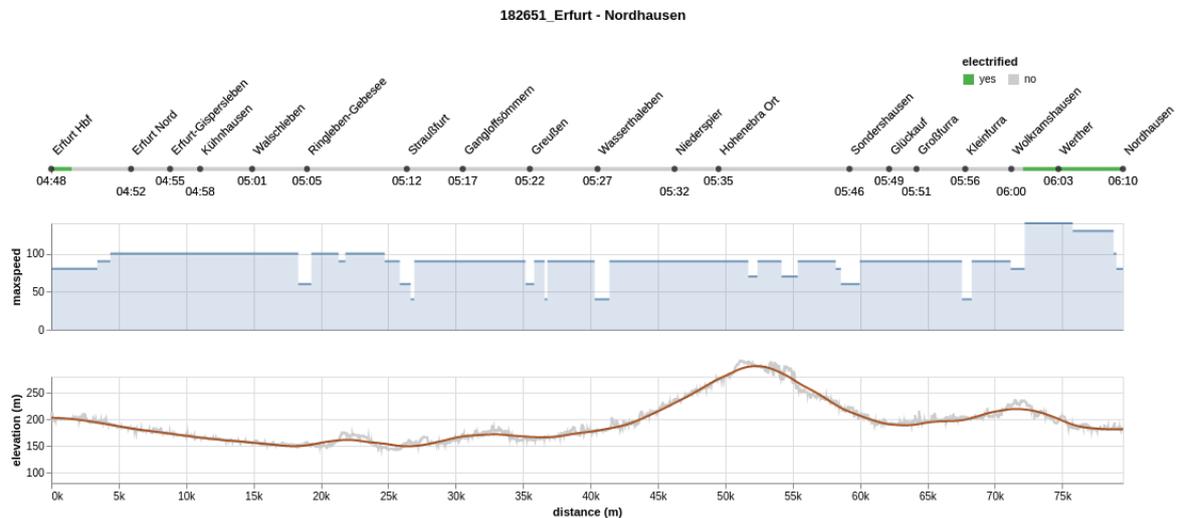


Abbildung 1-5: Fahrprofil der Nordthüringenbahn im Abschnitt Erfurt-Nordhausen

Um diese Fahrprofile als Input für die Simulationen zu erstellen, ist eine aufwändige Vorprozessierung notwendig. Diese wird in den folgenden Unterkapiteln beschrieben.

## 1.4.1 Geodaten Preprocessing: Elevation Pipeline

Die Höhenprofile für jede Fahrt werden aus dem DEM abgeleitet. Dazu werden zunächst für alle Stützpunkte im Fahrtverlauf die entsprechenden Höhenwerte aus dem Rasterdatensatz gesampelt (vgl. Abbildung 1-6). Diese Höhenwerte entsprechen allerdings nicht dem realen Höhenverlauf der Gleise. Durch die Rastergröße von einer Bogensekunde sowie einem vertikalen Fehler von 5 m entstehen ungewollte Sprünge im Höhenprofil. Zusätzlich werden durch die Höhe von Bäumen, Wäldern, Häusern, Gleiseinschnitten und Erhöhungen die Höhenwerte der Gleise oft falsch zugewiesen. Zusätzlich existieren im DEM große Senken als Prozessrelikte (die z. B. bei der Aufnahme oder Prozessierung des DEM entstanden sind). Durch eine einfache Glättung lassen sich diese Probleme nicht beheben. Daher wird für jedes Problem eine gesonderte Lösung entwickelt. Die einzelnen Werkzeuge werden verkettet in einer „Elevation-Pipeline“ nacheinander angewendet. Im Folgenden werden die entwickelten Lösungswerkzeuge einzeln dargestellt.

### 1. Bikubische Interpolation

Durch die Rastergröße und Ungenauigkeit des DEM entstehen ungewollte Sprünge im Höhenprofil. Um das Problem zu reduzieren, wird ein bikubisches Interpolationsverfahren angewendet. Dabei werden die vier mal vier Nachbarn des gesuchten Wertes verwendet, um ein Polynom dritten Grades aus den Stützpunkten zu errechnen (Abbildung 1-7).

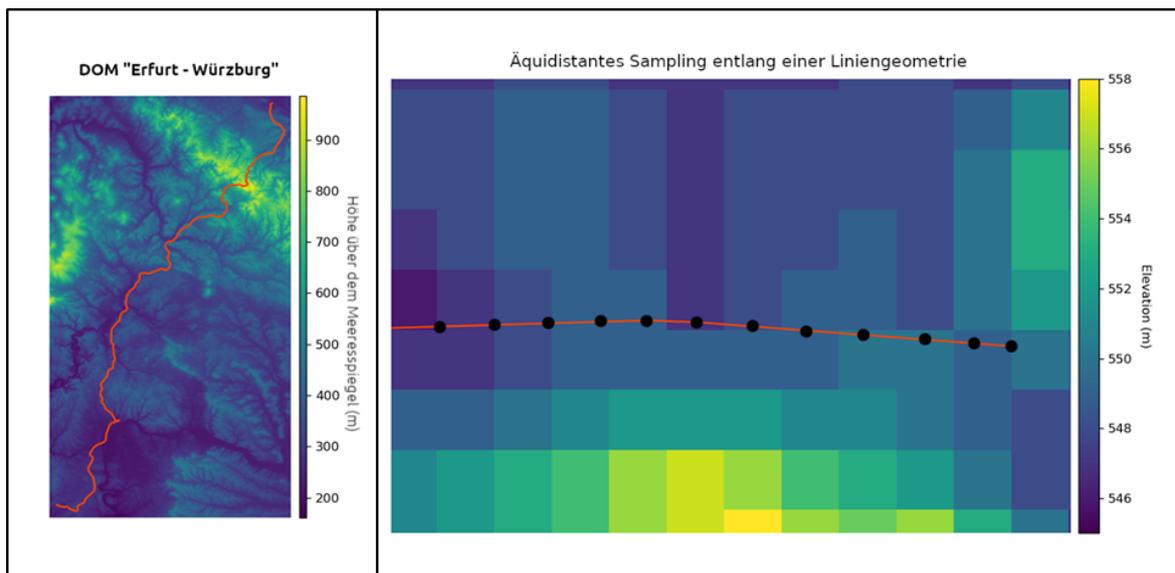


Abbildung 1-6: Beispiel für den Sampling-Prozess. Den schwarzen Stützpunkten des Gleisverlaufes im Vektorformat werden die hinterliegenden Höhenwerte aus dem Rasterdatensatz zugewiesen.

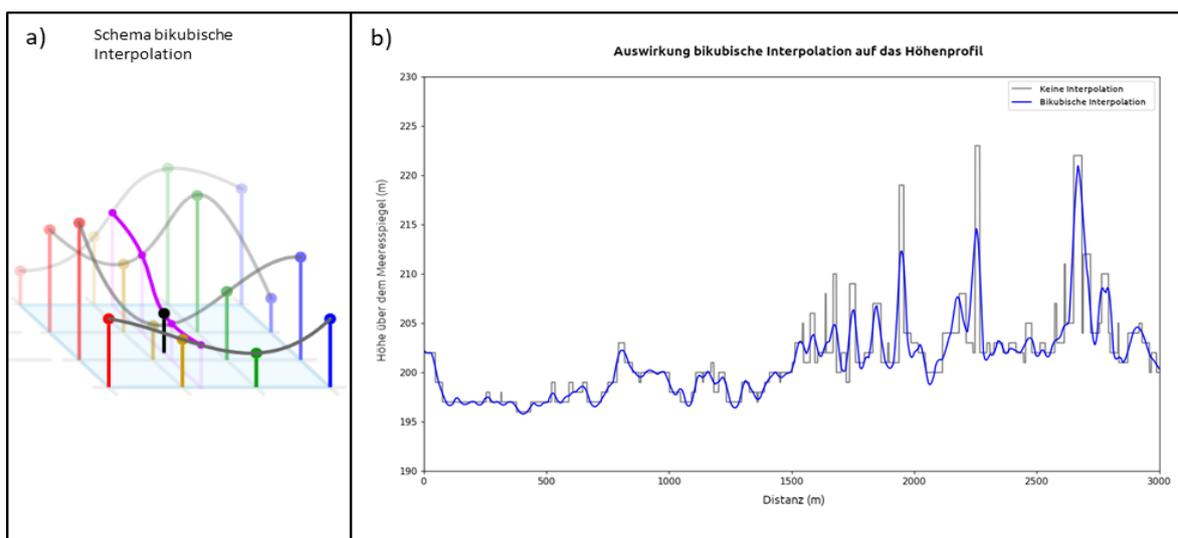


Abbildung 1-7: Bikubische Interpolation. a): Schematische Darstellung von Cmglee (Wikimedia). Lizenz: [CC-BY-SA-4.0](https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/); b): Vergleich eines unbearbeiteten Höhenprofils mit einem interpolierten Höhenprofil.

## 2. Objekte auf der Erdoberfläche

Objekte auf der Erdoberfläche wie z. B. Häuser und Gleisüberbauten werden im DEM abgebildet. Dadurch ist das Höhenprofil zu hoch (es hat viele "Spitzen"). In diesem Schritt werden deswegen örtliche Minima im Höhenprofil betrachtet, um diese "Spitzen" zu entfernen (vgl. Abbildung 1-8).

## 3. Wälder und Städte

Objekte auf der Erdoberfläche führen zu einer generellen Erhöhung des Profils. In Wäldern oder Städten ist die Varianz der Höhenwerte deutlich höher als in anderen Landschaften. Die Varianz des Höhenmodells wird lokal ermittelt. Ist die Varianz groß, ist dies ein Indikator für eine Überschätzung der Höhenwerte (Die Schienen verlaufen unter der Baumkrone bzw. zwischen Gebäuden). Um den Effekt zu kompensieren, wird ein Teil der Varianz von dem absoluten Höhenwert abgezogen. In Kombination mit einer späteren Glättung wird das Profil dadurch auf die Erdoberfläche "runtergedrückt" Abbildung 1-9.

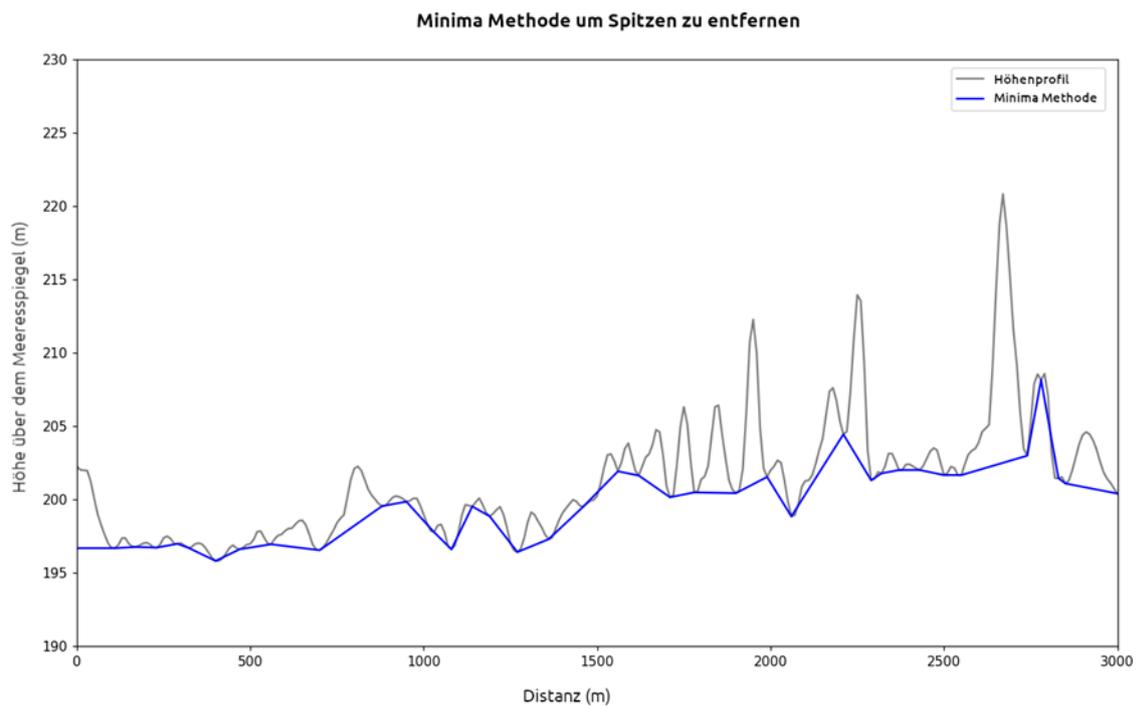


Abbildung 1-8: Beispiel von der Verwendung örtlicher Minima zur Reduzierung von Fehlern durch Objekte auf der Erdoberfläche

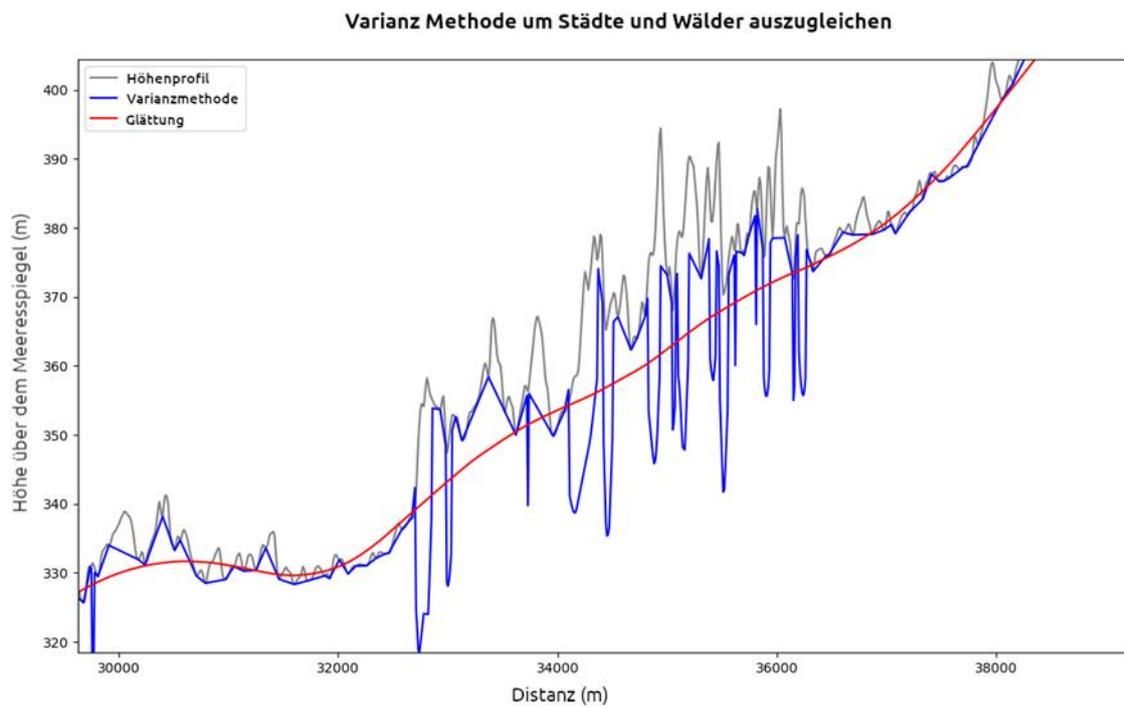


Abbildung 1-9: Kompensation der Geländehöhe bei hoher Varianz

#### 4. Gleiseinschnitte und Überhöhungen

Ein weiteres Problem ist, dass Gleise deutlich flacher trassiert werden, als das Gelände beschaffen ist. Die Geländeoberfläche im Trassenverlauf wird durch das Gleisbett sowie durch Dämme, An- und Einschnitte begradigt. Man kann sagen, das Gelände wird „geglättet“. Um dem zu begegnen, wird ein Savitzky Golay-Glättungsfilter verwendet. Dabei wird eine polynomiale Regression über ein definiertes Fenster ausgeführt. Der Grad des Polynoms ist dabei frei wählbar. Wird der Grad des Polynoms zu niedrig gewählt, so wird die tatsächliche Geländeoberfläche „weggeglättet“. Berge werden niedriger, Täler werden höher. Wählt man ihn zu hoch, verliert der Filter seinen Effekt (Abbildung 1-10). Je nach Landschaftsform wirkt der Filter unterschiedlich. So werden lange Waldbuckel bspw. weniger geglättet als Bergspitzen. Hinzu kommt, dass z. B. Waldbuckel oft auf Hügeln liegen, also eine Unterscheidung von Waldbuckel zu Hügel oft nicht möglich ist. Um den Fehler gering zu halten, muss also eine gute mittlere Einstellung gefunden werden.

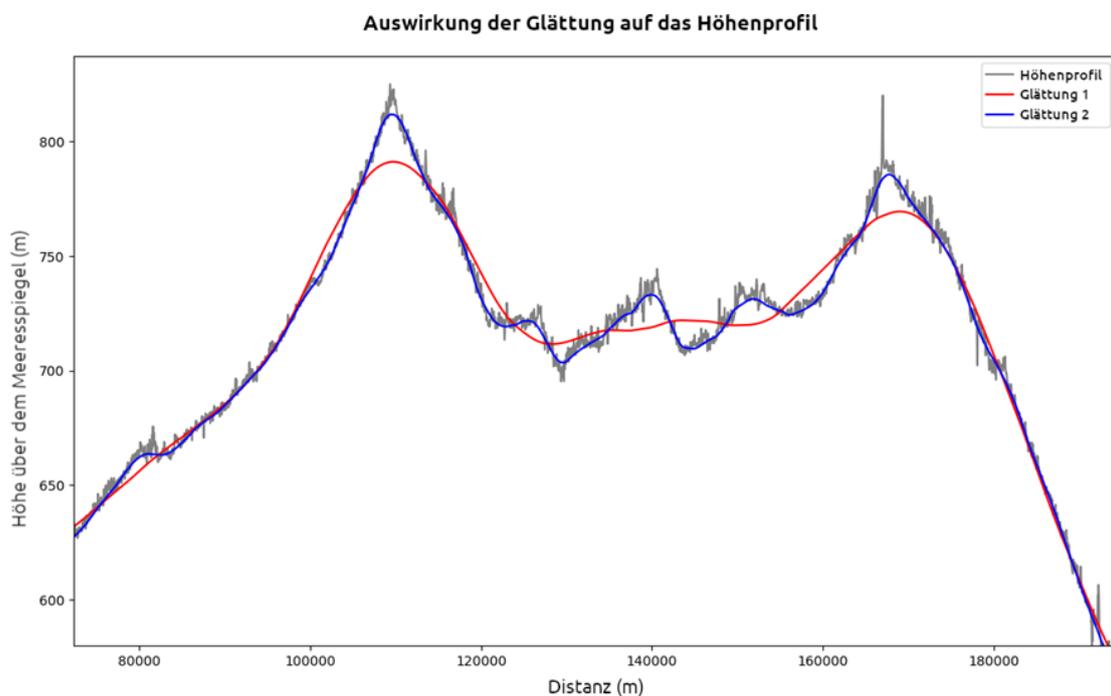


Abbildung 1-10: Glättung mit Savitzky-Golay-Filter

#### 5. Tunnel und Brücken

Um sicher zu stellen, dass bei der Durchfahrt von Tunneln oder der Überfahrt über Brücken das Höhenprofil korrekt wiedergegeben wird, wird die Lage von Tunneln und Brücken über OSM abgefragt und linear zwischen den Start- und Endpunkten interpoliert (Abbildung 1-11).

#### 6. Datenfehler und Relikte

Im DEM können als Prozessierungsrelikte Senken vorkommen, die in der realen Landschaft nicht vorhanden sind. Diese sind von realen Tälern allerdings schwer zu unterscheiden. Zusätzlich ist es möglich, dass Brücken und Tunnel in OSM nicht oder falsch kartiert sind. Um mit diesen Datenfehlern umzugehen, wurde ein Algorithmus entwickelt, der in diesen Fällen künstlich Brücken und Tunnel „generiert“. Wird die Steigung zwischen zwei oder mehr Punkten zu hoch, wird der höchste Wert in einem Fenster von 300 Streckenmetern gesucht und zu diesem Wert linear interpoliert (Abbildung 1-12).

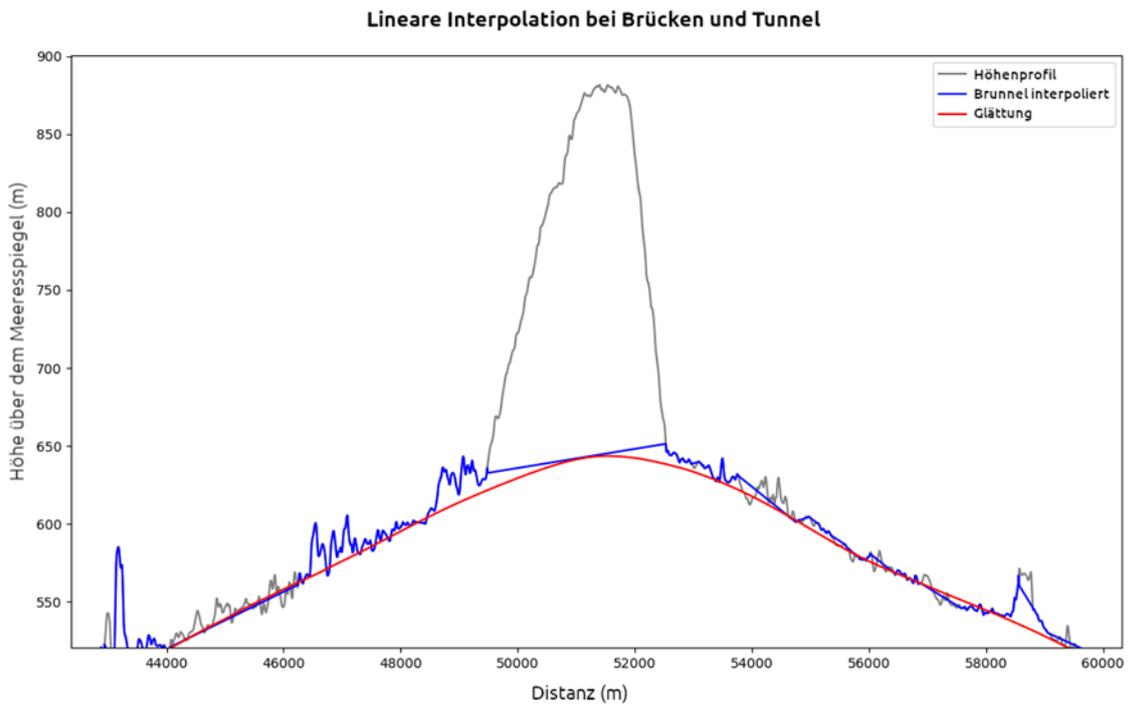


Abbildung 1-11: Lineare Interpolation bei Tunneln und Brücken

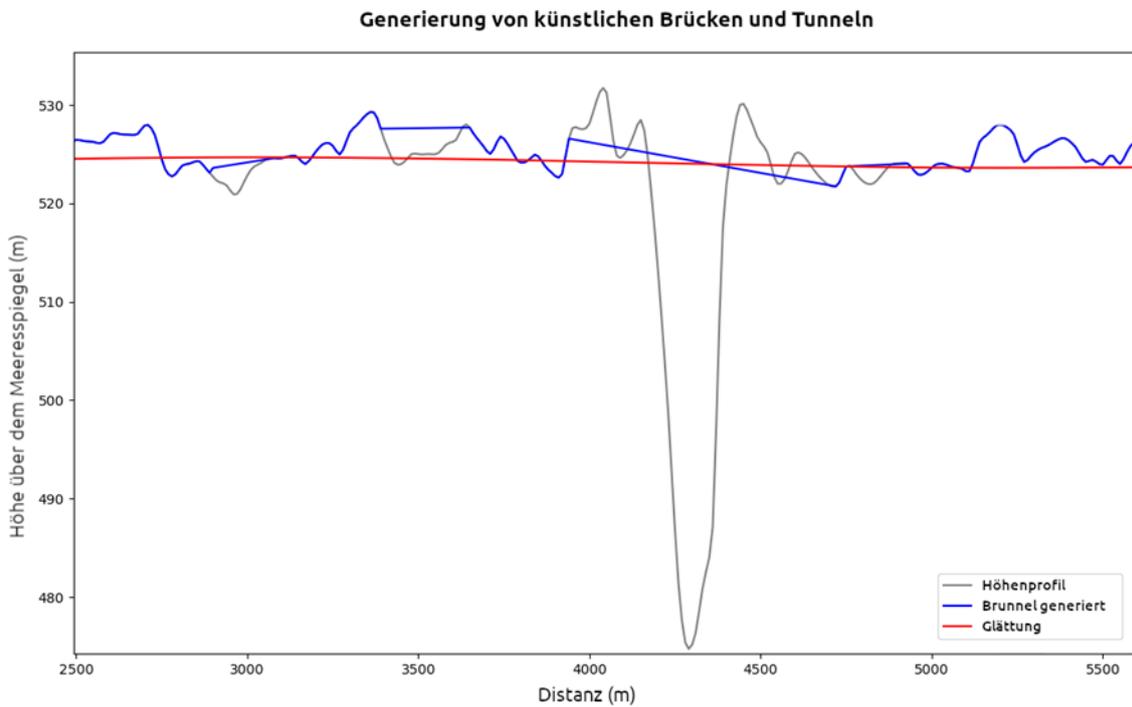


Abbildung 1-12: Generierung von künstlichen Tunneln und Brücken

Um die Höhenprofile zu erstellen, werden die Profile durch folgende Bearbeitungspipeline geschickt:

- Sample vom DEM mit Bikubischer Interpolation in 10-Meter-Abständen
- Künstliche Brunnels erstellen (Datenfehler und Relikte)
- Brunnels interpolieren (Gleiseinschnitte und Überhöhungen)
- Minima + Resample (Objekte auf der Erdoberfläche)
- Varianzausgleich (Wälder und Städte)
- Resample 300 m
- Savgol-Filter mit Fenstergröße 6.3 km und Polynom 3. Grades (Gleiseinschnitte und Überhöhungen)
- Resample 100 m
- Savgol-Filter mit Fenstergröße 1.1 km und Polynom 1. Grades (Gleiseinschnitte und Überhöhungen)

Ein beispielhaftes resultierendes Höhenprofil ist in Abbildung 1-13 dargestellt.

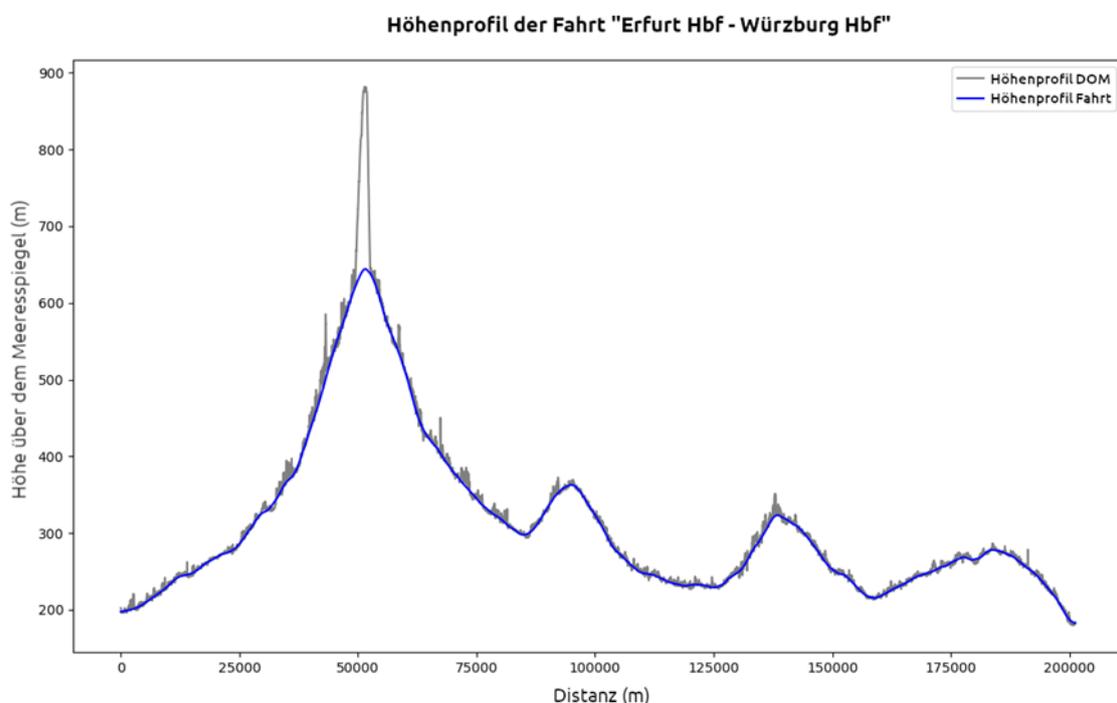


Abbildung 1-13: Höhenprofil nach der Elevation-Pipeline

Um zu validieren, ob die Prozessierungspipeline wirklich den Höhenverlauf der Gleise abbildet, wurden die Höhenprofile mit Vermessungsdaten der DB Netz AG (Frankfurt am Main) verglichen. Dafür werden Streckendaten der SPNV-Netze Nord und Ost in Schleswig-Holstein verwendet. Da in Schleswig-Holstein das Gelände vergleichsweise flach ist, wird anhand dieser Strecken besonders deutlich, wie gut der Ausgleich der Vegetation und Bebauung funktioniert hat. Hier wird exemplarisch die Strecke „Neumünster – Flensburg“ betrachtet. Als Maß der Genauigkeit wird die Wurzel der mittleren quadratischen Abweichung (RMSE, engl. für *Root Mean Square Error*) und die mittlere absolute Abweichung (MAE, engl. für *Mean Absolute Error*) der Messungen der DB Netz und des generierten Höhenprofils verwendet.

Als erstes wird das Höhenprofil ohne die Prozessierungspipeline erstellt (Abbildung 1-14 a). Dies ergibt einen RMSE von 5.59 (2.92 MAE). Das Höhenprofil folgt den Infrastrukturdaten, es kommt jedoch zu Schwankungen entlang der Strecke. Auffällig ist der Abschnitt bei ca. Streckenkilometer 33. In Rendsburg befindet sich die Rendsburger Schleife, welche zur Rendsburger Hochbrücke mit einer Höhe von

68 m führt. Auf Höhe des Nord-Ostseekanals sinkt das Profil auf -9 m, während die Infrastrukturdaten aufgrund der Brücke auf 42 m steigen.

Im nächsten Schritt wurde die Prozessierungspipeline auf das Höhenprofil angewendet und mit den Vermessungsdaten verglichen (Abbildung 1-14 b). Die Abweichung beträgt dann 4,40 RMSE bzw. 2,34 MAE. Zu den größten Abweichungen kommt es an folgenden Kilometrierungen:

- Streckenkilometer 23–27: Durchfahrt eines Waldes und eines Dorfs
- Streckenkilometer 28–36: Rendsburger Schleife
- Streckenkilometer 50–54: Durchfahrt der Dörfer Owschlag und Norby
- Streckenkilometer 82–84: Durchfahrt des Dorfs Eggebek und eines Waldes

Die Abweichungen konnten also nicht vollständig entfernt werden. Insgesamt folgt das Höhenprofil jedoch den Vermessungsdaten. Schwankungen im Höhenmodell werden gut ausgeglichen und die Höhenprofile eignen sich als Input für längsdynamische Simulationen.

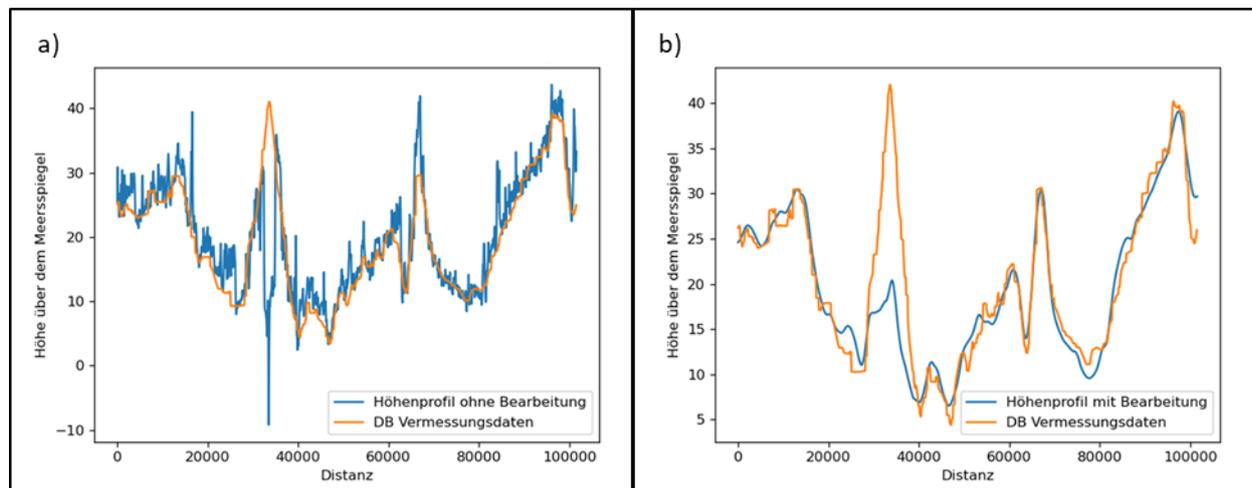


Abbildung 1-14: Höhenprofil der Strecke Neumünster – Flensburg.

Teil a) zeigt das aus einem Höhenmodell abgeleitete, aber unbearbeitete Höhenprofil (blaue Linie). Teil b) zeigt dasselbe Höhenprofil nach Bearbeitung entsprechend der Elevation Pipeline (blaue Linie). In beiden Teilen ist zum Vergleich ein Höhenprofil aus Vermessungsdaten der Deutschen Bahn (Orange) dargestellt.

## 1.4.2 Geodaten-Preprocessing: Attributzuweisung und Format

Da die Gleisverläufe im GTFS-Datensatz aufgrund der Vorprozessierung nicht mit den Gleisverläufen aus OSM identisch sind, muss die Zuweisung von OSM-Attributen wie Elektrifizierungen, Höchstgeschwindigkeiten, Brücken und Tunneln mittels einer räumlichen Distanzabfrage erfolgen. In Abbildung 1-15 ist dargestellt, wie sich die Gleisverläufe unterscheiden. In Abschnitt A ist die Geometrie des Fahrtverlaufs in blau zu sehen. Der dazugehörige OSM-Gleisverlauf ist in rot dargestellt. Bei der Distanzabfrage werden die Gleisgeometrien der Fahrten gebuffert um eine Zuweisung der OSM-Attribute durchführen zu können. Die gelbe Fläche in Abschnitt B repräsentiert die Bufferfläche.

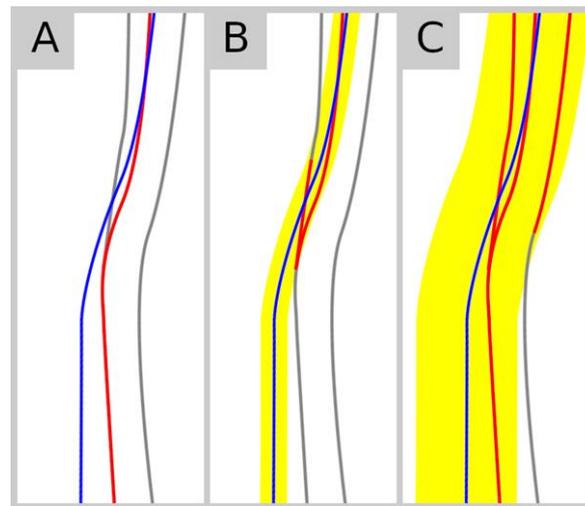


Abbildung 1-15: Gleisverläufe von OSM und GTFS (Grün GTFS, gelb OSM)

Ein einfacher Buffer liefert allerdings nur in den seltensten Fällen eindeutige Ergebnisse. Wird der Buffer zu groß gewählt, ergibt sich eine uneindeutige Menge an in Frage kommenden Gleisen (Abschnitt C). Ist der Buffer zu klein gewählt, werden oft gar keine Gleise erkannt. Deswegen wird ein iterativer Ansatz verwendet:

- Selektion und Zuordnung aller OSM-Daten, die vollständig innerhalb des 1 Meter-Buffer-Polygons liegen,
- Berechnung, für welche Gleisverläufe OSM-Daten fehlen,
- Vergrößerung des Buffers um 1 m für die fehlenden Gleisverläufe und
- Wiederholung des Prozesses, bis allen Gleisverläufen OSM-Daten zugewiesen wurden.

Aus den so zugewiesenen OSM-Attributen werden dann in Kombination mit dem Höhenprofil infrastrukturelle und betriebliche Fahrprofile erstellt (vgl. Abbildung 1-5). Um diese Fahrprofile nutzen zu können, werden diese abschließend in ein simulationsfreundliches Excel-Format überführt.

## 1.5 Simulationsverfahren zur Bestimmung des möglichen zukünftigen Energiebedarfs

Um den zukünftigen Energiebedarf alternativer Antriebe im SPNV abzuschätzen, wurden alle Fahrten, die in Kapitel 1.4 als Dieselfahrten erfasst wurden, längsdynamisch simuliert. Dafür wurden zunächst repräsentative generische Fahrzeuge (BEMU und HEMU) für den deutschen SPNV spezifiziert, für diese Fahrzeuge der Leistungsverlauf am Rad simuliert und anschließend unter Berücksichtigung der Nebenverbraucherleistungen der Gesamtenergiebedarf ermittelt. Um die Simulationsergebnisse zu validieren, wurden die Werte mit Simulationsergebnissen der DB-Energie (Projektpartner in AP 2 und AP 3) verglichen. In den folgenden Unterkapiteln werden die Arbeitsschritte im Einzelnen beschrieben. Die Ergebnisse der Simulationen werden in Kapitel 1.7 beschrieben.

## 1.5.1 Charakterisierung Antriebssysteme und Fahrzeug

In der Studie wurden zwei lokal emissionsfreie Antriebssysteme betrachtet. Zum einen elektrische Oberleitungstriebzüge mit zusätzlichem Traktionsakkumulator zur Überbrückung von nicht mit Oberleitung überspannten Abschnitten (BEMU) und zum anderen wasserstoffbetriebene elektrische Brennstoffzellenhybridtriebzüge (HEMU). Dafür werden generische Schienenfahrzeuge ausgelegt, welche sich an bereits umgesetzten Fahrzeugkonzepten orientieren.

Für die Simulation wird für beide betrachteten Antriebssysteme ein zweiteiliger Triebzug mit Jakobsdrehgestellen angesetzt mit einer Eigenmasse von 95 t. Zusätzlich werden 2,52 t für die Masse der Fahrgäste angesetzt. Dabei wird von 120 Sitzplätzen, einer durchschnittlichen Sitzplatzauslastung im SPNV von 28 % (VDV, 2020) und einer durchschnittlichen Masse von 75 kg pro Passagier ausgegangen. Der Zuschlag für die rotierenden Massen wird mit 5 % angenommen. Die Leistung am Rad beträgt 1 MW, die maximale Anfahrbeschleunigung  $1 \text{ m/s}^2$  und die maximale Anfahrzugkraft 104 kN.

Die Zugkraftkennlinie wird für beide Betriebsmodi im BEMU – Oberleitungs- und Batteriebetrieb – gleich angesetzt, ebenso für den HEMU. Die Berechnung der Leistung am Rad ist also für beide Fahrzeuge identisch. Die generische Fahrwiderstandskennlinie wurde aus dem Mittelwert relevanter existierender Schienenfahrzeuge entwickelt. Für die Davis-Koeffizienten gilt:

Davis-Koeffizienten:  $A = 1446 \text{ N}$ ;  $B = 46,7 \text{ N/(m/s)}$ ;  $C = 2,59 \text{ N/(m/s)}^2$

Dieser basiert auf den Fahrzeugen BR 648 (LINT 41) und BR 622 (LINT 54) (Köhler, 2007, Ihme, 2019). A und B sind im Allgemeinen massenspezifisch. Die Werte der beiden Züge wurden oben gemittelt und massenspezifisch auf den generischen Zug umgerechnet. C ist bei beiden Baureihen gleich und wurde übernommen. Die Zugkraftkurve ergibt sich aus der vorgegebenen Startbeschleunigung von  $1 \text{ m/s}^2$ , der Gesamtmasse und dem konstanten Widerstandskoeffizienten A (Abbildung 1-16), sowie der installierten Leistung (Bereich der Leistungshyperbel) und der durch den Kraftschluss limitierten Zugkraftbegrenzung.

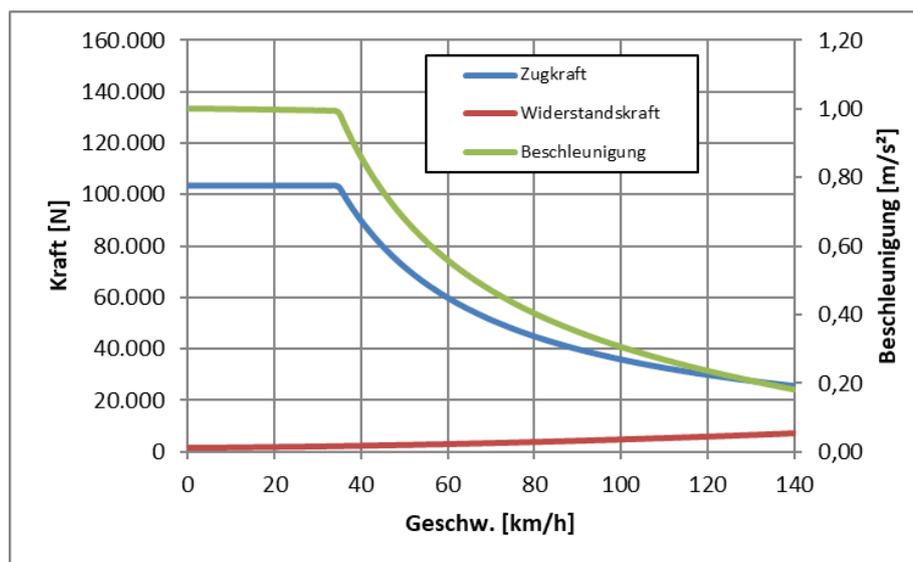


Abbildung 1-16: Zugkraftkennlinie sowie zugehörige Maximalbeschleunigung und Widerstandskurve nach Davis-Formel

Für BEMU sind insbesondere Strecken mit bestehender Teilelektrifizierung geeignet, also solche, die bereits vorhandene OLA nutzen können. Mittels punktueller Nachrüstung weiterer Nachelektrifizierungsabschnitte (Ergänzungselektrifizierung, Oberleitungsinselabschnitte sowie Ladestationen) kann die Einsatzfähigkeit von BEMU auch auf Strecken mit größeren Elektrifizierungslücken ausgeweitet werden. HEMU sind – reziprok zu BEMU – insbesondere für Strecken mit geringem Bestandselektrifizierungsgrad und langen nicht-elektrifizierten Abschnitten sowie für Strecken, für die eine Nachelektrifizierung zu aufwendig ist, geeignet. Die für die Studie angesetzten Fahrzeugspezifika sind in Tabelle 1-1: Fahrzeugdaten zusammengefasst.

Um mechanische und elektrische Verluste zu berücksichtigen, wurden für die Fahrzeuge übliche Wirkungsgrade der Teilkomponenten angenommen. Die Antriebstopologien der generischen Fahrzeuge wurden aus Schenker, Schirmer und Dittus (2020) übernommen (Abbildung 1-17).

TABELLE 1-1: FAHRZEUGDATEN

Titelzeile der Tabelle	Einheit	BEMU	HEMU
Sitzplätze		120	120
Länge	m	42	42
Achsfolge		Bo'2'Bo'	Bo'2'Bo'
Eigenmasse	t	95	95
Leistung	kW (am Rad)	1.000	1.000
Speicherkapazität (installiert BoL)*		500 kWh	200 kg H <sub>2</sub> 150 kWh Akku
Anfahrzugkraft	kN	ca. 104	ca. 104
Anfahrbeschleunigung	m/s <sup>2</sup>	1,0	1,0
Vmax	km/h	140	140
Masse**	[t]	97,5	97,5

\*BOL = Begin of Life; \*\* inklusive der Masse der Fahrgäste

## 1.5.2 Leistungs- und Energiebedarf am Rad

Zur Simulation des Leistungs- und Energiebedarfs am Rad wurde ein Simulationstool verwendet, welches in früheren Studien der Autorinnen und Autoren entwickelt und angewandt wurde (Pagenkopf et al., 2020, Schenker, Schirmer und Dittus, 2020, Herwartz, Pagenkopf und Streuling, 2021, Streuling et al., 2021, Schirmer et al., 2018).

Der Trajektorienplaner (TPT) ist ein DLR-Algorithmus zur längsdynamischen Simulation von Schienenfahrzeugen. Dieser ermöglicht die Berechnung des Geschwindigkeitsprofils anhand eines heuristischen Suchverfahrens unter Einhaltung des Fahrplanes und geltenden Geschwindigkeitsbegrenzungen. Hierbei wird ein Fahrprofil ausschließlich aus Beschleunigungs-, Verzögerungs- und Cruisingphasen zusammengesetzt. Mittels dieses Verfahrens wird zuerst ein Auslegungsfall mit maximal möglicher Geschwindigkeit (Standard) sowie anschließend ein Profil mit reduzierter Geschwindigkeit (Coasting) ermittelt. Das hierbei geltende Suchkriterium ist die Minimierung der Durchschnittsgeschwindigkeit, ohne dabei den die Fahrplanvorgaben zu verletzen. Eine detaillierte Beschreibung der Simulationsmethode findet sich in Schenker, Schirmer und Dittus (2020) und Schirmer et al. (2018).

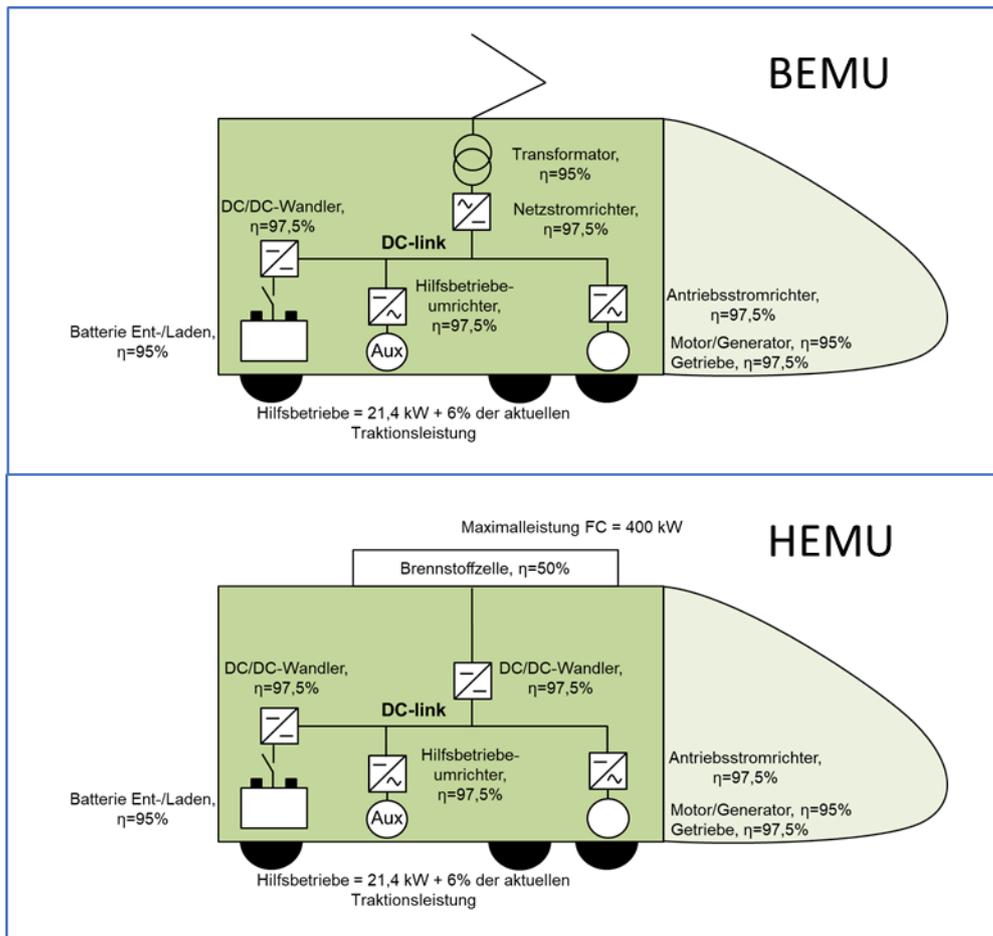


Abbildung 1-17: Antriebstopologien und Wirkungsgrade der generischen Fahrzeuge in Anlehnung an (Schenker, Schirmer und Dittus, 2020)

Das Ergebnis der Simulation ist die Trajektorie der Zugfahrt (zeitaufgelöster Geschwindigkeitsverlauf des Zuges im geografischen Raum und dem entsprechenden Leistungsverlauf am Rad).

In dem Simulationstool wurden zwei verschiedene Betriebsstrategien verwendet: Eine klassische Fahrweise (Standard) und eine energiesparende Coasting-Fahrweise (Abbildung 1-18).

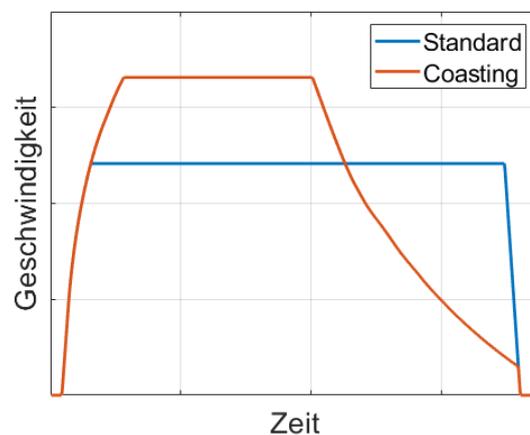


Abbildung 1-18: Betriebsstrategien

Bei der Betriebsstrategie Standard beschleunigt der Zug auf die Geschwindigkeit, die er benötigt, um sich ohne ausrollen zu lassen pünktlich am Zielbahnhof anzukommen. Dabei werden alle Geschwindigkeitsbegrenzungen eingehalten.

In der Betriebsstrategie Coasting beschleunigt der Zug im Rahmen der zulässigen Höchstgeschwindigkeit so weit, dass er durch ein Ausrollen trotzdem den Fahrplan einhält. Durch diese energieeffiziente Fahrweise wird deutlich weniger Leistung am Rad benötigt. (Dies ist näher in Kapitel 1.7.2 beschrieben.)

Diese Szenarien wurden für alle Fahrten simuliert und ausgewertet. Bei fahrplangemäßer Fahrt wird im Regelfahren eine energiesparende Fahrweise zum Tragen kommen. Im realen Betrieb kommt es häufig zu Verspätungen. In diesen Fällen kann häufig keine energiesparende Fahrweise angewendet werden. Um dem Rechnung zu tragen, werden die Simulationsergebnisse beider Fahrweisen aufgeführt. In Kapitel 1.7 werden die Ergebnisse der Simulationen beider Betriebsweisen miteinander verglichen. In den Kartendarstellungen sind die Ergebnisse für die Fahrweise Coasting dargestellt.

### 1.5.3 Berücksichtigung der Hilfs- und Nebenverbraucher

Aus den simulierten Trajektorien ist der momentane Leistungsbedarf am Rad in Sekundenschritten bekannt. Der Leistungsbedarf für Nebenverbraucher wurde durch eine Kombination der Ansätze nach Bomhauer-Beins, Schranil und Weidmann (2018) (für Komforteinrichtungen – Heizung, Lüftung und Klimatisierung (HLK)) und nach Melzer (2013) (für Hilfsbetriebe der Traktion (HB)) berechnet.

Für den HLK-Bedarf  $P_{HLK}$  wurde die mittlere Leistung für die jeweiligen Monatswerte mit mittleren Lufttemperaturen in Deutschland (zwischen 2011 und 2020) angenommen (Deutscher Wetterdienst, 2021) (Tabelle 1-3). Der so berechnete Jahresmittelbedarf der HLK-Leistung beträgt 21,4 kW:

$$P_{HLK}(T \text{ in } ^\circ\text{C}) = n_{Cars} \cdot \begin{cases} -1,2 T + 21,2, & \text{falls } T \leq 15^\circ\text{C} \\ 0,5 T - 4,3, & \text{sonst} \end{cases}$$

Für die Hilfsbetriebe der Traktion werden 6 % der aktuellen Traktionsleistung veranschlagt. Somit ergibt sich die Leistung der Nebenverbraucher  $P_{Nebenverbraucher}$  mit:

$$P_{Nebenverbraucher} = 21,4 \text{ kW} + 0,06 \cdot |P_{Trak}|$$

TABELLE 1-2: FORMELZEICHEN FÜR DIE BERECHNUNG DER HILFSBETRIEBELEISTUNG

Formelzeichen	Beschreibung
$P_{HLK}$	Leistungsbedarf für Komforteinrichtungen – Heizung, Lüftung und Klimatisierung
$n_{Cars}$	Anzahl Zugteile
$P_{Nebenverbraucher}$	Leistungsbedarf für Nebenverbraucher
$P_{Trak}$	Traktionsleistung

TABELLE 1-3: MONATSWERTE DER MITTLEREN LUFTTEMPERATUR IN DEUTSCHLAND UND LEISTUNGSBEDARF FÜR HLK (DEUTSCHER WETTERDIENST, 2021)

Monat	Durchschnittstemperatur [°C]	$P_{HLK}$ [kW]
1	1,4	39,0
2	1,6	38,6
3	5,0	30,5
4	9,5	19,6
5	13,1	11,0
6	16,9	8,3
7	18,5	10,0
8	18,4	9,8
9	14,4	7,9
10	10,0	18,3
11	5,4	29,4
12	3,4	34,3
<b>Mittelwert:</b>		<b>21,4</b>

## 1.5.4 Vorgehen zur Ermittlung des Strom- und Wasserstoffbedarfs

Unter Berücksichtigung des Leistungsbedarfs für Nebenverbraucher und dem Energiebedarf am Rad wird im nächsten Schritt der Gesamtenergiebedarf berechnet. Für BEMU wird der Strombedarf ab Oberleitung bzw. Nachladeeinrichtung und für HEMU wird direkt der Wasserstoffbedarf angegeben. BEMU und HEMU werden getrennt beschrieben.

### 1.5.4.1 BEMU

Der momentane Leistungsbedarf am DC-Link (Gleichspannungszwischenkreis auf dem Fahrzeug) ist die Summe der momentanen elektrischen Leistung am Rad, d. h. ohne die Leistung der mechanischen Bremse, aber einschließlich der Wirkungsgradverluste durch Achsgetriebe, Fahrmotor und Antriebsstromrichter (Ansatz: jeweils konstante Wirkungsgrade) und der Summe der Leistungsbedarfe der Hilfsbetriebeaggregate (einschließlich Wirkungsgradverlust des Hilfsbetriebeumrichters). Daraus ergibt sich ein aktueller Leistungsbedarf oder -überschuss am Zwischenkreis (vgl. Abbildung 1-17 in 1.5.1). Der Leistungsbedarf wird in Abhängigkeit vom Vorzeichen (also ob ein Leistungsbedarf oder ein Überschuss besteht) und der streckenseitigen Traktionsart (Leistungsbezug aus Fahrdrabt oder Batterie) zeitaufgelöst auf Batterie und Oberleitung aufgeteilt. Abbildung 1-19 zeigt schematisch das Vorgehen für BEMU und HEMU. Im Folgenden wird das Vorgehen für den Akkumodus und den Fahrdrabtmodus beschrieben:

**Akkumodus (fahrdrabtfreier Abschnitt):** Ist im Akkumodus die Leistung auf dem Zwischenkreis positiv (es ist ein Leistungsbedarf zu decken), wird der Leistungsbedarf aus der Batterie gedeckt. Ist die Leistung auf dem Zwischenkreis negativ (Leistungsüberschuss), wird die Batterie geladen.



### 1.5.4.2 HEMU

Die zeitaufgelöste Leistung am Zwischenkreis ergibt sich wie beim BEMU und ist mit diesem identisch. Dieser Wert wird in Abhängigkeit vom Vorzeichen und der Höhe (maximale Leistung der Brennstoffzelle (BZ)) zeitaufgelöst auf Batterie und BZ aufgeteilt.

Ist die Momentanleistung auf dem Zwischenkreis positiv, deckt die BZ den Leistungsbedarf bis zur vorgegebenen Maximalleistung der BZ. Darüber hinaus gehende Leistungsbedarfe werden von der Batterie gedeckt.

Ist die Leistung auf dem Zwischenkreis negativ (Leistungsüberschuss), wird die Batterie geladen. Die Batteriegröße wird jedoch nicht berücksichtigt, d. h. es wird angenommen, dass die Leistung jederzeit von der Batterie aufgenommen werden kann.

Anschließend werden analog zum Vorgehen beim BEMU aus den zeitaufgelösten Leistungswerten integrale Werte für die Fahrt gebildet. Der Energiegehalt der Batterie wird für die gesamte Strecke aufintegriert. Es ergeben sich wie beim BEMU Energieüberschuss oder -defizit an der Batterie am Abschluss des Fahrtverlaufs. Auch hier gilt das Ziel eines ausgeglichenen Ladezustands.

Besteht im Integral ein Energiedefizit wird die Batterie aus der BZ nachgeladen. Da eine konstante Wirkungsgradkette angenommen wurde und an dieser Stelle keine zeitaufgelöste Betrachtung mehr möglich ist, wurde keine maximale Nachladeleistung der BZ berücksichtigt. Da während der gesamten Strecke nachgeladen werden kann, wird die Nachladeleistung zeitlich verteilt. Somit sind selten extreme Spitzen in der benötigten Nachladeleistung zu erwarten.

Besteht im Integral ein Energieüberschuss, wird die überschüssige Energie zurück auf den Zwischenkreis gerechnet und dort von der Energie abgezogen, die von der BZ gedeckt werden muss. Maximal kann der gesamte Energiebedarf gedeckt werden. Das bedeutet, dass die Bruttoenergie minimal 0 kWh betragen kann, da die BZ keine Energie aufnehmen kann. Der weitere Überschuss muss mechanisch als Wärmeenergie in Reibungsbremsen abgebaut werden. Der Gesamtenergiebedarf ergibt sich aus dem Integral der Traktions- und Nebenverbraucherleistung an der BZ sowie der Nachladeleistung der Batterie, hochgerechnet auf die Ebene der BZ.

In beiden Modi wird der nutzbare Batterieinhalt nicht berücksichtigt. Es wird angenommen, dass die Bremsleistung jederzeit komplett von der Batterie aufgenommen werden kann. Die Berücksichtigung des momentanen Batterieinhalts würde den Simulationsprozess für mehrere Tausend Fahrten deutlich verlangsamen. Daher werden Rekuperationsfaktoren angenommen, um die maximale rückspeisefähige Bremsleistung bilanziell zu berücksichtigen. Für den BEMU wird ein Rekuperationsfaktor von 0,8 angenommen. Um die deutlich kleinere Traktionsbatterie beim HEMU zu berücksichtigen, wird beim HEMU ein Rekuperationsfaktor von 0,6 angenommen.

## 1.6 Abschätzung Betriebsleistung 2030

In den vorausgegangenen Kapiteln wurde die Simulation des Energiebedarfs des Sollfahrplans 2020 beschrieben. Der Energiebedarf für 2030 wird aus der zu erwartenden bzw. abgeschätzten SPNV-Betriebsleistung 2030 abgeleitet. Um die Betriebsleistung für das Zieljahr 2030 abzuschätzen, wurde der Durchschnitt (Netz und zugehörige Linien) und die Betriebsleistungen aktuell laufender SPNV-Netze sowie von SPNV-Wettbewerbsverfahren mit fahrdrahtunabhängiger Traktion (DMU, BEMU, HEMU) recherchiert. Dazu diente der vom Bundesverband SchienenNahverkehr e.V. (Berlin) auf deren Website bereit gestellte Wettbewerbsfahrplan (Bundesverband SchienenNahverkehr e.V., 2021) sowie die Übersicht des SPNV-Wettbewerbs vergangener und kommender Jahre (Rosenthal, 2021). Bei unklaren oder sich

widersprechenden Angaben wurden die öffentlichen Ausschreibungen der Vergabeverfahren hinsichtlich der ausgeschriebenen Betriebsleistungen untersucht. Geplante Streckenreaktivierungen wurden berücksichtigt, soweit für diese zum Zeitpunkt der Studiererstellung bereits Betriebsleistungen ausgeschrieben wurden. Für weitere angekündigte Änderungen im Betrieb und Fahrzeugeinsatz wurden Pressemitteilungen und Artikel aus der einschlägigen Fachpresse berücksichtigt. Bestehen für das Zieljahr 2030 keine Angaben über die geplante Betriebsleistung für ein Vergabernetz, wurde angenommen, dass die Betriebsleistung gleichbleibt. Dies war in 11 Netzen der Fall (von insgesamt 117 Netzen).

Zukünftige Elektrifizierungsvorhaben wurden aus dem Bundesverkehrswegeplan 2030 (Abk. BVWP; BMDV, 2016, Datenstand 2021), dem Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen (StStG, Deutscher Bundestag, 2020) und dem Ausbauprogramm Elektrische Güterbahn entnommen (auf Basis der Empfehlungsliste des Gutachterberichts (Pohl und Kotzagiorgis, 2020)). Dabei wurden Elektrifizierungsvorhaben aus dem vordringlichen Bedarf des BVWP 2030 von der zukünftigen Betriebsleistung abgezogen, da diese nicht mehr für den Einsatz alternativer Antriebe in Frage kommen (Abbildung 1-20).

Die Abschätzung der Betriebsleistung 2030 erfolgt in fünf Schritten:

1. Erfassung aller SPNV-Wettbewerbsnetze 2020 und 2030
2. Zuordnung aller GTFS-Fahrten zu SPNV-Wettbewerbsnetzen (GTFS-Netze)
3. Abzug der geplanten Elektrifizierungen
4. Ermittlung der prozentualen Zunahme der Betriebsleistung je Netz
5. Übertrag der prozentualen Betriebsleistungszunahme auf die GTFS-Netze

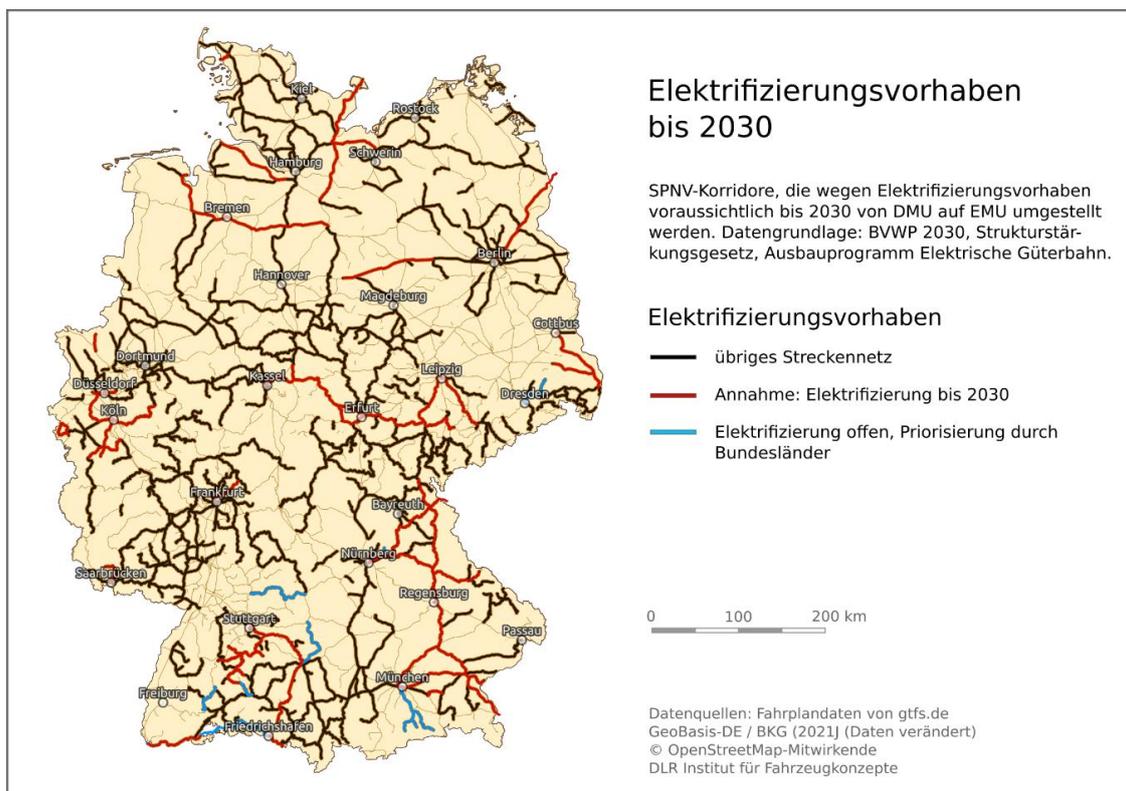


Abbildung 1-20: Elektrifizierungsvorhaben in Deutschland

Die Erfassung aller SPNV-Wettbewerbsnetze 2020 und 2030 ist zu Beginn dieses Kapitels erklärt. Anschließend wurden die Fahrten im GTFS-Datensatz den jeweiligen SPNV-Wettbewerbsnetzen zugeordnet. Dazu wurde die Sammlung aller relevanten Netze (nicht- oder teilelektrifizierte Netze, Reaktivierungen) mit den dazu gehörigen Verbindungen (RE/RB-Linien) aus dem ersten Schritt verwendet. Über die Start-, Zwischen- und Zielbahnhöfe wurden allen GTFS-Fahrten ein Netz aus dieser Sammlung zugeordnet. Abbildung 1-21 zeigt alle Wettbewerbsnetze, die in dieser Studie berücksichtigt wurden.

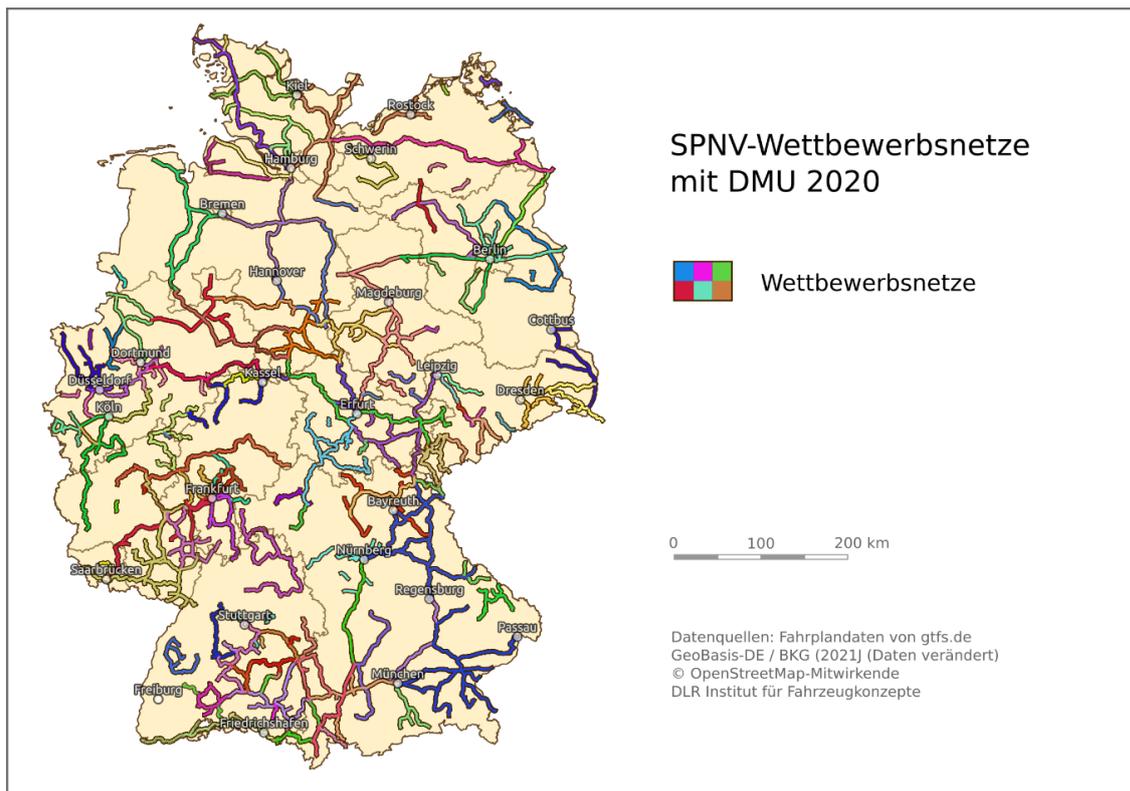


Abbildung 1-21: SPNV-Wettbewerbsnetze in Dieseltraktion 2020

Die Betriebsleistung aus dem GTFS-Sollfahrplan 2020 (Kapitel 1.3) und die Betriebsleistung aus den SPNV-Wettbewerbsnetzen 2020 sind in Tabelle 1-4 gegenübergestellt.

TABELLE 1-4: BETRIEBSLEISTUNGEN 2020 IM VERGLEICH

	Betriebsleistung GTFS-Sollfahrplan 2020	Betriebsleistung SPNV-Wettbewerbsnetze 2020
<b>Gesamt-SPNV [Mio. Zug-km]</b>	759	-
<b>Diesel-SPNV [Mio. Zug-km]</b>	256	241

In der Tabelle fällt auf, dass es eine Differenz zwischen der Betriebsleistung der SPNV-Wettbewerbsnetze und der aus dem GTFS-Fahrplan berechneten Betriebsleistung von 15 Mio. Zug-km pro Jahr gibt. Mögliche Gründe für diese Differenz sind:

- Der GTFS-Sollfahrplan ist fehlerhaft,
- Die geographischen Fahrtverläufe im GTFS-Sollfahrplan sind fehlerhaft,
- Die Betriebsleistung der SPNV-Wettbewerbsnetze ist niedriger als die Betriebsleistung, die fahrplanmäßig tatsächlich stattfindet.

Der GTFS-Sollfahrplan ist eine Sammlung der Sollfahrpläne der Verkehrsverbünde. Diese werden von den Aufgabenträgern bzw. den Eisenbahnverkehrsunternehmen bereitgestellt und zentral gebündelt (vgl. Kapitel 1.2.2. Daten). Um die Integrität des Datensatzes zu prüfen, wurden umfassende Stichproben gezogen und mit den tatsächlich angebotenen SPNV-Fahrten abgeglichen. Dabei wurden nur geringe Abweichungen festgestellt: Vereinzelt wurden Fahrten gefunden, die baustellenbedingt zum Zeitpunkt der Überprüfung mit Schienenersatzverkehr angeboten wurden.

Die geographischen Fahrtverläufe wurden ebenfalls stichprobenhaft überprüft. In großen Ballungsgebieten mit einem dichten Schienennetz wurden geringe Abweichungen festgestellt. Die zusätzliche/geringere Betriebsleistung ist allerdings vernachlässigbar.

Da die geographischen Fahrtverläufe und der Sollfahrplan als verlässlich eingeschätzt werden, ist es wahrscheinlich, dass die Betriebsleistung, die in den SPNV-Wettbewerbsnetzen für 2020 angegeben wird, niedriger ist als die Betriebsleistung, die tatsächlich im SPNV erbracht wird. In den Verkehrsverträgen ist häufig festgelegt, dass die Betriebsleistungen über die Vertragslaufzeit in mehreren Stufen ansteigen, sodass die Betriebsleistungen 2020 ggf. nicht mit den Angaben aller Wettbewerbsnetze übereinstimmen.

Nachdem die GTFS-Fahrten den SPNV-Wettbewerbsnetzen zugeordnet wurden, wurden alle GTFS-Fahrten, die vollständig über Strecken verkehren, die für eine Elektrifizierung vorgesehen sind, aus der Betrachtung ausgeschlossen.

Für jedes Netz wurde die prozentuale Änderung der ausgeschriebenen Betriebsleistung von 2020 zu 2030 ermittelt. Diese prozentuale Änderung wurde dann auf die Betriebsleistung, die sich aus den GTFS-Fahrten 2020 ergeben, übertragen. Wird also die ausgeschriebene Betriebsleistung in einem Netz von 2020 zu 2030 erhöht, so wird für alle Fahrten im GTFS-Datensatz, die zu diesem Netz gehören, die gleiche prozentuale Erhöhung angenommen. Die sich ergebende Betriebsleistung für 2030 ist in Tabelle 1-5 dargestellt.

TABELLE 1-5: BETRIEBSLEISTUNG 2030

	<b>SPNV-Wettbewerbsnetze 2020*</b>	<b>GTFS-Sollfahrplan 2020</b>	<b>SPNV-Wettbewerbsnetze 2030**</b>	<b>Projizierter GTFS-Sollfahrplan 2030***</b>
<b>Diesel-SPNV [Mio. Zug-km]</b>	241	256	265	229

\*Überwiegend DMU-Betrieb; \*\* Inklusiv Vollelektrifizierungen \*\*\* Projiziert von 2020 und um Vollelektrifizierungen reduziert

Bei den SPNV-Wettbewerbsnetzen gibt es eine Zunahme um 24 Mio. Zug-km/a. Die Betriebsleistung im Zieljahr 2030 beinhaltet jedoch auch Verbindungen, für die Streckenelektrifizierungen geplant sind. Bei der aus GTFS berechneten Betriebsleistung 2030 sind diese Verbindungen bereits herausgerechnet. Insgesamt wird es also weniger Betrieb durch alternative Antriebe (XMU) geben, als heute mit Dieselfahrzeugen bedient wird. Auf vielen Verbindungen, die nicht elektrifiziert werden, ist aber mit einem Anstieg des Betriebsaufkommens zu rechnen.

In Abbildung 1-22 wird die Betriebsleistung der XMU-Fahrten für den Zielhorizont 2030 dargestellt. In der räumlichen Darstellung wird deutlich, dass insbesondere in den Peripherien der großen Ballungsräume Fahrzeuge mit alternativen Antrieben sehr häufig unter Oberleitung verkehren (werden).

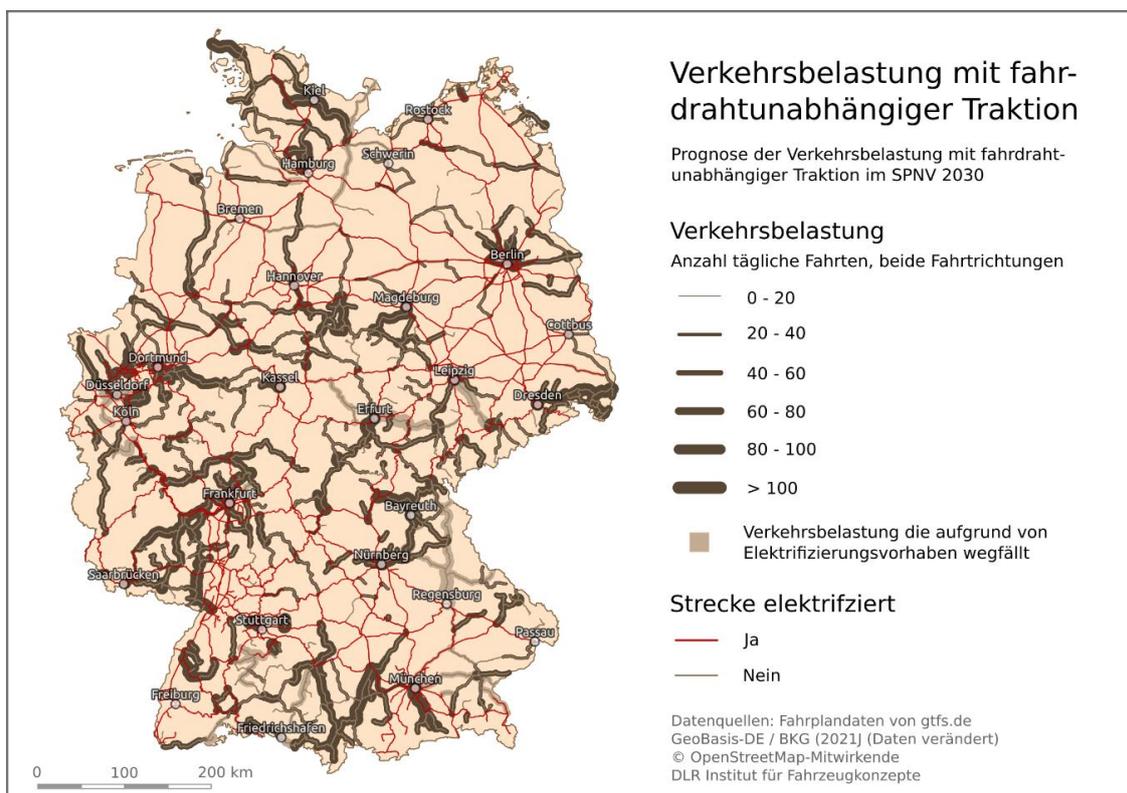


Abbildung 1-22: Betriebsleistung 2030 für XMU-Fahrten

Im Durchschnitt steigt die Betriebsleistung bis 2030 um 11,8 % (gewichteter Durchschnitt nach Betriebsleistung). Abbildung 1-23 zeigt die Verteilung der Änderungen für Vergabernetze unterschiedlicher Größe. Auf der X-Achse sind die Vergabernetze in ihrer Betriebsleistung in Mio. Zug-km/a dargestellt. Auf der Y-Achse die prozentuale Steigerung als Faktor (1 = keine Änderung, 2 = Verdoppelung, 3 = Verdreifachung etc.).

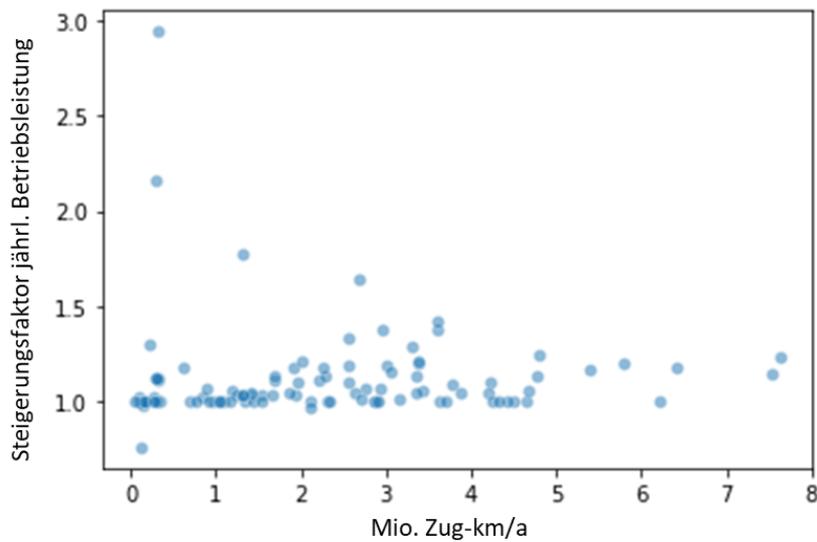


Abbildung 1-23: Prozentuale Steigerung von 2020 zu 2030 der Vergabebetriebsleistung je Vergabernetz

Große Zu- oder Abnahmen bei kleinen Netzen haben wenig Einfluss auf die mittlere Änderung aller Netze. Beispielsweise wirkt sich eine Erhöhung von 300 % einer sehr geringen Betriebsleistung nur geringfügig auf das Gesamtergebnis aus. Das zeigt sich auch in der Kartendarstellung. Die absolute Änderung der Betriebsleistung wird in Abbildung 1-24 dargestellt und die prozentuale Änderung der Betriebsleistung in Abbildung 1-25. Strecken, die aus der Betrachtung aufgrund von Elektrifizierungsmaßnahmen entfallen, sind gestrichelt dargestellt.

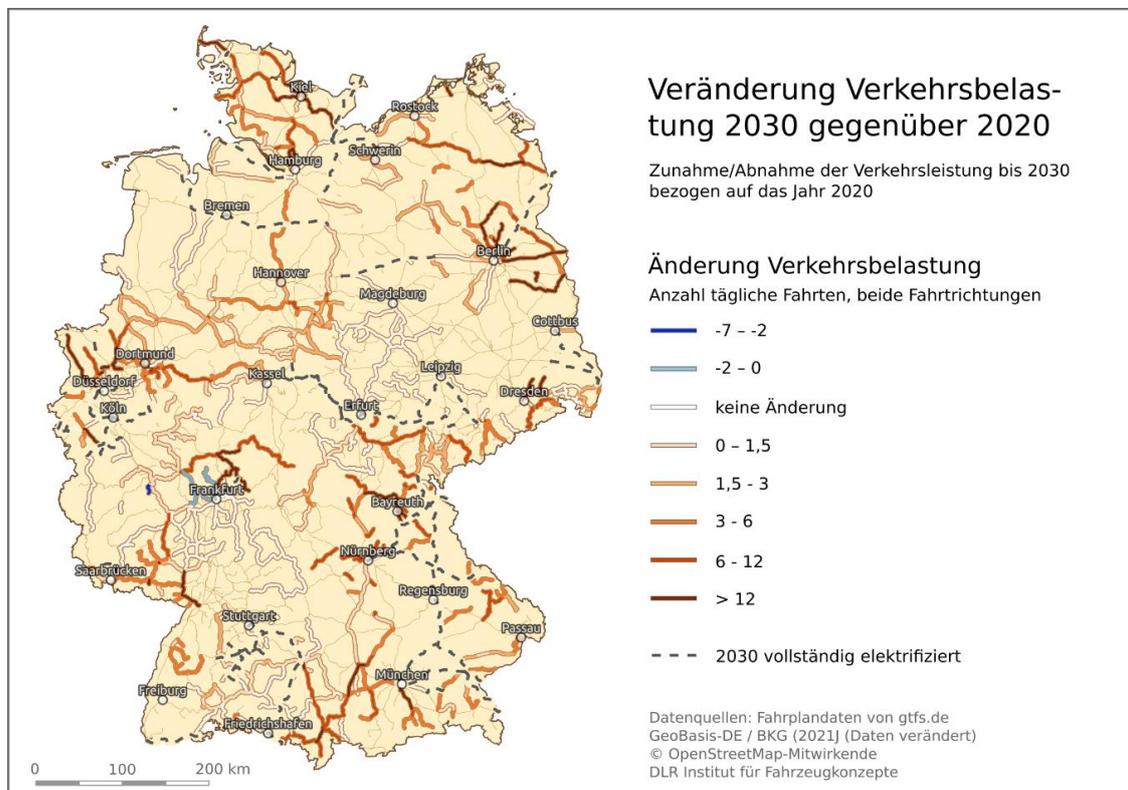


Abbildung 1-24: Änderung der Verkehrsbelastung 2030 gegenüber 2020

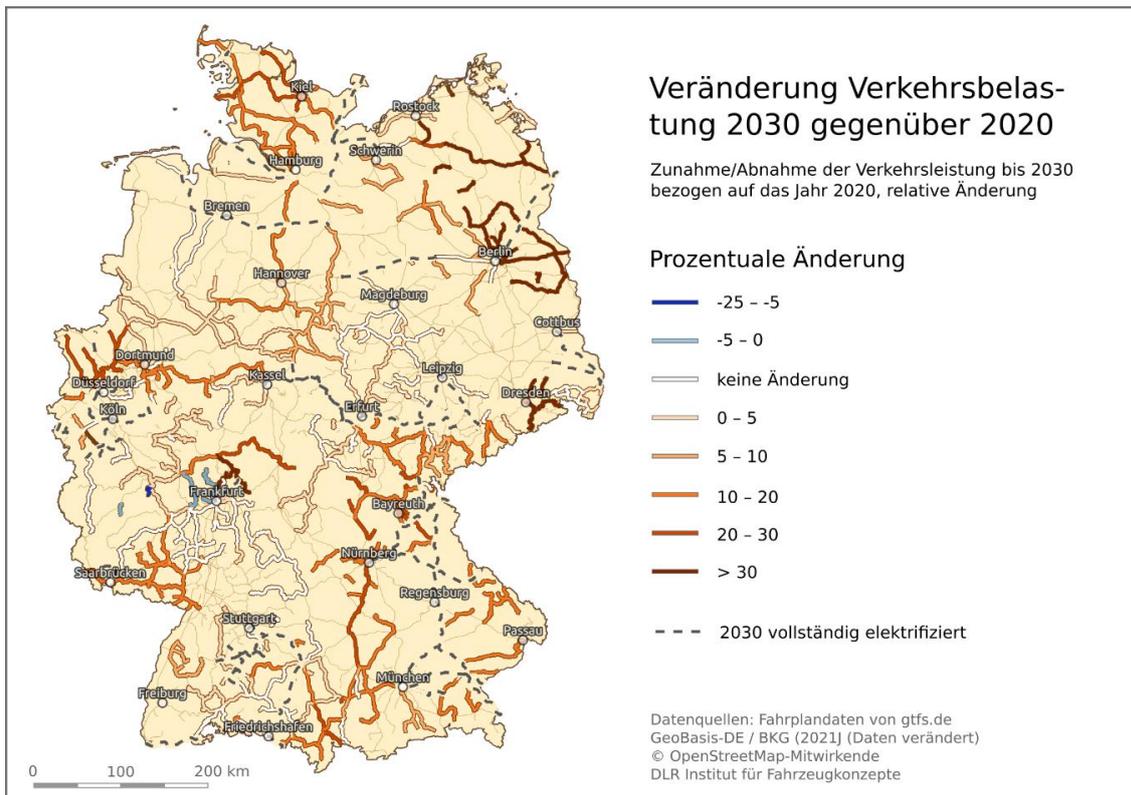


Abbildung 1-25: Prozentuale Änderung der Verkehrsbelastung 2030 gegenüber 2020

## 1.7 Zukünftiger Energiebedarf alternativer Antriebe im SPNV

In diesem Kapitel werden die betrachteten Strecken für die Energiebedarfsabschätzung charakterisiert, der Energiebedarf mit operativen und infrastrukturellen Parametern in Verbindung gesetzt und der mögliche zukünftige Energiebedarf von Fahrzeugen mit Akku-Oberleitungshybrid oder Brennstoffzellenhybridantrieb besprochen.

### 1.7.1 Charakterisierung der Fahrten

Zunächst werden die betrachteten und simulierten Fahrtverläufe charakterisiert. Insgesamt wurden 4566 individuelle Fahrtverläufe betrachtet. Dies beinhaltet alle simulierten Fahrten, also auch Fahrten aus dem Betriebsjahr 2020, die zu einem späteren Zeitpunkt elektrifiziert werden.

Die Fahrten unterscheiden sich in der Strecken- und Betriebscharakteristik. Abbildung 1-26 zeigt die Verteilung wichtiger Streckenparameter im Boxplot. Im Durchschnitt haben die Fahrten eine Streckenlänge von 65 km, der Median beträgt 51 km. Die längsten Fahrten überwinden eine Distanz von 329 km (lange Fahrten sind z. B. der ALX RE2 zwischen München und Hof oder die RE1 von Göttingen nach Glauchau (Sachs)). Der Haltestellenabstand beträgt im Mittel 7,3 km (Median 5,3 km). Die durchschnittliche Geschwindigkeit (ohne Berücksichtigung der Wendezeiten an Endbahnhöfen und der Haltezeiten an Zwischenbahnhöfen) beträgt 68 km/h (Median 68,7 km/h).

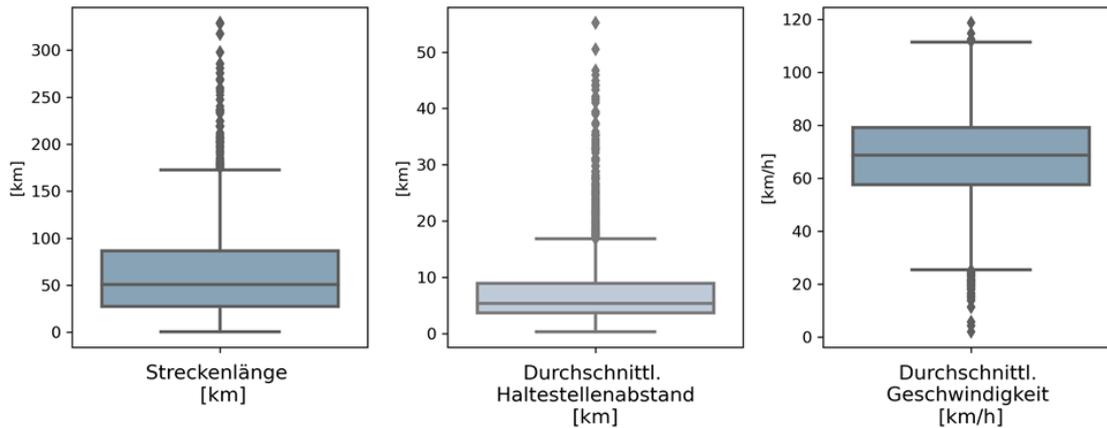


Abbildung 1-26: Boxplots der betrachteten Fahrten

TABELLE 1-6: MAßE DER STRECKENPARAMETER

	Streckenlänge [km]	Abstand Haltepunkt / Bahnhof [km]	Durchschnittl. Geschwindigkeit [km/h]
<b>Mittelwert</b>	64,9	7,3	68,0
<b>25 % Quartil</b>	27,7	3,7	57,6
<b>Median</b>	51,0	5,3	68,7
<b>75 % Quartil</b>	86,6	9,0	79,2

### 1.7.1.1 Elektrifizierung

Die Elektrifizierungsmuster werden in Abbildung 1-27 dargestellt. Der Elektrifizierungsanteil liegt im Mittel bei 16 % (Median 5 %), das arithmetische Mittel des längsten nicht-elektrifizierten Abschnitts aller Fahrten beträgt 48 km (Median 40 km). Bei längeren Strecken (60 – 125 km) sind häufig Start- und Endbahnhöfe elektrifiziert. Bei mittellangen Strecken (30 – 90 km) ist häufig nur einer der beiden End- bzw. Startbahnhöfe elektrifiziert. Dass weder Start- noch Endbahnhof elektrifiziert ist, kommt am häufigsten bei kurzen Strecken (< 50 km) vor. Wie bereits in Kapitel 1.3 (Abbildung 1-3) zu sehen ist, verbinden teilelektrifizierte Fahrten häufig die Städte und Ballungsgebiete mit ihrem Umland. In den Elektrifizierungsinformationen sind etwaige mit der Einführung von BEMU vorgesehene Teilelektrifizierungen (z. B. OLIA, Ladestationen, Ergänzungselektrifizierungen) nicht berücksichtigt.

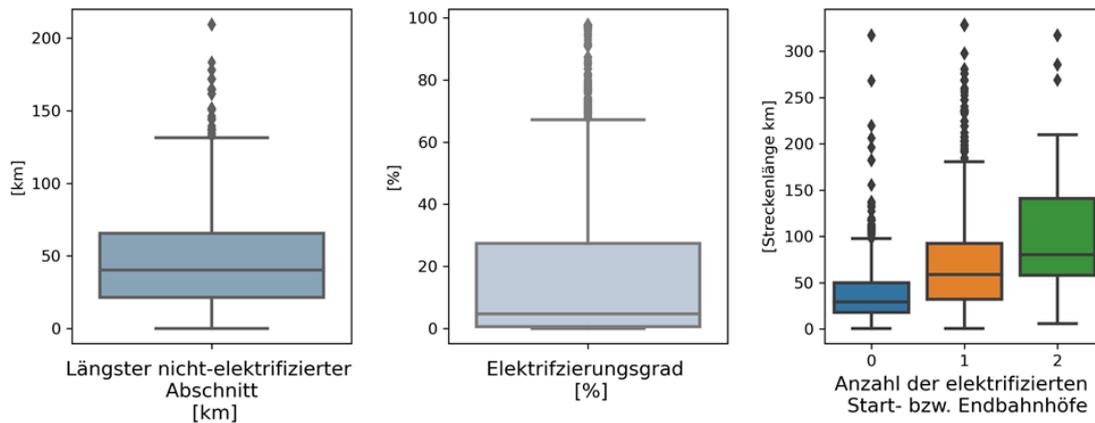


Abbildung 1-27: Elektrifizierungsgrade und nicht-elektrifizierte Abschnitte

TABELLE 1-7: MAßE DER ELEKTRIFIZIERUNGEN

	Elektrifizierungsgrad [%]	Längster nicht-elektrifizierter Abschnitt [km]
<b>Mittelwert</b>	16,4	48,1
<b>25 % Quartil</b>	0,5	21,6
<b>Median</b>	4,7	40,2
<b>75 % Quartil</b>	27,4	65,7

### 1.7.1.2 Zuggattungen

Um die Fahrten nach ihrer Betriebsweise unterscheiden zu können, wurden die Strecken in Regional-Expressstrecken (RE)- und Regionalbahnstrecken (RB) unterteilt. Dafür wurden – sofern vorhanden – die Linienbezeichnungen im GTFS verwendet. In Fällen, in denen das nicht möglich war (der Name ist nicht vorhanden oder der Name lässt keinen Rückschluss zu), wurde auf Basis der oben gezeigten Liniennparameter mit einem RandomForest-Klassifikator die Fahrten einer der beiden Gruppen zugeordnet. Abbildung 1-28 zeigt die Streckenparameter in gegenseitiger Abhängigkeit und unterteilt in die beiden Zuggattungen. Demnach lassen sich die Charakteristika von RE und RB in der Regel sehr gut unterscheiden, insbesondere wenn mehrere Parameter gleichzeitig betrachtet werden. Allerdings werden auch immer wieder Linien als RB bezeichnet, die im Schnitt einem RE entsprechen und umgekehrt.

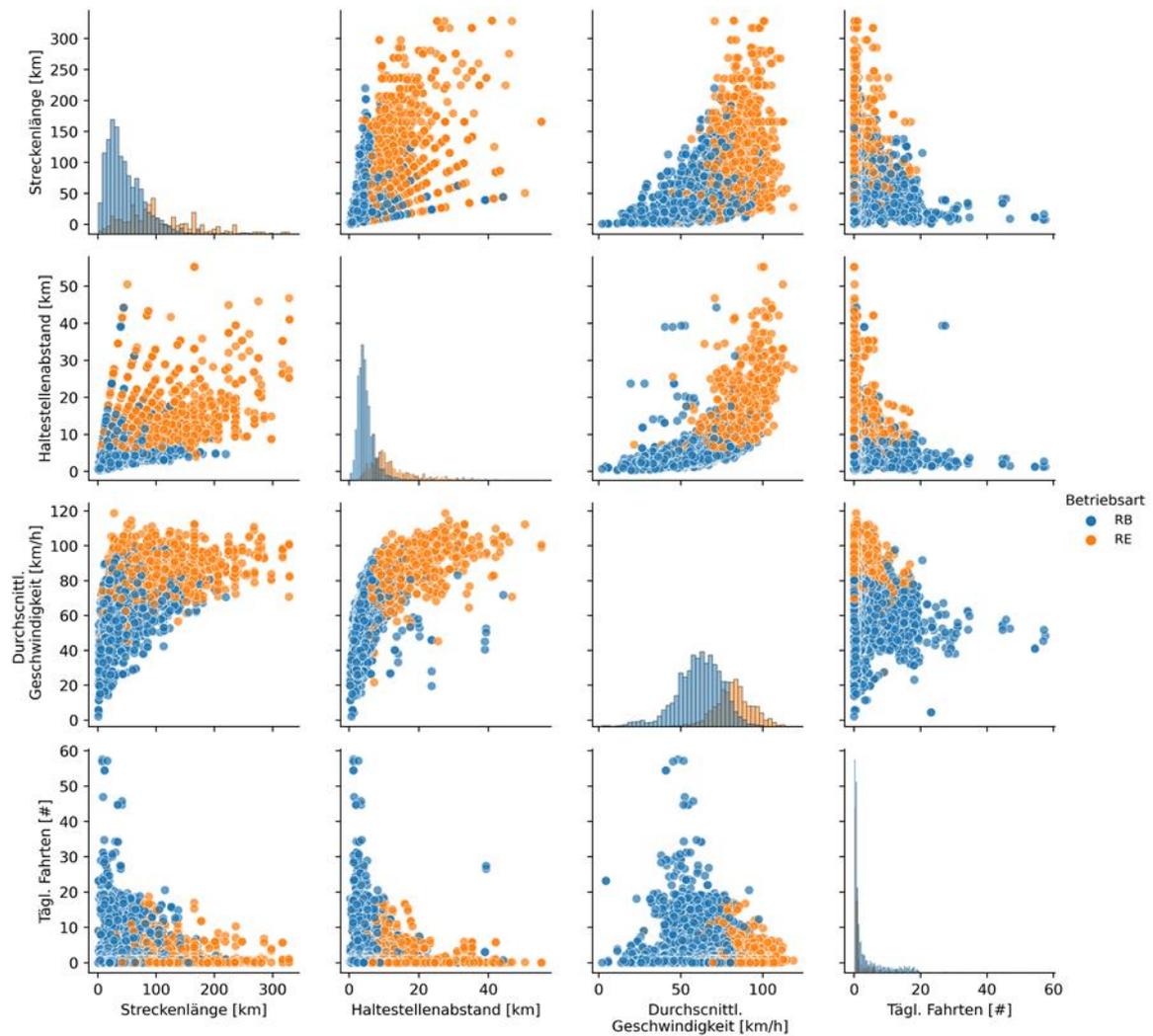


Abbildung 1-28: Streckenparameter nach RE/RB-Klassen

Regional-Express-Züge sind im Schnitt schneller, haben eine größere Streckendistanz, einen größeren Haltestellenabstand und haben einen geringeren Takt als RB. Tabelle 1-8 zeigt die Medianwerte der beiden Klassen.

TABELLE 1-8: MEDIANWERTE DER RB/RE-KLASSEN

Parameter	RB	RE	Gesamt
<b>Streckenlänge [km]</b>	39,3	92,6	51
<b>Mittl. Haltestellenabstand [km]</b>	4,3	10,4	5,3
<b>Mittl. Geschwindigkeit [km/h]*</b>	62,5	82,5	68,7

\*Reine Fahrtzeit ohne Haltezeiten.

### 1.7.1.3 Topographie

Die Fahrten lassen sich des Weiteren in die Kategorien „Flach“, „Bergig“ und „Gemischt“ einteilen. Dazu wurden Kriterien erstellt, um Strecken als „bergige Strecke“ oder „Flachlandstrecke“ zu klassifizieren. War eine Zuordnung über die Kriterien zu einer der beiden Klassen nicht möglich, wurde die Fahrt als „Gemischt“ klassifiziert.

Um als „bergig“ klassifiziert zu werden müssen die Strecken folgende Kriterien erfüllen:

- Größter Höhenunterschied zwischen dem höchsten und dem tiefsten Punkt: mindestens 100 m
- Betrag der durchschnittlichen Steigung muss über 5 Promille liegen.
- Mindestens 10 % der Strecke müssen mehr als 10 Promille Steigung aufweisen

Um als „flach“ klassifiziert zu werden, müssen die Strecken folgende Kriterien erfüllen:

- Größter Höhenunterschied zwischen dem höchsten und dem tiefsten Punkt: höchstens 100 m
- Betrag der durchschnittlichen Steigung muss unter 2 Promille liegen.
- Höchstens 1 km der Fahrtstrecke darf eine Steigung höher 10 Promille aufweisen.

Insgesamt wurden 947 Fahrten als bergig klassifiziert und 1017 als Flachland. Bei den meisten Fahrten war eine eindeutige Zuordnung nicht möglich. Die Gruppe „Gemischt“ ist die Größte mit 2602 Fahrten. Abbildung 1-29 zeigt die Verteilung der Klassen nach Nettohöhenunterschied (Höhenunterschied zwischen Start- und Endbahnhof), kumuliertem Abstieg und dem Höhenunterschied zwischen dem höchsten und dem niedrigsten Punkt. Die Fahrten, die zur Gruppe Flachland gehören, sind eng im Bereich  $\pm 100$  Meter Nettohöhenunterschied eingegrenzt. Die bergige Gruppe hat, wenig verwunderlich, eine deutlich breitere Verteilung. Eine Konzentration der Werte gibt es in dieser Gruppe nicht. Bei der Häufigkeitsverteilung über dem kumulierten Abstieg bzw. über dem Höhenunterschied zwischen dem höchsten und dem niedrigsten Punkt sind die Klassen schärfer voneinander abgegrenzt.

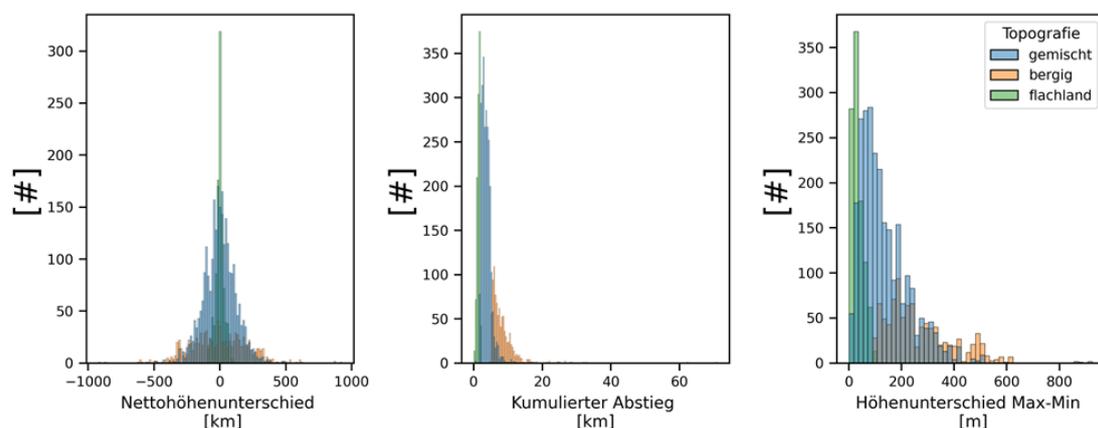


Abbildung 1-29: Verteilung der Fahrten nach Steigungsklassen

## 1.7.2 Energiebedarf am Rad

Der spezifische Traktionsenergiebedarf am Rad ( $E_{\text{Rad}}$ ) wurde für 4312 individuelle Fahrtverläufe ausgewertet. Da Einzelfahrten betrachtet werden, können diese Energiebedarfe stark voneinander abweichen. Führt eine Fahrt beispielsweise ausschließlich bergab, so ist  $E_{\text{Rad}}$  sehr niedrig, da nur eine Beschleunigungsleistung am Anfang benötigt wird und der Streckenwiderstand bei der Talfahrt negativ ist bzw. sein kann. Die Bergfahrt resultiert dann in einem vergleichsweise hohen Energiebedarf. Werden Hin-

und Rückfahrt räumlich aggregiert, hebt sich der Effekt auf (unter Vernachlässigung u. a. von individuellen generatorischem Bremsvermögen). Statistische Maße werden aber von solchen Effekten beeinflusst. Daher wurde dieser Auswertungsschritt um Ausreißer bereinigt. Bei der folgenden Betrachtung wird zudem der Takt nicht berücksichtigt (Fahrten, die nur einmal am Tag stattfinden, werden genauso berücksichtigt, wie Fahrten, die zehnmal stattfinden). Das wird getan, um den Einfluss der Strecken- bzw. Betriebsparameter auf den Traktionsenergiebedarf darstellen zu können. Diese Effekte würden sonst vom Betriebstakt überlagert.

Abbildung 1-30 zeigt die Häufigkeitsverteilung des spezifischen Traktionsenergiebedarfs  $E_{\text{Rad}}$ . Im Szenario Coasting beträgt der spezifische  $E_{\text{Rad}}$  im Mittel 2,24 kWh/km. Im Szenario „Standard“ 2,48 kWh/km.

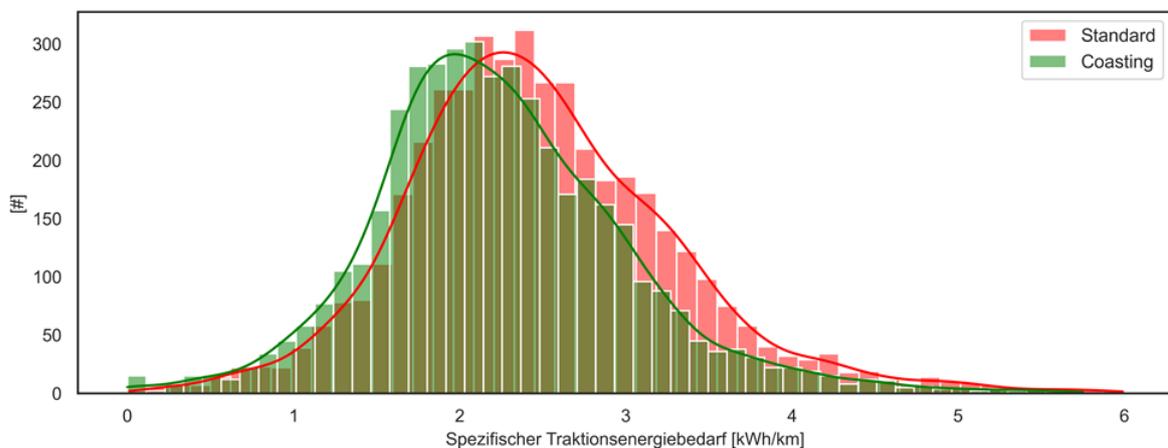


Abbildung 1-30: Spezifischer Traktionsenergiebedarf  $E_{\text{Rad}}$

Der Traktionsenergiebedarf ist von verschiedenen Parametern abhängig. Abbildung 1-31 zeigt den Zusammenhang zwischen dem Traktionsenergiebedarf und verschiedenen Höhenparametern. Die Punktwolken weisen auf einen starken Zusammenhang zwischen dem kumulierten Anstieg (links oben) und dem kumulierten Abstieg (rechts oben) hin. Dieser Zusammenhang ist insbesondere dann gut zu erkennen, wenn der kumulierte An- bzw. Abstieg hoch ist. Ist der An- oder Abstieg sehr gering (also bei Flachlandstrecken), so ist der spezifische Energiebedarf stark entkoppelt und wird von anderen Parametern bestimmt. Der Nettohöhenunterschied ist die Differenz zwischen Anfangs- und Endhöhenwert einer Fahrt. Das Punktwolkendiagramm (links unten) unterstreicht den Zusammenhang zwischen Geländehöhe und Traktionsenergiebedarf. Doch auch hier wird offensichtlich, dass gerade bei sehr niedrigen Höhenunterschieden, der Energiebedarf sehr hoch sein kann.

Der Zusammenhang zwischen der Geländeoberfläche und dem Traktionsenergiebedarf  $E_{\text{Rad}}$  ist in Abbildung 1-32 nochmal räumlich dargestellt (Szenario: Fahrweise Coasting). Im Norddeutschen Tiefland ist der spezifische Energiebedarf deutlich geringer als in den Mittelgebirgsregionen in Ost- und Westdeutschland. Jedoch gibt es auch im Alpenvorland oder im Allgäu Strecken mit geringen spezifischen Energiebedarfen.

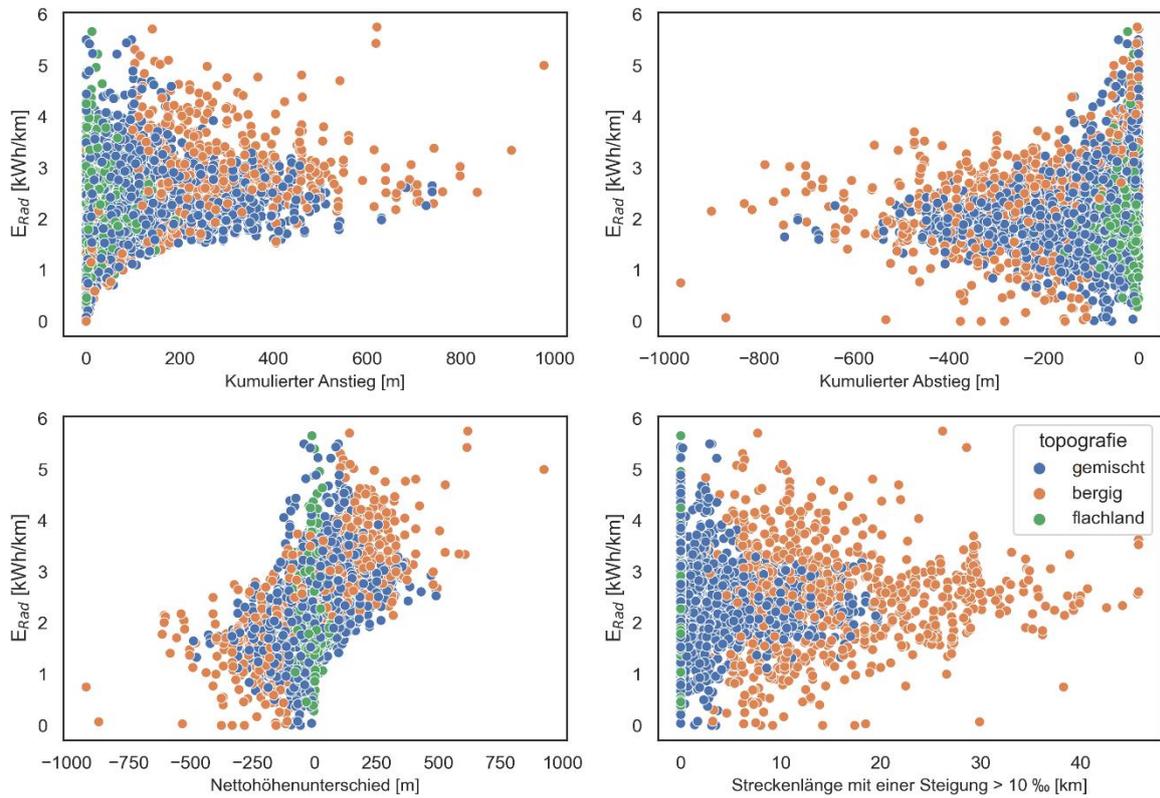


Abbildung 1-31: Zusammenhang zwischen Höhenparameter und Traktionsenergiebedarf (Szenario Coasting)

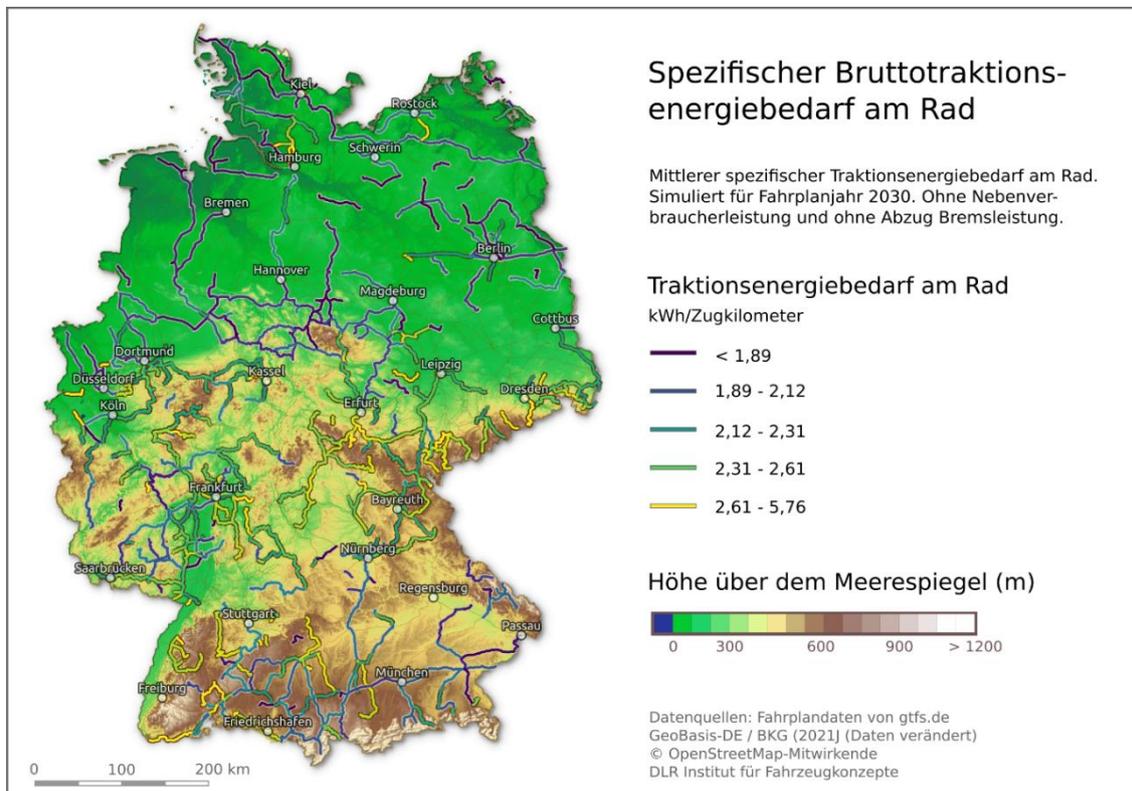


Abbildung 1-32: Traktionsenergiebedarf am Rad und Geländeoberfläche

Dies liegt zum einen darin begründet, dass die dortigen Strecken häufig den Flussverläufen folgen und daher im Vergleich zu vielen Mittelgebirgsstrecken nur geringe Steigungen aufweisen. Zum anderen kann der Geländeeinfluss von anderen Parametern überlagert werden. Ein strikt bergiges Streckenprofil bedeutet keineswegs, dass der Energiebedarf hoch sein muss. Bergige Strecken haben häufig geringere Anforderungen aus dem Fahrplan (bzw. lassen die starken Anstiege ambitionierterer Fahrpläne häufig nicht zu). Ein Fahrprofil mit schwierigem Höhenprofil aber einfachem Fahrplan, kann deutlich energieärmer zu bedienen sein als beispielsweise eine Strecke mit geringem Haltestellenabstand und hoher Durchschnittsgeschwindigkeit. So wirkt sich beispielsweise ein geringer Haltestellenabstand häufig negativ auf den Traktionsenergiebedarf aus (vgl. Abbildung 1-33).

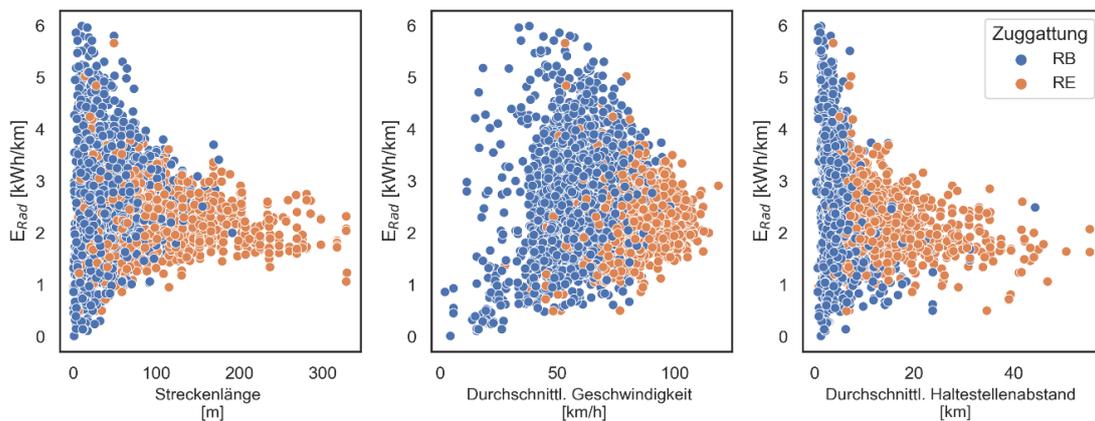


Abbildung 1-33: Zusammenhang zwischen Betriebs- und Streckenparameter und Traktionsenergiebedarf (Szenario Coasting)

Um ein vollständiges Bild des Einflusses der Betriebsweise und der Streckentopographie auf den Traktionsenergiebedarf zu erhalten, wurde der Energiebedarf nach den oben durchgeführten Klassifizierungen aufgeführt. Abbildung 1-34 zeigt den spezifischen  $E_{Rad}$  entsprechend der RB/RE-Zuggattungen und der Topographieklassen.

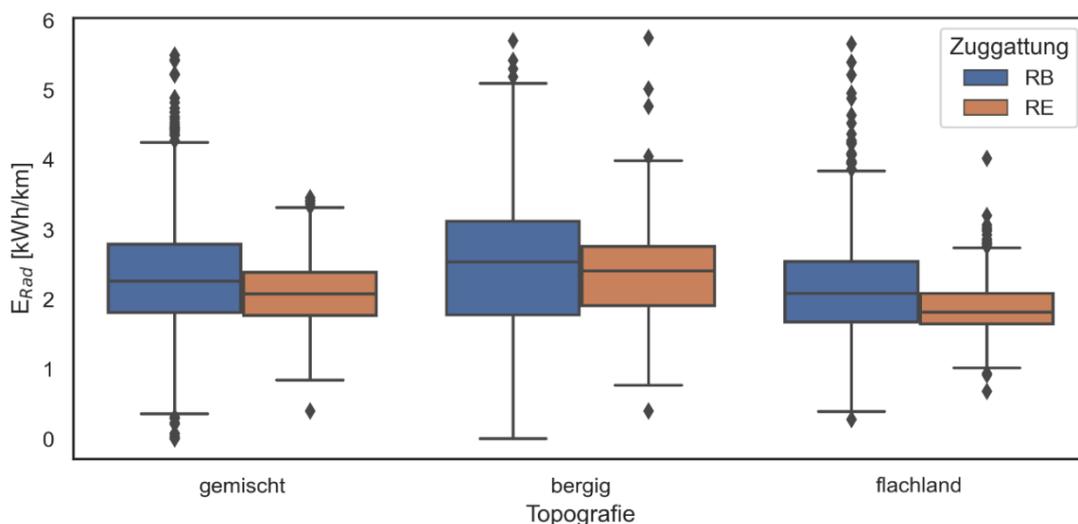


Abbildung 1-34: Energiebedarf in Abhängigkeit der Steigung und der Betriebsklasse (Szenario Coasting)

TABELLE 1-9: MEDIANWERTE DES SPEZ. TRAKTIONSENERGIEBEDARFS

	Szenario Coasting		Szenario Standard	
	RE	RB	RE	RB
<b>E<sub>Rad</sub> Spez. [kWh/km]</b>	2,04	2,27	2,21	2,53

RB haben allgemein einen deutlich höheren Energiebedarf als Regional-Expressverbindungen. Flachlandstrecken weisen einen geringeren Energiebedarf auf als gemischte und bergige Strecken. Dies gilt unter der Annahme des Einsatzes des gleichen Rollmaterials, in unserer Studie eines 2-teiligen Triebzuges mit Jakobsdrehgestellen und einer Leermasse von 95 t. In der Praxis wird der Fahrzeugeinsatz auf den Strecken individuell vom 1-teiligen Triebwagen bis zum 2-Teiler in Dreifachtraktion umgesetzt. Die streckenindividuell eingesetzte Rollmaterialkonfiguration kann in der Einzelfallbetrachtung daher vom hier berechneten Mittel abweichen.

Im nächsten Schritt wird der aggregierte Gesamtenergiebedarf betrachtet.

### 1.7.3 Aggregation und Ermittlung des Gesamtenergiebedarfs

Mit dem simulierten Energiebedarf aus Kapitel 1.5 und der Abschätzung der zukünftigen Betriebsleistung in Kapitel 1.6 wird nachfolgend der potenzielle Energiebedarf für das Zieljahr 2030 ermittelt. Dafür werden zunächst über einen Routingalgorithmus die Gleisverläufe des GTFS-Datensatzes mit denen des ATKIS-Datensatzes verknüpft. Grund dafür ist, dass OSM gleisgenau aufgelöst ist. Das macht eine räumliche Aggregation aufgrund von Überlappungen und individueller Gleislage komplex. Die ATKIS-Gleisgeometrien sind bereits aggregiert. Um die beiden Datensätze zu verbinden, wurden in beiden Datensätzen entlang aller bekannten Start-, Zwischen- und Endbahnhöfe geroutet. Über den Link beider Routen wurden dann die Energieverbräuche der einzelnen Fahrten auf die Strecken im ATKIS-Datensatz aggregiert.

In den GTFS-Daten sind Sollfahrten enthalten. Im realen Betrieb gibt es zusätzlich Betriebsaufkommen in Form von Leer-, Tank- und Überführungsfahrten. Zusätzlich kann es durch Mehrfachtraktionen zu erhöhten Energiebedarfen kommen. Auch Mehrfachtraktionen werden nicht durch den Sollfahrplan abgebildet. Um Leer-, Tank- und Überführungsfahrten zu berücksichtigen, wurde nach der Aggregation eine Erhöhung von 5 % des normalen Betriebsaufkommens angenommen. Weiterhin wurde angenommen, dass sich aufgrund von Mehrfachtraktionen der Energiebedarf um 5 % erhöht. Bei der Berechnung der spezifischen Energiebedarfe (also der Energiebedarf pro Zug-km in kWh/km) wurde der Faktor für Leer-, Tank- und Überführungsfahrten nicht eingerechnet.

Da Fahrten einzeln simuliert wurden (als keine Umläufe berücksichtigt wurden), wurde der Energiebedarf der Wendezeiten nicht durch die Simulationen gedeckt. Um den Bedarf dennoch zu berücksichtigen, wurde dieser Bedarf bilanziell auf die aggregierten Verbräuche addiert. Dabei wurden folgende Annahmen getroffen:

- Durchschnittliche Wendezeit pro Fahrt: 20 min
- Leistungsbedarf der Hilfs- und Nebenverbraucher im Stand: 21,4 kW.

Da diese Bedarfe nicht den einzelnen Bahnhöfen/Haltestellen zugeordnet sind, werden sie nicht in den Karten dargestellt. Die Simulationsergebnisse werden für beide Simulationsszenarien einzeln dargestellt. In den Kartendarstellungen werden nur die Ergebnisse für die Fahrweise Coasting dargestellt.

Die aggregierten Verbräuche werden in Tabelle 1-10 gezeigt.

TABELLE 1-10: PROJIZIERTE ZUKÜNFTIGE ENERGIEBEDARFE

	Szenario Coasting		Szenario Standard	
<b>BEMU Spez. [kWh/km]</b>	3,63		3,81	
<b>BEMU Aggregiert [GWh]</b>	822		870	
<b>HEMU E Spez. [kWh/km]</b>	6,67		6,85	
<b>HEMU E Aggregiert [GWh]</b>	1.513		1.561	
<b>HEMU H<sub>2</sub>-Spez. [kg/km]</b>	0,200		0,206	
<b>HEMU H<sub>2</sub> Aggregiert [t]</b>	45.439		46.877	

Die Energiebedarfe lassen sich für verschiedene Gruppen darstellen (siehe Tabelle 1-11):

TABELLE 1-11: MITTELWERTE DER SPEZIFISCHEN ENERGIEVERBRÄUCHE NACH TOPOGRAFIE UND ZUGGATTUNG

	Szenario Coasting				Szenario Standard			
	RE		RB		RE		RB	
	Bergig	Flach	Bergig	Flach	Bergig	Flach	Bergig	Flach
<b>BEMU Spez. [kWh/km]</b>	3,45	3,10	3,88	3,72	3,55	3,30	4,04	3,96
<b>HEMU Spez [kWh/km]</b>	6,34	5,75	7,07	6,88	6,42	5,89	7,21	7,13
<b>HEMU H<sub>2</sub> Spez. [kg/km]</b>	0,190	0,173	0,212	0,207	0,193	0,177	0,217	0,214

Abbildung 1-35 zeigt eine Übersicht des spezifischen Energiebedarfs (kWh/km) für BEMU. Abbildung 1-36 zeigt den spezifischen aggregierten Energiebedarf über ein Betriebsjahr (MWh/km\*a) für BEMU. Auf der aggregierten Ebene sind die Energiebedarfe maßgeblich vom Betriebstakt beeinträchtigt. Lokale Effekte (steigungsbedingte und fahrplanbedingte hohe Energiebedarfe) werden in der Aggregation teilweise überprägt.

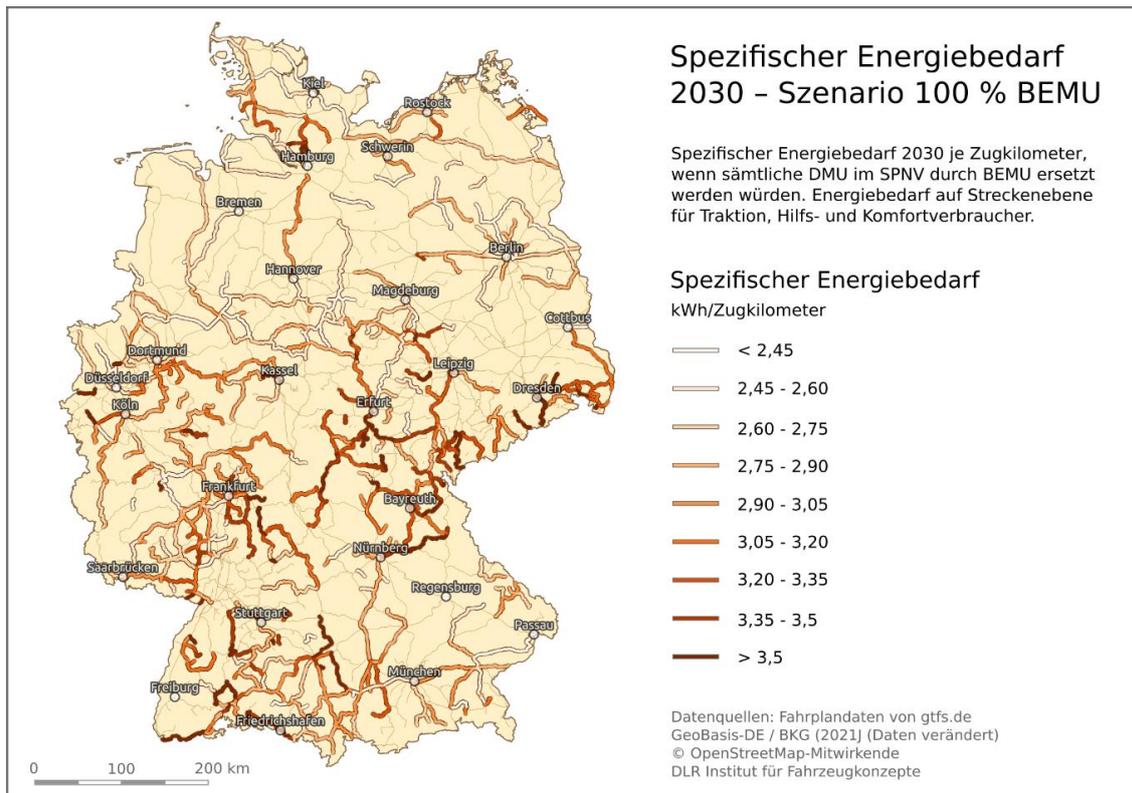


Abbildung 1-35: Spezifischer Energiebedarf BEMU

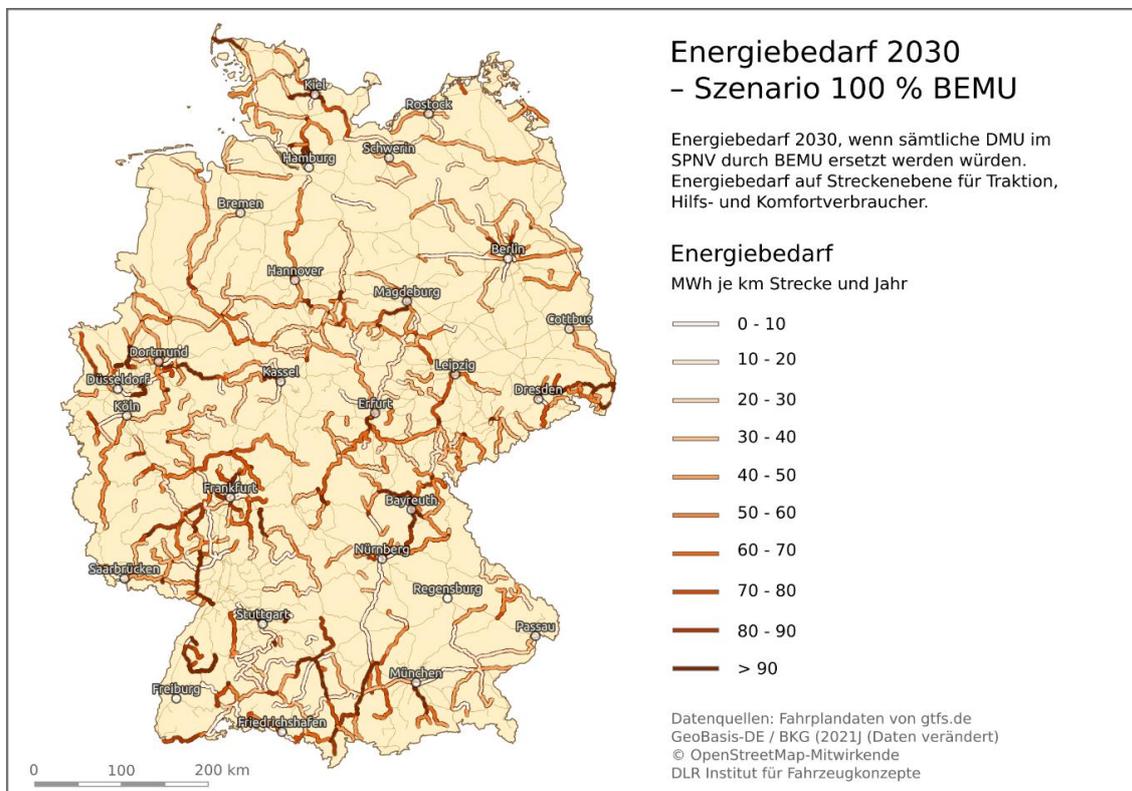


Abbildung 1-36: Aggregierter spezifischer Energiebedarf BEMU

Vergleicht man den spezifischen Energiebedarf (kWh/km) mit dem aggregierten spezifischen Energiebedarf (MWh/km\*a) so lassen sich verschiedene Streckengruppen identifizieren: In der direkten Umgebung der größeren Ballungsräume bzw. zwischen nahe gelegenen Ballungszentren finden sich Strecken

mit einem mittleren spezifischen Energiebedarf und einem hohen Gesamtenergiebedarf. Dies ist vor allem durch den hohen Takt bedingt, den es häufig zwischen den größeren Städten und der Umgebung gibt (z. B. Heidekrautbahn, Magdeburg-Halberstadt, München-Lenggries, Kiel-Lübeck etc.).

Eine zweite Gruppe bilden Mittelgebirgsstrecken, die aufgrund des Höhenprofils einen hohen spezifischen Energiebedarf, aufgrund der geringen Taktung aber einen geringen Gesamtenergiebedarf aufweisen (z. B. Freiberg-Holzhausen, Erfurt – Mühlhausen).

Weiterhin gibt es die Gruppe der S-Bahnen und Zubringerverbindungen, die aufgrund des straffen Fahrplans mit häufigen Beschleunigungsphasen bzw. steilen Anstiegs bei der Ausfahrt aus der Stadt einen hohen spezifischen Energiebedarf haben, und aufgrund des hohen Takts einen hohen Gesamtenergiebedarf aufweisen (z. B. Großraum Frankfurt a. M.).

Eine weitere Gruppe bilden anspruchsarme Strecken im Flachland und abseits der Ballungszentren, wo sowohl der spezifische als auch der Gesamtenergiebedarf gering sind (z. B. Lüneburg-Dannenberg).

Die gleichen Muster ergeben sich bei der Betrachtung der potenziellen Wasserstoffverbräuche für HEMU (vgl. Abbildung 1-37, Abbildung 1-38). Hier ist lediglich der Gesamtenergiebedarf höher, bedingt durch den, im Vergleich zum Antriebsstrang des BEMU, geringeren Systemwirkungsgrad des Brennstoffzellenhybridtriebzugs (vgl. Kapitel 1.5).

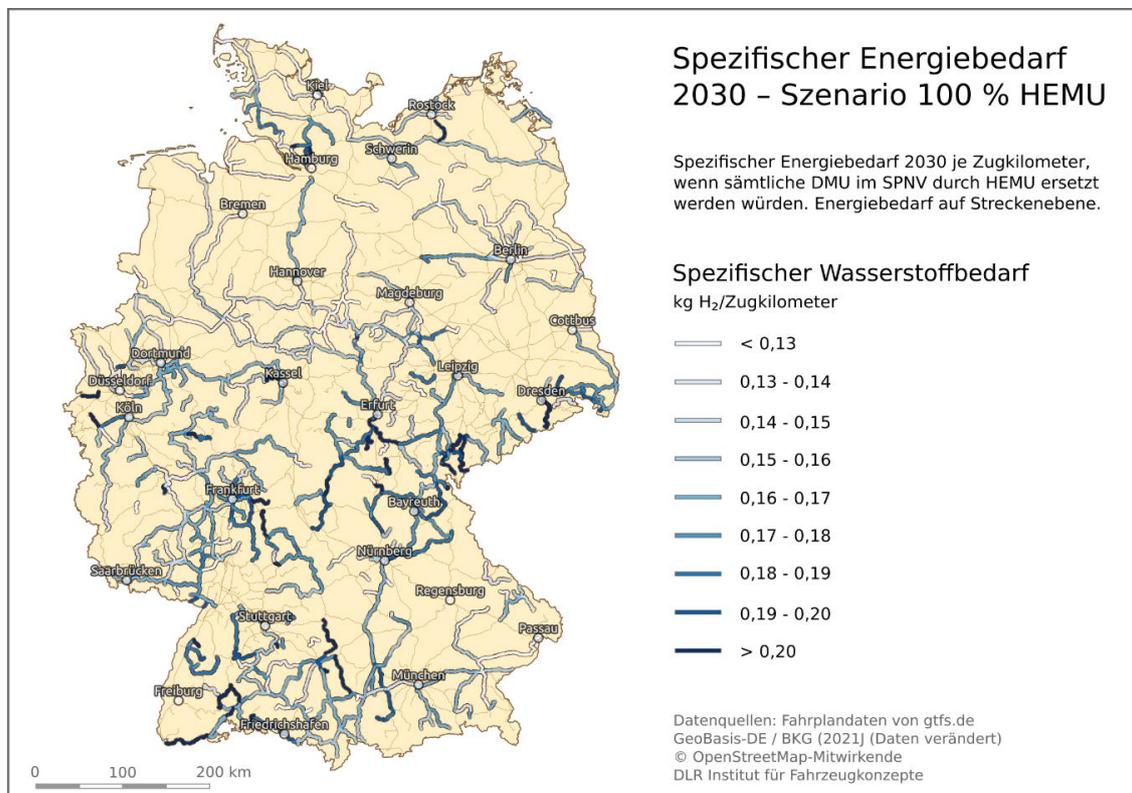


Abbildung 1-37: Spezifischer Wasserstoffbedarf HEMU

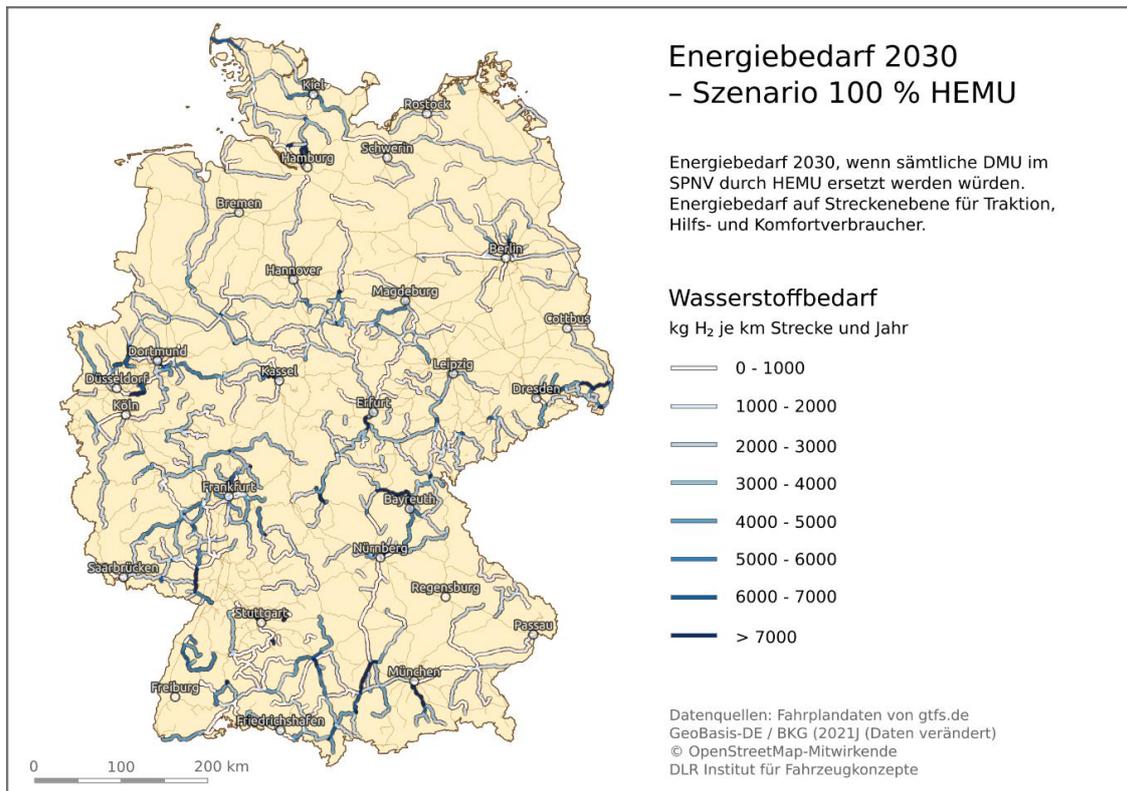


Abbildung 1-38: Aggregierter spezifischer Wasserstoffbedarf HEMU

In den Vergabernetzen 2030 sind mitunter schon heute Zieltechnologien durch die federführenden Aufgabenträger festgelegt. Wurde sich in den betroffenen Netzen bereits auf eine Antriebstechnologie festgelegt, so wurde das Netz in Abbildung 1-39 entsprechend eingefärbt. Aktuell sind die meisten Netze noch technologieoffen geplant bzw. es wurde keine Angabe zu den Netzen gemacht oder ist den Autoren nicht bekannt. Bei den Netzen, bei denen sich bereits auf den Einsatz alternativer Antriebe festgelegt wurde, überwiegt aktuell BEMU deutlich.

TABELLE 1-12: BETRIEBSLEISTUNG 2030 NACH AKTUELLER ANTRIEBSTECHNOLOGIE

Betriebsleistung 2030* [Mio. Zug-km]	
<b>BEMU</b>	44,11
<b>HEMU</b>	4,86
<b>DMU</b>	110,1
<b>OFFEN</b>	106,17

\* Ausgeschriebene Betriebsleistung nach Technologie entsprechend des Vergabekalender für SPNV-Wettbewerbsnetze 2030.

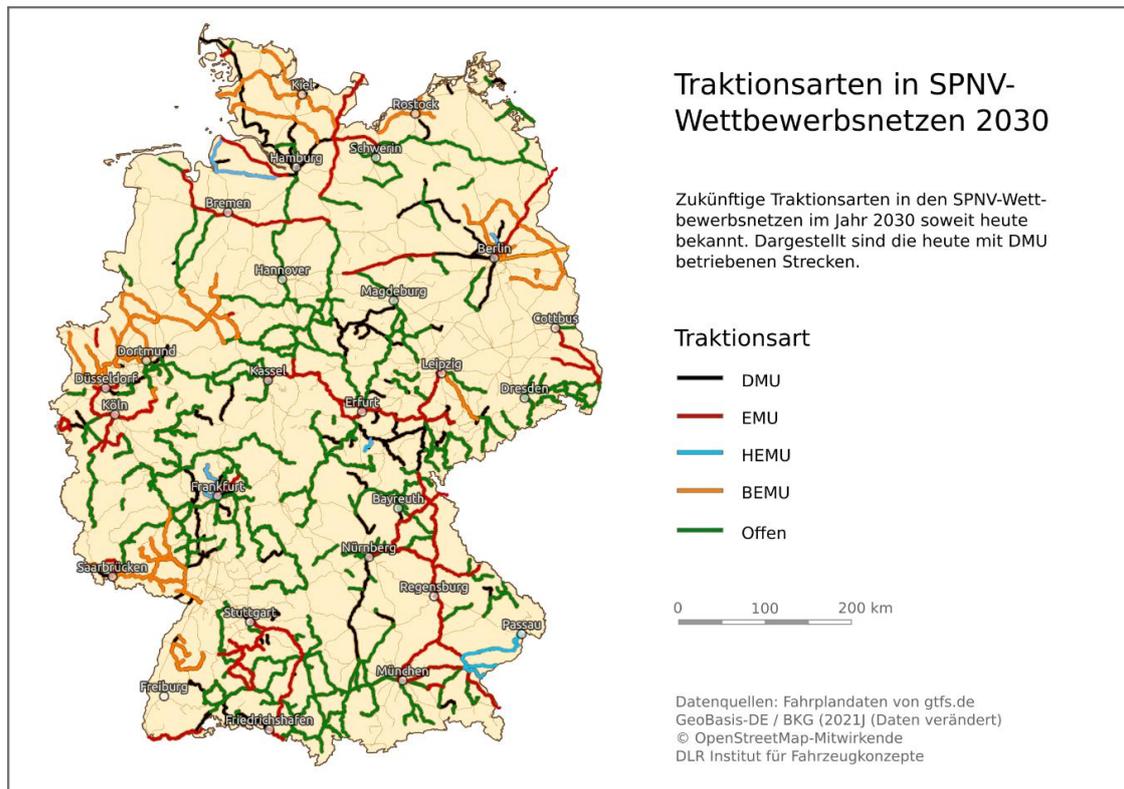


Abbildung 1-39: Traktionsarten im SPNV

Die Betriebstakte und Verbräuche lassen sich nach Bundeslandebene aufgeteilt darstellen. Tabelle 1-13 und Tabelle 1-14 zeigen diese Aufteilung.

### 1.7.3.1 Elektrifizierungslücken

Die Fahrten wurden hinsichtlich ihrer Elektrifizierungslücken analysiert und klassifiziert. Fahrten, die die folgenden Kriterien erfüllen, werden in Abbildung 1-40 in blau dargestellt, alle anderen in orange:

- Nichtelektrifizierte Fahrstrecke nach Startbahnhof bzw. vor Endbahnhof > 30 km
- Fahrstrecke beinhaltet eine Elektrifizierungslücke > 60 km

Die Betrachtung der Elektrifizierungslücken gibt einen Hinweis darauf, auf welchen Fahrten BEMU aufgrund ihrer geringeren Reichweite ohne zusätzliche infrastrukturelle Maßnahmen voraussichtlich nicht zum Einsatz kommen werden. Diese Maßnahmen umfassen z. B. weitere (Ergänzungs- oder Insel-) Elektrifizierungen.

TABELLE 1-13: PROJIZIERTE ZUKÜNFTIGE ENERGIEBEDARFE BEMU NACH BUNDESLÄNDERN

	Betriebs- leistung [Mio Zug- km/a]	E BEMU		Spez. E BEMU*	
		Coasting [GWh/a]	Standard [GWh/a]	Coasting [kWh/km]	Standard [kWh/km]
<b>Berlin-Brandenburg</b>	12,1	38,1	40,7	3,00	3,20
<b>Baden-Württemberg</b>	20,6	86,0	91,1	3,97	4,21
<b>Bayern</b>	44,8	163,0	171,4	3,46	3,64
<b>Hessen</b>	17,5	66,9	70,5	3,65	3,85
<b>Mecklenburg-Vor- pommern</b>	8,0	26,9	29,0	3,16	3,41
<b>Niedersachsen</b>	19,1	58,3	63,3	2,91	3,16
<b>Nordrhein-Westfalen</b>	30,5	104,0	110,6	3,25	3,45
<b>Rheinland-Pfalz</b>	19,7	69,3	74,0	3,35	3,57
<b>Schleswig-Holstein</b>	18,7	63,2	65,5	3,22	3,35
<b>Sachsen</b>	15,4,0	61,6	65,0	3,80	4,01
<b>Sachsen-Anhalt</b>	9,9	34,6	36,6	3,33	3,53
<b>Thüringen</b>	12,5	49,8	51,8	3,79	3,95

\*Abzüglich des Faktors für Tank-, Leer- und Sonderfahrten

TABELLE 1-14: PROJIZIERTE ZUKÜNFTIGE WASSERSTOFFBEDARFE NACH BUNDESLÄNDERN

	Betriebsleistung		H <sub>2</sub>		Spez. H <sub>2</sub> *	
	[Mio Zug-km/a]	Coasting	Standard	Coasting	Standard	
		[t/a]	[t/a]	[kg/km]	[kg/km]	
<b>Berlin-Brandenburg</b>	12,1	2096	2167	0,165	0,171	
<b>Baden-Württemberg</b>	20,6	4804	4978	0,222	0,230	
<b>Bayern</b>	44,8	9050	9295	0,192	0,197	
<b>Hessen</b>	17,5	3677	3801	0,201	0,207	
<b>Mecklenburg-Vorpommern</b>	8,0	1496	1566	0,176	0,184	
<b>Niedersachsen</b>	19,1	3201	3353	0,160	0,167	
<b>Nordrhein-Westfalen</b>	30,5	5764	5966	0,180	0,186	
<b>Rheinland-Pfalz</b>	19,7	3844	3995	0,186	0,193	
<b>Schleswig-Holstein</b>	18,7	3445	3455	0,176	0,176	
<b>Sachsen</b>	15,4,0	3411	3526	0,211	0,218	
<b>Sachsen-Anhalt</b>	9,9	1888	1952	0,182	0,188	
<b>Thüringen</b>	12,5	2724	2791	0,208	0,213	

\*Abzüglich des Faktors für Tank-, Leer- und Sonderfahrten.

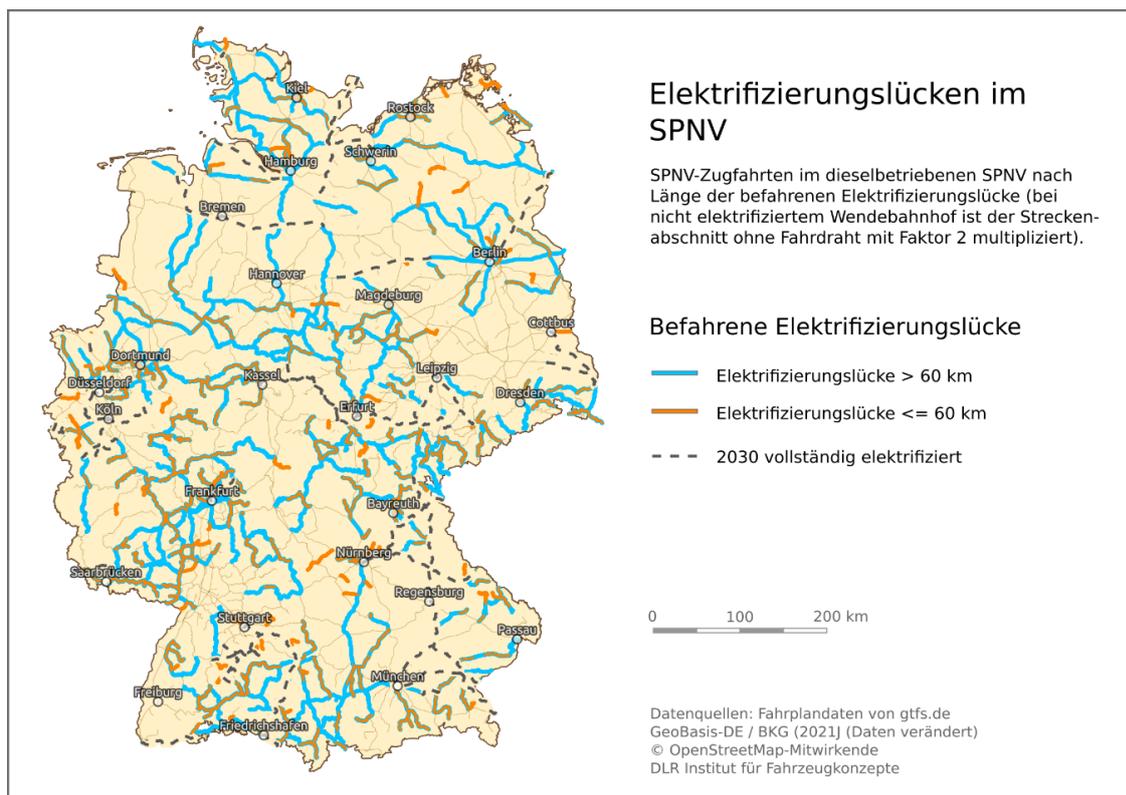


Abbildung 1-40: Elektrifizierungslücken im SPNV (Zielnetz 2030, ohne Berücksichtigung von OLIA und Ladestationen)

Da einzelne Fahrten betrachtet wurden, überlappen sich die beiden Klassen. Weil Technologien häufig für ganze Netze, mindestens aber für Linien ausgeschrieben werden, ist anzunehmen, dass solche Überlappungen im Regelbetrieb eher selten vorkommen werden.

Unter den oben genannten Annahmen können vorsichtige Abschätzungen für den zukünftigen Energiebedarf nach Traktionsart gemacht werden. Folgt man den Annahmen, entsteht ein Energiebedarf für BEMU von 152 bis 160 GWh pro Jahr. Auf HEMU würde mit 1234 bis 1274 GWh pro Jahr (respektive 37.022 bis 38.216 t Wasserstoff pro Jahr) ein deutlich größerer Anteil entfallen. Dies bedeutet jedoch nicht, dass sich in den kommenden Jahren wasserstoffbetriebene Züge durchsetzen werden.

TABELLE 1-15: PROGNOSTIZIERTE ENERGIEVERBRÄUCHE NACH TRAKTIONART

	Szenario Coasting		Szenario Standard	
	BEMU	HEMU	BEMU	HEMU
<b>Betriebsleistung [Mio. Zug-km/a]</b>	39	190	39	190
<b>Energiebedarf [GWh]</b>	152	1.234	160	1.274
<b>HEMU H<sub>2</sub> [t]</b>	-	37.057	-	38.258

In vergangenen Ausschreibungsverfahren haben sich beispielsweise BEMU häufiger durchgesetzt. Dafür gibt es verschiedenen Gründe. Die Reichweite ist häufig nicht alles entscheidender Faktor bei der Wahl der Antriebstechnologie. Politische Entscheidungsprozesse, lokale Besonderheiten im Betrieb und im Energiesystem spielen ebenfalls eine große Rolle. BEMU können auch auf Strecken mit größeren Elektrifizierungslücken eingesetzt werden. Dafür müssen dann infrastrukturelle Anpassungen erfolgen, beispielsweise die Einrichtung von OLIA, Ergänzungs elektrifizierungen oder Ladestationen. Diese Studie ist keine Marktprognose für den Technologieeinsatz, sondern soll ermitteln, wie hoch der Energiebedarf wäre, wenn eine bestimmte Antriebstechnologie zum Einsatz kommt. In den kommenden AP werden mögliche Elektrifizierungsvarianten und ihre Interaktion mit dem Stromnetz (AP 2) sowie mit lokalen Erneuerbare-Energieanlagen (AP 3) analysiert.

## 1.8 Unsicherheiten/Limitationen

Trotz sorgfältiger Prüfung der Methoden und der Datengrundlagen weist die Methodik unserer Studie Unsicherheiten auf. Im Rahmen der zeitlichen und finanziellen Ressourcen wurden für alle etwaigen Unsicherheiten Gegenmaßnahmen getroffen. Die Unsicherheiten, Gegenmaßnahmen und mögliche, sinnvolle zukünftige Ergänzungen werden in diesem Kapitel besprochen.

**Betriebsleistung:** Aus dem GTFS-Sollfahrplan geht nicht hervor, auf welchen Fahrten es zu Mehrfachtraktionen kommt. Zu Spitzenzeiten kann es auf manchen Linien zu Drei- bis Vierfachtraktion kommen. Auf wenigen Linien werden Mehrfachtraktionen sogar über den Großteil des Betriebstags eingesetzt. Die zusätzliche Last hat einen hohen Einfluss auf den Energiebedarf. Um dem zu begegnen, wurde ein bilanzieller Mehrfachtraktionsfaktor von 5 % angenommen.

**Umläufe:** Der GTFS-Sollfahrplan lässt keine Rückschlüsse auf die tatsächlichen Fahrzeugumläufe zu. Das führt einerseits zu einer Unterschätzung der Betriebsleistung, da Tank-, Überführungs-, und Sonderfahrten nicht berücksichtigt werden. Zum anderen wird durch das Fehlen der Umlaufzeiten der Energiebedarf unterschätzt (Energiebedarf im Stand während des Aufenthalts im Wendebahnhof). Für die zusätzlichen Fahrten haben wir einen Aufschlag von 5 % angenommen. Um den Energiebedarf am Wendebahnhof zu berücksichtigen, wurde eine durchschnittliche Wendezeit von 20 Minuten angenommen. Für diese 20 Minuten Wendezeit wurde dann eine konstante Leistung von 21,4 kW unter Berücksichtigung der fahrzeugspezifischen Wirkungsgrade angenommen.

**Fahrzeuge:** Um den Traktionsenergiebedarf zu ermitteln wurden längsdynamische Simulationen mit zwei generischen herstellerunabhängigen Fahrzeugen (BEMU/HEMU) durchgeführt. Auch, wenn für viele SPNV-Netze bzw. SPNV-Linien bekannt ist, welche Fahrzeuge im Betriebsjahr 2020 eingesetzt wurden, wurden die Simulationen ausschließlich mit dem 2-teiligen 95 t-Triebzug durchgeführt. Eine streckenindividuelle und an den heutigen Betrieb angelehnte Hinterlegung unterschiedlicher Gefäßgrößen und die Simulation verschiedener Fahrzeuge konnte durch die im Projekt verfügbaren Ressourcen nicht gedeckt werden. Um der realen Vielfalt an DMU zu begegnen, wurden die generischen Fahrzeuge so ausgelegt, dass sie in der Fahrzeugkonfiguration und den fahrdynamischen Fahrzeugparametern dem Mittel des deutschen SPNV-DMU-Fuhrparks entsprechen. In zukünftigen Studien können für die Vergabernetze bzw. Linien individuelle generische Fahrzeuge angenommen und simuliert werden. Aktuell kann zumindest für jedes Netz bzw. Fahrt über einen Verhältnisfaktor eine Abschätzung des Energiebedarfs bei Einsatz einer leichteren/schwereren Zugkonfiguration erfolgen.

**Datenfehler und Datenlücken:** Um die große Anzahl an in Dieseltraktion durchgeführten Fahrten zu simulieren, mussten die dazugehörigen Fahrparameter automatisiert erhoben werden. Dabei kann es zu Fehlern kommen. In manchen Fällen waren beispielsweise Informationen über die zulässige Höchstgeschwindigkeit eines Streckenabschnitts nicht verfügbar. In manchen Fällen kam es aufgrund des Zuord-

nungsverfahren zu Falschzuordnungen. Die Qualität der Fahrprofile wurde durch mehrere „Sanity-Checks“ überprüft (z. B. Häufigkeit der Geschwindigkeitswechsel pro Fahrt, Abfrage der durchschnittlichen Maximalgeschwindigkeit, Fahrtstreckenlänge etc.). Des Weiteren wurden überprüft, ob die Fahrzeuge im Rahmen der zulässigen Höchstgeschwindigkeiten den vorgegebenen Fahrplan in der Simulation auch einhalten. Die Höhe und Häufigkeit etwaiger Verspätungen wurde zusätzlich verwendet, um fehlerhafte Fahrprofile aufzuspüren. Zusätzlich zu diesen systematischen Kontrollen wurden Stichproben durchgeführt, um die Datenqualität zu gewährleisten.

## 1.9 Zusammenfassung und Ausblick (AP 1)

In diesem Arbeitspaket wurde der Energiebedarf von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben im Schienenpersonennahverkehr für das Jahr 2030 abgeschätzt. Dafür wurden sämtliche Fahrten in Dieseltraktion in Deutschland simuliert. Das angewandte Verfahren liefert fahrtgenaue, simulativ-ermittelte Energiebedarfe. Im Zieljahr 2030 wird eine XMU-Betriebsleistung im SPNV von 229 Mio. Zug-km projiziert. Würden ausschließlich BEMU zum Einsatz kommen, so läge der geschätzte Energiebedarf zwischen 822 GWh (Szenario Coasting) und 870 GWh (Szenario Standard). Würden ausschließlich HEMU zum Einsatz kommen läge der geschätzte Energiebedarf zwischen 1.513 GWh und 1.561 GWh, respektive zwischen 45.439 t H<sub>2</sub> und 46.877 t H<sub>2</sub>.

Der spezifische Energiebedarf (Energiebedarf pro Zug-km) wurde für verschiedene Zuggattungen und Topografien berechnet. Im Bundesdurchschnitt liegt der mittlere spezifische Energiebedarf für BEMU zwischen 3,63 kWh/km und 3,81 kWh/km und für HEMU zwischen 6,67 kWh/km und 6,85 kWh/km (resp. 0,200 kgH<sub>2</sub>/km und 0,206 kgH<sub>2</sub>/km). RE-Fahrten weisen im Durchschnitt einen geringeren spezifischen Energiebedarf als RB-Fahrten auf. Die Energiebedarfe wurden räumlich verortet und in Karten dargestellt.

Die Ergebnisse dieses AP zeigen streckenfein den Energiebedarf an Strom bzw. Wasserstoff. Dies kann Aufgabenträgern, Eisenbahnverkehrsunternehmen, Fahrzeugherstellern und Anbietern von Schienen- und Energieinfrastrukturen helfen, potenziell benötigte Ladeinfrastrukturen zu erkennen und zu berücksichtigen. Die Ergebnisse können einen wesentlichen Baustein in der Planung der zukünftigen Wasserstoff- und Energiebereitstellung darstellen. Ein weiteres Anwendungsfeld ist die genaue Berechnung von Emissionen aus dem SPNV und die Identifizierung von Versorgungslücken.

Zusätzlich zu der Kernfragestellung wurden der potenzielle XMU-Betrieb in seiner Strecken- und Betriebsstruktur systematisch charakterisiert. Dadurch ist es möglich, Fahrten und Strecken anhand der betrieblichen und infrastrukturellen Parameter (z. B. Steigung, Höhenverlauf, durchschnittlicher Haltestellenabstand, durchschnittliche Geschwindigkeit, Elektrifizierungsgrad, Fahrtstreckenlänge etc.) energetisch einzuordnen.

Die hier zur Anwendung gekommene Methode wurde im Rahmen des AP entwickelt. Sie wird zukünftig weiterentwickelt und für andere Fragestellungen angepasst.

## 1.10 Quellenverzeichnis (AP 1)

BMDV (2016): Bundesverkehrswegeplan 2030 [Online], [Zugriff am: 28. August 2021]. Verfügbar unter: [https://www.bvwp-projekte.de/map\\_railroad\\_2018.html](https://www.bvwp-projekte.de/map_railroad_2018.html)

Bomhauer-Beins, A., S. Schranil und U. Weidmann (2018): Einflüsse auf den Bahnenergiebedarf und diesbezügliche Potentiale der Automatisierung, in: Schweizer Eisenbahn-Revue, Jg. 2018, Nr. 3, S. 140-144.

Brosi, P. (2020): GTFS.DE [Online], [Zugriff am: 22. Juli 2021]. Verfügbar unter: <https://gtfs.de/>

Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (2021): Digitale Landschaftsmodell 1:250 000 (DLM250) [Online], [Zugriff am: 23. Juli 2021]. Verfügbar unter: <https://gdz.bkg.bund.de/index.php/default/open-data/digitales-landschaftsmodell-1-250-000-kompakt-dlm250-kompakt.html>

Bundesverband SchienenNahverkehr e.V. (2021): SPNV-Wettbewerbsfahrplan [Online], [Zugriff am: 24. August 2021]. Verfügbar unter: <https://www.schiennahverkehr.de/veroeffentlichungen/wettbewerbsfahrplan/>

Herwartz, S., J. Pagenkopf und C. Streuling (2021): Sector coupling potential of wind-based hydrogen production and fuel cell train operation in regional rail transport in Berlin and Brandenburg, in: International Journal of Hydrogen Energy, Jg. 46, Nr. 57, S. 29597-29615, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.11.242.

Ihme, J. (2019): Schienenfahrzeugtechnik, Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, ISBN 978-3-658-24922-9.

JAXA (2016): ALOS Global Digital Surface Model (AW3D30) [Online], [Zugriff am: 23. August 2021]. Verfügbar unter: <https://www.eorc.jaxa.jp/ALOS/en/aw3d30/index.htm>

Köhler, G. (2007): Vorlesung Konstruktion der Schienenfahrzeuge – Antriebe, Hannover.

Melzer, M. (2013): Entwicklung von Werkzeugen zur automatisierten Traktionsspeicherdimensionierung auf dieselektisch angetriebenen Schienenfahrzeugen, Dissertation, Dresden.

Open Street Map (2020): Open Street Map [Online], [Zugriff am: 23. Juli 2021]. Verfügbar unter: <https://www.openstreetmap.org/>

OpenData-Plattform ÖPNV [Online], [Zugriff am: 22. Juli 2021]. Verfügbar unter: <https://www.opendata-oePNV.de/ht/de/willkommen>

Pagenkopf, J., T. Schirmer, M. Böhm, C. Streuling und S. Herwartz (2020): Marktanalyse alternativer Antriebe im deutschen Schienenpersonennahverkehr, Berlin.

Pohl, M. und S. Kotzagiorgis (2020): Erarbeitung und Bewertung des Ausbauprogramms „Elektrische Güterbahn“ zur Elektrifizierung von regionalen Schienenstrecken, FE-Projektnr. 97.400/2018.

Rosenthal, K. (2021): Übersicht des SPNV-Wettbewerbs vergangener und kommender Jahre [Online], [Zugriff am: 24. August 2021]. Verfügbar unter: <https://www.wettbewerb.spnv-deutschland.de/>

Schenker, M., T. Schirmer und H. Dittus (2020): Application and improvement of a direct method optimization approach for battery electric railway vehicle operation, in: Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers - Part F: Journal of Rail and Rapid Transit, Nr. 235(7), S. 854-865, doi: 10.1177/0954409720970002.

Schirmer, T., A. Iraklis, H. Dittus, I. Windemut und J. Winter (2018): Sub-Optimal Non-Linear Optimization of Trajectory Planning for the DLR Next Generation Train (NGT). In: Fourth International Conference on Railway Technology – Railways, Jg. 2018, Sitges, Spanien [Online], [Zugriff am: 28. August 2021]. Verfügbar unter: <https://elib.dlr.de/121632/>

Streuling, C., J. Pagenkopf, M. Schenker und K. Lakeit (2021): Techno-Economic Assessment of Battery Electric Trains and Recharging Infrastructure Alternatives Integrating Adjacent Renewable Energy Sources, in: Sustainability, Vol. 13, Issue 15, S. 8234, doi: 10.3390/su13158234.

Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen (2020): in BGBl., Jg. 2020, Teil I, S. 1795 [Online], [Zugriff am: 28. August 2021]. Verfügbar unter: [https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger\\_BGBl&start=//\\*%5b@attr\\_id=%27bgbl120s1795.pdf%27%5d#\\_\\_bgbl\\_\\_%2F%2F\\*%5B%40attr\\_id%3D%27bgbl120s1795.pdf%27%5D\\_\\_1673624866866](https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&start=//*%5b@attr_id=%27bgbl120s1795.pdf%27%5d#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl120s1795.pdf%27%5D__1673624866866)

VDV (2020): VDV-Statistik 2019, Köln [Online], [Zugriff am: 28. Juli 2021]. Verfügbar unter: <https://www.vdv.de/vdv-statistik-2019.pdf>

## 2 Versorgungskonzept (AP 2)

### 2.1 Kurzbeschreibung (AP 2)

In diesem AP werden zum einen die für die Versorgung von Triebzügen mit alternativen Antrieben erforderlichen Tank- und Ladeinfrastrukturen hinsichtlich des Stands der Technik und ihrer Kostenstruktur charakterisiert. Zum anderen werden anhand von ausgewählten Strecken der Strom- und Wasserstoffbedarf für den Betrieb mit BEMU und HEMU simulationsbasiert berechnet und als Lastprofile an der jeweiligen Tank- und Ladeinfrastruktur aggregiert. Darauf basierend wird die durch die Tank- und Ladeinfrastrukturen resultierende Belastung des öffentlichen Stromnetzes quantifiziert und es werden Maßnahmen zur Netzentlastung, wie z. B. die Energievorhaltung mit Speichern, bewertet.

Der Zwischenbericht zu AP 2 gliedert sich in folgende Kapitel:

- Kapitel 2.1: Betankungs- und Ladeinfrastruktur: Technologie und Wirtschaftlichkeit
- Kapitel 2.2: Analyse des Einsatzes von XMU auf ausgewählten Strecken
- Kapitel 2.3: Potenziale der Energievorhaltung von Tank- und Ladeinfrastrukturen

Kapitel 1 umfasst eine Systematisierung für Varianten der Betankungs- und Ladeinfrastruktur unter Berücksichtigung des aktuellen Normierungsrahmens. Für Betankungsinfrastruktur wird zudem ein Überblick über aktuell geplante oder laufende Projekte von Wasserstofftankstellen für Schienenverkehrsanwendungen in Deutschland gegeben. Weiterhin werden hier die relevanten Kostenbestandteile gegliedert nach Investitions-, Betriebs- und Instandhaltungskosten zusammengestellt.

In Kapitel 2 wird zunächst eine Auswahl an Strecken getroffen, welche im Hinblick auf ihre Streckencharakteristik und den derzeitigen DMU-Betrieb analysiert werden. Darauf basierend werden je zwei BEMU- und HEMU-Szenarien entwickelt und die Anforderungen an die jeweilige Tank- und Ladeinfrastruktur abgeleitet. Dabei werden je Szenario Standorte für die benötigte Tank- und Ladeinfrastruktur vorgesehen. Die jeweiligen Energiebedarfe je BEMU- bzw. HEMU-Szenario werden in Lastgängen aggregiert.

Ausgehend von den Standorten der Tank- und Ladeinfrastruktur und den je Szenario berechneten Energiebedarfen wird in Kapitel 2.3 die Netzbelastung auf das öffentliche Stromnetz analysiert. Es werden Speichertechnologien für die Nutzung bei der Netzstützung klassifiziert und bewertet. Weiterhin wird die Netzentlastung durch lokale Zwischenspeicherung und Maßnahmen zur Netzentlastung durch Lastverschiebung kategorisiert und bewertet.

## 2.2 Betankungs- und Ladeinfrastruktur: Technologie und Wirtschaftlichkeit

### 2.2.1 Ladeinfrastruktur: Systematisierung und Variantenvergleich

Da eine Vollelektrifizierung des gesamten Streckennetzes volks- und betriebswirtschaftlich nicht sinnvoll ist (vgl. VDB, 2021), werden SPNV-Linien, welche aktuell mit dieselgetriebenen Fahrzeugen bedient werden, sukzessive durch Triebzüge mit alternativen (fahrdrachtunabhängigen) Antrieben ersetzt, für einige Einsatzgebiete auch als Überbrückung bis zu einer Vollelektrifizierung.

Aufgrund der limitierten Reichweite von BEMU ist je nach Anspruchsniveau von Strecke, Fahrplan, eingesetzten Fahrzeugen sowie unter Berücksichtigung der bestehenden Elektrifizierung die Errichtung zusätzlicher OLA, sei es als Ergänzungselektrifizierung oder als Ladestation, vorzusehen. BEMU-Fahrzeuge sind so konzeptioniert, dass Bestandsüberleitungen z. B. an elektrifizierten Start- und End-Bahnhöfen, genutzt werden können. Außerdem ist durch die Errichtung teilelektrifizierter Abschnitte sowie Oberleitungsverlängerungen auch die Transformation zu einer zukünftigen Vollelektrifizierung möglich.

Die Stromzuführung aus der Oberleitung bildet die etablierte Art der Energiezuführung für elektrische Triebzüge, weshalb bei den Berechnungen im Rahmen dieser Studie der Fokus auf dieses System gelegt wurde (Nachladung aus der Stromschiene sowie kabelgeführte Nachladung werden nicht im Detail betrachtet).

Die gesamte Energiemenge, welche für einen BEMU-Umlauf (Hin- und Rückfahrt inklusive Wendezeiten) nötig ist, wird im Fahrbetrieb typischerweise durch OLA mittels Pantograf (bzw. Stromabnehmer) an das Fahrzeug zugeführt. Die zuführbare Ladeenergiemenge setzt sich aus der Nachladeleistung, gegeben durch die Fahrzeugspezifikation und die Dimensionierung der Oberleitung bzw. deren Speisung, sowie der Ladezeit im Stand und der Ladezeit während der Fahrt unter Oberleitung zusammen. Dabei ist ausreichend Reserve-Kapazität bei der Dimensionierung der Batteriespeicher in Abhängigkeit von Streckencharakteristik und Elektrifizierung vorzusehen, um einen zuverlässigen Betrieb auch bei erhöhtem Energiebedarf durch verspätungsbedingte spitze Fahrweise oder witterungsbedingt erhöhten HLK-Energiebedarf zu gewährleisten. Weiterhin sind Energiereserven und Lade-Alternativen vorzusehen falls durch Teilstreckensperrungen oder technische Störungen die Regel-Nachladung unter der Oberleitung nicht möglich ist.

### Systematisierung der Energieversorgung über die Oberleitung

Die Bahnenergieversorgung lässt sich in die Teilsysteme Energieübertragung, -verteilung und -zuführung unterteilen, welche für OLIA und Ladestationen schematisch in Abbildung 2-1 dargestellt ist.

Die Anlagen der Energieverteilung und Energiezuführung lassen sich nach Streckenausrüstung und Service- bzw. Versorgungseinrichtungen unterscheiden. Streckeneinrichtungen („klassische Oberleitungsanlage“) sind zur Energieversorgung von Fahrzeugen im Stillstand und während der Fahrt entlang der Strecke vorgesehen (dynamische elektrische Energieübertragung), wohingegen Service- und Versorgungseinrichtungen („Ladestation“) für die Energieversorgung von Fahrzeugen im Stillstand vorgesehen sind (statische elektrische Energieübertragung) (vgl. Ril 997.0131Z02:2020, VDB, 2021).

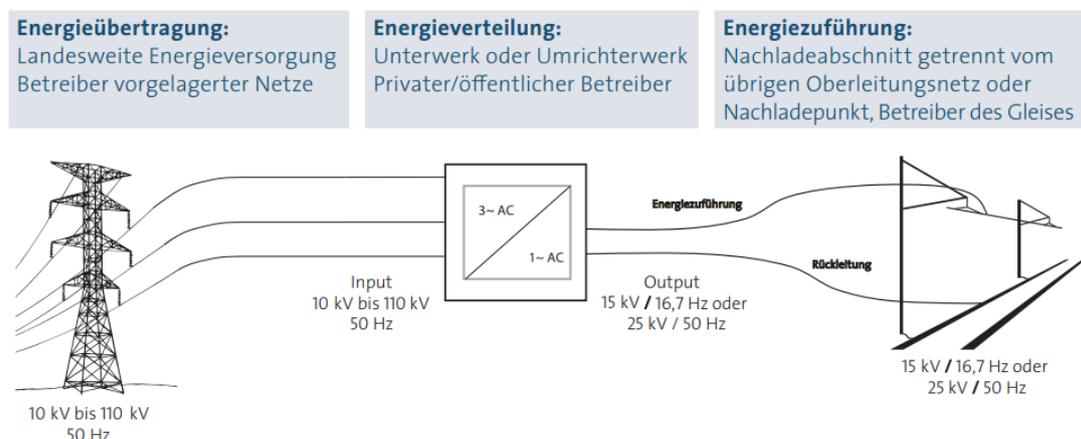


Abbildung 2-1: Energieversorgungssystem mit zugehörigen Spannungs- und Frequenzniveaus für OLIA bzw. Ladestationen (aus VDB, 2021, S. 21)

Die Energiezuführung mittels Oberleitung und die Energieverteilung liegt im Einflussbereich des jeweiligen betreibenden Eisenbahninfrastrukturunternehmens (EIU). Die Energiebelieferung und der Betrieb des vorgelagerten Verteil-/Übertragungsnetzes können hingegen durch andere Unternehmen erbracht werden. Für jede Entnahmestelle (Fahrzeug) wird ein Vertrag zur Belieferung mit elektrischer Energie mit einem Energieversorgungsunternehmen abgeschlossen. Die Funktionen und Zuständigkeiten der Systemebenen Energiezuführung, -verteilung und -übertragung sind in Tabelle 2-1 zusammengestellt.

TABELLE 2-1: ZUSTÄNDIGKEITEN UND BETREIBERMODELL KLASSISCHER OLA UND LADESTATIONEN (NACH VDB, 2021)

	<b>Funktion</b>	<b>Zuständigkeiten im fall Klassische OLA</b>	<b>Zuständigkeiten im fall Ladestation</b>
<b>Energieübertragung</b>	Übertragung Energie von der Erzeugungsanlage zum Unterwerk	Betreiber des vorgelagertes Übertragungs- oder Verteilnetzes	
<b>Energieverteilung (unter- / Umrichterwerk)</b>	Wandlung Spannung/Frequenz zur Energiezuführung (Fahrleitung, Ladestation)	DB Energie oder anderes EnVU	privater oder öffentlicher Betreiber
<b>Energiezuführung</b>	Zuführung der Energie zum Fahrzeug	Betreiber des Schienenwegs (EIU)	

### 2.2.1.1 Energiezuführung

Der Fahrstrom- und Ladeenergiebedarf eines BEMU sollte soweit möglich zunächst aus der bestehenden Fahrleitung gedeckt werden. Wenn die durch die bestehende Oberleitung bereitgestellte Fahr- und Ladeenergie nicht den Bedarf der BEMU decken kann, besteht einerseits die Möglichkeit die Speisesituation der Fahrleitung zu verbessern, die bestehende Fahrleitung zu verlängern oder zu ertüchtigen (z. B. durch Doppelfahrdrähte), sowie andererseits neue Ladepunkte bzw. -abschnitte zu errichten.

Für die Energieversorgung bzw. das Nachladen von BEMU aus der Oberleitung im Betrieb, welche die Nachladung während der Fahrt und Stillstand umfasst, sind für Wechselstrom (AC)-Bahnen in Europa die Bahnenergieversorgung mit 15 kV / 16,7 Hz sowie 25 kV / 50 Hz nach DIN EN 50163:2004 vorgegeben. Im deutschen Streckennetz ist die 15 kV / 16,7 Hz Variante für die Fahrleitung am weitesten verbreitet. Dabei ist der Ladestrom (d. h. Stromzufuhr aus der Oberleitung) im bisherigen Regelwerk nach DIN EN 50367:2017 (Nachfolger: DIN EN 50367:2023) bei der Ladung im Stand auf 80 A begrenzt (entspricht 1,2 MW Ladeleistung) und während der Fahrt für die Streckenklasse RE200 auf 560 A. Letzterer wird im Betriebsfall jedoch durch die Leistungsgrenzen des Fahrzeugtransformators limitiert.

Die Unterscheidung der Art der Energiezuführung erfolgt nach der Richtlinie der DB Netz AG: *Anforderungskatalog – Ladestation mit Oberleitung* (Ril 997.0131Z02:2020) und ist schematisch in Abbildung 2-2 dargestellt.

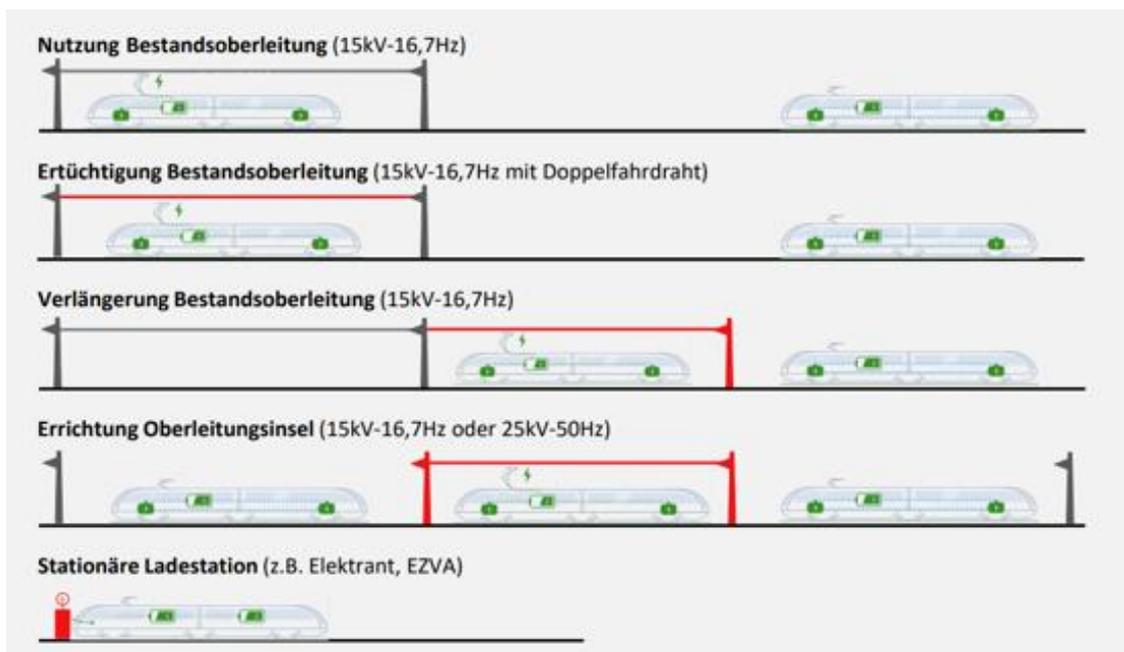


Abbildung 2-2: Varianten der Energiezuführung für BEMU (aus Bruns und Wittig, 2021)

### Verlängerung der bestehenden Oberleitung

Wenn ein bestehender elektrifizierter Abschnitt mit einspeisendem Unterwerk vorhanden ist, kann die Verlängerung der bestehenden Oberleitung eine Option sein, um den Fahranteil unter Oberleitung und die Nachladezeit unter Oberleitung (und damit die Ladeenergiezufuhr) von BEMU zu erhöhen. Im Einzelfall kann dafür die Ertüchtigung des Bestandsunterwerks erforderlich werden. Die weitere Elektrifizierung dieser bisher nicht für Elektro-Traktion ausgelegten Fahrabschnitte kann verschiedene Herausforderungen mit sich bringen. So können u. a. Zwangspunkte bei Trassierung und Bauwerken (insb. Eisenbahn- und Straßenüberführungen) die Kosten für die Elektrifizierung steigen lassen (vgl. Bruns und Wittig, 2021).

### Ertüchtigung des Fahrdrahts der bestehenden Oberleitung

Mit der Ertüchtigung des Fahrdrahts eines bestehenden elektrifizierten Abschnitts wird auf eine Erhöhung der Stromtragfähigkeit der Oberleitung abgezielt, wodurch höhere Nachladeleistungen erreicht werden können. Das betrifft insbesondere die Nachladung aus der Oberleitung im Stand, da hier die Nachladeleistung bei einer Fahrleitung mit Nennspannung von 15 kV und 80 A auf etwa 1,2 MW begrenzt ist. Die Stromtragfähigkeit kann durch Erhöhung der Anpresskraft, Nutzung von Doppelfahrdrahten bei ausreichend Abstand zwischen den Kontaktpunkten und durch einfache/doppelte Stromschienen mit eingezogenen Fahrdrahten erhöht werden (vgl. Günther, Wittemann und Stephan, 2021). Die Ertüchtigung der Bestandsanlage zu einem Doppelfahrdraht würde nach DB-Regelbauart „S-Bahn – freie Strecke“ erfolgen, wodurch höhere Ladeströme realisiert werden können. Des Weiteren besteht die Möglichkeit, die Schnittstelle an der Schleifleiste z. B. mit metallimprägnierten Kohlenstoffleisten auszuführen und somit die zulässige Stromtragfähigkeit im Stand zu erhöhen (vgl. Bruns und Wittig, 2021). Allerdings ist fahrzeugseitig nach DB-Regelwerk die automatische Erkennung von Ladeabschnitten erforderlich, wofür bisher keine standardisierte technische Lösung verfügbar ist.

### **Oberleitungsinselanlagen (OLIA)**

Die Errichtung einer OLIA wird immer dann nötig, wenn die Zeit unter der Bestandsoberleitung nicht für eine Nachladung der Traktionsbatterien ausreicht und die Möglichkeiten zur Verlängerung der Oberleitung begrenzt sind, um den Akkumulator der Triebzüge zur Überbrückung der fahrdrahtfreien Abschnitte ausreichend nachzuladen. Eine OLIA umfasst die Errichtung einer eigenständigen, d. h. einer örtlich von Bestandsoberleitungen abgegrenzten Oberleitungsanlage (OLA) sowie die zugehörigen Speiseleitungen, elektrische Energieanlagen (Schaltanlagen) sowie Leitungen für die Betriebsstromrückführung. Die Errichtung einer OLIA erfordert in der Regel den Neubau eines Ladeunterwerks (LUw), welche den Strom aus dem vorgelagerten Verteilnetz auf die Spezifikationen der OLA wandelt.

### **Elektrische Fremdeinspeisung zur Energieversorgung von BEMU in der Abstellung**

Für die Vorkonditionierung und Erhaltungsladung der Traktionsbatterie von BEMU ist eine leistungsfähige elektrische Fremdeinspeisung an den entsprechenden Abstellanlagen erforderlich, da die zuvor mit Dieseltriebzügen betriebenen Linien in der Regel nicht über entsprechende Anlagen verfügen.

Elektranten stellen für die Fremdeinspeisung von abgestellten Fahrzeugen eine etablierte Lösung dar (vgl. Wittig, 2021) und werden mit dem System 400 V, 50 Hz versorgt. Aktuell sind bei der DB Netz AG primär Elektranten mit Schutzkontaktsteckdosen 230 V/16 A und CEE-Steckverbinder 400 V/ 16 A im Betrieb (vgl. Wittig, 2021), welche nach IEC 60309-2:1999 (Nachfolger EN IEC 60309-2:2022) (Stecker, Steckdosen und Kupplungen für industrielle Anwendungen) normiert sind. Da diese primär für den Energiebedarf der Bordnetzverbraucher konzipiert sind, ist die zusätzliche Nachladung der Traktionsbatterie in der Regel nicht vorgesehen. Um den zusätzlichen Energiebedarf der Traktionsbatterie zu berücksichtigen, müssten die Elektranten mit CEE-Steckverbindern für höhere Ströme (z. B. 63 A/125 A) ausgerüstet sein. Die Bereitstellung höherer Leistungen durch Elektranten, welche eine schnellere Nachladung von BEMU erlauben, wird normseitig durch DIN EN 50546:2020 (Nachfolger DIN EN 50546:2023) („dreiphasige Fremdeinspeisung für Sfz. und zugehörige Steckverbindungen“) abgedeckt. Elektranten bieten im Falle betrieblicher Einschränkungen oder in Havariefällen die Möglichkeit, die Energieversorgung von BEMU aufrechtzuerhalten, wenn dies entsprechend fahrzeugseitig vorgesehen ist.

Weiterhin ist auch die elektrische Fremdeinspeisung mittels elektrischer Zugvorheizanlagen (EZVA) zur Energieversorgung von BEMU denkbar. EZVA versorgen Fahrzeuge über die UIC-Zugsammelschiene mit einpoligen Steckverbindungen bei 1 kV. Jedoch stellen laut Wittig (2021) Elektranten die technisch und wirtschaftlich vorteilhaftere Lösung dar, da diese direkt an das dreiphasige lokale Verteilnetz angeschlossen werden können und direkt in das Bordnetz speisen. In Abbildung 2-3 sind exemplarisch Elektrant (a) und EZVA (b) abgebildet.

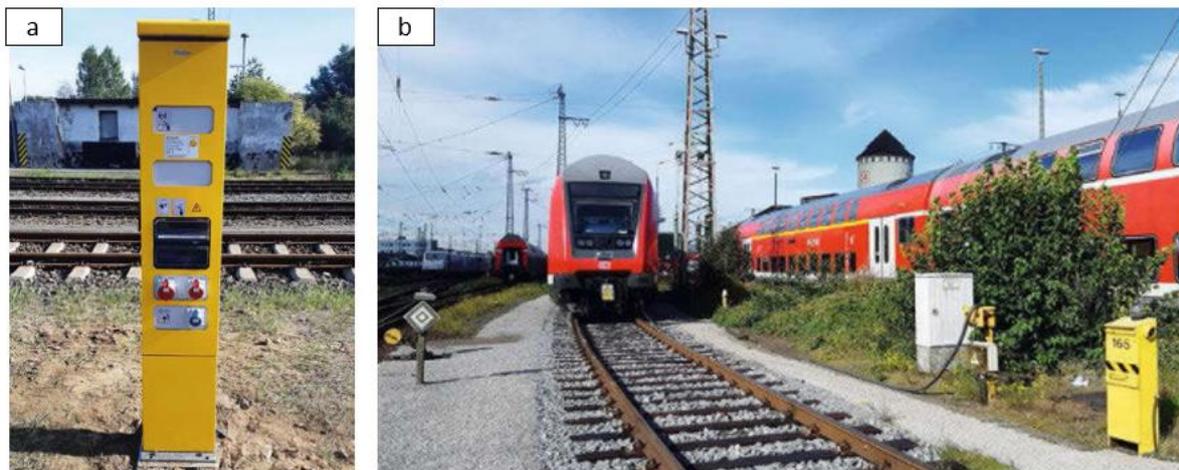


Abbildung 2-3: Ausführungsform Elektrant (a) und EZVA (b) (aus Wittig, 2021)

### Ladestationen

Bestehende OLA in Deutschland haben eine Nennspeisespannung von 15 kV bei 16,7 Hz. Somit wäre es auch für eine Ladestation sinnvoll diese Spannung zu bedienen. Hierbei ist jedoch eine Frequenzwandlung notwendig, welche einen relativ hohen technischen Aufwand aufweist. Alternativ wird in der Branche (Lindenmüller et al., 2021; Dschung, 2021; Dschung, 2019) diskutiert und auch konkret umgesetzt, Ladestationen direkt aus dem Landesnetz mit 50 Hz zu speisen und somit auf die Frequenzwandlung zu verzichten. Damit reduziert sich der Anteil leistungselektronischer Komponenten, wodurch Kosteneinsparungen bei den Ladeunterwerken ermöglicht werden.

Furrer+Frey und die Stadtwerke Tübingen haben mit dem Produkt „VOLTAP“ eine Schnellladestation für BEMU vorgestellt (Stadtwerke Tübingen und Furrer+Frey, 2021). Dieses System verzichtet auf eine Wandlung der Frequenz von 50 Hz auf 16,7 Hz sondern speist mit 50 Hz in die Oberleitung ein. Das VOLTAP-System sieht eine Nachladung im Stillstand vor und wird somit als Servicestation eingeordnet. Die Rückwirkungen dieser Art der Ladestation auf das vorgelagerte Drehstromnetz wurde in (Dschung, 2021) analysiert.

Nach DIN EN 50163 ist die zugehörige genormte Speisespannung für 50 Hz jedoch 25 kV, welche eine entsprechende fahrzeugseitige Kompatibilität voraussetzt. Neufahrzeuge können entsprechend als Zweisystemfahrzeuge (15 kV / 16,7 Hz und 25 kV / 50 Hz) konzipiert werden, eine Ertüchtigung von bereits in der Auslieferung befindlichen Fahrzeugen sowie Bestandsfahrzeugen ist jedoch kaum praktikabel. Die nicht genormte Speisespannung von 15 kV, 50 Hz wird als Alternative diskutiert. Fahrzeugseitig sind hier im Vergleich zu 15 kV, 16,7 Hz keine größeren Hardwareanpassungen zu erwarten, anders bei der Umrüstung auf 25 kV (z. B. Anpassung der Isolation auf 25 kV Spannungsniveau). Hier ist vor allem die Anpassung der softwareseitigen Steuerung als Aspekt bei der Fahrzeugzulassung relevant (vgl. Lindenmüller et al., 2021).

Die technischen Charakteristika der verschiedenen Varianten der Energiezuführung sind in Tabelle 2-2 zusammengefasst.

#### 2.2.1.2 Energieverteilung

Die Energieverteilung umfasst insbesondere die Wandlung von Spannung und Frequenz von der vorgelagerten Stromnetzebene auf die Spezifikation der Fahrleitung, welche durch Umrichter- oder Unterwerke realisiert wird.

Bei der Verlängerung oder Ertüchtigung bestehender elektrifizierter Abschnitte ist zunächst zu prüfen, ob das speisende Unter- oder Umrichterwerk (Uw/Ur) die benötigten Leistungsreserven besitzt oder ob eine modulare Erweiterung der installierten Leistung erforderlich und realisierbar ist.

Die Anforderungen an Ladeunterwerke sind insbesondere durch die Art des Fahrleitungssystems (Spannung, Frequenz) gegeben, sowie weiterhin durch die Anzahl der zu versorgenden Oberleitungsabschnitte bzw. der Anzahl der Gleise.

Anforderungen an eine hohe Verfügbarkeit bei gleichzeitig geringer Auslastung der Ladeunterwerke vergrößern den Aufwand und wirken sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit aus. Insbesondere die etablierte Umsetzung von Umrichterwerken mit Vollumrichter ist kostenintensiv, weshalb verschiedene Alternativen zur Versorgung von 50 Hz-Ladestationen von Systemherstellern vorgestellt wurden (vgl. Lindemüller et al., 2021; Dschung, 2019). Realisierungsvarianten von Ladeunterwerken sind in Abbildung 2-4 schematisch dargestellt. Ziel dabei ist es, trotz einphasiger Belastung durch die Fahrleitungen die Schiefbelastung auf das dreiphasige Landesstromnetz entsprechend der Netzanschlussbedingungen auf die zulässigen Grenzwerte zu beschränken.

TABELLE 2-2: CHARAKTERISIERUNG DER ENERGIEZUFÜHRUNGSVARIANTEN

	<b>Verlängerung Bestandsoberleitung</b>	<b>Oberleitungsinselanlage (OLIA)</b>	<b>Ladestation</b>	<b>Elektr. Zugvorheizanlage (EZVA)</b>	<b>Elektrant</b>
<b>Charakterisierung</b>	Nachladung im Stand und während der Fahrt; Anknüpfung an Bestandselektrifizierung	Nachladung im Stand und während der Fahrt; neues speisendes Uw/Ur benötigt	Nachladung nur im Stillstand	Stationäre Energieversorgung für das Bordnetz, Ladungserhaltung für Batterie	Stationäre Energieversorgung für das Bordnetz, Ladungserhaltung für Batterie
<b>Regulatorische Einordnung</b>	Streckeneinrichtung <sup>1</sup>	Streckeneinrichtung <sup>1</sup>	Serviceeinrichtung	Serviceeinrichtung	Serviceeinrichtung
<b>Energiezuführung</b>					
<b>Art der Zuführung</b>	Pantograf / Oberleitung	Pantograf / Oberleitung	Pantograf / Oberleitung	Steckverbindung Zugsammeleisen	CEE-Steckverbindung
<b>Spannung/Frequenz</b>	15 kV/16,7 Hz <sup>2</sup>	15 kV/16,7 Hz <sup>2</sup> (25 kV/50 Hz <sup>2</sup> )	15 kV/50 Hz (25 kV/50 Hz, 15 kV/16,7 Hz)	1 kV/16,7 Hz	230 o. 400 V / 50 Hz
<b>Ladestrom</b>	80 A im Stand <sup>3,4</sup> ; Höhere Ladeströme während der Fahrt <sup>5</sup>	80 A im Stand <sup>3,4</sup> ;	80 A im Stand <sup>3,4</sup>		16, 32, 64, 125 A <sup>6</sup>

	Verlängerung Bestandsoberleitung	Oberleitungsinselanlage (OLIA)	Ladestation	Elektr. Zugvorheizanlage (EZVA)	Elektrant
		Höhere Ladeströme während der Fahrt <sup>5</sup>			
<b>Ladeleistung</b>	1,2 MW (im Stand); bei Fahrt je nach Fahrzeug auch höher	1,2 MW (im Stand); bei Fahrt je nach Fahrzeug auch höher	1,2 MW (im Stand)		je nach Ladestrom
<b>Energiebereitstellung</b>	Über Uw / Urw <sup>5</sup> (o. Ufw)	Urw / Uw	Urw / Uw	Fahrleitung / Mittelspannungsnetz	Niederspannungsnetz

<sup>1)</sup> Ril 997.0131Z02:2020; <sup>2)</sup> DIN EN 50163:2004, EN 50388:2012 + AC:2012; <sup>3)</sup> DIN EN 50367:2017; <sup>4)</sup> je Pantograf; <sup>5)</sup> bis zu 560 A (bei Re200) während der Fahrt (begrenzt je nach Fahrzeugspezifikation) <sup>6)</sup> IEC 60309-2:1999; <sup>7)</sup> Uw – Unterwerk, Urw – Umrichterwerk, Ufw – Umformerwerk

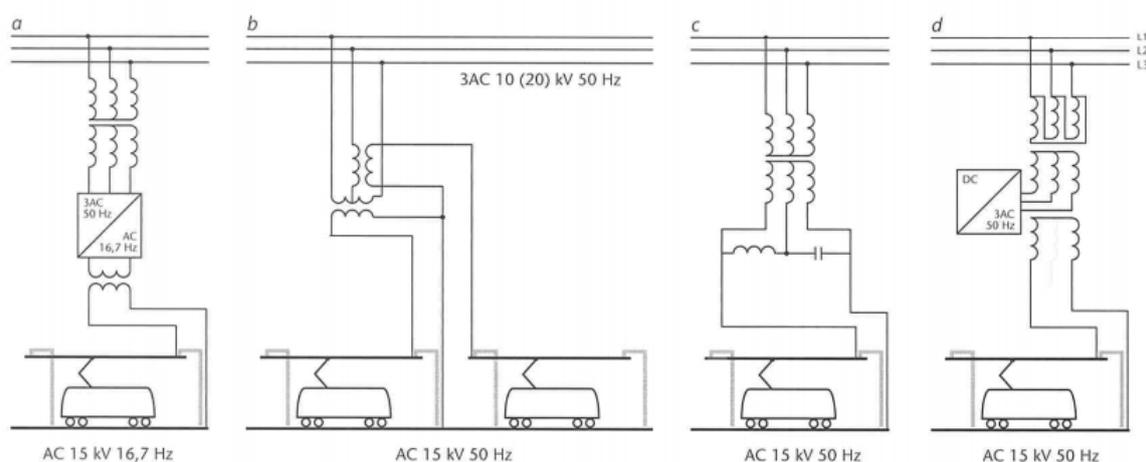


Abbildung 2-4: Prinzipschaltbilder für Varianten der Versorgung von Ladestationen (a: Vollumrichter für 16,7 Hz; b: 50 Hz mit Scott-Transformator; c: 50 Hz mit Steinmetz-Symmetrierschaltung; d: Hz mit Symmetrienumrichter) (Bild: RPS, aus Lindenmüller et al., 2021)

Die Charakteristika der Varianten der Energieverteilung für die Energieversorgung von BEMU mittels Oberleitungsverlängerung, OLIA und von Ladestationen sind in Tabelle 2-3 zusammengestellt. Ergänzend ist hier noch die Variante der Energieverteilung mittels Unterwerk (bzw. Trafo-Station) zu erwähnen, welches an das 110 kV Drehstromnetz angeschlossen ist, und mit einer Spannung von 15/25 kV (bei 50 Hz) in die Fahrleitung speist.

### 2.2.1.3 Energieübertragung

Die Energieversorgung von elektrischen Schienenfahrzeugen und auch BEMU im deutschen Schienenverkehr erfolgt entweder über aus dem Bahnstromnetz mit 110 kV / 16,7 Hz (zentrale Versorgung) der DB Energie oder aus dem öffentlichen Stromnetz bei 10 bis 110 kV / 50 Hz (dezentrale Versorgung). Die verschiedenen Energiebereitstellungspfade und Varianten der Energieverteilung (16,7 Hz / 50 Hz) sind

in Abbildung 2-5 schematisch dargestellt (in Anlehnung an Streuling et al., 2021). Neben der Energiebereitstellung aus dem öffentlichen oder dem Bahnstromnetz wird im Rahmen dieser Studie auch die Einbindung von erneuerbaren Energieanlagen (EEA) analysiert. Im Fall der Errichtung von Ladeeinrichtungen für BEMU ist zu erwarten, dass an den relevanten Strecken ohne Bestandselektrifizierung zumeist kein Bahnstromnetz verfügbar ist und somit die Energieversorgung aus dem lokalen öffentlichen Stromnetz erfolgt und die Errichtung eines neuen Ladeunterwerks bzw. Umrichterwerks erforderlich wird. Der Anschluss erfolgt typischerweise an das Mittelspannungsnetz (10 bis 30 kV), wobei die jeweiligen Anschlussbedingungen des Stromnetzes eingehalten werden müssen. Bei höherem Energiebedarf würde auf die nächsthöhere Netzebene zurückgegriffen werden (Hochspannung 110 kV). Dabei wird der Energiebedarf des Ladeunterwerks direkt an das vorgelagerte Stromnetz durchgestellt (vgl. Bruns und Wittig, 2021).

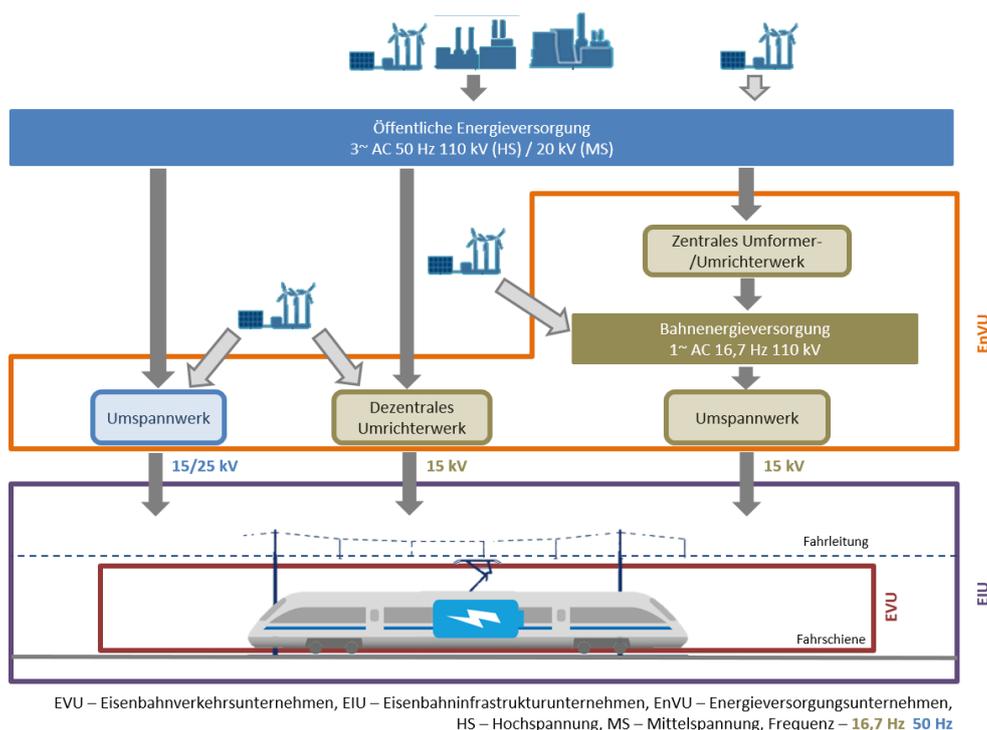


Abbildung 2-5: Varianten Energieverteilung für Ladeinfrastrukturen und der Energieübertragung aus zentraler und dezentraler Erzeugung sowie Möglichkeiten der Einbindung von EEA

#### 2.2.1.4 Technologischer Entwicklungsstand und Normierung

Mit dem Betriebsbeginn von SPNV-Vergaben, welche durch BEMU bedient werden, werden in einigen Netzen auch (z. B. Pfalznetz und NAH.SH-Netze Nord und Ost) auch neue Anlagen für Ladeinfrastruktur (OLIA, Ladestationen) errichtet.

Die Normierung der Anlagen zur Nachladung von BEMU stellt einen wesentlichen Schritt zur Etablierung branchenweiter und herstellerübergreifender einheitlicher, interoperabler Systeme dar.

TABELLE 2-3: EIGENSCHAFTEN DER VARIANTEN DER ENERGIEVERTEILUNG

Typ	Oberleitungsverlängerung / Oberleitungsinselanlage			Ladestation		
	Unterwerk	Strecken- OLA	Umrichter- werk (OLIA)	mit Vollum- richter	mit Scott- Trafo („Voltap“)	mit Symmet- rier-Umrich- ter
<b>Charakterisie- rung</b>	vorhandenes Bahnstrom- netz	Einsatz eines Vollumrich- ters	Ladeunter- werk mit Vollumrich- ter	Einsatz eines Vollumrich- ters	Trafo-Sta- tion versorgt mehrere OLA-Ab- schnitte	Einsatz eines Symmetrier- umrichters
<b>Energie-über- tragung (Netz- anschluss)</b>	Bahnstrom- netz (110 kV / 16,7 Hz)	Hochspan- nung (HS)- Netz (110 kV / 50 Hz)	Mittelspan- nung (MS)- Netz (10... 30 kV / 50 Hz)	MS-Netz (10...30 kV / 50 Hz)	MS-Netz (10...30 kV / 50 Hz)	MS-Netz (10...30 kV / 50 Hz)
<b>Modulgrößen (typ.)</b>	10/15 MVA	18,75 MVA	variabel (ab 2,5 MW)	variabel (ab 2,5 MW)	Ab 1,2/2,4 MW	variabel
<b>VollUmrichter</b>	Nein	Ja	Ja	Ja	Nein	Nein
<b>Energiezufüh- rung (Fahrlei- tung)</b>	15 kV / 16,7 Hz	15 kV / 16,7 Hz	15 kV / 16,7 Hz (25 kV / 50 Hz)	15 kV / 16,7 Hz (25 kV / 50 Hz)	15 kV oder 25 kV / 50 Hz	15 kV / 50 Hz

Bei der Errichtung und dem Betrieb von Ladeeinrichtungen wird auf etablierte Technologien zurückgegriffen. Das umfasst insbesondere die OLA nach Regelbauart (Bruns und Wittig, 2021). Insbesondere die OLA in der Ausführung als Streckeneinrichtung ist als System mit seinen Komponenten (OLA, Elektrische Energieanlagen) und im Betrieb seit Jahrzehnten etabliert und kann auf standardisierte Komponenten zurückgreifen.

Dezentrale Umrichterwerke zur Versorgung von 15 kV / 16,7 Hz-Fahrleitungen stellen ebenfalls eine etablierte Systemvariante dar und bilden somit den Stand der Technik. Die konkreten Anforderungen an Ladeunterwerke für OLIA und Ladestationen sind bisher nicht normseitig erfasst. In der Übergangsphase wird zunächst auf die Technischen Nutzungsbedingungen (TNB) der DB Netz AG für den Netzfahrplan 2023 zurückgegriffen (vgl. Bruns und Wittig, 2021). Seitens des CENELEC-Subcommittee für ortsfeste Anlagen der Bahnenergieversorgung (SC9XC) ist die Normierung für Ladeinfrastruktur im Rahmen des Vorhabens *TC 9X/SC 9XC/WG 25* (requirements for charging stations for accumulator electric traction units based on separate contract line sections) beabsichtigt (vgl. Bruns und Wittig, 2021).

Bisher sieht die DIN EN 50163:2004 für die Bahnenergieversorgung von Wechselstrombahnen nur die Spannungssysteme 25 kV / 50 Hz und 15 kV / 16,7 Hz vor, welche in der DIN EN 50163 spezifiziert sind. Entsprechend sind auch die definierten Systeme im Regelwerk der DB Netz AG „Oberleitungsanlagen: Anforderungskatalog – Ladestation mit Oberleitung“ (Ril 997.0131Z02:2020) vorgesehen.

Das 15 kV / 50 Hz-Energiezuführungssystem müsste somit auf EU-Ebene in die Normierung aufgenommen werden (vgl. Klein, 2020). Im Rahmen von Serviceeinrichtungen (Nachladung nur im Stand möglich) ist die TSI ENE nicht bindend und wäre somit leichter zu bewerkstelligen.

Im Sinne einer hohen Flexibilität in Betrieb und Instandhaltung ist nach Meinung der DB die Energiebereitstellung (-zuführung) über Oberleitung nach Regelbauart nach aktuellen Standards die erste Wahl, da Ausrüstung und Ersatzteile sowie Betrieb und Instandhaltung der Anlagen über die Lebensdauer etabliert und abgesichert sind (Bruns und Wittig, 2021).

### 2.2.1.5 Anforderungen von OLIA und Ladestationen

Auch für die Netzplanung von Oberleitungen muss der erhöhte Leistungsbedarf für BEMU berücksichtigt werden und eine Prüfung der Speiseverhältnisse der bereits elektrifizierten Abschnitte erfolgen (Bruns und Wittig, 2021).

Die erforderliche Kapazität des Ladeunterwerks ergibt sich aus der Summe aller planmäßig gleichzeitig ladenden Fahrzeuge (vgl. Bruns und Wittig, 2021). Durch Aufschlag eines Faktors für geplante Abschaltungen und Störungsresilienz wird die zu installierende Leistung ermittelt (Bruns und Wittig, 2021). Störungen umfassen sowohl Störungen der Energieversorgungsanlagen (LUw und OLA) als auch betriebliche Störfälle, wodurch der Nachladeenergiebedarf und die Ladezeit verschoben wird. Typischerweise ist keine Kupplung mit weiteren OLIA und Luw möglich, d. h. im Sinne der Betriebssicherheit durch Redundanz kann nicht auf ein benachbartes Uw/Urw ausgewichen werden.

Durch längere Ladezeiten und einen dichteren Betriebstakt an der OLIA wird die Auslastung des Ladeunterwerks verbessert. Bedingt durch Mehrfachtraktion und die gleichzeitige Versorgung mehrerer Gleise erhöht sich die Gleichzeitigkeit bei der Nachladung, wodurch die am Ladeunterwerk vorzuhaltende Nennleistung sowie die Belastung auf das vorgelagerte Verteilnetz steigt.

Geeignete OLIA-Standorte stellen insbesondere Tacktknoten im Liniennetz dar, da sowohl die Versorgung mehrerer Strecken als auch längere Ladezeiten in Bahnhöfen aus betrieblichen Gründen attraktiv sind (vgl. Bruns und Wittig 2021), wodurch jedoch auch die Anforderungen an das vorgelagerte öffentliche Stromnetz steigen. Konventionelle Umrichterwerke für elektrifizierte Strecken befinden sich typischerweise entlang der freien Strecke, wohingegen für Ladeunterwerke davon ausgegangen werden kann, dass der zu speisende Oberleitungsbereich unmittelbar im oder in Bahnhofsnähe ist und somit eine Integration des Ladeunterwerks in das Ortsbild zu berücksichtigen ist (vgl. Bruns und Wittig 2021).

Um Überlastungssituationen und Versorgungsunterbrechungen am Ladeunterwerk vorzubeugen, kann durch Kommunikation zwischen dem nachladenden Fahrzeug und Ladeunterwerk entgegengewirkt werden (vgl. Bruns und Wittig, 2021), z. B. durch fahrdrahtspannungsabhängige Leistungsregelung (DIN EN 50388:2012). Weiterhin muss die Ladeleistung des Fahrzeugs auch manuell durch den Triebfahrzeugführer begrenzt werden können.

## 2.2.2 Wasserstoffbetankungsinfrastruktur

Wasserstoff ist ein Sekundärenergieträger und kann aus unterschiedlichen Primärenergieträgern erzeugt werden. Aufgrund der geringen Energiedichte unter Umgebungsbedingungen von etwa  $3 \text{ kWh/m}^3$  wird Wasserstoff für eine Nutzung komprimiert oder verflüssigt, um eine höhere Energiedichte zu erreichen. Dieser Umstand wirkt sich nicht nur auf die Energiespeicheranlage des Fahrzeugs, sondern auch auf den Betankungsprozess als solchen und die entsprechenden Distributionskonzepte aus. In den nachfolgenden Abschnitten wird u. a. auf die unterschiedlichen Wasserstoffanlieferungs- und Versorgungskonzepte eingegangen. Zudem werden aktuelle Umsetzungsbeispiele von Wasserstofftankstellen (Hydrogen Refuelling Station – HRS) für HEMU in Deutschland dargestellt.

### 2.2.2.1 H<sub>2</sub>-Anlieferungs- und Versorgungskonzepte

Das grundsätzliche Layout einer Wasserstoffbetankungsanlage ist von einer Reihe von Faktoren abhängig, welche im Wesentlichen die unterschiedlichen H<sub>2</sub>-Anlieferungs- und Speicherkonzepte betreffen:

- Anzahl der zu betankenden Fahrzeuge, benötigte H<sub>2</sub>-Mengen und Tankfrequenz sowie Notwendigkeit von Parallelbetankungen
- Erfordernisse bzgl. Redundanzlösungen (z. B. Back-Up H<sub>2</sub>-Belieferung)
- Nähe zu Wasserstoffquellen, erforderliche Wasserstoffqualität sowie Präferenz für H<sub>2</sub>-Erzeugung aus EEA
- Verfügbare Fläche für die Komponenten der HRS und ggf. für die neu zu errichtenden H<sub>2</sub>-Produktionsanlagen
- fahrzeugseitiges H<sub>2</sub>-Speicherkonzept inkl. Druckniveau, State-of-Charge (SoC) sowie notwendige Betankungsgeschwindigkeit

Im Schienenfahrzeugbereich hat sich bisher die Speicherung mit komprimiertem gasförmigem Wasserstoff bei 35 Mpa (Compressed Gaseous Hydrogen – CGH<sub>2</sub>) etabliert (z. B. Alstom iLINT, Siemens Mireo Plus H). Andere On-Board-Speicheroptionen stellen derzeit noch keine einsatzreife Option dar (z. B. Liquid Hydrogen – LH<sub>2</sub>, Cryo-Compressed Hydrogen – CcH<sub>2</sub>, CGH<sub>2</sub> 70 Mpa) oder befinden sich noch in der Forschungsphase (Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC)), weshalb hier der Fokus auf die grundsätzlichen Pfade der gasförmigen 35 Mpa H<sub>2</sub>-Betankung und -Bereitstellung gelegt wird (Abbildung 2-6).

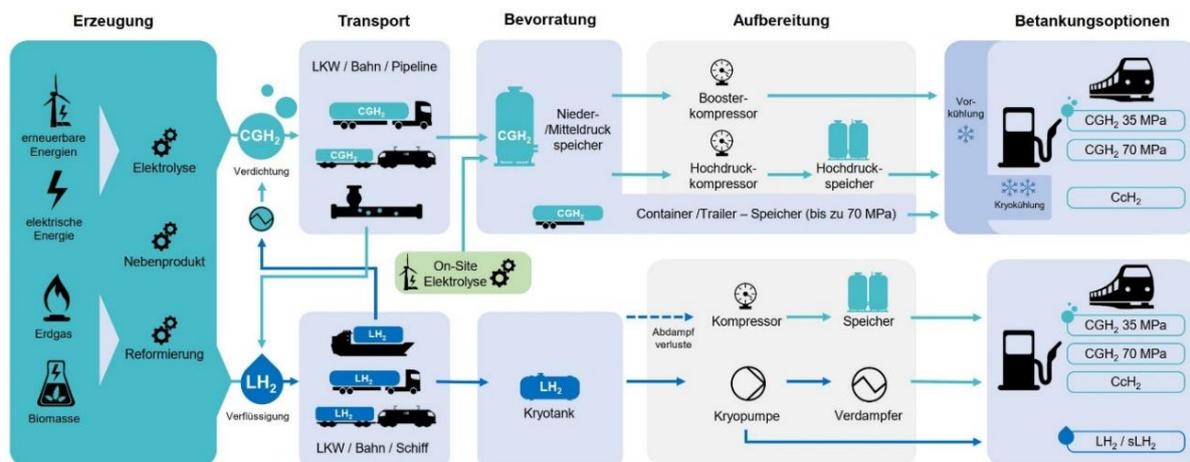


Abbildung 2-6: H<sub>2</sub>-Erzeugungs-, -Anlieferungs- und -Versorgungskonzepte.

In Abbildung 2-7 sind die grundsätzlich möglichen Anlieferungs- und Aufbereitungsformen inklusiver wesentlicher Anlagenbestandteile für die 35 Mpa Betankung dargestellt. Bei bisher realisierten Wasserstofftankstellen für Straßenfahrzeuge ist die LH<sub>2</sub>- und CGH<sub>2</sub>-Anlieferung per Lkw-Trailer üblich (Pfad a und Pfad b), bei der zwischen max. 1.000 kg (CGH<sub>2</sub>-Trailer) bzw. etwa 3.000 kg H<sub>2</sub> (LH<sub>2</sub>-Trailer) pro Tankfahrzeug transportiert werden können. Der Wasserstoffbezug kann ebenso via Pipeline z. B. aus der chemischen Industrie mit nachfolgender Reinigung, Verdichtung und Speicherung des Wasserstoffs an der Tankstelle erfolgen (Pfad c). Ebenfalls ist die elektrolytische On-Site-Wasserstoffherzeugung möglich, bei der der Wasserstoff nach der Wasserelektrolyse auf höhere Druckniveaus verdichtet wird (Pfad d), um das Fahrzeug im Anschluss zu betanken (Tabelle 2-4). Im nachfolgenden Kapitel wird auf HRS-Umsetzungsbeispiele für HEMU in Deutschland eingegangen.

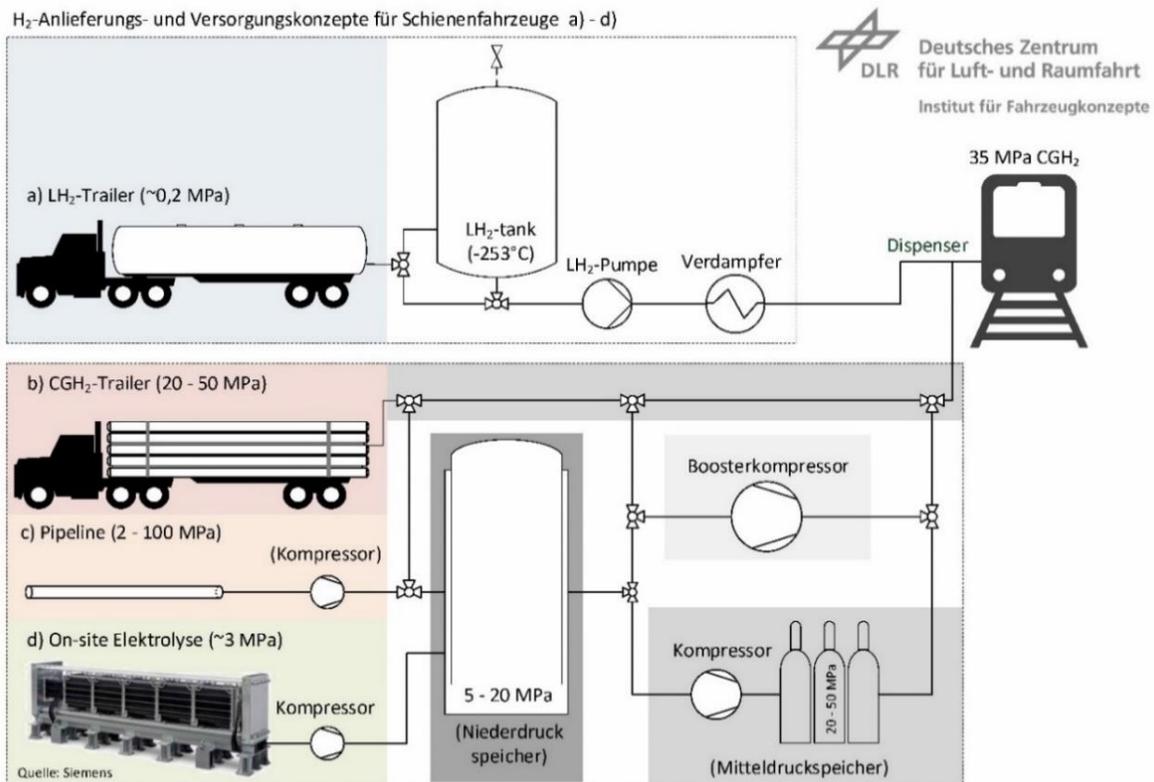


Abbildung 2-7: H<sub>2</sub>-Anlieferungs- und Versorgungskonzepte für Schienenfahrzeuge

TABELLE 2-4 ÜBERBLICK ENERGIEBEREITSTELLUNGSPFADE UND ANLAGEN DER ENERGIEVERTEILUNG FÜR DIE HEMU-BETANKUNG

H <sub>2</sub> -Versorgungsvariante	Energieverteilung und -zuführung	H <sub>2</sub> -Quelle
HRS mit LH <sub>2</sub> -Anlieferung – a)	H <sub>2</sub> -Tankstelle, LH <sub>2</sub> -Speicher, LH <sub>2</sub> -Pumpe, Verdampfer, Dispenser	Erdgasreformation, Nebenprodukt, Off-Side-Elektrolyse
HRS mit CGH <sub>2</sub> -Anlieferung – b)	H <sub>2</sub> -Tankstelle, CGH <sub>2</sub> -Speicher, H <sub>2</sub> -Verdichter, Dispenser	Erdgasreformation, Nebenprodukt, Off-Side-Elektrolyse
HRS mit Pipelineanbindung – c)	H <sub>2</sub> -Tankstelle, H <sub>2</sub> -Speicher, H <sub>2</sub> -Verdichter, Dispenser	Erdgasreformation, Nebenprodukt, Off-Side-Elektrolyse
HRS mit elektrolytischer On-Site-Erzeugung – d)	H <sub>2</sub> -Tankstelle, H <sub>2</sub> -Speicher, H <sub>2</sub> -Verdichter, Dispenser	Elektroenergie

### 2.2.2.2 Technologischer Entwicklungsstand

Im Folgenden werden aktuelle Umsetzungsbeispiele von Wasserstofftankstellen (HRS) für HEMU in Deutschland dargestellt, die sich zum Stand der Ausarbeitung der Studie im Aufbau bzw. in Planung befinden. Im Fokus stehen Anlagenkonzepte für HEMU mit 35 Mpa  $\text{CGH}_2$ -Speichern. Die Anlagen- und Systemspezifikationen der HRS-Umsetzungsbeispiele sind in Tabelle 2-5 zusammengestellt.

**HRS Bremervörde (im Aufbau, Inbetriebnahme: 2021, Betrieb ab 2022):** Eine Wasserstofftankstelle für bis zu 12 Zugbetankungen am Tag wird im niedersächsischen Bremervörde von der Linde AG aufgebaut. Derzeit (Stand 06/2021) erfolgen die Endmontage, Verrohrung sowie die elektrische Einbindung der Komponenten. Die Inbetriebnahme der Anlage ist noch für das Jahr 2021 vorgesehen. Zunächst erfolgt die Anlieferung des Wasserstoffs mit Lkw-Trailer von DOW Chemicals vom Standort Stade (rund 30 km einfache Entfernung). Ab dem Jahr 2022 sollen im vollen Regelbetrieb etwa 1,6 t  $\text{H}_2$  pro Tag vertankt werden, was etwa zwei bis drei Lkw-Anlieferungen täglich entspricht. Perspektivisch soll in den folgenden Betriebsjahren eine elektrolytische Vor-Ort- $\text{H}_2$ -Erzeugung in Bremervörde aufgebaut werden, welche zunächst einen Anteil von 35 % der Gesamtabgabekapazität ausmachen soll (weitere Steigerungen der Elektrolysekapazitäten sind für die Folgejahre geplant). Der Wasserstoff wird auf etwa 500 bar verdichtet und in tankstellenseitigen Druckspeichern vorgehalten. Die eigentliche Betankung erfolgt per Überströmen bei einer Betankungsdauer von etwa 30 Minuten je Zug. Der Enddruck in den Fahrzeugspeichertanks liegt anschließend bei etwa 350 bar. Aktuell ist laut Linde keine Wasserstoffvorkühlung vorgesehen. (LNVG, 23. November 2020), (Alstom, 2020b), (Linde AG, 16. Juni 2021).

**HRS Rottenbach (ursprüngliches Vorhaben bis Ende Q1/2024, Ausschreibung 11/2021 durch Aufgabenträger zurückgezogen):** Im Unterschied zur Tankanlage in Bremervörde soll der Wasserstoff in Rottenbach mittels Vor-Ort Elektrolyse erzeugt werden. Die HRS soll zwei HEMU pro Tag mit Wasserstoff versorgen und verfügt über ein kaskadiertes Drucksystem. Eine Vorkühleinrichtung wurde eingeplant.

**HRS Industriepark Höchst (in Planung/im Aufbau):** Ab Dezember 2022 soll die weltweit größte HEMU-Flotte im Personenverkehr mit bis zu 27 Fahrzeugen mit Wasserstoff versorgt werden (2x130 kg/Fahrzeug mit etwa 14 Betankungen/Tag). Dafür werden Verdichter, Speicher und Füllanlagen im Industriepark Höchst errichtet. Redundant ausgeführte Membranverdichter erhöhen den  $\text{H}_2$ -Speicherdruck auf bis zu 55 Mpa in den Hochdruckspeichermodule, mit einer Wasserstoff-Speicherkapazität von mehr als 4.000 kg. Zusätzlich werden für die Betankung drei neue Gleise sowie die Füllanlagen mit zwei Fülllinien errichtet. Als  $\text{H}_2$ -Quelle sollen Chloralkali und Proton Exchange Membran (PEM) Elektrolyseanlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von 5 MW aufgebaut werden (Infraserv Höchst, 2020).

**HRS Tübingen – Test einer Wasserstoff-Schnellbetankung (H2goesRail):** Ziel des Projekts ist die Entwicklung eines an der Schnittstelle zur Schnellbetankung aufeinander abgestimmtes, anforderungsgerichtetes Gesamtsystem aus HEMU und  $\text{H}_2$ -Infrastruktur. Partner des Projekts sind Siemens Mobility GmbH, Deutsche Bahn AG, DB Energie GmbH und DB Regio AG. Im Projekt sollen umfangreiche Simulationen und Messdatenauswertungen während der Tests und des einjährigen Probetriebes erfolgen (BMDV, 2021). Zunächst soll in mehrwöchigen Tests die Grundlage für die erstmalige Zulassung und den Bau gelegt werden. Die Montage der HRS soll im Herbst 2021 beginnen, die Inbetriebnahme ist für 2022 geplant. Industriepartner sind Wenger Engineering und Wystrach. Die HRS wird aus einem 45'-Tankcontainer und einer 40'-Tankstelle bestehen. Das seit 2020 laufende Verbundförderprojekt läuft seit dem Jahr 2020 unter dem Namen H2goesRail. 2024 ist der einjährige Probetrieb zwischen Tübingen, Horb am Neckar und Pforzheim mit einem Siemens Mireo Plus H geplant. (Rail Business, 2021)

**HRS Basdorf (in Planung, Realisierung bis Ende 2024):** Für die Umstellung des Betriebs auf Wasserstoff im heutigen Heidekrautbahnnetz in Brandenburg und Norden Berlins werden eine Wasserstofftankstelle (Betreiber: Kreiswerke Barnim) sowie ein dedizierter Elektrolyseur (Betreiber: Enertrag AG) errichtet, der seinen Strom ausschließlich aus EEA (PV-Anlagen und Windenergieanlagen) bezieht. Die Tankstelle

wird für die Versorgung von sechs Brennstoffzellenzügen ausgelegt. Erstmals wird bei dieser Tankstelle eine ausschließliche Wasserstoffherzeugung auf Basis von EE-Anlagen für einen fahrplanmäßigen Regelbetrieb realisiert. Die jährliche Wasserstoffherzeugungsmenge beträgt etwa 400 t. (Niederbarnimer Eisenbahn, 2021)

TABELLE 2-5: ZUSAMMENFASSUNG AKTUELLE ENTWICKLUNGEN – STAND DER TECHNIK HRS

H <sub>2</sub> -Tankstelle	Bremer-vörde <sup>1</sup>	Rottenbach <sup>*,2</sup>	Höchst <sup>3,4,5</sup>	Tübingen <sup>6,7</sup>	Basdorf <sup>8</sup>
<b>H<sub>2</sub>-Bereitstellung / Versorgung HRS</b>	Lkw-Anlieferung (2-3 Lkw-Trailer/Tag geplant) bei 20/30 Mpa von DOW Chemicals (Stade)	Vor-Ort Elektrolyse, Tagesproduktionsrate: mind. 259 kg (120 Nm <sup>3</sup> /h), max. 4 Mpa Ausgangsdruck, Back-Up-Versorgung über Lkw-Trailer	Nebenprodukt-H <sub>2</sub> aus Chloralkalielektrolyse, Aufbau einer zusätzlichen 5 MW Elektrolyseanlage	Elektrolyse / H <sub>2</sub> -Hochdrucktrailer	Vor-Ort-Elektrolyse 100 % aus EEA
<b>H<sub>2</sub>-Verdichtung</b>		mind. 9,4 kg/h, Container-Baugruppe geeignet für Außenaufstellung		500 bar	
<b>H<sub>2</sub>-Druckspeicher</b>	64 Konstantdruckspeicher (50 Mpa), Gesamtkapazität: 2.030 kg H <sub>2</sub>	62 kg Niederdruckspeicher (4-6 Mpa), 600 kg Mitteldruckspeicher (30 Mpa), 720 kg Hochdruckspeicher (50 Mpa), kaskadiertes Drucksystem	4 x 40 ft. Container mit insgesamt 4.400 kg Hochdruckspeicher (50 Mpa)	45 ft-Tankcontainer + 40 ft-Tankstelle, 500 bar-Speicher, einen Kompressor	
<b>Betankungen pro Tag</b>	12 x 130 kg pro Triebzug	2 x 100 kg pro HEMU, 200 kg H <sub>2</sub> /Tag, 35 Mpa Tankdruck im Fahrzeug, Betrieb 24/7 an 365 Tagen	ca. 14 Betankungen, 2.300 kg H <sub>2</sub> /Tag		
<b>Geplante Betankungsdauer</b>	ca. 15 Min.	max. 20 Min. je Zug, Die HRS muss den Betankungsvorgang so steuern, dass die Betankungsdauer möglichst reduziert wird	ca. 15 Min. je Zug	ca. 15 Min. je HEMU, Test einer H <sub>2</sub> -Schnellbetankung, Entwicklung Kommunikation	

H <sub>2</sub> -Tankstelle	Bremer- vörde <sup>1</sup>	Rottenbach <sup>*,2</sup>	Höchst <sup>3,4,5</sup>	Tübingen <sup>6,7</sup>	Basdorf <sup>8</sup>
				tionsstan- dard Tank- stelle-Zug	
<b>Status</b>	derzeit im Aufbau, ge- plante Inbe- triebnahme (IBN) 2021, Betrieb ab 2022	Ausschreibung zu- rückgezogen* (Re- alisierung ur- sprüngl. Bis Ende Q1/2024 geplant)	derzeit im Aufbau, Be- trieb ab 2022	Probetrieb ab 2024, vor- herige Tests im Labor- maßstab, Bau ab Herbst 2021 gebaut, ab Sommer 2022 IBN	Regelbe- trieb ab 2024 für Netz Hei- dekraut- bahn
<b>Dispenser</b>	2	2, die 2 Tankstut- zen eines Zuges werden parallel zur Betankung ge- nutzt um die Be- tankungszeit zu verkürzen.		Zwei Füllgar- nituren	
<b>H<sub>2</sub>-Vorkühlung</b>	nein	ja, min. 2 x 70 kW		ja	

\*Vorhaben durch Aufgabenträger 11/2021 zurückgezogen, \*\*IBN: Inbetriebnahme

Quellen: <sup>1)</sup> LNVG (23. November 2020), <sup>2)</sup> DB Energie (2021), <sup>3)</sup> Alstom (2020a), <sup>4)</sup> Wystrach (28. April 2021), <sup>5)</sup> Kai Daubertshäuser (6. Juli 2021), <sup>6)</sup> Wystrach (7. Juli 2021), <sup>7)</sup> Deutsche Bahn (7. Juli 2021), <sup>8)</sup> Niederbarnimer Eisenbahn (2021)

### 2.2.2.3 Normierung und Standardisierung

Für den Bus- und Pkw-Bereich sind 35 und 70 Mpa-Betankungen genormt, die laufend aktualisiert und erweitert werden. Die Normungsaktivitäten umfassen u. a.:

- SAE J2799: Hydrogen Surface Vehicle to Station Communications Hardware and Software
- SAE J2600: Compressed Hydrogen Surface Vehicle Fueling Connection Devices
- SAE J2601: Fueling Protocols for Light Duty Gaseous Hydrogen Surface Vehicles
- SAE J2601-2: Fueling Protocol for Gaseous Hydrogen Powered Heavy Duty Vehicles

Derzeit gibt es keine direkt anwendbaren Normen und Vorschriften für die Betankung von HEMU. Deshalb werden u. a. bestehende Vorschriften aus anderen Branchen in Kombination mit bestehenden bahnspezifischen Normen genutzt. Aktuelle Normungsaktivitäten zur H<sub>2</sub>-Betankung von Schienenfahrzeugen:

- **CEN/TC 256/WG 43** Work programme (WI=00256957) Railway applications – Ground based services – Hydrogen refuelling equipment: [...] legt die Anforderungen an die Schnittstellen in den Fahrzeugen und an den ausgewiesenen Betankungsstellen für Wasserstoffbetankungsanlagen für alle Schienenfahrzeuge mit Wasserstoffantrieb(en) fest.

Sie gilt nicht für mobile oder vorübergehende Betankungsstellen.<sup>3</sup>

- **CEN/TC 268 /WG 05** Under Drafting prEN ISO 17268 rev (WI=00268077) Gaseous hydrogen land vehicle refuelling connection devices.<sup>4</sup>
- EuroSpec Alternative traction energy supply and related infrastructure interfaces.<sup>5</sup>
- IEC / PNW 9-2697 ED1: Railway applications – Rolling stock – Fuel cell systems for propulsion – Part 2: Hydrogen storage system.<sup>6</sup>

## 2.2.3 Wirtschaftliche Eignung

Im Folgenden Abschnitt werden die wesentlichen Wertansätze für Investitions-, Betriebs- und Instandhaltungskosten für die relevanten Varianten der Tank- und Ladeinfrastruktur gezeigt. Eine detaillierte Kostenbewertung, respektive ein szenarienbasierter Vergleich im Hinblick auf die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit, ist nicht Gegenstand dieser Studie. Umfassende Kosten- und Wirtschaftlichkeitsbewertungen sind z. B. in VDE (2020) und TU Dresden (2020) vorgestellt worden.

### 2.2.3.1 Kostenzusammensetzung Ladeinfrastruktur für BEMU

Die Investitionskosten von OLIA setzen sich primär aus den Kosten für das Ladeunterwerk und die OLA zusammen und hängen somit von deren Dimensionierung ab. Die Dimensionierung von Ladeunterwerken und etwaige Verlängerungen der OLA erfolgt hierbei nach den jeweiligen fahrzeug-, streckenseitigen und bahnbetrieblichen Erfordernissen am OLIA-Standort. Insbesondere die Anzahl der zu versorgenden Gleise und die zu erwartende Anzahl gleichzeitig nachladender Fahrzeuge beeinflussen die entsprechenden Anlageninvestitionskosten, weshalb diese zwischen verschiedenen OLIA-Standorten deutlich abweichen können. Im Fall von Oberleitungsverlängerungen können die Investitionskosten in Abhängigkeit von streckenseitigen Anforderungen (Brücken, Tunnel) stark variieren. Die relevanten Kostenansätze für die Anlageninvestition, Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie Kosten für Energie sind in Tabelle 2-6 zusammengestellt.

Zu den Investitionskosten des Ladeunterwerks kommen Netzanschlusskosten des lokalen Verteilnetzbetreibers sowie die Kosten für Leitungserrichtung zum Ladeunterwerk, welche sich in Abhängigkeit von standortseitigen Faktoren (Distanz zum Netzanschlusspunkt), dem benötigten Spannungsniveau und der Verfügbarkeit entsprechender Netzanschlusspunkte ergeben.

<sup>3</sup> <https://www.din.de/resource/blob/790298/9d7c6a8f8d6bf1f3533f77ff29fadf5a/fsf-jahresbericht-2020-data.pdf>

<sup>4</sup> [https://standards.cen.eu/dyn/www/?p=204:110:0:::FSP\\_PRO-JECT,FSP\\_LANG\\_ID:73515,25&cs=14873372295C626B47B0A829AAB2AE8DB](https://standards.cen.eu/dyn/www/?p=204:110:0:::FSP_PRO-JECT,FSP_LANG_ID:73515,25&cs=14873372295C626B47B0A829AAB2AE8DB)

<sup>5</sup> <https://eurospec.eu/wp-content/uploads/2020/08/EuroSpec-Project-Brief-AlternativeTractionEnergySupply-web.pdf>

<sup>6</sup> [https://www.iec.ch/ords/f?p=103:38:316552314936495:::FSP\\_ORG\\_ID,FSP\\_APEX\\_PAGE,FSP\\_PRO-JECT\\_ID:1248,23,105233](https://www.iec.ch/ords/f?p=103:38:316552314936495:::FSP_ORG_ID,FSP_APEX_PAGE,FSP_PRO-JECT_ID:1248,23,105233)

TABELLE 2-6: KOSTENANSÄTZE FÜR KAPITALKOSTEN (CAPEX) UND OPEX VON LADEUNTERWERKEN UND OBERLEITUNGSANLAGEN SOWIE ENERGIEKOSTEN

	Bezugsgröße für Kosten	Kosten	Bemerkung
<b>Investition OLA</b>			
<b>Oberleitungsanlage</b>	[Mio. €/Gleis-km]	0,5-1,0 <sup>1)</sup>	Inkl. Elektrischer Energieanlagen und Leit- und Sicherungstechnik
<b>Investition Luw</b>			
<b>Umrichter</b>	[M€/MW]	0,6-0,8 <sup>1)</sup>	Inkl. Baustelleneinrichtung
<b>Elektrische Energieanlagen</b>	[M€/MW]	0,13-0,20 <sup>1)</sup>	Schaltanlagen
<b>Grundstück</b>	[Mio. €/250m <sup>2</sup> ]	0,10-0,25	Durchschnittliche Grundstücksgröße für Ladeunterwerk 250 m <sup>2</sup> (Annahme)
<b>Betriebs- und Instandhaltungskosten</b>			
<b>Luw</b>	[%/CAPEX pro Jahr]	1,4 % <sup>2)</sup>	
<b>OLA</b>	[%/CAPEX pro Jahr]	1,4 % <sup>2)</sup>	
<b>Energiekosten</b>			
<b>Strompreis</b>	[ct/kWh]	7,46 (HT); 6,5 (NT) <sup>3)</sup>	
<b>Netzentgelte Arbeitspreis</b>	[ct/kWh]	6,28 <sup>4)</sup>	Bei Anschluss an das Mittelspannungsnetz
<b>Umlagen</b>	[ct/kWh]	0,222 <sup>5)</sup>	Reduziert für Schienenfahrzeuge
<b>Stromsteuer</b>	[ct/kWh]	1,1425 <sup>5)</sup>	Reduziert für Schienenfahrzeuge

<sup>1)</sup> laut Austausch mit DB Energie<sup>2)</sup> Unterhaltungskosten für Fahr- und Speiseleitungen, Unterwerke (BMDV, 2016)<sup>3)</sup> HT: Hochtarif von 06:00 bis 22:00Uhr, NT: Niedertarif von 22:00 bis 06:00Uhr (DB Netze, 2020a)<sup>4)</sup> Bei Anschluss an Mittelspannungsnetz bei Benutzungsdauer < 2500h/a, Leistungspreis = 0.0 €/kW (DB Netze, 2020c)<sup>5)</sup> Umlagen kalkuliert: KWKG-Umlage – 0,04 ct/kWh, StromNEV-Umlage – 0,025 ct/kWh, AbLaV-Umlage – 0,007 ct/kWh, Offshore-Umlage – 0,04 ct/kWh, Konzessionsabgabe – 0.11 ct/kWh (ab 1 GWh/a) (auf Basis DB Netze, 2020c)

Zusätzlich fallen je nach projektspezifischen Erfordernissen Kosten für Planung und Genehmigung in der Größenordnung von 15 bis 20 % der Investitionskosten an. Darüber hinaus kommen zu den reinen Anlagenkosten des Ladeunterwerks und der OLA zusätzliche Kosten für die Planung und Genehmigung hinzu.

Für eine Ladestation auf Basis des VOLTAP-Systems (s. Abschnitt 2.2.1.1) wird mit einer Frequenz 50 Hz in die Fahrleitung gespeist und auf einen Vollumrichter verzichtet, wodurch ein relevantes Kosteneinsparungspotenzial besteht (vgl. Stadtwerke Tübingen, 2021). Laut Angaben des Herstellers Furrer+Frey (Dschung, 24. November 2021) liegen die Kosten für diese Ladestation schätzungsweise bei einem Drit-

tel der Investitionskosten einer OLIA mit Vollumrichter. Allerdings ist im Fall des VOLTAP-Systems lediglich die Nachladung im Stillstand möglich. Weiterhin ist in diesem Fall auch eine perspektivische Erweiterung der streckenseitigen Elektrifizierung limitiert.

Die Energiepreise für den Letztverbraucher (Eisenbahnverkehrsunternehmen) setzen sich aus dem Strompreis, den Netzentgelten, der ermäßigten Stromsteuer sowie den Umlagen (nach § 9 Absatz 2 StomStG) zusammen. Damit sind BEMU konventionellen elektrischen Zügen gleichgestellt (vgl. VDB, 2021).

Die Umlagen setzen sich wie folgt zusammen:

- KWKG-Umlage (nach §§ 26-29 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)
- StromNEV-Umlage (nach § 19 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung)
- Offshore-Netzumlage (nach § 17f Energiewirtschaftsgesetz (EnWG))
- Abschaltbare Lasten-Umlage (AbLaV – nach § 18 der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten)

Zur Förderung von Ladeinfrastruktur greifen verschiedene Finanzierungsvereinbarungen und Richtlinien zwischen Bund, Ländern und der Deutschen Bahn AG sowie den Eisenbahninfrastrukturunternehmen. Für Ladeeinrichtungen werden im Rahmen der *Richtlinie zur Förderung alternativer Antriebe im Schienenverkehr* des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr (BMDV) die projektspezifischen beihilfefähigen Ausgaben durch die AGVO (Artikel 56) maßgeblich vorgegeben und die zuwendungsfähigen Ausgaben je Förderaufruf definiert (BMDV, 2021b, Absatz 5).

### **Preisentwicklung**

Im Gegensatz Wasserstoff-Betankungsanlagen sowie der Wasserstoffbereitstellung sind Unter- und Umrichterwerke etablierte Anlagensysteme und auch Ladeunterwerke greifen auf Standardkomponenten zurück.

*Die hier angegebenen Kostenansätze für Anlagen und Komponenten sowie Energie beziehen sich auf das Jahr 2020 und berücksichtigen somit nicht die in den Jahren 2021 und 2022 auftretenden inflationsbedingten Preissteigerungen, bedingt durch die derzeitige weltpolitische Lage. Wie sich die entsprechenden Anlagen- und Komponentenpreise sowie Kosten für den Energiebezug in den kommenden Jahren entwickeln, lässt sich aktuell schwer abschätzen.*

### **2.2.3.2 Kostenzusammensetzung Betankungsinfrastruktur für HEMU**

Wie in Abschnitt 2.2.2.1 (H<sub>2</sub>-Anlieferungs- und Versorgungskonzepte) dargestellt, ist das grundsätzliche Layout einer HRS von einer Reihe von Faktoren abhängig, wodurch sich dementsprechend auch die resultierenden Investitionskosten teilweise deutlich unterscheiden (vgl. Abbildung 2-7). Exemplarische Investitionskosten für die jeweiligen Hauptkomponenten unterschiedlicher H<sub>2</sub>-Bereitstellungspfade basierend auf Literaturwerten und einer überschlägigen Anlagendimensionierung sind in Abbildung 2-8 dargestellt.

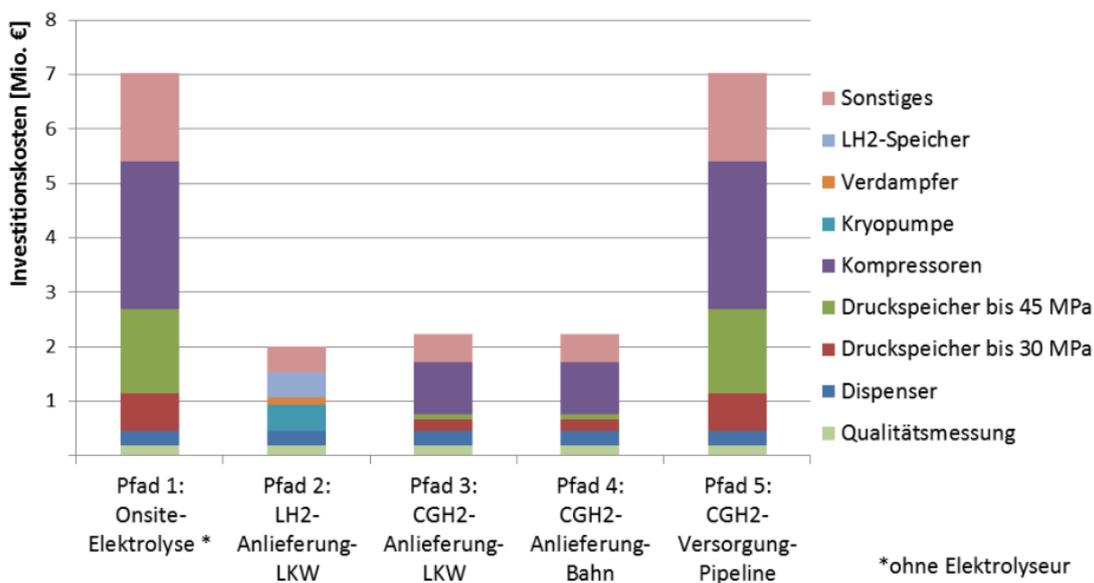


Abbildung 2-8: HRS-Investitionskosten für unterschiedliche H<sub>2</sub>-Bereitstellungspfade (Ernst & Young GmbH, 2016, S. 59)

Rahmenbedingungen dieser Kostenberechnung sind:

- Zehn Fahrzeuge, jeweils 170 kg Wasserstoff täglich = 1,7 t H<sub>2</sub>/d
- 20 – 30 Minuten Betankungszeit/Fahrzeug, ohne H<sub>2</sub>-Vorkühlung, mit zwei parallel geschalteten Dispenser; die Zeit zwischen den einzelnen Fahrzeugbetankungen beträgt ca. 30 Minuten
- alle relevanten Komponenten der Betankungsanlage (z. B. Dispenser, Verdichter, Krypumppe, etc.) wurden nach dem N-1 Kriterium redundant ausgelegt (Ernst & Young GmbH, 2016)

Nicht enthalten sind im Vergleich der unterschiedlichen H<sub>2</sub>-Bereitstellungspfade in Abbildung 2-8 u. a.:

- Gewinnmargen der einzelnen Akteure entlang der Wertschöpfungskette,
- Risikoaufschläge und Verwaltungskosten,
- eine alternative H<sub>2</sub>-Versorgung zur Erhöhung der Redundanz bzw. eine lokale Wasserstoffbevorratung zur Erhöhung der Versorgungssicherheit (Ernst & Young GmbH, 2016)

Aus diesen Gründen liegen die tatsächlichen HRS-Investitionskosten von im Bau befindlicher Anlagen derzeit z. T. um bis zu Faktor 3-5 höher als die oben dargestellten Berechnungen. Die spezifischen HRS-Investitionskosten betragen in aktuellen Förderprojekten zwischen 0,77 und 1,05 Mio. €/Zug (Tabelle 2-7). Dabei ist zu erwähnen, dass der Bezug der Investitionskosten auf die Anzahl der zu versorgenden Züge stark von der jeweiligen Laufleistung der Fahrzeuge im betrachteten Liniennetz abhängt. Für den Vergleich der HRS-Projekte wurden weiterhin die Investitionskosten der Wasserstofftankstelle bezogen auf die abgeschätzte Wasserstoffmenge über eine Laufzeit von 15 Jahren ermittelt.

Darüber hinaus kommen zu den reinen Anlagenkosten der Tankstelle zusätzliche Kosten für die Planung und Errichtung bzw. Anpassung der Schieneninfrastruktur im Umfeld der Tankstelle hinzu (insb. Tankgleise). Beispielsweise kostet allein die Anpassung der Schieneninfrastruktur an der Wasserstofftankstelle in Höchst für das Netz Taunus des RMV (Betrieb mit 27 Brennstoffzellenhybridtriebzügen) 4 Mio. €. (Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen, 9. September 2021).

Typische Kostenansätze für Investitionen, Betrieb und Instandhaltung für HRS und Elektrolyseanlagen sowie Wasserstoffkosten für verschiedene Wasserstoffbereitstellungspfade sind in Tabelle 2-8 zusammengestellt.

Für Wasserstofftankstellen werden im Rahmen der BMDV-Richtlinie zur Förderung alternativer Antriebe im Schienenverkehr die projektspezifischen beihilfefähigen Ausgaben durch die AGVO (Artikel 56) maßgeblich vorgegeben und die zuwendungsfähigen Ausgaben je Förderaufruf definiert (BMDV, 2021b, Absatz 5).

Für Elektrolyseanlagen sind die Gesamtinvestitionsausgaben zuwendungsfähig, wobei die Beihilfefähigen Ausgaben mit einer Beihilfeintensität von 45-65 % gefördert werden (BMDV, 2021b, Absatz 5).

TABELLE 2-7: VERGLEICH INVESTITIONSKOSTEN FÜR AUSGEWÄHLTE HRS-PROJEKTE IN DEUTSCHLAND

HRS Projekt	CAPEX [Mio. €]	CAPEX pro Zug [Mio. €/Zug]	CAPEX pro H <sub>2</sub> -Menge <sup>4)</sup> [€/kg H <sub>2</sub> ]	Bemerkung (Wasserstoffbedarf, Anzahl Züge)
HRS Basdorf	6,3 <sup>1)</sup>	1,05	2,26	6 Züge, ca. 0,5 t H <sub>2</sub> /d (186 t H <sub>2</sub> /a)
HRS Bremervörde	10,7 <sup>2)</sup>	0,77	1,09	14 Züge, ca. 1,8 t H <sub>2</sub> /d
HRS Höchst	24,0 <sup>3)</sup>	0,86	2,09	bis zu 28 Züge, ca. 2,1 t H <sub>2</sub> /d

<sup>1)</sup> 2.510.404 € Bundesfördermittel (BMDV, 2021a), Annahme 40 % Förderquote; <sup>2)</sup> 4.293.687 € Bundesfördermittel (BMDV, 2021a), Annahme 40 % Förderquote; <sup>3)</sup> 9.593.433 € Bundesfördermittel (BMDV, 2021a), Annahme 40 % Förderquote; <sup>4)</sup> eigene Berechnung für 365 Betriebstage pro Jahr und einer Laufzeit von 15 Jahren

### Preisentwicklung

Die Preisentwicklung für Wasserstoff-Betankungsanlagen und Elektrolyseure unterliegt verschiedenen Einflussfaktoren. Die eingesetzte Technologie befindet sich aktuell im Stadium der Erprobung. Aufgrund von technologischer Weiterentwicklung, Produktionsfortschritten sowie Skaleneffekten kann bis 2030 von sinkenden Investitionskosten und verbesserter Anlageneffizienz sowie verlängerter Lebensdauer ausgegangen werden.

Ein weiterer wesentlicher Kostenbestandteil sind die Wasserstoffkosten, welche, im Fall der Elektrolyse, maßgeblich durch die Strompreise am Strommarkt beeinflusst werden. Die Wasserstoffgestehungskosten für Elektrolysewasserstoff aus Erneuerbaren Energien könnten in den nächsten fünf bis zehn Jahren auf 6,5 bis 5,5 €/kg H<sub>2</sub> sinken (VDI, 2015, Roland Berger, 2015).

Die hier angegebenen Kostenansätze für Anlagen und Komponenten sowie Energie beziehen sich auf das Jahr 2020 und berücksichtigen somit nicht die im Jahr 2021 und 2022 aufgetretenen inflationsbedingten Preisentwicklungen, bedingt durch die derzeitige weltpolitische Lage. Wie sich die entsprechenden Anlagen- und Komponentenpreise sowie Kosten für den Energiebezug in den kommenden Jahren entwickeln, lässt sich aktuell schwer abschätzen.

### 2.2.3.3 Gegenüberstellung Investitionskosten für Tank- und Ladeinfrastruktur

Eine Abschätzung der Gesamtkosten bzw. die Beurteilung der relativen Vorteilhaftigkeit für den Betrieb mit BEMU und HEMU sowie der dafür erforderlichen Tank- und Ladeinfrastruktur sollte immer im Hinblick auf ein konkretes Liniennetz erfolgen.

Auf Basis der in den oben vorgestellten Kostenansätzen für Tank- und Ladeinfrastrukturen wurde hier eine grobe Gegenüberstellung anhand einer exemplarischen Versorgungsszenarios vorgenommen.

TABELLE 2-8: KOSTENANSÄTZE FÜR H<sub>2</sub>-BETANKUNGSINFRASTRUKTUR UND -BEREITSTELLUNG

Kostenbestandteil	Einheit	Wert	Preisentwicklung 2025/2030	Bemerkungen
<b>HRS (CGH<sub>2</sub>)</b>				
<b>Spezifische Investitionskosten</b>	[€/kg H <sub>2</sub> ]	1,09-2,26 <sup>1)</sup>	ca. -20 % <sup>2)</sup>	Gesamtkosten HRS inkl. Mittel- und Hochdrucktank, Dispenser und Verdichter bezogen auf H <sub>2</sub> -Bedarf für 15 Jahre
<b>Kosten für Betrieb und Instandhaltung</b>	[%/Capex/a]	0,2-0,8 €/kg; 4 % <sup>3)</sup>		abhängig vom Wasserstoffbereitstellungspfad
<b>Elektrolyseur</b>				
<b>Investitionskosten</b>	[€/kW]	1.500	1.000 (2030) <sup>4)</sup>	
<b>Kosten für Betrieb und Instandhaltung</b>	[%/Capex/a]	4-7 %		
<b>Wasserstoffkosten</b>				
<b>Grauer Wasserstoff</b>	[€/kg H <sub>2</sub> ]	1,7-2,3 <sup>5)</sup>	3 <sup>6)</sup>	zzgl. Anlieferungskosten
<b>Wasserstoff aus Vorkort-Elektrolyse</b>	[€/kg H <sub>2</sub> ]	4,7 -8,8 <sup>7)</sup>		
<b>H<sub>2</sub>-Preis ab HRS</b>	[€/kg H <sub>2</sub> ]	9,5 <sup>8)</sup>		Straßenanwendung
<b>Kosten H<sub>2</sub>-Distribution</b>				
<b>Lkw (CGH<sub>2</sub>, 200 bar)</b>	[€/kg H <sub>2</sub> ]	1,07 <sup>9)</sup>		150 km Lieferweg
<b>Lkw (LH<sub>2</sub>)</b>	[€/kg H <sub>2</sub> ]	0,2 <sup>9)</sup>		150 km Lieferweg, ohne Kosten für Verflüssigung
<b>Bahn</b>	[€/kg H <sub>2</sub> ]	0,21 <sup>10)</sup>		Reine Logistikkosten für 25 km
<b>Pipeline</b>	[€/kg H <sub>2</sub> ]	0,1-1,1 <sup>11)</sup>		(abhängig von Länge, Querschnitt, Druckniveau)

<sup>1)</sup> Eigene Abschätzung auf Basis aktueller Förderprojekte (BMDV, 2021a), Annahme: H<sub>2</sub>-B;

<sup>2)</sup> Annahme, wenn Serienreife erreicht wird;

<sup>3)</sup> Reg. H2 e-mobil, LBST, DLR 2016, adaptiert von (Krieg 2012); (Ernst & Young GmbH, 2016, S. 60),

<sup>4)</sup> 58 % Anlagenwirkungsgrad, 30 a Lebensdauer; variable Betriebskosten: 0,42€/MWh, 7 % fixe Wartungskosten (Reg. H2 e-mobil, LBST, DLR 2016, konservative Ergebnisse aus Studie Plan-DelyKaD 2015);

<sup>5)</sup> Industriewasserstoff (aus Erdgasreformation, zzgl. Marge, VDI, 2019)

<sup>6)</sup> Annahme bei steigendem Erdgaspreis

<sup>7)</sup> 4,7 €/kg H2 bei Volllaststunden Elektrolyseur: 6.000 h/a, Stromkosten: 6 €/Cent/kWh (eigene Berechnung), 8,8 €/kg H2 bei Volllaststunden Elektrolyseur: 4000 h/a, Stromkosten: 12€/Cent/kWh (eigene Berechnung)

<sup>8)</sup> H2 Mobility (Endverbraucher Wasserstoffpreis für Straßenanwendungen <https://h2.live/faq/>)

<sup>9)</sup> Anlieferungskosten für 150 km Transportentfernung (Tillmetz und Bünger, 2010, S. 27)

<sup>10)</sup> DB Netze, 2020b

<sup>11)</sup> auf Basis von Schmid (2006, S.9), Tillmetz und Bünger, 2010, S.27; Johnson und Ogden (2011, S. 5429); Gül 2008, S. 196

Dafür wurde von einer 80 km langen doppelgleisigen Strecke ausgegangen, welche mit 20 Fahrten pro Richtung und Tag mit zweiteiligen Triebzügen bedient wird, woraus sich eine jährliche Laufleistung von 1,28 Mio. Zug-km pro Jahr ergibt (unter Berücksichtigung von 10 % zusätzlicher Laufleistung bedingt durch Tank- und Leerfahrten).

Für den Betrieb mit HEMU kann ein Verbrauch von 256 t H<sub>2</sub> pro Jahr zu Grunde gelegt (Annahme: 0,2kg H<sub>2</sub>/Zug-km). Im BEMU-Betrieb wird der Energiebedarf mit 4,5 GWh pro Jahr abgeschätzt (Annahme: 3,5 kWh/Zug-km).

Für die Betankung von jährlich 256 t H<sub>2</sub> lassen sich die Investitionskosten für die H<sub>2</sub>-Betankungsanlage auf 4,2 bis 8,7 Mio. € (basierend auf den Wertansätzen in Tabelle 2-7) abschätzen. Für eine Betankungsanlage mit Wasserstoffbereitstellung durch Trailer-Anlieferung lassen sich Investitionskosten in diesem Szenario auf 5–6 Mio. € abschätzen. Für ein Wasserstoffversorgungskonzept mit vor-Ort-Elektrolyse, einem kaskadierten Speichersystem inkl. der entsprechenden Kompressorstufen sind Investitionskosten in der Größenordnung von 8 Mio. € zu erwarten. Die Investitionskosten für die Wasserstofftankstelle können zum Teil erheblich steigen, wenn aufwendigere Gleisanschlüsse benötigt werden.

Wenn für den Betrieb dieser exemplarischen Strecke BEMU eingesetzt werden sollen und die bestehende Elektrifizierung dafür nicht ausreicht, muss unterschieden werden in welchem Maße zusätzliche OLIA benötigt werden. Für die OLIA an einem Doppelgleis würde typischerweise von einer installierten Leistung von 2,5 MW ausgegangen werden.

Auf Basis der oben vorgestellten Wertansätze (vgl. Tabelle 2-6) werden im Folgenden die Investitionskosten für die Ladeinfrastruktur abgeschätzt.

Die OLA für einen zu elektrifizierenden OL-Abschnitt von 200m Länge erfordert Investitionskosten in der Größenordnung von 0,3 Mio. €. Für das Ladeunterwerk bei einer installierten Leistung von 2,5 MW fallen Investitionskosten in der Größenordnung von 2,35 Mio. € (inkl. Grundstückskosten in Höhe von 0,2 Mio. €) an. Für die Errichtung eines Ladeunterwerks mit einer Nennleistung von 5 MW würde sich die Kosten auf etwa 4,5 Mio. € erhöhen. Eine OLIA mit einem 2,5 MW Ladeunterwerk beläuft sich somit auf etwa 2,65 Mio. € zuzüglich der Kosten für Planung und Genehmigung sowie der weiteren Projektierungskosten in Höhe von ca. 20 %.

Für den Fall, dass die Strecke keine Elektrifizierung aufweist, wird angenommen, dass zwei OLIA vorzusehen sind, was in Investitionskosten in der Größenordnung von 6,4 Mio. € resultieren würde. Für den Fall, dass einer der Endbahnhöfe elektrifiziert ist, kann davon ausgegangen werden, dass die Errichtung von nur einer OLIA genügt, um den Betrieb mit BEMU zu ermöglichen. In diesem Fall würden Investitionskosten in der Größenordnung 3,2 Mio. Euro anfallen. Wenn einige der Fahrten an der OLIA in Doppeltraktion erfolgen, muss das Ladeunterwerk entsprechend größer dimensioniert (5 MW Nennleistung) werden, wodurch die entsprechenden Investitionskosten steigen.

Je nach Investitionsaufwand für die Tank- und Ladeinfrastruktur steigen auch die Aufwendungen für Betriebs- und Instandhaltungskosten.

Für eine Gesamtkostenbetrachtung müssten weiterhin die Energiekosten sowie Fahrzeugkosten für den Betrieb mit BEMU bzw. HEMU in die Beurteilung einfließen.

Auf Basis der Preisblätter der DB Netze (siehe Wertansätze in Tabelle 2-6) lassen sich die Energiepreise für Ladestrom in der Größenordnung von 13,4 ct/kWh annehmen, woraus sich im hier vorgestellten Beispiel die jährlichen Energiekosten auf etwa 0,54 Mio. € für den Betrieb mit BEMU abschätzen lassen.

Die Energiekosten für den Betrieb der exemplarischen Strecke mit HEMU beläuft sich auf 1,02 Mio. € / Jahr im Fall der Verwendung von industriell hergestelltem Wasserstoff aus Erdgasreformation in Traileranlieferung (Annahme: 4 €/kg H<sub>2</sub>). Im Fall der Wasserstoffbereitstellung aus vor-Ort-Elektrolyse lassen sich die Wasserstoffkosten auf überschlägig 2,05 Mio. €/Jahr abschätzen, unter der Annahme von Wasserstoffbereitstellungskosten von 8 €/kg H<sub>2</sub>. Perspektivisch ist in den nächsten Jahren mit einer Kostensenkung der H<sub>2</sub>-Kosten für Elektrolysewasserstoff aus EEA auf 6 €/kg H<sub>2</sub> zu rechnen.

#### Anmerkung zum Preisniveau

*Die hier angegebenen Kostenansätze beziehen sich auf das Jahr 2020 und berücksichtigen somit nicht die vor dem Hintergrund der gegenwärtigen weltpolitischen Lage aufgetretenen inflationsbedingten Preisentwicklungen. Wie sich die entsprechenden Anlagen- und Komponentenpreise in den kommenden Jahren entwickeln, lässt sich schwer abschätzen. Insbesondere die Energiepreise sind mit Beginn des Ukraine-Kriegs signifikant gestiegen und unterliegen starken Schwankungen. Wie sich Preise für Strom- als auch der Wasserstoffbezug in den kommenden Jahren entwickeln, hängt von einer Vielzahl makroökonomischer und politischer Einflussfaktoren ab.*

## 2.3 Analyse des Einsatzes von XMU auf ausgewählten Strecken

### 2.3.1 Vorgehensweise

Die Vorgehensweise zur Analyse des von BEMU respektive XMU sowie die Anforderungen an die benötigte Tank- und Ladeinfrastruktur ist in Abbildung 2-9 schematisch dargestellt.

Die wesentlichen Arbeitsschritte in diesem Kapitel umfassen die Auswahl der zu betrachtenden Strecken und die Festlegung der zugehörigen XMU-Szenarien.

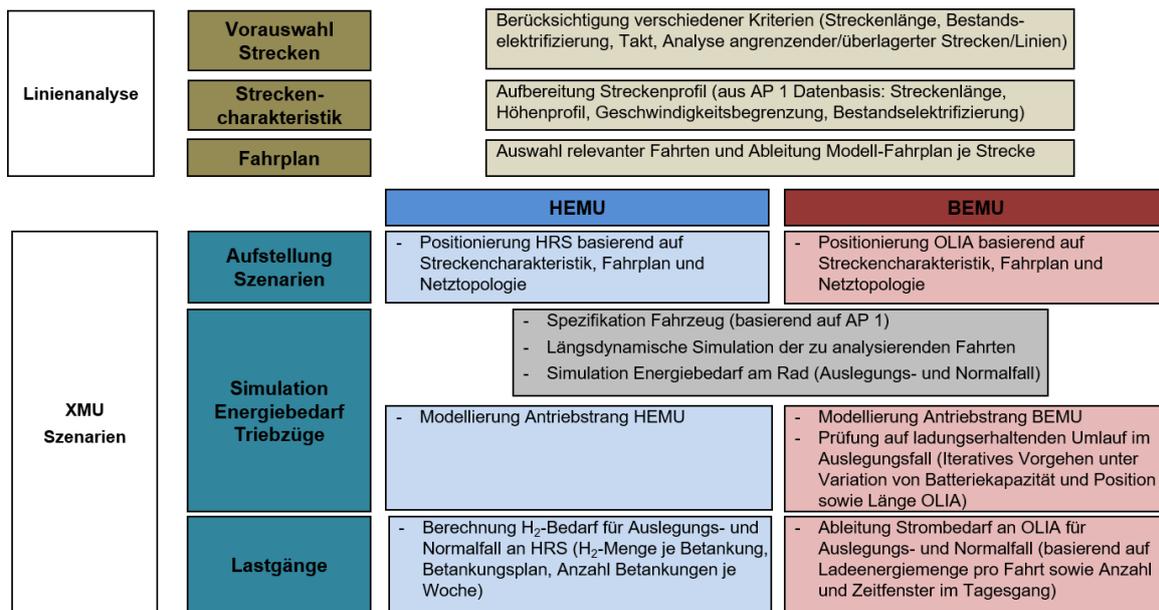


Abbildung 2-9: Schematische Vorgehensweise zur Aufstellung der XMU-Szenarien und der Modellierung des aus dem XMU-Betrieb resultierenden Lastgangs an der Tank- bzw. Ladeinfrastruktur

Je Strecke erfolgt die Linienanalyse, welche die Analyse der Streckencharakteristik und der fahrplanseitigen Anforderungen umfasst, sowie die Entwicklung der XMU-Szenarien und die Modellierung des XMU-Energiebedarfs, woraus jeweils der Lastgang an der jeweiligen Tank- bzw. Ladeinfrastruktur abgeleitet wird.

## 2.3.2 Modellierung Fahrzeugenergiebedarf

### 2.3.2.1 Spezifikation und Modellierung BEMU/HEMU

Es wurden zwei lokal emissionsfreie Antriebssysteme betrachtet. Zum einen elektrische Oberleitungs-triebzüge mit zusätzlichem Traktionsakkumulator zur Überbrückung von nicht mit Fahrdraht über-spannten Abschnitten (Oberleitungs-Batteriehybrid – BEMU) und zum anderen wasserstoffbetriebene elektrische Brennstoffzellenhybridtriebzüge (HEMU). Für die Analyse der Energiebedarfscharakteristik in AP 2 werden die in AP 1 zu Grunde gelegten generischen Schienenfahrzeuge aufgegriffen, welche sich an bereits umgesetzten Fahrzeugkonzepten orientieren. Dabei wird die Spezifikation der Batterie-größe an das Anforderungsprofil des jeweiligen Linienbündels angepasst.

Das ausgelegte Grundfahrzeug ist sowohl für den BEMU als auch für den HEMU ein zweiteiliger Trieb-zug mit Jakobsdrehgestellen und einer Leermasse von 95 t. Hierbei handelt es sich um einen Regional-zug mit einer maximalen Geschwindigkeit von 140 km/h. Es wird eine durchschnittliche Auslastung von 28 % im SPNV angenommen (VDV, 2020), wodurch sich bei einem Personengewicht von 75 kg und 120 Sitzplätzen eine zusätzliche Masse von 2,52 t ergibt. Die rotierenden Massen werden mit 5 % der stati-schen Masse angenommen. Die Leistung am Rad beträgt 1 MW, die maximale Anfahrbeschleunigung 1 m/s<sup>2</sup> und die maximale Anfahrzugkraft 104 kN. Dabei werden übereinstimmende Zugkraftkennlinien für BEMU und HEMU angesetzt, sodass eine identische Berechnung des Geschwindigkeitsverlaufs und der Leistung am Rad möglich ist (siehe Abbildung 2-10). Die generische Fahrwiderstandskennlinie wurde aus dem Mittelwert relevanter existierender Schienenfahrzeuge entwickelt, eine detaillierte Dar-stellung ist in AP 1 gegeben.

Eine Übersicht über alle relevanten Fahrzeugparameter inklusive der Widerstandskoeffizienten ist in Tabelle 2-9 gegeben. Die BEMU- und HEMU-spezifischen Daten sind in den folgenden Unterkapiteln dargestellt.

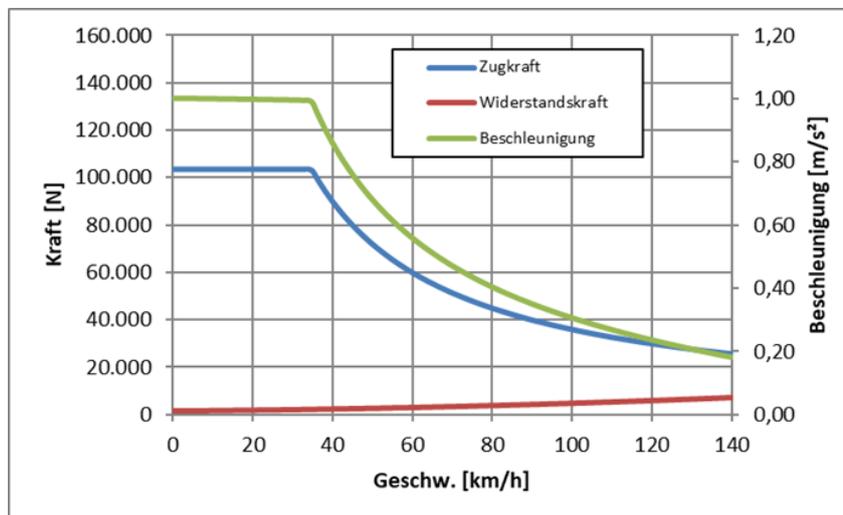


Abbildung 2-10: Zugkraftkennlinie des generischen zweiteiligen Triebzugs, sowie zugehörige Maximalbeschleunigung und Widerstandskurve nach Davis-Formel

Die Antriebstopologien wurden in Anlehnung an (Schenker, Schirmer und Dittus, 2020) ausgelegt. Für die einzelnen Bauteile werden hierbei generische konstante Wirkungsgrade angesetzt (Abbildung 1-17). Dabei werden für BEMU und HEMU die gleiche Grundstruktur und identische Wirkungsgrade bei gleichen Bauteilen angenommen.

TABELLE 2-9: FAHRZEUGPARAMETER DES GENERISCHEN ZWEITEILERS

Parameter	Generischer Zweiteiler
<b>Sitzplätze</b>	120
<b>Länge</b>	42 m
<b>Achsfolge</b>	Bo‘2‘Bo‘
<b>Eigenmasse</b>	95 t
<b>Rotierende Masse</b>	5 % der Eigenmasse
<b>Gesamtmasse mit Fahrgästen</b>	97,5 t
<b>Leistung am Rad</b>	1 MW
<b>Anfahr-Zugkraft</b>	ca. 104 kN
<b>Anfahrbeschleunigung</b>	1 m/s <sup>2</sup>
<b>Maximalgeschwindigkeit</b>	140 km/h
<b>Widerstandskoeffizienten nach Davis-Formel</b>	A = 1446 N

Parameter	Generischer Zweiteiler
	B = 46,7 Ns/m
	C = 2,59 Ns <sup>2</sup> /m <sup>2</sup>

### 2.3.2.2 Simulation des Leistungsbedarfs am Rad und am Zwischenkreis

Die Basis-Simulation wird analog zu AP 1 mit einem Simulationstool aus früheren Studien der Autoren durchgeführt. Hierbei wird unter Vorgabe der Fahrzeugspezifikationen und Streckencharakteristika (Fahrplan, Entfernungen, Höhenprofil, Geschwindigkeitsbegrenzungen) ein Geschwindigkeitsverlauf und der dazugehörige Leistungsbedarf am Rad bestimmt. Das dafür genutzte Trajectory Planning Tool (TPT) ist ein DLR-Algorithmus zur längsdynamischen Simulation von Schienenfahrzeugen. Dieser ermöglicht die Berechnung des Geschwindigkeitsprofils anhand eines heuristischen Suchverfahrens unter Einhaltung des Fahrplanes und geltenden Geschwindigkeitsbegrenzungen. Hierbei wird ein Fahrprofil aus Beschleunigungs- und Verzögerungsphasen sowie Phasen mit konstanter Geschwindigkeit zusammengesetzt. Mittels dieses Verfahrens wird zuerst ein Auslegungsfall mit maximal möglicher Geschwindigkeit, sowie anschließend ein Profil mit reduzierter Geschwindigkeit ermittelt. Das hierbei geltende Suchkriterium ist die Minimierung der Durchschnittsgeschwindigkeit ohne dabei die Fahrplanvorgaben zu verletzen. Für die vorliegenden Simulationen wurde zusätzlich eine Coasting-Strategie angenommen, welche unter Berücksichtigung des Fahrplans und Geschwindigkeitslimits eine Ausrollphase vor jeder Station ansetzt, falls die vorgegebene Fahrzeit es zulässt (siehe Abbildung 2-11). Dies entspricht tendenziell einer energiesparenden Fahrweise.

Als Ausgabe des TPT ergeben sich zeit- und orts aufgelöste Daten für Geschwindigkeit und Leistungsverlauf am Rad über den gesamten Streckenumlauf.

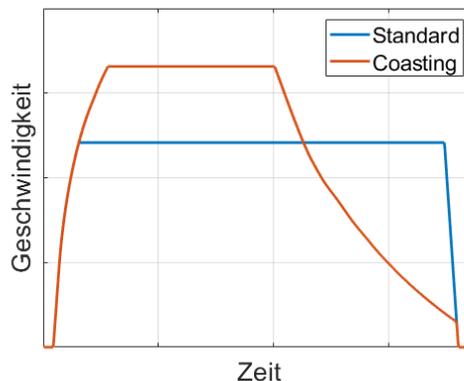


Abbildung 2-11: Mögliche Fahrstrategien in der längsdynamischen Simulation

#### Zwei Szenarien: Auslegungsfall und Normalfall

Auf Basis des Leistungsbedarfs am Rad wird unter Berücksichtigung der Nebenverbraucher der Leistungsbedarf am Zwischenkreis ermittelt. Dieser Leistungsbedarf wird anschließend je nach Antriebsstrangtopologie in Richtung Batterie und Oberleitung bzw. Brennstoffzelle (BZ) aufgeteilt. Für die Analyse der ausgewählten Strecken werden zwei verschiedene Fälle betrachtet: ein Auslegungsfall („worst-case“-Szenario zur Dimensionierung der nötigen Elektrifizierung bzw. Tankinfrastruktur) und ein Normalfall, der einen standardmäßigen Betrieb des Zuges bei ausgelegter Infrastruktur abbilden soll.

Diese beiden Fälle werden modellierungsseitig durch folgende Annahmen unterschieden:

- **Nebenverbraucher:** Analog zu AP 1 werden 6 % der momentanen Traktions- bzw. elektrischen Bremsleistung als Hilfsbetriebeleistung angenommen (Melzer, 2013), d. h. beispielsweise zur Kühlung von Antriebskomponenten (z. B. Kompressoren o. ä.). Des Weiteren wird der Bedarf für Komforteinrichtungen, also Heizung, Lüftung und Klimatisierung (HLK), in Abhängigkeit der Temperatur abgeschätzt. Hierbei gilt:

$$P_{\text{HLK}}(T \text{ in } ^\circ\text{C}) = n_{\text{Wagen}} \cdot \begin{cases} -1,2T + 21,2, & \text{falls } T \leq 15^\circ\text{C} \\ 0,5T - 4,3, & \text{sonst} \end{cases}$$

Geht man von einer realistischen Temperaturspanne von -15 bis +30 °C aus, ergibt sich für den Zweiteiler im Auslegungsfall ein Maximalwert von 78,4 kW bei einer Temperatur von -15 °C. Für den Normalfall wurde wie in AP 1 ein Jahresmittelbedarf der HLK-Leistung angenommen. Dazu wurden die monatspezifischen HLK-Leistungsbedarfe für die jeweilige durchschnittliche Lufttemperatur in Deutschland (zwischen 2011 und 2020, Deutscher Wetterdienst, 2021) berechnet und anschließend über ein Jahr gemittelt. Dadurch ergibt sich eine HLK-Leistung von 21,4 kW für die Normalfallberechnung.

- **Nutzbarer Energiegehalt der Batterie:** Für den Auslegungsfall wird bei der Analyse des BEMUs ein zusätzlicher Puffer im Energiespeicher angesetzt. Dieser Puffer muss zurückgehalten werden, beispielsweise um Verspätungen durch schnellere Fahrweise mit höherem Energiebedarf ausgleichen zu können oder in längeren außerplanmäßigen Standzeiten ohne Elektrifizierung die Hilfs- und Nebenverbraucher zuverlässig bedienen zu können. Hierfür werden zusätzlich zu den bereits vorgegebenen Betriebslimits der Batterie 15 % der Ladung zurückgehalten (ausgehend von der Begin-of-Life (BoL)-Kapazität der Batterie).

### 2.3.2.3 BEMU – Modellierung des Leistungsbedarfs an der Oberleitung

Die ausgewählte Betriebsstrategie (siehe Abbildung 2-12) für den BEMU basiert auf einer früheren Studie (Pagenkopf, J., T. Schirmer, M. Böhm, C. Streuling und S. Herwartz, 2020). Dabei wird in elektrifizierten Abschnitten der komplette Leistungsbedarf am Zwischenkreis (Traktionsleistung, sowie HLK und Hilfsbetriebe) aus der Oberleitung gedeckt. In nicht-elektrifizierten Abschnitten wird dieser Bedarf von der Batterie bereitgestellt.

Die Überprüfung der fahrzeugseitigen Machbarkeit des BEMU-Szenarios erfolgt anhand der Simulation eines ladungserhaltenden Umlaufs, d. h. der Ladezustand der Traktionsbatterie am Ende des Umlaufs (inkl. Wendezeiten am Start- und Endbahnhof) gleicht dem Ladezustand zu Beginn des Umlaufs. Unter der Randbedingung des ladungserhaltenden Umlaufs wurden die Kapazität des BEMU-Traktions-speichers und die Position sowie die Länge der streckenseitigen Oberleitung iterativ variiert. Das Ergebnis stellt jedoch nicht zwangsläufig eine optimale Lösung im Hinblick auf die kostenseitige Vorteilhaftigkeit dar.

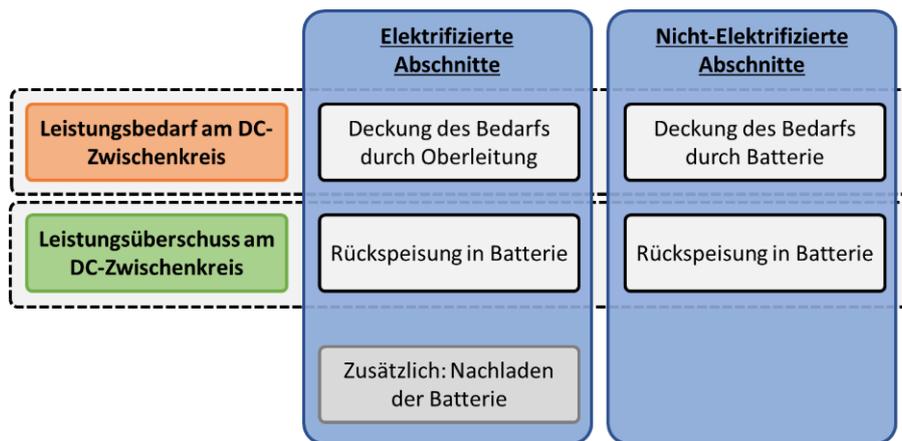


Abbildung 2-12: Schematische Darstellung der vereinfachten Betriebsstrategie für die BEMU-Modellierung

Dazu wird zum einen die regenerative Bremsleistung in die Batterie zurückspeist. Der restliche Energiehalt wird in den elektrifizierten Abschnitten sowohl während der Fahrt als auch im Stillstand aus der Oberleitung nachgeladen. Dabei strebt der heuristische Algorithmus der Betriebsstrategie eine möglichst niedrige, gleichverteilte Nachladeleistung an.

Die maximale entnehmbare Leistung der Oberleitung während der Fahrt ist durch den Transformator begrenzt, hier angenommen mit 1,8 MW. Im Stillstand ist der maximale Strom zur Reduzierung von Kontaktwärme zwischen Schleifleiste und Fahrdrabt an der Oberleitung auf 80 A limitiert (DIN EN 50367:2017, Tabelle 5), wodurch sich eine Gesamtleistung von 1,2 MW ergibt.

*Hier ist anzumerken, dass der fahrzeugseitig maximal mögliche Leistungsbezug aus der Oberleitung je nach Fahrzeugspezifikation variiert. Bedingt durch Leistungsbegrenzungen der Traktionsbatterien und der Leistungselektronik, wie z. B. der Wechsel- und Gleichrichter am Gleichstromzwischenkreis, kann der maxi-*

*male Leistungsbezug des Fahrzeugs wesentlich niedriger ausfallen. Da im Rahmen dieser Untersuchung die Anforderungen an die Ladeinfrastruktur sowie die aus der BEMU-Nachladung resultierenden Netzbelastung auf das öffentliche Stromnetz durch die OLIA im Fokus stehen, wird von einer worst-case-Betrachtung ausgegangen und die weitere Berechnung mit tendenziell hohen Ladeleistungen durchgeführt.*

Im Rahmen dieser Untersuchung wird keine detaillierte Speicherdimensionierung vorgenommen, sondern lediglich die nominale Speicherkapazität vorgegeben. Für den Betrieb der Batterie wird ein maximales Betriebsfenster angenommen. Dies dient zum einen der Modellierung der End-of-Life (EoL)-Kapazität, um sicher zu stellen, dass der Betrieb auch noch kurz vor dem Austausch der Batterie möglich ist. Es wird angenommen, dass die EoL-Kapazität bei 80 % des ursprünglichen Energiehalts liegt. Zum anderen wird ein weiterer Sicherheitspuffer von 80 % vorgesehen, um die Batterie vor beschleunigter Alterung zu schützen (sowohl sehr hohe als auch sehr niedrige Ladestände haben eine negative Auswirkung auf die Batterielebensdauer) und außerplanmäßige Situationen abdecken zu können. Dadurch ergibt sich ein Betriebsfenster von 64 % der BoL-Kapazität im Normalfall (18 bis 82 %). Im Auslegungsfall wird wie im vorherigen Abschnitt beschrieben ein weiterer Puffer von 15 % der BoL-Kapazität angesetzt, was zu einem nutzbaren BoL-Ladefenster von 49 % führt (33 bis 82 %).

Als Resultat der Modellierung ergibt sich ein zeit- und orts aufgelöster Leistungsbedarf an den einzelnen Elektrifizierungsabschnitten, der Gesamtenergiebedarf am Fahrdrabt, sowie der Lade-/Entladeleistung der Batterie über den gesamten Umlauf. Die wichtigsten Modellierungsparameter sind in Tabelle 2-10 zusammengefasst.

TABELLE 2-10: SPEZIELLE MODELLIERUNGSPARAMETER FÜR DIE ANALYSE DER BEMU-SZENARIOEN, ERGÄNZEND ZU DEN ALLGEMEINEN FAHRZEUGPARAMETERN

Parameter	Auslegungsfall	Normalfall
<b>HLK-Leistung (kW)</b>	78,4	21,4
<b>Leistung Hilfsbetriebe (% der Leistung am Rad)</b>	6	
<b>Maximale Leistung am Fahrdraht (MW)</b>	im Stillstand: 1,2 während der Fahrt: 1,8	
<b>Batteriekapazität (kWh – BoL)</b>	670 (BEMU-Szenario Linienbündel Köln – Trier) 560 (BEMU-Szenario Linienbündel Augsburg – Füssen)	
<b>Minimaler SoC (%)</b>	33	18
<b>Maximaler SoC (%)</b>	82	82

### 2.3.2.4 HEMU – Modellierung des Wasserstoffbedarfs

Für den HEMU wurde eine vereinfachte Betriebsstrategie analog zu AP 1 angesetzt. Ausgehend vom zeitaufgelösten Leistungsbedarf am Zwischenkreis, wird der Bedarf in Abhängigkeit der Momentanleistung auf BZ und Batterie aufgeteilt. In erster Priorität deckt die BZ den Leistungsbedarf bis zur vorgegebenen Maximalleistung. Ist darüber hinaus noch weiterer Bedarf, wird dieser von der Batterie zur Verfügung gestellt. Gibt es durch Rekuperation einen Leistungsüberschuss auf dem Zwischenkreis, wird dieser in die Batterie zurückgespeist. Wie beim BEMU wird für den Betrieb ein ausgeglichener Ladezustand am Ende und Anfang des Umlaufes vorgegeben. Da die regenerative Bremsenergie in der Regel nicht ausreicht, um diesen Zustand zu erreichen, wird die restliche Energie aus der BZ nachgeladen. Hierbei kann die Nachladestrategie der BZ im Regelfall so an die jeweilige Strecke angepasst werden, dass das Betriebsfenster der Batterie nicht überschritten wird und gleichzeitig die rückgespeiste Bremsenergie im vollen Umfang genutzt werden kann.

Die oben beschriebene Betriebsstrategie kann in eine integrale Abschätzung über den Umlauf vereinfacht werden wie sie in AP 1 (1.5.4.2) beschrieben wurde (siehe auch Abbildung 2-13).

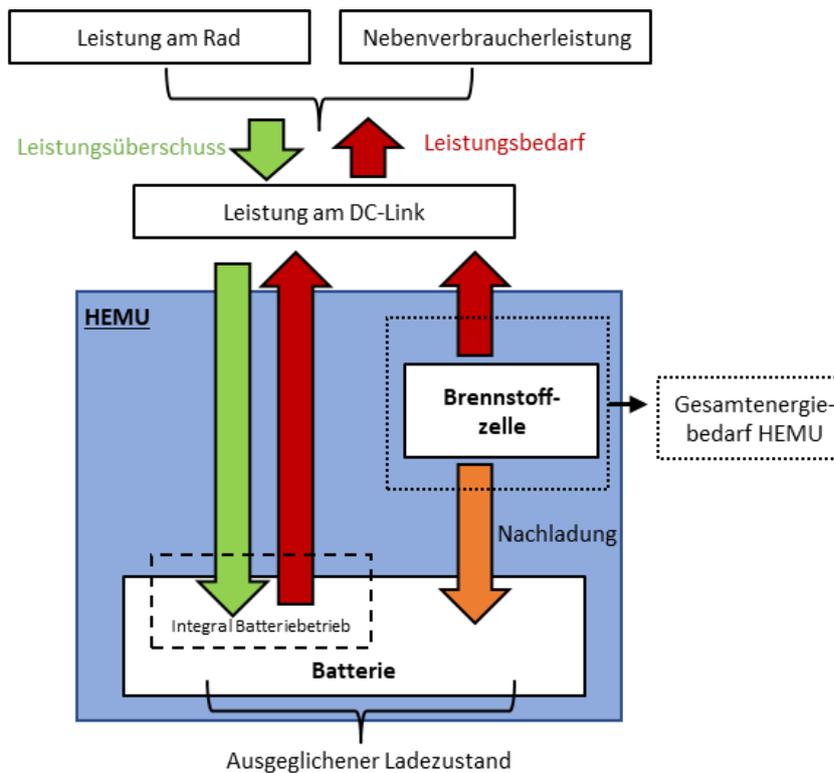


Abbildung 2-13: Schematische Darstellung der Berechnung des HEMU-Energiebedarfs

Der Gesamtenergiebedarf des HEMU ergibt sich dann aus der BZ-Leistung zur Deckung der Leistung am DC-Zwischenkreis und der BZ-Nachladeleistung zum Ausgleich des Ladezustands der Batterie (Batterie-integral). Es wurde vereinfachend angenommen, dass der Wasserstoffbedarf über die Lebensdauer der BZ ohne lebensdauerbedingte Effizienzverluste konstant bleibt. Die wichtigsten zusätzlichen Modellierungsparameter für das HEMU-Modell sind in Tabelle 2-11 zusammengefasst.

TABELLE 2-11: SPEZIELLE MODELLIERUNGSPARAMETER FÜR DIE ANALYSE DER HEMU-SZENARIEN, ERGÄNZEND ZU DEN ALLGEMEINEN FAHRZEUGPARAMETERN

Parameter	Auslegungsfall	Normalfall
HLK-Leistung (kW)	78,4	21,4
Leistung Hilfsbetriebe (% der Leistung am Rad)	6	
Maximale Leistung der BZ (kW)	400	

### 2.3.3 Streckenauswahl

Im Rahmen der Studie wurden Strecken ausgewählt, welche die unterschiedlichen bahnbetrieblichen und streckenseitigen Erfordernisse im SPNV an den Betrieb mit BEMU und HEMU sowie die Anforderungen an die Tank- und Ladeinfrastruktur möglichst ganzheitlich abbilden. Hierfür wurden sowohl Strecken mit einem anspruchsvollen Höhenprofil (Mittelgebirgsstrecke: Köln nach Trier) sowie im Flachland verlaufende Strecken (Bremen/Wilhelmshaven nach Osnabrück) berücksichtigt. Weiterhin wurde eine Strecke aus der Voralpen-Region (Augsburg/München nach Füssen) gewählt.

Die Wahl von je einer Strecke in Süd- und Norddeutschland ermöglicht weiterhin die im Kontext von AP 3 relevante Berücksichtigung verschiedener Dargebotspotenziale von EEA bei der Energiebereitstellung für die Tank- und Ladeinfrastruktur.

Als maßgebliche Kriterien werden hier die Streckenlänge, das Höhenprofil, die Bestandselektrifizierung (längster nicht-elektrifizierter Abschnitt) sowie die Taktfrequenz zu Grunde gelegt. Für den Betrieb mit BEMU wird weiterhin eine Elektrifizierungslücke von größer 70 km als Schwellwert angenommen, damit eine Errichtung einer OLIA notwendig wird. Neben der typischen Taktfrequenz von einer Fahrt pro Stunde je Richtung wurde eine Strecke (Köln-Trier) mit einer dichteren Taktung in die Betrachtung einbezogen. Für die Analyse der OLIA stellt insbesondere die Spitzenbelastung ein relevantes Auslegungskriterium dar. Diese hängt wiederum maßgeblich von der Anzahl an gleichzeitig an der OLIA ladenden BEMU ab. Weiterhin wird hier der Einfluss unterschiedlicher Taktfrequenzen auf die Anzahl der Nachladungen berücksichtigt.

Die ausgewählten Strecken sind anhand ihrer strecken- und bahnbetrieblichen Charakteristika in Tabelle 2-12 gegenübergestellt und das jeweils vorgesehene XMU-Szenario angegeben.

Im Rahmen dieser Untersuchung stellt die Wahl der Antriebsvarianten je Strecke keine Beurteilung der technoökonomischen Vorteilhaftigkeit des Einsatzes von BEMU bzw. HEMU auf den jeweiligen Strecken dar, sondern ist auf Basis der zuvor genannten Kriterien erfolgt.

TABELLE 2-12: STRECKENSEITIGE UND BAHNBETRIEBLICHE CHARAKTERISTIKA DER AUSGEWÄHLTEN STRECKEN

<b>Strecke</b>	<b>Köln – Trier</b>	<b>Augsburg – Füssen</b>	<b>Bremen – Osnabrück</b>
<b>Linien</b>	RE12: Köln – Trier RE22/RB22: Köln – Trier (RB24: Köln – Gerolstein)	RB77: Augsburg – Füssen (RB68: München – Füssen)	RB58: Bremen – Osnabrück (RE18: Osnabrück – Wilhelmshaven)
<b>Streckenlänge [km]</b>	Köln – Trier: 182 (Köln – Gerolstein: 112)	Augsburg – Füssen: 103 (München – Füssen: 130,4)	Bremen – Osnabrück: 125,9 (Osnabrück – Wilhelmshaven: 165,4)
<b>Anstieg/Abfall [kumulierte Hm]</b>	529 / 450	335 / 32	121 / 58
<b>Bestandselektrifizierung</b>	Köln (12 km bis Kalscheuren) Trier (6 km bis Ehrang)	Augsburg (1,3 km), Buchloe (0,5 km)	Bremen (13,7 km bis Delmenhorst), Osnabrück (4,7 km)
<b>Vergabe (Laufzeit)</b>	Dieselnetz Köln (vareo-Netz) (2013 bis 2033)	Dieselnetz Augsburg I (2018 bis 2030)	Teilnetz Weser-Ems (2016 bis 2026)
<b>Betreibendes EVU</b>	DB Regio	BRB	NWB
<b>Zug-km/a</b>	2,25 Mio.	2,7 Mio. (ges. Dieselnetz Augsburg I)	4,8 Mio. (ges. Teilnetz Weser-Ems)

Strecke	Köln – Trier	Augsburg – Füssen	Bremen – Osnabrück
Takt	30 Minuten (mehrere Linien)	60 Minuten	60 Minuten
XMU-Szenario	BEMU-Szenario und HEMU-Szenario	BEMU-Szenario	HEMU-Szenario

### 2.3.4 Strecke Köln – Trier (Eifelstrecke)

Die Eifelstrecke erstreckt sich über 180,1 km von Köln Hbf (bzw. Köln Messe/Deutz) bis Trier Hbf, wovon derzeit nur die Abschnitte Köln Hbf bis Hürth-Kalscheuren (elektrifizierte Streckenlänge: 11,8 km) und Trier bis Ehrang (elektrifizierte Streckenlänge: 6,5 km) mit Oberleitung elektrifiziert sind.

Als Teil des aktuell von der DB Regio betriebenen vereo-Netzes (Dieselnetz Köln) des Zweckverbands Nahverkehr Rheinland (NVR) werden auf der Eifelstrecke aktuell folgende Linien mit DMU betrieben (DB Regio AG, 2021a):

- RE12: Köln Hbf – Trier Hbf
- RB24: Köln – Gerolstein
- RE22/RB22: Köln – Gerolstein/Gerolstein – Trier (Zuggattungswechsel in Gerolstein)

Abbildung 2-14 zeigt den Verlauf der Eifelstrecke sowie die darauf verkehrenden SPNV-Linien.

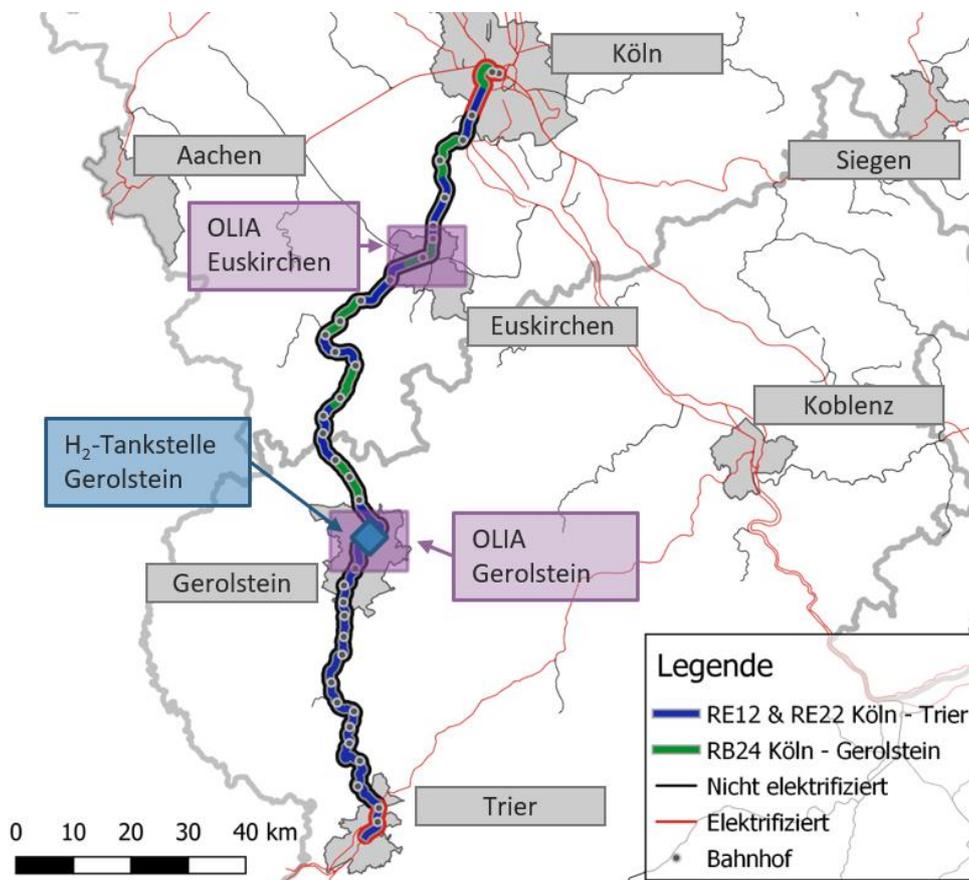


Abbildung 2-14: Streckenverlauf der Eifelstrecke und den derzeit betriebenen SPNV-Linien sowie Standorte der OLIA im BEMU-Szenario bzw. der Wasserstofftankstelle im HEMU-Szenario

Während der Durchführung der Studie wurde im Zuge der Instandsetzungsmaßnahmen der Zerstörungen durch die Flutkatastrophe im Juli 2021 die Elektrifizierung der Strecke Köln – Trier bekannt gegeben<sup>7</sup>. Dabei wird die Eifelstrecke von Hürth-Kalscheuren über Kall bis zur Landesgrenze nach Rheinland-Pfalz, sowie die Voreifelbahn und die Erfttalbahn mit Oberleitung elektrifiziert. Weiterhin ist auch die Elektrifizierung von Trier bis zur nordrhein-westfälischen Landesgrenze bis 2028 geplant<sup>8</sup>. Die geplante Elektrifizierung wurde im Rahmen der hier diskutierten Nachelektrifizierungsvarianten nicht berücksichtigt.

Zunächst werden im folgenden Abschnitt „Linienanalyse“ die Randbedingungen aus Streckencharakteristik und Fahrplan vorgestellt. Für die Eifelstrecke wird unter Berücksichtigung der streckenseitigen und betrieblichen Randbedingungen je ein Szenario für den Betrieb der Strecke mit BEMU und HEMU entwickelt. Dabei wird der Energiebedarf der relevanten Teilfahrten simulationsbasiert abgeschätzt und auf Basis des Sollfahrplans der Lastgang an der jeweiligen Tank- oder Nachladeeinrichtung berechnet. Je XMU-Szenario werden die maßgeblichen Anforderungen und Randbedingungen des Versorgungskonzeptes für die Betankung, respektive die Nachladung, dargestellt.

### 2.3.4.1 Linienanalyse

#### **Streckencharakteristik**

Auf Basis der in AP 1 vorgestellten Methodik werden die für die Beschreibung der Streckencharakteristik notwendigen Kriterien aufbereitet. Die Geschwindigkeitsbegrenzungen und das modellierte Höhenprofil (auf Basis der in AP 1 vorgestellten Methodik) für die Gesamtstrecke sind in Abbildung 2-15 gezeigt. Zudem sind für eine exemplarische Fahrt der Linien RE22/RB22 von Köln Hbf nach Trier Hbf die Haltestelle (mit Bedarfshalten) und Fahrzeiten abgebildet. Im Rahmen dieser Untersuchung wird Köln Hbf als Startbahnhof betrachtet (einige Teilfahrten beginnen in Köln Messe/Deutz). Diese streckenseitigen und fahrplanseitigen Parameter bilden die Eingangsdaten für die längsdynamische Simulation.

#### **SPNV-Betrieb und Fahrtenüberblick**

Die Betriebsleistung des gesamten vareo-Netzes im laufenden Verkehrsvertrag umfasst 7,2 Mio. Zug-Kilometer pro Jahr, wovon etwa 2,25 Mio. Zug-Kilometer jährlich auf den Linien der Eifelstrecke erbracht werden (Abschätzung basierend auf NVR, 2021). Die Laufzeit des aktuellen Verkehrsvertrags beträgt 20 Jahre (Beginn 2013). Derzeit sind im vareo-Netz Dieseltriebzüge vom Typ Alstom Coradia LINT 81 (Baureihe 620) und LINT 54 (Baureihe 622) sowie Bombardier Talent (Baureihe 644) im Einsatz (DB Regio AG, 2021c). Weitere Betriebsparameter des SPNV-Betriebs auf der Eifelstrecke sind in Tabelle 2-13 zusammengefasst.

---

<sup>7</sup> <https://www.nvr.de/presse/aktuelles/ausstellung-zum-ausbau-der-s-bahn-koeln-in-euskirchen-eroeffnet>, abgerufen am 15.06.2022

<sup>8</sup> <https://www.swr.de/swraktuell/rheinland-pfalz/trier/eifelstrecke-elektrizierung-gerolstein-trier-koeln-100.html>, abgerufen am 15.06.2022

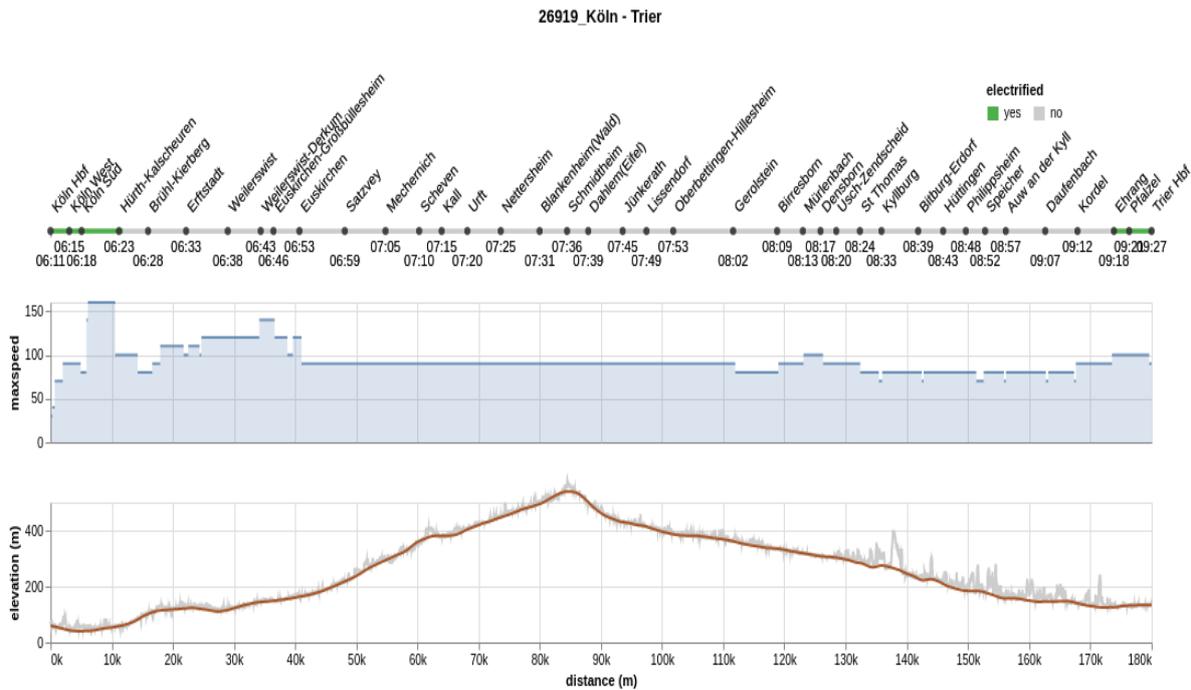


Abbildung 2-15: Strecken- und Fahrtcharakteristik der Strecke Köln – Trier (Sollfahrplanzeiten, Bestandselektrifizierung, zulässige Geschwindigkeiten, modelliertes Höhenprofil)

Auf Basis der Fahrpläne im Normalbetrieb der DB Regio (DB Regio AG, 2021b) und des Kursbuches der Deutschen Bahn (KBS-Nummer 474 in Deutsche Bahn, 2021, abgerufen am 25.11.2021) wurden die Fahrten für eine exemplarische Woche erhoben. In Abbildung 2-16 sind beispielhaft die von Montag bis Freitag stattfindenden Fahrten auf der Eifelstrecke linienspezifisch abgebildet, woraus die dichte Taktung der Fahrten auf der Eifelstrecke hervorgeht.

Tabelle 2-13: Informationen zum SPNV-Betrieb der Linien RE22, RE12 und RB24 auf der Eifelstrecke (NVR, 2021)

Parameter	RE22: Köln – Trier („Eifel-Express“) <sup>1</sup>	RE12: Köln – Trier („Eifel-Mosel-Express“)	RB 24: Köln-Gerolstein („EiFel-Bahn“)
Betriebsleistung [Zug-km/a]	1.025 Tsd.	156 Tsd.	1.065 Tsd.
Verkehrsleistung [Personen-km/a]	111,7 Mio.	12,6 Mio.	84,4 Mio.
Takt	60 Minuten <sup>2</sup>	Einzellagen	30 Minuten / 60 Minuten

<sup>1</sup> Die Verkehrsleistung der Linie RB22 Gerolstein nach Trier ist nicht enthalten

<sup>2</sup> zzgl. Verstärkerfahrten

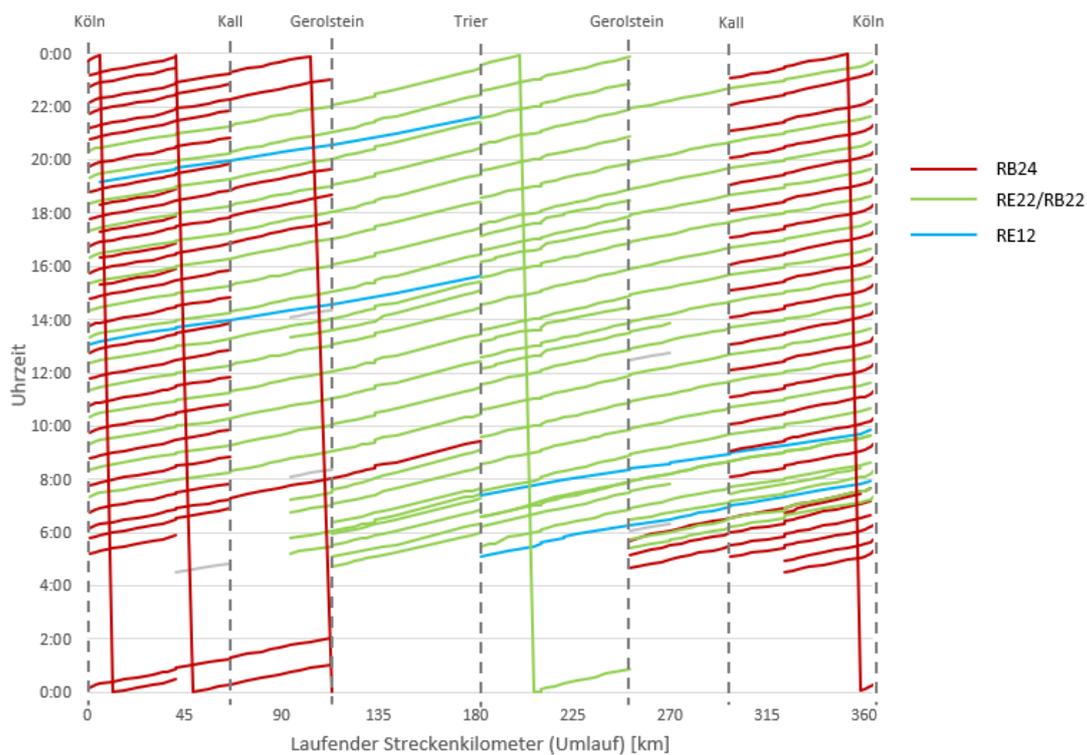


Abbildung 2-16: Bildfahrplan für Fahrten der Linien RE22/RB22, RE12 und RB24 (vereinfachte Darstellung für Montag bis Freitag).

### 2.3.4.2 BEMU-Szenario und OLIA-Versorgungskonzept

Die betrachtete Gesamtstrecke (Köln Hbf bis Trier Hbf) mit einer Länge von 180,1 km und Bestandselektrifizierung in Köln (bis Hürth-Kalscheuren) von 11,8 km und Trier (bis Ehrang) von 6,5 km erfordert für den Betrieb mit BEMU die Errichtung von zusätzlichen Ladeabschnitten, d. h. die Errichtung von OLIA oder auch die Verlängerung der Oberleitung ausgehend von der bestehenden Elektrifizierung.

#### Vorüberlegungen und Annahmen zum BEMU-Szenario

Aufgrund der Länge des aktuell nicht elektrifizierten Streckenabschnitts von 161,8 km ist entweder die Verlängerung der bestehenden Elektrifizierung ausgehend von den Endbahnhöfen oder die Errichtung von OLIA entlang der Strecke an geeigneten Standorten vorzusehen.

Im Kontext dieser Studie liegt der Fokus auf der Analyse des Energie- und Leistungsbedarfs zur Nachladung von BEMU an OLIA und der am Ladeunterwerk resultierenden Netzbelastung. Dafür werden auf Basis von Experteneinschätzungen vorteilhafte Standorte ausgewählt (z. B. Euskirchen, Kall, Jünkerath, Gerolstein).

Da Gerolstein für Teilfahrten sowohl aus Richtung Köln und aus Richtung Trier den Endbahnhof bildet und zudem im Hinblick auf die Streckentopologie einen sinnvollen Ladestandort darstellt, wurde Gerolstein als OLIA-Standort gewählt. Die Teilstrecke Köln – Gerolstein weist im Hinblick auf die Länge von 111,6 km, wovon 11,8 km elektrifiziert sind, und den kumulierten Anstieg von ca. 500 Höhenmeter eine anspruchsvolle Streckencharakteristik auf. Dadurch ist die Errichtung einer weiteren OLIA in Betracht zu ziehen oder andernfalls eine erhebliche Verlängerung der streckenseitigen OLA ausgehend von der OLIA in Gerolstein oder ab Hürth-Kalscheuren vorzusehen. Weiterhin wird die Teilstrecke Köln bis Kall (Streckenlänge 63,9 km), welche eine nicht elektrifizierte Streckenlänge von 104,2 km (für einen Umlauf)

aufweist, regelmäßig mit Fahrten der Linie RB24 bedient. Unter Berücksichtigung des zusätzlichen Energiebedarfs am Wendebahnhof kann sich somit eine weitere OLIA in diesem Streckenabschnitt als sinnvoll erweisen. Im Rahmen dieses BEMU-Szenarios wird eine weitere OLIA in Euskirchen vorgesehen, da an diesem Bahnhof in der Regel eine längere Haltezeit vorgesehen ist und Anknüpfungen an die „Erftalbahnhof“ und den Nahverkehr nach Bonn Hbf bestehen.

### Abschätzung fahrzeugseitige Machbarkeit BEMU-Betrieb

Für die Abschätzung der Machbarkeit eines BEMU-Einsatzes auf der Eifelstrecke wurden die relevanten Umläufe mittels längsdynamischer Simulation analysiert (wie in Abschnitt 2.3 beschrieben). Basierend auf den zuvor festgelegten OLIA-Standorten und der Streckencharakteristik ist der Betrieb mit BEMU maßgeblich von der Kapazität der BEMU-Traktionsspeicher und der Position sowie Länge der elektrifizierten Abschnitte ausgehend vom OLIA-Standort abhängig.

Die Simulation des BEMU-Umlaufs erfolgte für alle untersuchten Strecken auf Basis des in Abschnitt 2.3.2 definierten generischen zweiteiligen Triebzugs.

Für die simulationsbasierte Überprüfung der Machbarkeit eines BEMU-Betriebs werden die kritischen Umläufe im Auslegungsfall (s. Abschnitt 2.3.2) simuliert. Dabei wird angenommen, dass die Wendezeit an den Start- bzw. Endbahnhöfen jeweils 10 Minuten beträgt.

Folgende Umläufe wurden hierfür vereinfachend analysiert:

- Köln – Trier – Köln
- Köln – Gerolstein – Köln

Resultierende Oberleitungslänge an den OLIA und Traktionsspeichergöße der BEMU:

- OLIA in Gerolstein mit zusätzlicher Verlängerung der OLA um 4 km in Richtung Köln und um 1 km in Richtung Trier
- OLIA Euskirchen mit zusätzlicher Verlängerung der OLA um 1,2 km je Richtung
- Batteriekapazität nominal 670 kWh

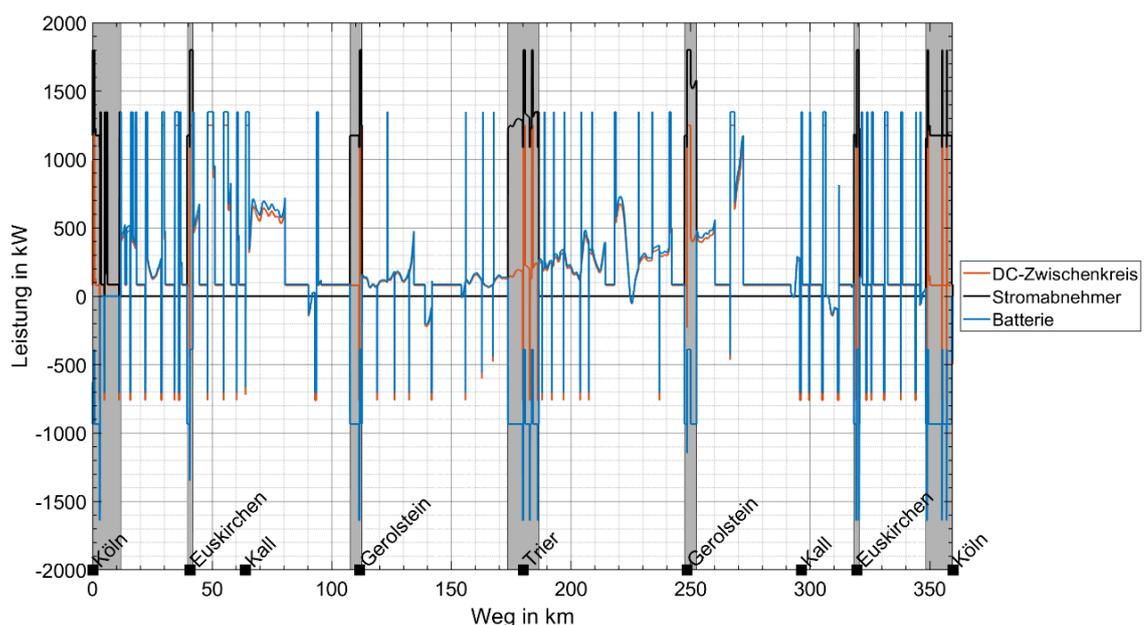


Abbildung 2-17: Leistungsverläufe eines BEMU-Umlaufs der Strecke Köln – Trier – Köln (Auslegungsfall)

Die zusätzliche Verlängerung der OLA ausgehend von der OLIA dient insbesondere der Deckung des Leistungsbedarfs beim Anfahren der Triebzüge und verlängert die Zeit unter Oberleitung und somit den Ladeenergieeintrag. Weiterhin kann während der Fahrt mit höherer Leistung als im Stand nachgeladen werden. Die Verlängerung der OLIA Gerolstein in Richtung Köln um 4 km verkürzt den kritischen zu überbrückenden Abschnitt der Strecke (markiert durch den minimalen State-of-Charge (SoC) bei Einfahrt in Gerolstein – vgl. Abbildung 2-18). Diese zusätzliche Elektrifizierungslänge hängt insbesondere von der nutzbaren Kapazität der Traktionspeicher ab.

Im Folgenden sind die Simulationsergebnisse der kritischen Umläufe für den Auslegungsfall dargestellt.

### Umlauf Köln – Trier

Abbildung 2-17 zeigt den Leistungsverlauf am Gleichspannungszwischenkreis (orange) sowie an der Traktionsbatterie (violett) des BEMU während eines Umlaufs Köln – Trier – Köln im Auslegungsfall. Weiterhin ist die Leistungsaufnahme des Stromabnehmers bzw. Pantografen (schwarz) dargestellt. Die grau hinterlegten Bereiche stellen die jeweiligen elektrifizierten Bereiche dar.

In Abbildung 2-18 ist der Verlauf des Batterieladezustands für den Umlauf Köln-Trier-Köln abgebildet. Hieraus lässt sich erkennen, an welchen Punkten die minimalen Ladezustände (SoC) der BEMU-Traktionsbatterie auftreten, woraus abgeleitet werden kann, in welchen Fahrtabschnitten weitere Ladezeit oder Speicherreserven benötigt werden. Im Fall des analysierten Umlaufs Köln-Trier-Köln ist zu erkennen, dass insbesondere die Teilstrecke von Köln bis Gerolstein kritisch für die Machbarkeit eines BEMU-Betriebs ist (minimaler SoC am Beginn der OLIA Gerolstein).

Die Simulationsergebnisse für einen BEMU-Umlauf auf der Strecke Köln – Trier sind in Tabelle 2-14 zusammengestellt.

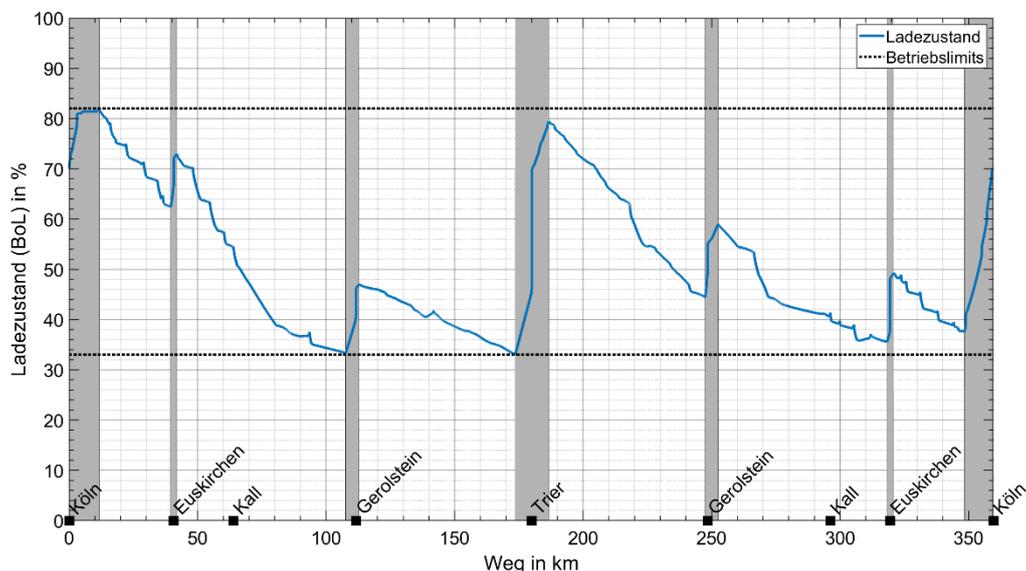


Abbildung 2-18: Verlauf des Batterie-Ladezustands (State-of-Charge – SoC) eines BEMU für den Umlauf Köln – Trier – Köln (Auslegungsfall)

TABELLE 2-14: SIMULATIONSKENNGRÖßEN FÜR AUSLEGUNGS- UND NORMALFALL FÜR DEN UMLAUF EINES BEMU AUF DER STRECKE KÖLN – TRIER

Parameter	Auslegungsfall	Normalfall
Gesamtenergie am Fahrdraht (kWh)	1371	967
Spezifische Energie am Fahrdraht (kWh/km)	3,81	2,69
Maximaler SoC Hub EOL (%)	61	53
Energiedurchsatz Batterie (kWh)	2091	1570
Maximale C-Rate Laden/Entladen (1/h)	3,2 / 2,4	2,6 / 2,3
RMS*-Leistung Batterie (kW)	543	435

\*RMS: Root Mean Square

### Umlauf Köln-Gerolstein

Abbildung 2-19 zeigt den Leistungsverlauf am Gleichspannungszwischenkreis (orange), an der Traktionsbatterie (violett) und am Stromabnehmer bzw. Pantografen (schwarz) des BEMU während eines Umlaufs Köln – Gerolstein – Köln im Auslegungsfall. Die grauen Bereiche zeigen die jeweiligen elektrifizierten Bereiche.

In Abbildung 2-20 ist der Verlauf des Batterieladezustands (SoC) während des Umlaufs der Strecke Köln – Gerolstein – Köln abgebildet. Hieraus lässt sich erkennen an welchen Punkten die Tiefstände der BEMU-Traktionsbatterie auftreten, woraus abgeleitet werden kann, in welchen Fahrabschnitten weitere Ladezeit oder Speicherreserven benötigt werden. Ebenso wie bei dem zuvor diskutierten Gesamtumlauf der Strecke Köln – Trier zeigt der SoC-Verlauf seinen Tiefpunkt auf der Hinfahrt von Köln nach Gerolstein bei Einfahrt in der OLIA Gerolstein.

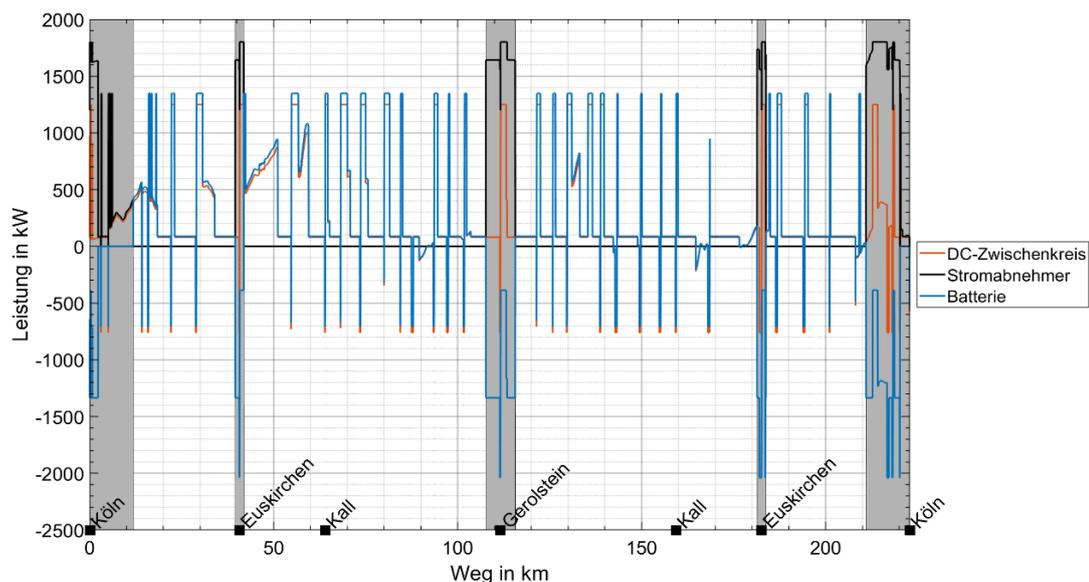


Abbildung 2-19: Leistungsverläufe eines simulierten BEMU-Umlaufs der Strecke Köln – Gerolstein (Auslegungsfall)

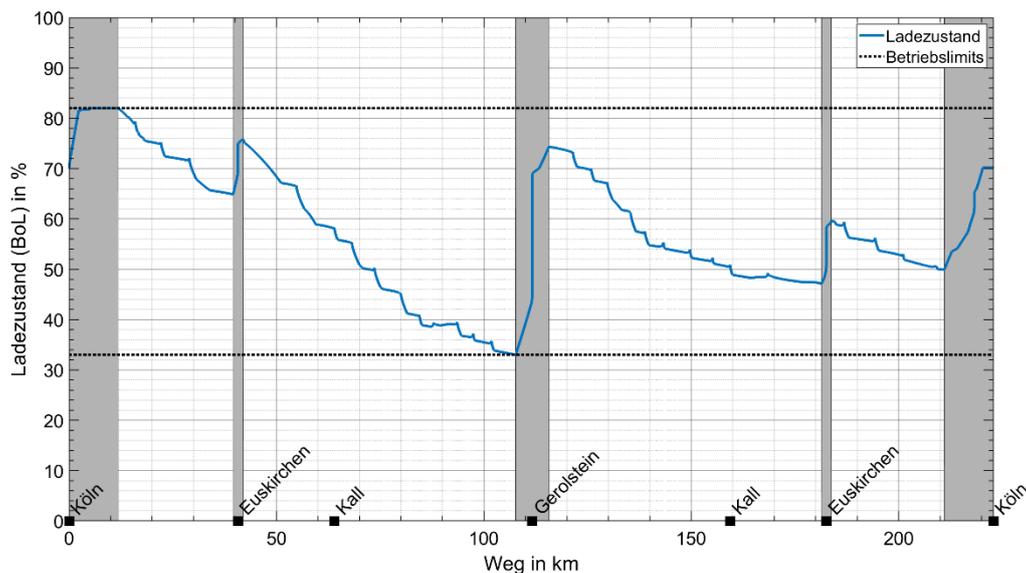


Abbildung 2-20: Verlauf des Batterie-Ladezustands (SoC) eines simulierten BEMU-Umlaufs auf der Strecke Köln – Gerolstein

### Modellierung des Lastgangs an der OLIA

Die zuvor gezeigten simulierten Lastverläufe für BEMU-Umläufe wurden für einen zweiteiligen generischen Triebzug mit Jakobs-Drehgestell erstellt. Da im derzeitigen Betrieb zwei- und dreiteilige Dieseltriebzüge vom Typ LINT 81, LINT 54 und Talent im Einsatz sind, wird der simulierte Leistungsbedarf am Pantografen entsprechend der höheren Fahrzeugmasse hochskaliert, um den Lastgang der BEMU-Nachladung an der OLIA Gerolstein im Tagesgang zu modellieren. Dabei werden Fahrten mit Triebzügen vom Typ LINT 81 vereinfachend durch zwei der simulierten zweiteiligen Triebzüge in Doppeltraktion abgebildet. Die Fahrten mit Triebzügen der Baureihe 644 und der Baureihe 622 werden vereinfacht direkt durch die simulierte Trajektorie abgebildet, d. h. der simulierte Energiebedarf ist niedriger als der Energiebedarf von BEMU mit vergleichbarer Sitzplatzkapazität zu Baureihe 644/622.

Hier ist anzumerken, dass die tatsächliche Leistungsaufnahme von BEMU-Triebzügen und somit der Leistungsbedarf am Ladeunterwerk sowohl von der Anzahl an gleichzeitig genutzten Pantografen, der Größe des Fahrzeugtransformators und der Stromtragfähigkeit sowie dem Spannungsniveau der OLA abhängt.

Zudem wurde auf Basis von Laufplänen der DB Regio (Dieselnetz Köln, 2021) die Anzahl der Fahrten, welche in Doppeltraktion bedient werden, bestimmt. Da der BEMU-Betrieb in Doppeltraktion durch die separate Nachladung jedes Triebzugs (d. h. je Triebzug ein Pantograf) entsprechend zu einem verdoppelten Leistungsbedarf führt, muss dies bei der Dimensionierung des Ladeunterwerks berücksichtigt werden.

Für die Abbildung des Lastgangs der BEMU-Nachladung an der OLIA Gerolstein im Tagesgang wurden alle täglichen Fahrten, welche Gerolstein als Zwischen-, Start- oder Endstation anfahren, berücksichtigt und zwischen Montag bis Freitag, Samstag und Sonntag unterschieden. Kürzere Teilfahrten sowie Leer- und Überführungsfahrten wurden hierbei vernachlässigt, da diese in einem eher geringen zusätzlichen Leistungs- und Energiebedarf resultieren.

In Tabelle 2-15 sind die Anzahl der für die Ableitung des Lastgangs an der OLIA Gerolstein berücksichtigten Fahrten dargestellt.

TABELLE 2-15: ANZAHL TÄGLICHE FAHRTEN AUF DEN STRECKEN KÖLN – GEROLSTEIN, KÖLN – TRIER UND GEROLSTEIN – TRIER (SOWOHL HIN- ALS AUCH RÜCKFAHRTEN) MIT BEMU-NACHLADUNG AN DER OLIA GEROLSTEIN

Streckenabschnitt	Anzahl tägl. Fahrten Montag – Freitag	Anzahl tägl. Fahrten Samstags	Anzahl tägl. Fahrten Sonntags
Köln – Trier	34	36	36
Köln – Gerolstein	14	13	15
Gerolstein – Trier	18	12	12

Je berücksichtigter Hin- und Rückfahrt wurde der simulierte Leistungsbedarf im Oberleitungsabschnitt der OLIA Gerolstein modelliert und zu einem Lastgang aggregiert, welcher durch das zugehörige Ladeunterwerk bereitgestellt werden muss.

Für die weitere Betrachtung im Rahmen dieser Studie wurde der Auslegungsfall mit erhöhtem Energiebedarf für HLK-Betriebe berücksichtigt (vgl. Abschnitt 2.3.2.2), welcher die Berechnungsgrundlage für die Analyse der Netzbelastung in Absatz 2.4 bildet. Zudem werden BEMU-Trajektorien für den „Normalfall“, d. h. mit durchschnittlichem Leistungsbedarf der HLK-Betriebe, simuliert und die zugehörigen Lastgänge simuliert, welche in AP 3 verwendet werden.

Tabelle 2-16 zeigt den Energiebedarf für Auslegungs- und Normalfall für die verschiedenen Umläufe an der analysierten OLIA in Gerolstein, aufgeteilt nach Hin- und Rückweg.

TABELLE 2-16: ENERGIEBEDARF AN DER OLIA GEROLSTEIN FÜR DIE SIMULIERTEN FAHRTEN AUF DER EIFELSTRECKE

Energiebedarf 2-Teiler an OLIA Gerolstein	Auslegungsfall	Normalfall
Umlauf Köln – Trier (Hin-/Rückweg) [kWh]	125,6 / 154,0	80,5 / 105,4
Umlauf Köln – Gerolstein [kWh]	366,4	197,3
Umlauf Gerolstein – Trier (Hin-/Rückweg) [kWh]	18,8 / 241,4	13,8 / 143,4

### 2.3.4.3 HEMU-Szenario und HRS-Versorgungskonzept

Für die Strecke Köln – Trier wird im Folgenden ein Szenario für den Betrieb mit HEMU vorgestellt. Im zuvor vorgestellten BEMU-Szenario sind die nur die für die OLIA Gerolstein relevanten Teilfahrten in dem Lastgangprofil berücksichtigt. Im HEMU-Szenario werden zusätzlich die Fahrten auf der Teilstrecke Köln – Kall bei der Ermittlung des Wasserstoffbedarfs berücksichtigt.

### Simulation HEMU Wasserstoffbedarf

Analog zum BEMU-Szenario erfolgt die Simulation der HEMU-Trajektorie auf Basis eines zweiteiligen Triebzugs mit Jakobs-Drehgestell (siehe Absatz 2.3.2). Die Simulation der HEMU-Trajektorie erfolgte zum einen für den Auslegungsfall, welcher einen HLK-Bedarf von 78,4 kW unterstellt, und zum anderen für den Normalfall, welcher einen HLK-Bedarf von 21,4 kW zu Grunde legt (siehe Absatz 2.3.2.2).

Die Wendezeit an Start- und Endbahnhof wurde mit 10 Minuten veranschlagt. Weiterhin wurde angenommen, dass die Batterie des HEMU ausreichend groß dimensioniert ist, um vollständig die rekupe-rierte Bremsenergie aufzunehmen.

Die resultierenden Wasserstoff-Durchschnittsverbräuche der simulierten Fahrten auf der Eifelstrecke sind in Tabelle 2-17 dargestellt.

TABELLE 2-17: SPEZIFISCHER WASSERSTOFFBEDARF EINES HEMU (ZWEITEILER) FÜR DIE BE-TRACHTETEN TEILFAHRTEN AUF DER STRECKE KÖLN – TRIER (BEI VOLLSTÄNDIGER REKUPERA-TION DER BREMSENERGIE)

Umlauf	H <sub>2</sub> -Bedarf [kgH <sub>2</sub> /km] (Auslegungsfall)	H <sub>2</sub> -Bedarf [kgH <sub>2</sub> /km] (Normalfall)
Köln – Trier – Köln	0.201	0.143
Köln – Gerolstein – Köln	0.225	0.164
Trier – Gerolstein – Trier	0.177	0.122
Köln – Kall – Köln	0.220	0.162

### Abschätzung Wasserstoffbedarf an HRS und Betankungsplan

Der Wasserstoffbedarf je Teilfahrt wurde ausgehend von den Ergebnissen des simulierten zweiteiligen Triebzugs in Relation zur Fahrzeugmasse hochskaliert, um den derzeitigen Betrieb mit dreiteiligen Triebzügen der Baureihe 620 zu modellieren.

Da für die weitere Betrachtung im Rahmen dieser Untersuchung nicht die Anzahl einzelner Betankungen je Fahrzeug, sondern die Gesamtmenge an Wasserstoff für die HEMU-Betankung und die Anzahl an Betankungsvorgängen den maßgeblichen Einfluss auf die Dimensionierung der Wasserstofftankstelle haben, wird von einheitlichen Betankungsmengen für alle Fahrzeuge auf Basis eines dreiteiligen Triebzugs ausgegangen. Weiterhin wird vereinfachend angenommen, dass der Wasserstoffbedarf von Fahrten mit zweiteiligen Triebzügen in Doppeltraktion in etwa dem Wasserstoffbedarf von dreiteiligen Triebzugs mit langen Einzelwagen (vergleichbar zu Typ LINT 81) entspricht.

Für die Abbildung des Lastgangs der HEMU-Betankung wurden auf Basis der aktuellen Fahrpläne (Deutsche Bahn, 2021) die Hin- und Rückfahrten (unterschieden nach Montag bis Freitag, Samstag und Sonntag) auf den Teilstrecken Köln – Trier, Köln – Gerolstein, Gerolstein – Trier und Köln – Kall zusammengetragen (s. Tabelle 2-18). Weitere Teilfahrten wurden für die Modellierung vernachlässigt, da der Einfluss auf den Gesamtwasserstoffbedarf an der Wasserstofftankstelle als gering einzuschätzen ist.

TABELLE 2-18: ANZAHL TÄGLICHER FAHRTEN AUF DER EIFELSTRECKE

Teilstrecke	Anzahl Fahrten Mo – Fr	Anzahl Fahrten Sa	Anzahl Fahrten So
Köln – Trier	34	36	36
Köln – Gerolstein	14	13	15
Gerolstein – Trier	18	12	12
Köln – Kall	32	24	21

Ausgehend von den täglichen Fahrten und dem jeweiligen Wasserstoffbedarf wird unter Aufschlag von zusätzlichem Verbrauch bedingt durch Tank- und Leerfahrten von 10 % der Gesamtwasserstoffbedarf für die betrachteten Fahrten einer Woche berechnet.

Es wird weiterhin angenommen, dass im Vergleich zum heutigen Dieselbetrieb 10 % mehr HEMU für Fahrten eingesetzt werden, woraus der Wasserstoffbedarf je Fahrzeug abgeschätzt wird. Die Triebzüge verfügen über zwei Tankstutzen, welche zur parallelen Betankung genutzt werden. Die Betankung erfolgt dabei über zwei Dispenser mit einer angenommenen durchschnittlichen Betankungsgeschwindigkeit von 5 kg H<sub>2</sub>/min (je Dispenser). Die Dauer eines Tankvorgangs wurde mit 20 Minuten angesetzt (zuzüglich Dauer für Betankungsvorbereitung und -nachbereitung), woraus sich eine maximale Betankungsmenge von 200 kg je Tankvorgang ergibt.

Im Rahmen der Analyse und Abschätzung des HEMU-Lastgangs an der HRS wurde keine detaillierte Umlaufplanung oder Tankplanoptimierung zu Grunde gelegt. Die Anzahl an Betankungen je Fahrzeug wird basierend auf dem Wasserstoffbedarf der Fahrzeuge im Auslegungsfall abgeschätzt, woraus sich die Anzahl an Betankungen zu sechs Tankvorgängen je Woche und Fahrzeug ergibt. Im Wochendurchschnitt wird die Anzahl der Betankungen auf 27 Betankungen pro Tag angesetzt, d. h. die Betankungen finden gleichmäßig über die Werkzeuge und das Wochenende verteilt statt. Weiterhin wird für die Modellierung des Wasserstoffbedarfs an der HRS angenommen, dass je Tankvorgang die gleiche Menge Wasserstoff pro Fahrzeug an der HRS betankt wird. Daraus ergibt sich eine rechnerische Betankungsmenge von ca. 136 kg H<sub>2</sub> je Tankvorgang für einen Wasserstoffverbrauch der Triebzüge im „Normalfall“.

Die wesentlichen Indikatoren für die Betankung der HEMU an der HRS Gerolstein auf Basis des vorgestellten HEMU-Szenarios sind in Tabelle 2-19 zusammengefasst.

Ein Auszug des Betankungsplans an der HRS Gerolstein ist in Tabelle 2-20 abgebildet.

TABELLE 2-19: PARAMETER ZUR BETANKUNG VON HEMU AN DER HRS GEROLSTEIN

Parameter	Wert
Anzahl Betankungen je Fahrzeug pro Woche	6
Anzahl Betankungen pro Tag (insgesamt)	27
Mittlere H <sub>2</sub> -Menge je Tankvorgang im Normalfall [kg H <sub>2</sub> ]	135,9
Mittlere H <sub>2</sub> -Menge je Tankvorgang im Auslegungsfall [kg]	189,5

TABELLE 2-20: AUSZUG AUS VEREINFACHTEM BETANKUNGSPLAN FÜR GENERISCHEN BETRIEBSTAG AN DER WASSERSTOFFTANKSTELLE GEROLSTEIN IM HEMU-SZENARIO

Zeit [hh:mm]	H <sub>2</sub> -Bedarf [kg H <sub>2</sub> ] je Dispenser (Auslegungsfall)	H <sub>2</sub> -Bedarf [kg H <sub>2</sub> ] je Dispenser (Normalfall)
00:00	47,4	34,0
00:10	47,4	34,0
00:20	0	0
00:30	47,4	34,0
00:40	47,4	34,0
00:50	0	0
01:00	47,4	34,0
01:10	47,4	34,0
01:20	0	0
01:30	47,4	34,0
01:40	47,4	34,0
01:50	0	0
02:00	47,4	34,0
02:10	47,4	34,0
02:20	0	0
02:30	47,4	34,0
02:40	47,4	34,0
02:50	0	0
...	...	...

### 2.3.5 Strecke Augsburg – Füssen

Die betrachtete Strecke von Augsburg Hbf nach Füssen (RB 77) verläuft über eine Gesamtlänge von 102,6 km, wovon derzeit nur 1,3 km ausgehend von Augsburg Hbf und der Abschnitt von Streckenkilometer 39,7 bis 40,2 am Bahnhof Buchloe elektrifiziert sind. Auf dem Streckenabschnitt Buchloe bis Füssen verkehrt zudem die Linie RB 68, welche eine Verbindung von München bis Füssen (Streckenlänge von 130,5 km) ermöglicht, wovon der Streckenabschnitt von München bis Buchloe mit einer Oberleitung ausgestattet ist. Neben den Linien RB 77 (Augsburg – Füssen, bzw. RE 79 auf der Teilstrecke Augsburg – Buchloe) und RB 68 (München – Füssen) umfasst das heutige Dieselnetz Augsburg I zusätzlich die Strecke Augsburg – Landsberg (RB 69), welche jedoch nicht Teil der folgenden Analyse und des BEMU-Szenarios ist.

Während der Durchführung der Studie wurde der Probetrieb mit HEMU<sup>9</sup> (Mireo Plus H von Siemens) auf den Strecken Augsburg – Weilheim – Peißenberg, Augsburg – Kaufering und Augsburg – Kaufbeuren – Füssen mit vsl. Betriebsbeginn im Jahr 2023/2024 bekannt gegeben.

Abbildung 2-21 zeigt den Verlauf der beiden analysierten Linien mit dem gemeinsamen Streckenabschnitt Buchloe – Füssen, die elektrifizierten Abschnitte sowie die im BEMU-Szenario analysierte OLIA am Endbahnhof Füssen. Ab dem Halt Biessenhofen in Richtung Füssen ist die Strecke eingleisig (mit Ausnahme auf Höhe der jeweiligen Haltestellen, welche zumeist über zwei Gleise verfügen).

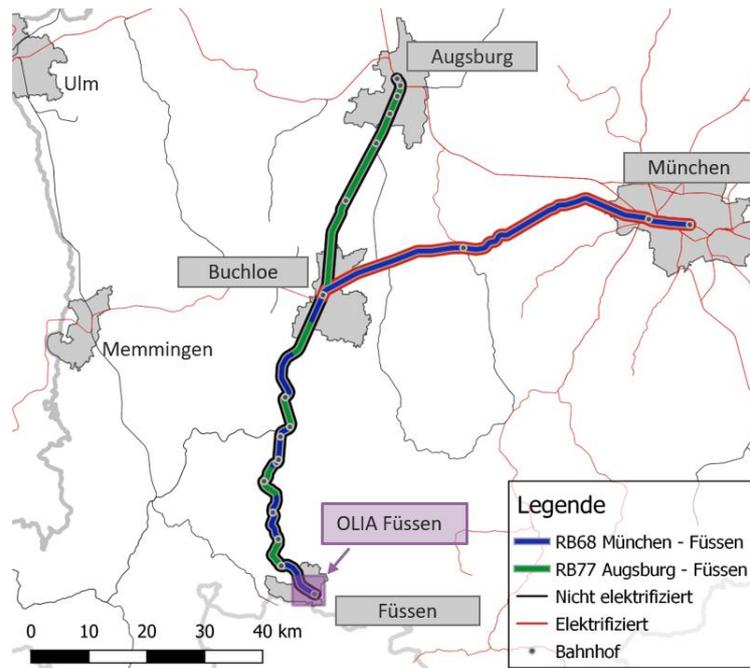


Abbildung 2-21: Streckenverlauf der Strecken Augsburg – Füssen (Linie RB 77) und München – Füssen (Linie RB 68) sowie dem OLIA-Standort im analysierten BEMU-Szenario.

Zunächst werden im folgenden Abschnitt „Linienanalyse“ die Randbedingungen aus Streckencharakteristik und Fahrplan vorgestellt. Für die Strecken Augsburg – Füssen und München – Füssen wird unter Berücksichtigung der streckenseitigen und betrieblichen Randbedingungen ein Szenario für den Betrieb der Linien RB 77 und RB 68 mit BEMU entwickelt. Dabei wird der Energiebedarf der relevanten Teilfahrten simulationsbasiert abgeschätzt und auf Basis des Sollfahrplans der Lastgang an der Nachladeeinrichtung berechnet. Für das BEMU-Szenario werden die maßgeblichen Anforderungen und Randbedingungen des Versorgungskonzeptes für die Nachladung dargestellt.

### 2.3.5.1 Linienanalyse

#### Streckencharakteristik

Auf Basis der in AP 1 vorgestellten Methodik wurden die für die Beschreibung der Streckencharakteristik notwendigen Kriterien aufbereitet. Die Haltestellen und Fahrzeiten, Geschwindigkeitsbegrenzungen und das modellierte Höhenprofil (auf Basis der in AP 1 vorgestellten Methodik) sind für die Strecke Augsburg – Füssen in Abbildung 2-22 (Strecke München – Füssen in Abbildung 2-23) visualisiert. Diese

<sup>9</sup> <https://www.eurailpress.de/nachrichten/unternehmen-maerkte/detail/news/bayern-testbetrieb-mit-mireo-wasserstoffzug-steht.html>, abgerufen am 09.12.2022

streckenseitigen und fahrplanseitigen Parameter bilden die Eingangsdaten für die längsdynamische Simulation.

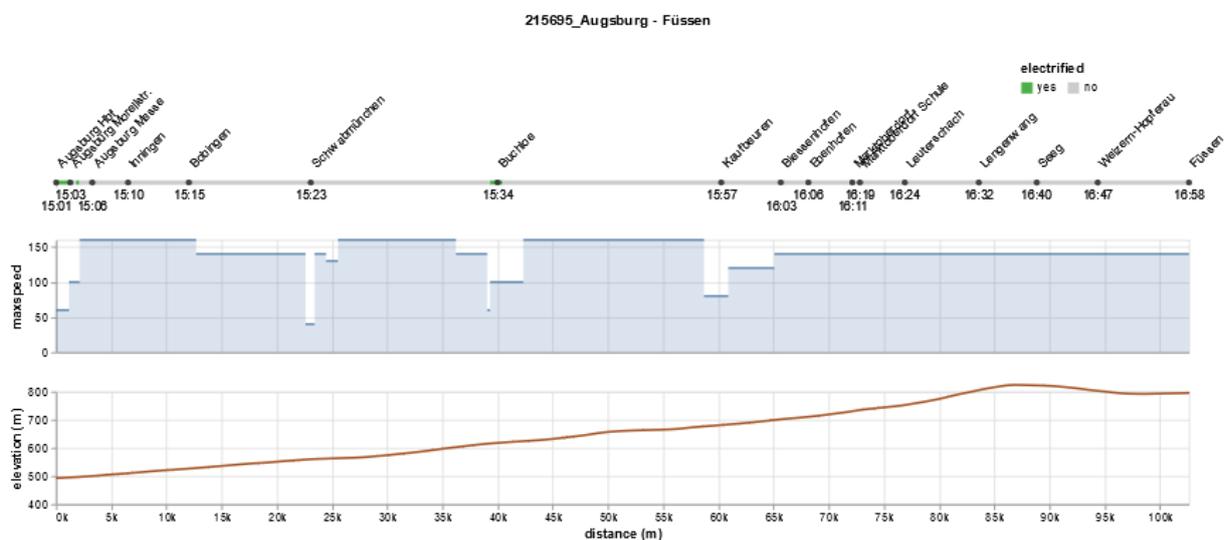


Abbildung 2-22: Strecken- und Fahrtcharakteristik der Strecke Augsburg – Füssen (Sollfahrplanzeiten, Bestandselektrifizierung, zulässige Geschwindigkeiten, modelliertes Höhenprofil).

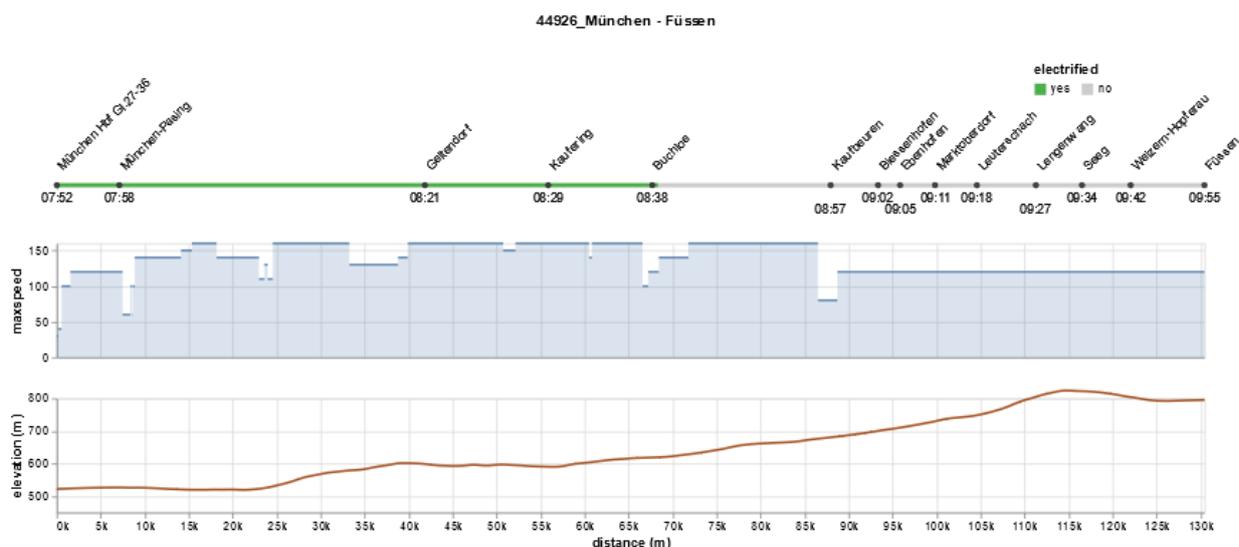


Abbildung 2-23: Strecken- und Fahrtcharakteristik der Strecke München – Füssen (Sollfahrplanzeiten, Bestandselektrifizierung, zulässige Geschwindigkeiten, modelliertes Höhenprofil).

### SPNV-Betrieb und Fahrtenüberblick

Die Betriebsleistung des gesamten Dieselnetz Augsburg I im laufenden Verkehrsvertrag umfasst 2,7 Mio. Zug-Kilometer pro Jahr basierend auf dem aktuellen Verkehrstrag von 2018 mit einer Laufzeit von 12 Jahren ([www.Wettbewerb.spnv-Deutschland.de](http://www.Wettbewerb.spnv-Deutschland.de), 2021).

Der aktuelle Betrieb wird durch die Bayerische Regiobahn (BRB) durchgeführt und erfolgt hauptsächlich mit DMU vom Typ Alstom Coradia LINT 41 (19 Fahrzeuge) sowie teilweise mit LINT 54 (4 Fahrzeuge) und LINT 81 (5 Fahrzeuge) (LOK Report, 2018).

Auf Basis des elektronischen Kursbuches der Deutschen Bahn 2021 (KBS-Nummer 974, Deutsche Bahn, 2021, abgerufen am 25.11.2020) wurden die Fahrten für eine exemplarische Woche erhoben.

### 2.3.5.2 BEMU-Szenario

Die beiden betrachteten Linie RB 68 und RB 77 haben einen gemeinsamen Streckenabschnitt von Buchloe bis Füssen mit einer Länge von 62,7 km, welcher bis auf die Elektrifizierung am Bahnhof Buchloe keine Elektrifizierung mit Oberleitung aufweist.

Für den Betrieb mit BEMU ist die Errichtung von OLIA oder die Verlängerung bestehender elektrifizierter Abschnitte vorzusehen, da für einen BEMU-Umlauf am Endbahnhof Füssen eine Strecke von ca. 125 km überbrückt werden müsste. Hinzu kommt der Energiebedarf im Stillstand während der Wendezeit am heute nicht-elektrifizierten Endpunkt.

Weiterhin ist bei der Linie 77 auf dem Streckenabschnitt von Augsburg Hbf bis Buchloe Bf nur der Startbahnhof elektrifiziert. Da der Streckenabschnitt München bis Buchloe vollständig elektrifiziert ist, stellt die Linie RB 68 ein weniger herausforderndes Anforderungsprofil für den BEMU-Einsatz dar.

Im Kontext dieser Studie liegt der Fokus auf der Analyse des Energie- und Leistungsbedarfs zur Nachladung von BEMU an OLIA und der am Ladeunterwerk resultierenden Netzbelastung. Für die Errichtung einer OLIA kommen vorzugsweise Bahnhöfe mit längeren Haltezeiten in Betracht, wobei insbesondere der Endbahnhof Füssen relevant ist, da hier durch die Wendezeit eine längere Ladezeit im Vergleich zu den weiteren Haltepunkten entlang der Strecke realisierbar ist.

#### **Abschätzung fahrzeugseitige Machbarkeit BEMU-Betrieb**

Für die Abschätzung der Machbarkeit eines BEMU-Einsatzes auf den Strecken Augsburg bis Füssen und München bis Füssen werden die relevanten Umläufe mittels längsdynamischer Simulation analysiert (wie in Abschnitt 2.3 beschrieben). Basierend auf dem betrachteten OLIA-Standort und der Streckencharakteristik ist der Betrieb mit BEMU maßgeblich von der Kapazität der BEMU-Traktionsspeicher und der Position sowie Länge der elektrifizierten Abschnitte ausgehend vom OLIA-Standort abhängig.

Für die simulationsbasierte Überprüfung der Machbarkeit eines BEMU-Betriebs werden die kritischen Umläufe im Auslegungsfall (s. Absatz 2.3.2.2) simuliert. Fahrten über Teilstrecken, welche nicht in Füssen sondern an den Bahnhöfen Marktoberdorf, Kaufbeuren und Biessenhofen enden bzw. beginnen, sind für die Analyse des Lastgangs an der OLIA Füssen nicht relevant und werden deshalb nicht in der Modellierung berücksichtigt.

Folgende Umläufe wurden hierfür vereinfachend analysiert:

- Augsburg – Füssen – Augsburg
- München – Füssen – München

Resultierende Oberleitungslänge an den OLIA und Traktionsspeichergöße der BEMU:

- OLIA in Füssen mit Verlängerung der OLA um 2 km in Richtung Buchloe
- Batteriekapazität nominal 560 kWh

Die zusätzliche Verlängerung der OLA ausgehend von der OLIA dient insbesondere der Deckung des Leistungsbedarfs beim Anfahren der Triebzüge und verlängert die Zeit unter Oberleitung und somit den Ladeenergieeintrag. Weiterhin kann während der Fahrt mit höherer Leistung als im Stand nachgeladen werden. Diese zusätzliche Elektrifizierungslänge hängt insbesondere von der nutzbaren Kapazität der Traktionsspeicher ab.

Im Folgenden sind die Simulationsergebnisse der kritischen Umläufe für den Auslegungsfall dargestellt.

### Umlauf Augsburg – Füssen

Abbildung 2-24 zeigt den Leistungsverlauf am Gleichspannungszwischenkreis (orange) sowie an der Traktionsbatterie (violett) des BEMU während eines Umlaufs Augsburg – Füssen – Augsburg im Auslegungsfall. Weiterhin ist die Leistungsaufnahme des Stromabnehmers bzw. Pantografen (schwarz) dargestellt. Die grau hinterlegten Bereiche stellen die jeweiligen elektrifizierten Bereiche dar.

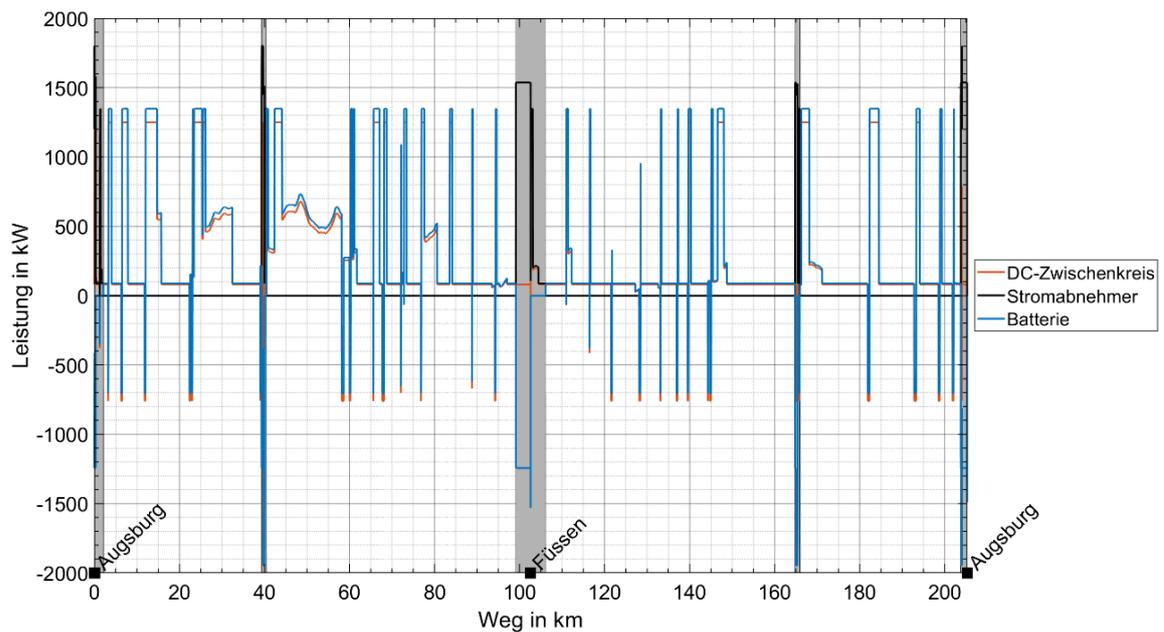


Abbildung 2-24: Leistungsverläufe für einen simulierten BEMU-Umlauf auf der Strecke Augsburg – Füssen (Auslegungsfall)

In Abbildung 2-25 ist der Verlauf des Batterieladezustands für den Umlaufs Augsburg – Füssen – Augsburg abgebildet. Hieraus lässt sich erkennen, an welchen Punkten die minimalen Ladezustände (SoC) der BEMU-Traktionsbatterie auftreten, woraus abgeleitet werden kann, in welchen Fahrabschnitten weitere Ladezeit oder Speicherreserven benötigt werden. Im Fall des analysierten Umlaufs ist zu erkennen, dass bedingt durch das ansteigende Höhenprofil die Hinfahrt kritisch für die Machbarkeit eines BEMU-Betriebs ist (minimaler SoC am Beginn der OLIA Füssen).

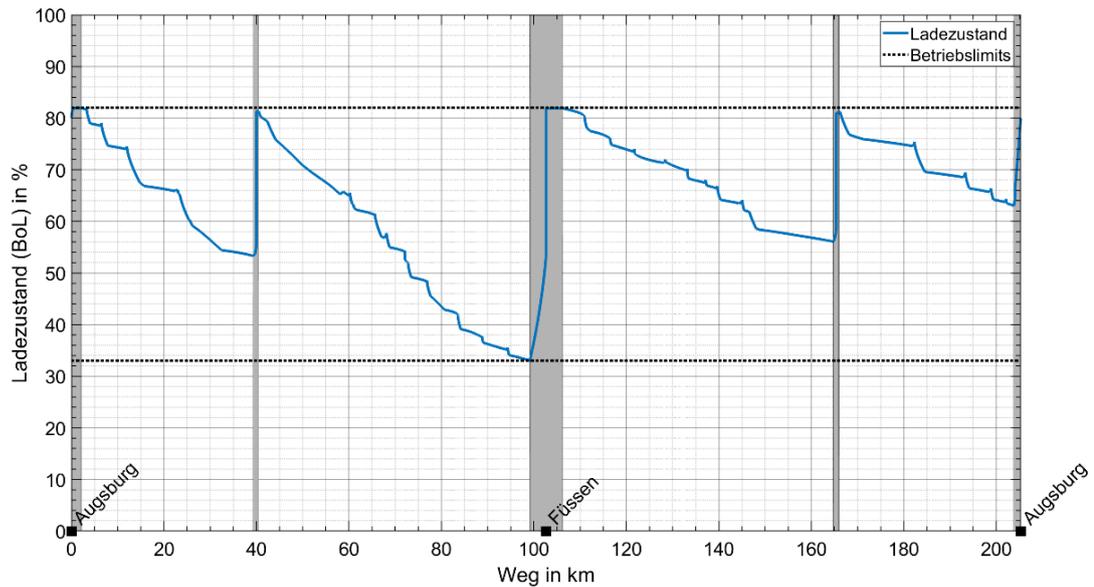


Abbildung 2-25: Verlauf des Batterie-Ladezustands (State-of-Charge – SoC) für einen simulierten BEMU-Umlauf auf der Strecke Augsburg – Füssen (Auslegungsfall)

Die Simulationsergebnisse für einen BEMU-Umlauf auf der Strecke Augsburg – Füssen sind in Tabelle 2-21 zusammengestellt.

TABELLE 2-21: SIMULATIONSKENNGRÖßEN FÜR AUSLEGUNGS- UND NORMALFALL FÜR DEN UMLAUF EINES BEMU AUF DER STRECKE AUGSBURG – FÜSSEN

Parameter	Auslegungsfall	Normalfall
Gesamtenergie am Fahrdrabt (kWh)	919	623
Spezifische Energie am Fahrdrabt (kWh/km)	4,48	3,03
Maximaler SoC Hub EOL (%)	61	50
Energiedurchsatz Batterie (kWh)	1482	1106
Maximale C-Rate Laden/Entladen (1/h)	4,6 / 2,9	2,8 / 2,7
RMS-Leistung Batterie (kW)	573	438

### Umlauf München – Füssen

Abbildung 2-26 zeigt den Leistungsverlauf am Gleichspannungszwischenkreis (orange), an der Traktionsbatterie (violett) und am Stromabnehmer bzw. Pantografen (schwarz) des BEMU während eines Umlaufs München – Füssen – München im Auslegungsfall. Die grauen Bereiche zeigen die jeweiligen elektrifizierten Bereiche.

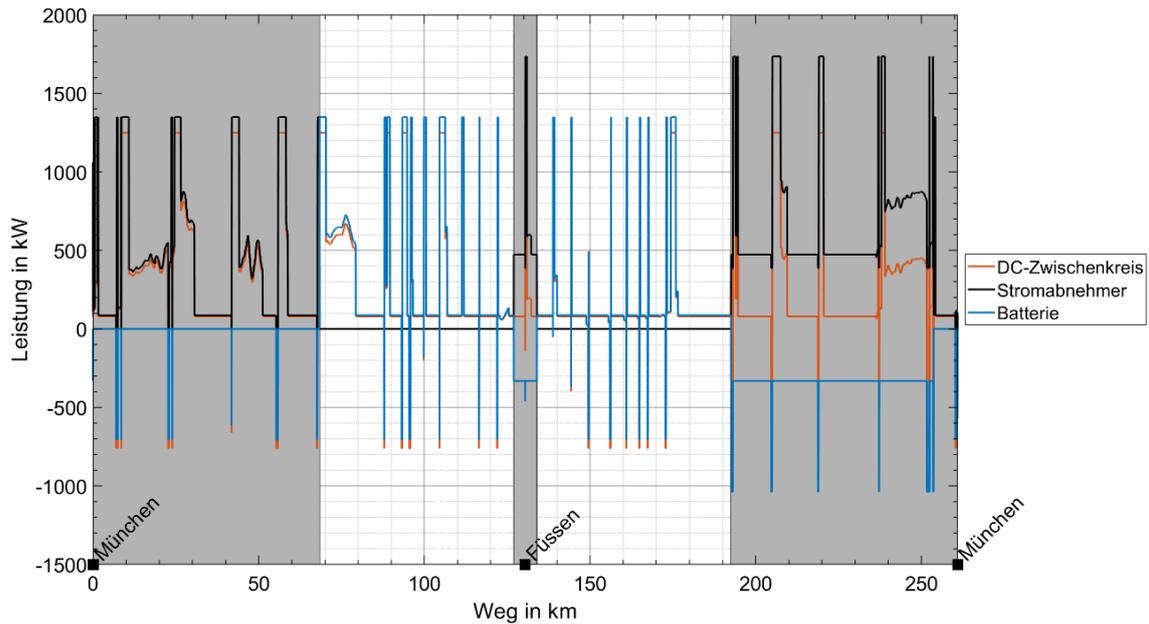


Abbildung 2-26: Leistungsverläufe für einen simulierten BEMU-Umlauf auf der Strecke München – Füssen (Auslegungsfall)

In Abbildung 2-27 ist der Verlauf des Batterieladezustands für den Umlauf München – Füssen – München abgebildet. Hieraus lässt sich erkennen, an welchen Punkten die minimalen Ladezustände (SoC) der BEMU-Traktionsbatterie auftreten, woraus abgeleitet werden kann, in welchen Fahrabschnitten weitere Ladezeit oder Speicherreserven benötigt werden.

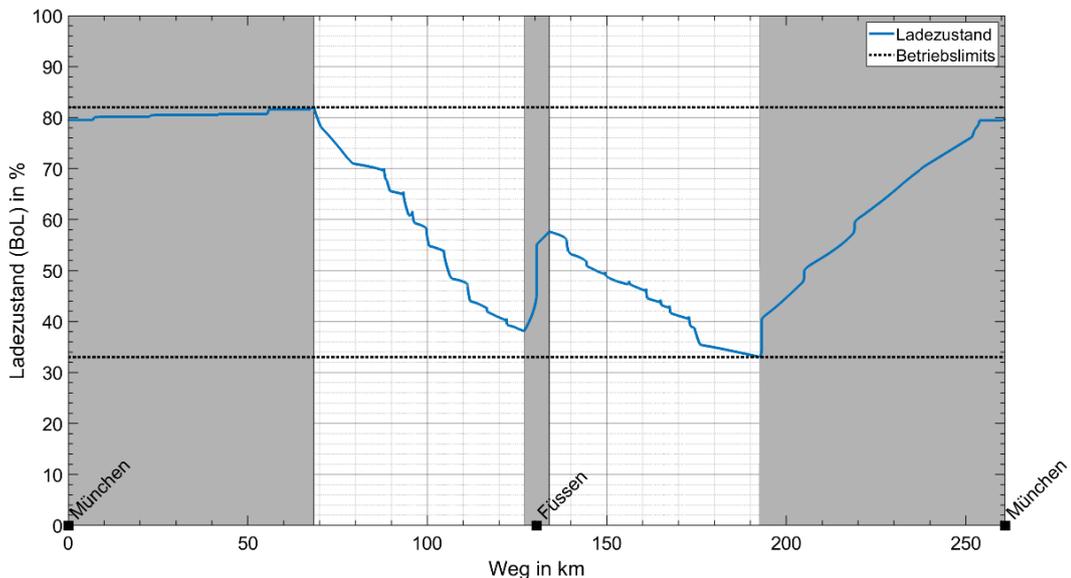


Abbildung 2-27: Verlauf des Batterie-Ladezustands (State-of-Charge – SoC) für einen simulierten BEMU-Umlauf auf der Strecke München – Füssen (Auslegungsfall)

Der SoC-Verlauf im vorgestellten BEMU-Szenario der Strecke München – Füssen erreicht sein Minimum auf der Rückfahrt von Füssen nach München bei der Einfahrt in den elektrifizierte Abschnitt ab Buchloe in Fahrtrichtung München. Hier ist zu erwähnen, dass mit der modellierten Betriebsstrategie

zur Nachladung der BEMU an der OLIA Füssen nicht das Maximum an Ladeleistung abgerufen wird (dies betrifft nur den Umlauf München – Füssen). Die Simulationsergebnisse für einen BEMU-Umlauf auf der Strecke München – Füssen sind in Tabelle 2-21 zusammengestellt.

TABELLE 2-22: SIMULATIONSKENNGRÖßEN FÜR AUSLEGUNGS- UND NORMALFALL FÜR DEN UMLAUF EINES BEMU AUF DER STRECKE MÜNCHEN – FÜSSEN

Parameter	Auslegungsfall	Normalfall
<b>Gesamtenergie am Fahrdrabt (kWh)</b>	978	677
<b>Spezifische Energie am Fahrdrabt (kWh/km)</b>	3,75	2,60
<b>Maximaler SoC Hub EOL (%)</b>	61	44
<b>Energiedurchsatz Batterie (kWh)</b>	830	570
<b>Maximale C-Rate Laden/Entladen (1/h)</b>	2,4 / 2,9	2,2 / 2,7
<b>RMS-Leistung Batterie (kW)</b>	331	285

#### Modellierung des Lastgangs an der OLIA Füssen

Die zuvor gezeigten simulierten Lastverläufe für BEMU-Umläufe wurden für einen zweiteiligen generischen Triebzug mit Jakobs-Drehgestell erstellt, welcher eine ähnliche Länge und Sitzplatzkapazität wie Triebzüge vom Typ Coradia LINT 41 aufweist. Einzelne Fahrten im derzeitigen Betrieb mit DMU werden durch LINT 54 (Zweiteiler mit Einzelwagen) erbracht, welche jedoch nicht separat modelliert wurden.

Einzelne durch dreiteilige Triebzüge vom Typ LINT 81 erbrachte Fahrten wurden vereinfachend durch zwei der simulierten zweiteiligen Triebzüge modelliert, um den Lastgang der BEMU-Nachladung an der OLIA Füssen im Tagesgang abzubilden.

Hier ist anzumerken, dass die tatsächliche Leistungsaufnahme von BEMU-Triebzügen und somit der Leistungsbedarf am Ladeunterwerk sowohl von der Anzahl an gleichzeitig genutzten Pantografen, der Größe des Fahrzeugtransformators und der Stromtragfähigkeit sowie dem Spannungsniveau der OLA abhängt.

Da der BEMU-Betrieb in Doppeltraktion durch die separate Nachladung jedes Triebzugs (d. h. je Triebzug ein Pantograf) entsprechend zu einem verdoppelten Leistungsbedarf führt, muss dies bei der Dimensionierung des Ladeunterwerks berücksichtigt werden.

Für die Modellierung des Lastgangs der BEMU-Nachladung an der OLIA Füssen im Tagesgang wurden alle täglichen Fahrten, welche in Füssen als Start- oder Endstation ab- bzw. einfahren, berücksichtigt und zwischen Montag bis Freitag, Samstag und Sonntag unterschieden. Kürzere Teilfahrten sowie Leer- und Überführungsfahrten wurden hierbei vernachlässigt, da diese in einem eher geringen zusätzlichen Leistungs- und Energiebedarf resultieren.

In Tabelle 2-23 sind die Anzahl der für die Ableitung des Lastgangs an der OLIA Füssen berücksichtigten Fahrten dargestellt.

TABELLE 2-23: ANZAHL TÄGLICHE FAHRTEN AUF DEN STRECKEN AUGSBURG – FÜSSEN UND MÜNCHEN – FÜSSEN (SOWOHL HIN- ALS AUCH RÜCKFAHRTEN) MIT BEMU-NACHLADUNG AN DER OLIA IN FÜSSEN

Streckenabschnitt	Anzahl tägl. Fahrten Montag – Freitag	Anzahl tägl. Fahrten Samstags	Anzahl tägl. Fahrten Sonntags
<b>Augsburg-Füssen</b>	16	16	16
<b>München-Füssen</b>	13	15	17
<b>Buchloe-Füssen</b>	9	7	7

Je berücksichtigter Hin- und Rückfahrt wurde der simulierte Leistungsbedarf im Oberleitungsabschnitt der OLIA Füssen modelliert und zu einem Lastgang aggregiert, welcher durch das zugehörige Ladeunterwerk bereitgestellt werden muss.

Für die weitere Betrachtung im Rahmen dieser Studie wurde der Auslegungsfall mit erhöhtem Energiebedarf für HLK-Betriebe berücksichtigt (vgl. Abschnitt 2.3.2.2), welcher die Berechnungsgrundlage für die Analyse der Netzbelastung in Absatz 2.4 bildet. Zudem wurden BEMU-Trajektorien für den „Normalfall“, d. h. mit durchschnittlichem Leistungsbedarf der HLK-Betriebe, simuliert und die zugehörigen Lastgänge simuliert, welche in AP 3 verwendet werden.

Tabelle 2-24 zeigt den Energiebedarf für Auslegungs- und Normalfall für die verschiedenen Umläufe an der analysierten OLIA in Füssen, aufgeteilt nach Hin- und Rückweg.

TABELLE 2-24: ENERGIEBEDARF AN DER OLIA FÜSSEN FÜR DIE SIMULIERTEN FAHRTEN AUF DEN STRECKEN AUGSBURG-FÜSSEN UND MÜNCHEN-FÜSSEN

Energiebedarf 2-Teiler an OLIA Füssen	Auslegungsfall	Normalfall
<b>Umlauf Augsburg-Füssen [kWh]</b>	357,5	179,4
<b>Umlauf München-Füssen [kWh]</b>	168,2	80,3

Der Bahnhof in Füssen verfügt über zwei Gleise jedoch ist der Streckenabschnitt nach Bahnhofausfahrt eingleisig (s. Abbildung 2-28). Die Bedienung der Verbindung von Buchloe nach Füssen erfolgt im Stundentakt. Die Notwendigkeit der gleichzeitigen Nachladung von mehreren Fahrzeugen an der OLIA Füssen hängt von dem detaillierten Betriebsablauf (Umlaufplan) ab. Im Sinne der betrieblichen Flexibilität und Sicherheit ist die Elektrifizierung beider Gleise am Endbahnhof Füssen mit Oberleitung vorteilhaft, um eine gleichzeitige Erhaltungs- bzw. Teilnachladung eines weiteren Fahrzeugs zu ermöglichen.

Für den modellierten Lastgang wurde die Wendezeit am Endbahnhof für alle Fahrten mit 10 Minuten veranschlagt und es wurde vereinfachend angenommen, dass je zwei Fahrten am Morgen und am frühen Abend in Doppeltraktion erbracht werden. Dadurch resultiert ggf. eine Abweichung im Hinblick auf die vorzuhaltenden Leistungsreserven des Ladeunterwerks gegenüber der realen Umlaufplanung.



Abbildung 2-28: Gleisinfrasturktur am Bahnhof Füssen (<https://openrailwaymap.org/>, OSMF, Lizenz: ODbL 1.0).

### 2.3.6 Strecke Bremen – Osnabrück

Die Strecke Bremen – Osnabrück wird im Rahmen dieser Studie gemeinsam mit Strecke Wilhelmshaven – Osnabrück als HEMU-Szenario und der entsprechenden Wasserstoffversorgung analysiert, welche Teil des Weser-Ems Teilnetzes sind und über einen gemeinsamen Streckenabschnitt von Bramsche nach Osnabrück verlaufen. Neben der Linie RB 58 (Bremen nach Osnabrück) und RE 18 (Wilhelmshaven nach Osnabrück) umfasst das Teilnetz Weser-Ems (NordWestBahn, 2021) zusätzlich die Linien RE 19 (Wilhelmshaven nach Bremen) und RB 59 (Esens nach Wilhelmshaven), welche jedoch nicht Teil des analysierten HEMU-Szenarios sind.

Die Strecke Bremen – Osnabrück umfasst eine Gesamtlänge von 125,9 km, wovon nur knapp 15 % der Streckenlänge elektrifiziert sind. Die Elektrifizierten Streckenabschnitte sind Bremen bis Delmenhorst (Streckenkilometer 0 bis 13,7) und ein Abschnitt von ca. 5 km Länge ausgehend vom Endbahnhof Osnabrück Richtung Bramsche. Die Strecke Wilhelmshaven – Osnabrück umfasst eine Gesamtlänge von 165,4 km wovon nur etwa 4 % der Streckenlänge elektrifiziert sind. Neben dem gemeinsamen elektrifizierten Abschnitt ausgehend vom Endbahnhof Osnabrück, ist ein Streckenabschnitt am Bahnhof Oldenburg elektrifiziert. Hier ist weiterhin zu erwähnen, dass der Streckenabschnitt Wilhelmshaven-Oldenburg Gegenstand eines Elektrifizierungsvorhabens ist (DB BauInfoPortal, 2021).

Abbildung 2-29 zeigt den Verlauf der beiden analysierten Linien RB 58 und RE 18 mit dem gemeinsamen Streckenabschnitt Bramsche – Osnabrück und die elektrifizierten Streckenabschnitte (rote Umrandung der Linie).

Für die Versorgung der HEMU im Rahmen dieses Szenarios wird davon ausgegangen, dass alle Fahrzeuge in Osnabrück mit Wasserstoff versorgt werden. Die H<sub>2</sub>-Tankstelle wird am Standort der derzeitigen Dieseltankstelle und gleichzeitigem Werkstattstützpunkt in Osnabrück vorgesehen (NordWestBahn, 2021).

Zunächst werden im folgenden Abschnitt „Linienanalyse“ die Randbedingungen, welche sich aus Streckencharakteristik und Fahrplan ergeben, vorgestellt. Für die Strecken Bremen – Osnabrück (RB 58) und Wilhelmshaven – Osnabrück (RE 18) wird unter Berücksichtigung der streckenseitigen und betrieblichen Anforderungen ein Szenario für den Betrieb mit HEMU entwickelt.

Dabei wird der Energiebedarf der relevanten Teilfahrten simulationsbasiert abgeschätzt und auf Basis des Sollfahrplans der Wasserstoffbedarf an der H<sub>2</sub>-Tankstelle berechnet.

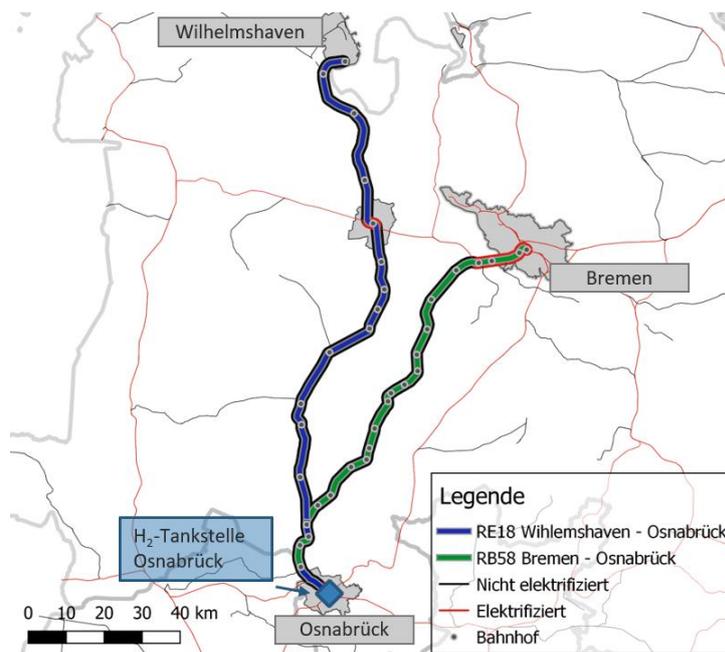


Abbildung 2-29: Streckenverlauf der Strecken Bremen – Osnabrück (Linie RB 58) und Wilhelmshaven – Osnabrück (Linie RE 18) sowie Standort der H<sub>2</sub>-Tankstelle im analysierten HEMU-Szenario

### 2.3.6.1 Linienanalyse

#### Streckencharakteristik

Auf Basis der in AP 1 vorgestellten Methodik wurden die für die Beschreibung der Streckencharakteristik notwendigen Kriterien aufbereitet. Die Haltestellen und Fahrzeiten, Geschwindigkeitsbegrenzungen und das modellierte Höhenprofil über die Kilometrierung (auf Basis der in AP 1 vorgestellten Methodik) sind für die Strecke Bremen – Osnabrück in Abbildung 2-30 (Strecke Wilhelmshaven – Osnabrück in Abbildung 2-31) visualisiert. Diese streckenseitigen und fahrplanseitigen Parameter bilden die Eingangsdaten für die längsdynamische Simulation.

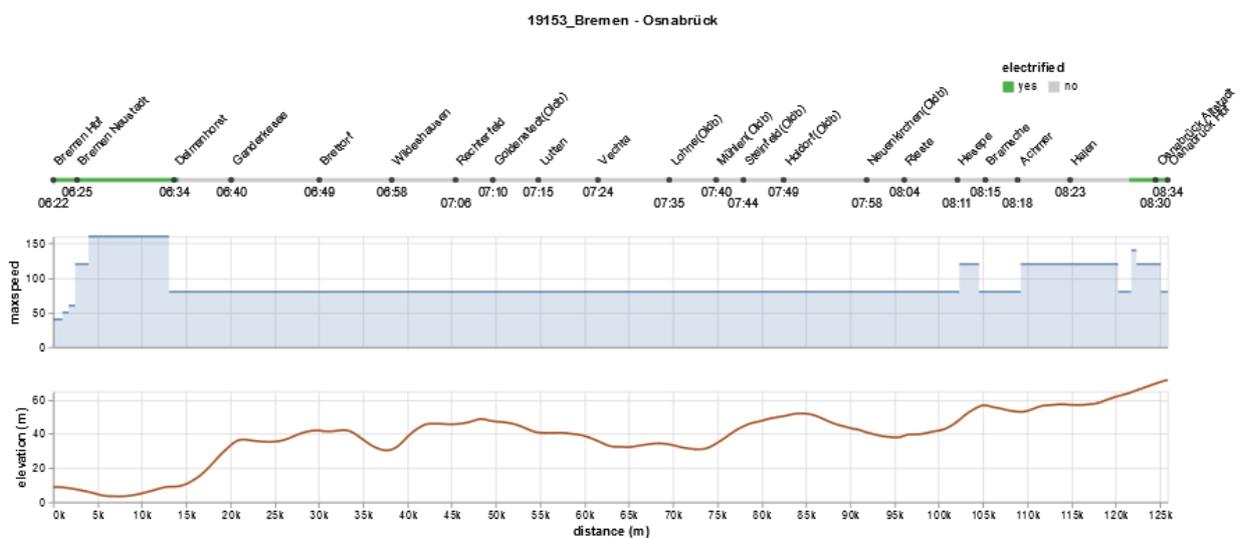


Abbildung 2-30: Strecken- und Fahrtcharakteristik der Strecke Bremen – Osnabrück (Sollfahrplanzeiten, Bestandselektrifizierung, zulässige Geschwindigkeiten, modelliertes Höhenprofil)

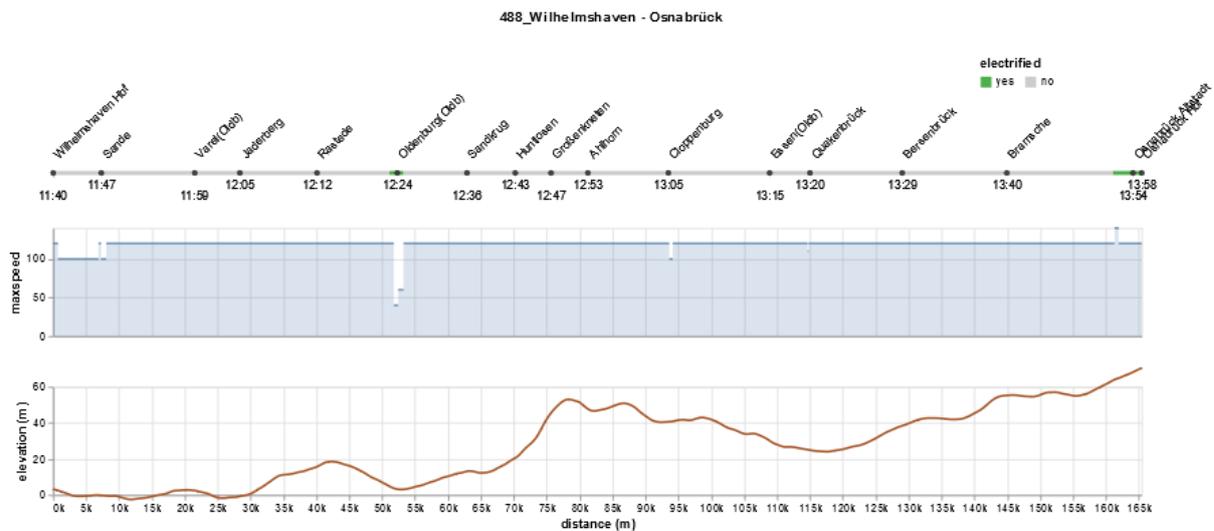


Abbildung 2-31: Strecken- und Fahrtcharakteristik der Strecke Wilhelmshaven – Osnabrück (Sollfahrplänezeiten, Bestandselektifizierung, zulässige Geschwindigkeiten, modelliertes Höhenprofil)

### SPNV-Betrieb und Fahrtenüberblick

Die Betriebsleistung des Teilnetzes Weser-Ems im laufenden Verkehrsvertrag umfasst 4,85 Mio. Zug-Kilometer pro Jahr, basierend auf dem aktuellen Verkehrstrag von 2016 mit einer Laufzeit von 10 Jahren (NordWestBahn, 2021). Der derzeitige Betrieb wird durch die Nordwestbahn (NWB) durchgeführt, wofür Dieseltriebzüge vom Typ Alstom Coradia LINT 41 im Einsatz sind (NordWestBahn, 2021) und verkehren jeweils im Stundentakt.

Auf Basis der Fahrpläne des Kursbuches der Deutschen Bahn 2021 (KBS-Nummer 394 und 392, Deutsche Bahn, 2021, abgerufen am 25.11.2020) wurden die Fahrten der Linien RB 58 und RE 18 für eine exemplarische Woche erhoben.

### 2.3.6.2 HEMU-Szenario

Für die beiden Strecken Bremen – Osnabrück und Wilhelmshaven – Osnabrück wird im Folgenden ein Szenario für den Betrieb mit HEMU vorgestellt.

#### Simulation HEMU Wasserstoffbedarf

Analog zum BEMU-Szenario erfolgt die Simulation der HEMU-Trajektorie auf Basis eines zweiteiligen Triebzugs mit Jakobs-Drehgestell (siehe Absatz 2.3.2). Die Simulation der HEMU-Trajektorie erfolgte zum einen für den Auslegungsfall, welcher einen HLK-Bedarf von 78,4 kW unterstellt, und zum anderen für den Normalfall, welcher einen HLK-Bedarf von 21,4 kW zu Grunde legt (siehe Absatz 2.3.2.2).

Die Wendezeit an Start- und Endbahnhof wurde mit 10 Minuten veranschlagt. Weiterhin wurde angenommen, dass die Batterie des HEMU ausreichend groß dimensioniert ist, um vollständig die rekupe-rierte Bremsenergie aufzunehmen.

Die resultierenden Wasserstoff-Durchschnittsverbräuche des simulierten zweiteiligen HEMU je Strecke und Richtung sind in Tabelle 2-25 dargestellt.

TABELLE 2-25: SPEZIFISCHER WASSERSTOFFBEDARF EINES HEMU (ZWEITEILER) JE FAHRT DER LINIE RB 58 UND RE 18 (BEI VOLLSTÄNDIGER REKUPERATION DER BREMSENERGIE)

Umlauf	H <sub>2</sub> -Bedarf [kg H <sub>2</sub> /km] (Auslegungsfall)	H <sub>2</sub> -Bedarf [kg H <sub>2</sub> /km] (Normalfall)
Bremen – Osnabrück (RB 58)	0,211	0,144
Osnabrück – Bremen (RB 58)	0,189	0,122
Wilhelmshaven – Osnabrück (RE 18)	0,195	0,142
Osnabrück – Wilhelmshaven (RE 18)	0,190	0,136

### Abschätzung Wasserstoffbedarf an HRS und Betankungsplan

Da für die weitere Betrachtung im Rahmen dieser Untersuchung nicht die Anzahl einzelner Betankungen je Fahrzeug, sondern die Gesamtmenge an Wasserstoff für die HEMU-Betankung und die Anzahl an Betankungsvorgängen den maßgeblichen Einfluss auf die Dimensionierung der Wasserstofftankstelle haben, wird von einheitlichen Betankungsmengen für alle Fahrzeuge auf Basis des simulierten zweiteiligen Triebzugs ausgegangen.

Für die Abbildung des Lastgangs der HEMU-Betankung wurden die Hin- und Rückfahrten auf Basis des Kursbuches der Deutschen Bahn (abgeleitet aus KBS-Nummer: 392, 394, Deutsche Bahn, 2021, abgerufen am 25.11.2020) auf den Teilstrecken der Linie RB 58 (Bremen – Osnabrück, Bremen – Lohne, Vechta – Osnabrück) und der Linie RE 18 (Wilhelmshaven – Osnabrück, Oldenburg – Osnabrück) für die Abschätzung des Wasserstoffbedarfs im HEMU-Szenario zu Grunde gelegt und zwischen Montag bis Freitag, Samstag und Sonntag unterschieden (s. Tabelle 2-26). Weitere Teilfahrten wurden für die Modellierung vernachlässigt, da der Einfluss auf den Gesamtwasserstoffbedarf an der Wasserstofftankstelle als gering einzuschätzen ist. Weiterhin wurden Fahrten von Wilhelmshaven bis Oldenburg bei Abschätzung des Wasserstoffbedarfs nicht berücksichtigt, da die Fahrten des RE 19 nach Bremen Hbf weiterfahren.

TABELLE 2-26: ANZAHL TÄGLICHER FAHRTEN DEN LINIEN RB 58, RE 18 (HIN- UND RÜCKFAHRTEN EINZELN EINGERECHNET)

Teilstrecke	Anzahl Fahrten Mo. – Fr.	Anzahl Fahrten Sa.	Anzahl Fahrten So.
Bremen – Osnabrück (RB 58)	34	35	30
Vechta – Osnabrück (RB 58)	2	2	2
Bremen – Lohne (RB 58)	4	2	5
Wilhelmshaven – Osnabrück (RE 18)	37	39	35
Oldenburg – Osnabrück (RE 18)	9	7	1

Ausgehend von den täglichen Fahrten und dem jeweiligen Wasserstoffbedarf wird unter Aufschlag von zusätzlichem Verbrauch bedingt durch Tank- und Leerfahrten von 10 % der Gesamtwasserstoffbedarf für die betrachteten Fahrten einer Woche berechnet.

Es wird weiterhin angenommen, dass im Vergleich zum heutigen Dieselbetrieb 10 % mehr HEMU für Fahrten eingesetzt werden, woraus der durchschnittliche Wasserstoffbedarf je Fahrzeug abgeschätzt wird. Die Triebzüge verfügen über zwei Tankstutzen, welche zur parallelen Betankung genutzt werden. Die Betankung erfolgt dabei über zwei Dispenser mit einer angenommenen durchschnittlichen Betankungsgeschwindigkeit von 5 kg H<sub>2</sub>/min (je Dispenser). Die Dauer eines Tankvorgangs wurde mit 20 Minuten angesetzt (zuzüglich Dauer für Betankungsvorbereitung und -nachbereitung), woraus sich eine maximale Betankungsmenge von 200 kg je Tankvorgang ergibt.

Im Rahmen der Analyse und Abschätzung des HEMU-Lastgangs an der HRS werden keine detaillierte Umlaufplanung oder Tankplanoptimierung zu Grunde gelegt. Die Anzahl an Betankungen je Fahrzeug wird basierend auf dem Wasserstoffbedarf der Fahrzeuge im Auslegungsfall abgeschätzt, woraus sich die Anzahl an Betankungen zu vier Tankvorgängen je Woche und Fahrzeug ergibt. Im Wochendurchschnitt wird die Anzahl der Betankungen auf 18 Betankungen pro Tag angesetzt, d. h. die Betankungen finden gleichmäßig über die Werktage und das Wochenende verteilt statt. Weiterhin wird für die Modellierung des Wasserstoffbedarfs an der HRS angenommen, dass je Tankvorgang die gleiche Menge Wasserstoff pro Fahrzeug an der HRS betankt wird. Daraus ergibt sich eine rechnerische Betankungsmenge von ca. 98 kg H<sub>2</sub> je Tankvorgang für einen Wasserstoffverbrauch der Triebzüge im „Normalfall“.

Die wesentlichen Indikatoren für die Betankung der HEMU an der HRS Osnabrück auf Basis des vorgestellten HEMU-Szenarios sind in Tabelle 2-27 zusammengefasst.

Ein Auszug des Betankungsplans an der H<sub>2</sub>-Tankstelle in Osnabrück ist in Tabelle 2-28 abgebildet.

TABELLE 2-27: PARAMETER ZUR BETANKUNG VON HEMU AN DER HRS OSNABRÜCK

Parameter	Wert
Anzahl Betankungen je Fahrzeug pro Woche	4
Anzahl Betankungen pro Tag (insgesamt)	18
Mittlere H <sub>2</sub> -Menge je Tankvorgang im Normalfall [kg H <sub>2</sub> ]	98,4
Mittlere H <sub>2</sub> -Menge je Tankvorgang im Auslegungsfall [kg H <sub>2</sub> ]	140,8

## 2.3.7 Fazit – XMU-Szenarien

### BEMU-Szenarien

- Die Eifelstrecke stellt durch die Länge von in Summe über 180 km und dem Höhenprofil ein anspruchsvolles Profil für den Betrieb mit BEMU dar und erfordert eine entsprechende Dimensionierung der Traktionsspeicher und das Errichten von mehreren OLIA.
- Im Rahmen des BEMU-Szenarios für die Eifelstrecke lässt sich erkennen, dass durch die dichte Taktung häufiger gleichzeitiges Laden von BEMU an den OLIA zu erwarten ist. Weiterhin ist jedoch die zu erwartende Ladeenergiemenge im Verhältnis zur Anzahl der Nachladungen eher

gering, da bei vielen Fahrten ein großer Anteil der Ladeenergie unter der Bestandselektrifizierung an den beiden Endbahnhöfen Köln und Trier gedeckt werden kann. Für einen kompletten Umlauf (simulierter Auslegungsfall) werden an der OLIA Gerolstein nur 279,6 kWh (20,4 %) von 1371 kWh nachgeladen. An der OLIA Füssen werden 357,5 kWh (38,9 %) von insgesamt 919 kWh für einen kompletten Umlauf auf der Strecke Augsburg – Füssen nachgeladen.

- Wenn die OLIA nicht am Ende einer Strecke, sondern im Streckenverlauf vorgesehen wird, kann typischerweise von eher niedrigem Ladeenergiebedarf im Vergleich zu einer Nachladung am Streckenanfang bzw. -ende ausgegangen werden. Der Leistungsbedarf an der Oberleitung setzt sich pro Fahrzeug aus dem Leistungsbedarf zur Nachladung der Traktionsbatterie und dem Leistungsbedarf während des Anfahrvorgangs zusammen. Der Ladeleistungsbedarf verdoppelt sich, wenn Fahrten in Doppeltraktion bedient werden, was sich insbesondere auf die Anforderungen an Leistungsreserven an der OLIA respektive dem Ladeunterwerk auswirkt.

TABELLE 2-28: AUSZUG AUS VEREINFACHTEM BETANKUNGSPLAN FÜR EINEN GENERISCHEN BETRIEBSTAG AN DER WASSERSTOFFTANKSTELLE OSNABRÜCK IM HEMU SZENARIO

<b>Zeit</b>	<b>H<sub>2</sub>-Bedarf [kg H<sub>2</sub>] je Dispenser (Auslegungsfall)</b>	<b>H<sub>2</sub>-Bedarf [kg H<sub>2</sub>] je Dispenser (Normalfall)</b>
<b>00:00</b>	35.2	24.61
<b>00:10</b>	35.2	24.61
<b>00:20</b>	0.0	0.00
<b>00:30</b>	35.2	24.61
<b>00:40</b>	35.2	24.61
<b>00:50</b>	0.0	0.00
<b>01:00</b>	35.2	24.61
<b>01:10</b>	35.2	24.61
<b>01:20</b>	0.0	0.00
<b>01:30</b>	35.2	24.61
<b>01:40</b>	35.2	24.61
<b>01:50</b>	0.0	0.00
<b>02:00</b>	35.2	24.61
<b>02:10</b>	35.2	24.61
<b>02:20</b>	0.0	0.00
<b>02:30</b>	35.2	24.61
<b>02:40</b>	35.2	24.61
<b>02:50</b>	0.0	0.00
<b>...</b>	<b>...</b>	<b>...</b>

- Durch längere Wendezeiten, Verspätungen und im Fall von erhöhtem HLK-Energiebedarf bedingt durch anspruchsvolle Witterungsbedingungen steigt der Energiebedarf der Fahrzeuge und erfordert das Vorhalten von Ladeleistungs- oder Ladezeitreserven an den OLA, um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten.

### HEMU-Szenarien

- In den diskutierten HEMU-Szenarien wird der Wasserstoffbedarf der HEMU vollständig an den jeweiligen HRS-Standorten gedeckt, wodurch die Wasserstoffmenge für alle betrachteten Fahrten vorgehalten wird. Die Anforderungen an die Betankungsinfrastruktur richtet sich in den hier analysierten HEMU-Szenarien nach der Anzahl der zu betankenden Fahrzeuge und der durchschnittlich benötigten Betankungsmenge. Die benötigte Wasserstoffmenge je Betankungsvorgang ergibt sich dabei aus der Betankungsgeschwindigkeit und der Anzahl an Tankstutzen je Fahrzeug.
- Je nach Netzzuschnitt bietet sich aber auch die Möglichkeit mehrere Tankstellen zu errichten, was mehr betrieblichen Spielraum zulässt und ggf. die Notwendigkeit von längeren Tankfahrten reduziert.

## 2.4 Potenziale der Energievorhaltung von Tank- und Ladeinfrastrukturen

### 2.4.1 Analyse Netzbelastung von öffentlichen Versorgungsnetzen durch Tank- und Ladeinfrastruktur

In diesem Arbeitsschritt wird die elektrische Belastung des öffentlichen Versorgungsnetzes durch die Neuerrichtung von OLIA, respektive die resultierende Belastung verursacht durch die Bereitstellung von Fahrstrom- und Ladeenergiebedarf für BEMUs analysiert. Diese Analyse wird anhand den in Unterkapitel 2.3 ausgewählten Strecken durchgeführt. Darüber hinaus erfolgt eine Bewertung der Belastung des öffentlichen Netzes durch Elektrolyseanlagen bei der Bereitstellung von Wasserstoff im Rahmen der HEMU-Szenarien.

In Abhängigkeit des Leistungsbedarfs je Fahrzeug und der Anzahl gleichzeitig nachladender Fahrzeuge ergibt sich der Gesamtleistungsbedarf, welcher an der OLIA durch das Ladeunterwerk bereitgestellt werden muss.

Die Anzahl der gleichzeitig nachladenden Triebzüge resultiert aus sich im Ladeabschnitt der OLIA begegnenden Zügen sowie Fahrten, welche in Mehrfachtraktion durchgeführt werden.

Die Stromzufuhr aus der OLA zum BEMU ist je Pantografen im Stand auf 1,2 MW bzw. auf 1,8 MW während der Fahrt (durch den Fahrzeugtransformator) begrenzt (vgl. Abschnitt 2.3.2.3). Die in dieser Studie betrachteten Strecken werden von Fahrzeugen in verschiedener Konfiguration befahren. Je nach Ausgestaltung und Traktion kann die maximal mögliche Spitzenbelastung an der OLIA 7,2 MW betragen. Entsprechend der Betriebsplanung können mehrere Züge zur gleichen Zeit an einer OLA aufeinandertreffen. In diesen Situationen wird der Spitzenlastbedarf entsprechend des Leistungsbedarfs der Züge vervielfacht. Die Betriebsmittel des Ladeunterwerks und des vorgelagerten öffentlichen Versorgungsnetzes

müssen auf die maximal mögliche Spitzenbelastung ausgelegt werden. Daher wird zur Analyse der Netzbelastung der Auslegungsfall mit erhöhtem Energiebedarf für HLK-Betriebe als Berechnungsgrundlage verwendet (vgl. Arbeitsschritt 2.3.2.2).

Die exakte Belastung des öffentlichen Netzes an den untersuchten OLIA wird anhand der in Kapitel 2 berechneten Lastgänge bestimmt und wird im Folgenden im Detail dargestellt.

### 2.4.1.1 Analyse Netzbelastung OLIA Gerolstein

In dieser Studie ist für die Strecke Köln-Trier die OLIA Gerolstein im Fokus der Betrachtungen. Anhand der Superposition der Lastgänge aus Unterkapitel 2.3.4.2 aller Umläufe über einen Tag ist die elektrische Belastung an der OLA, respektive am Ladeunterwerk und dem öffentlichen Versorgungsnetz zu bestimmen. Diese ist in Abbildung 2-32 dargestellt.

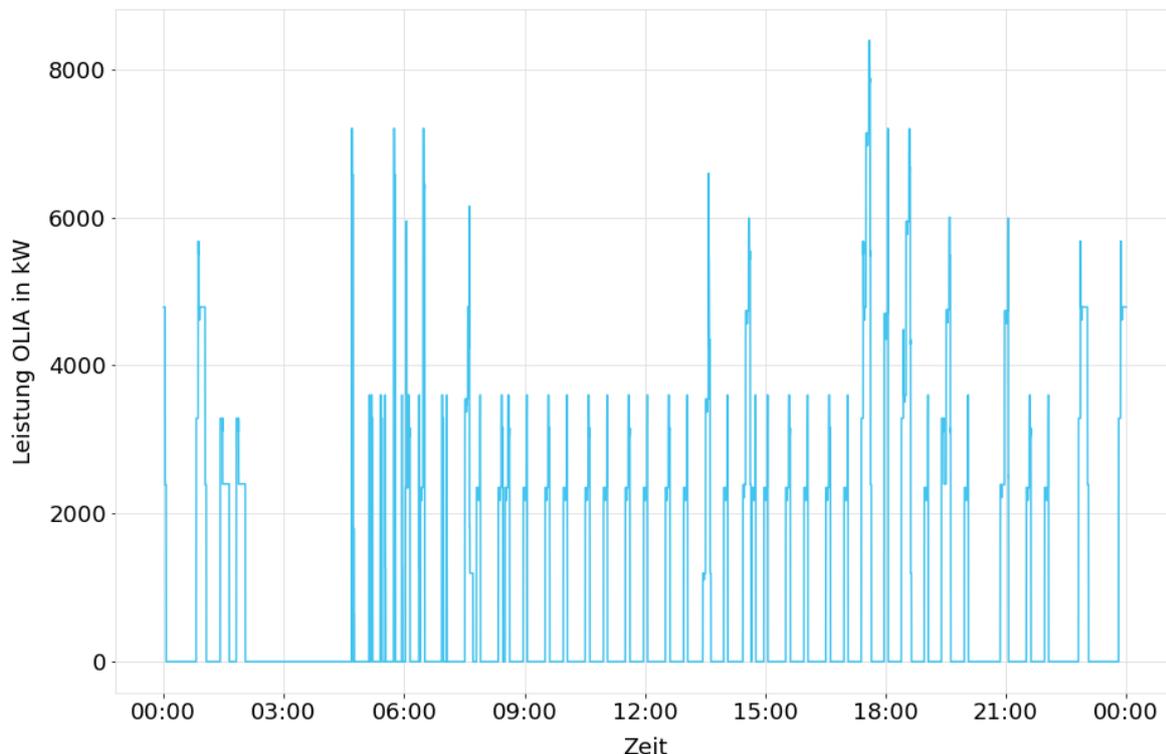


Abbildung 2-32: Lastgang an der OLIA Gerolstein über einen Werktag (Mo. – Fr.)

Der Lastgang an der OLIA zeigt typische Lastspitzen für die Stromzufuhr zum BEMU zur Bereitstellung von Energie für die Traktion bei der Fahrt an der OLIA bzw. für das Aufladen der Traktionsbatterie. Signifikante Lastspitzen treten auf, wenn mehrere Fahrzeuge gleichzeitig bzw. Fahrzeuge in Doppeltraktion sich im Oberleitungsinselabschnitt befinden. So beträgt die Spitzenlast um 17:35 Uhr 8,4 MW (s. auch Abbildung 2-33 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Zu diesem Zeitpunkt befinden sich drei Fahrzeuge an der OLIA, wovon ein Fahrzeug sich gerade in Bewegung setzt und zzgl. zur Ladeenergie auch Traktionsenergie benötigen. Die Bereitstellung von Energie für die Fahrt ist in den Lastprofilen durch eine weitere Lastspitze gekennzeichnet, welche sich von einem Plateau – Bereitstellung von Ladeenergie im Stand – erhebt und in ihrer zeitlichen Ausdehnung nur gering ausfällt.

In Summe sind die Zeitpunkte der Zuführung von Strom zum BEMU nur wenige Minuten (Durchschnittlich ca. sieben Min.) lang, sodass die OLIA über den Tag häufig im Leerlauf ist und somit das vorgelagerte öffentliche Netz intermittierend belastet. Dies kann insbesondere durch die Darstellung als Tagesdauerlinie verdeutlicht werden (s. Abbildung 2-34).

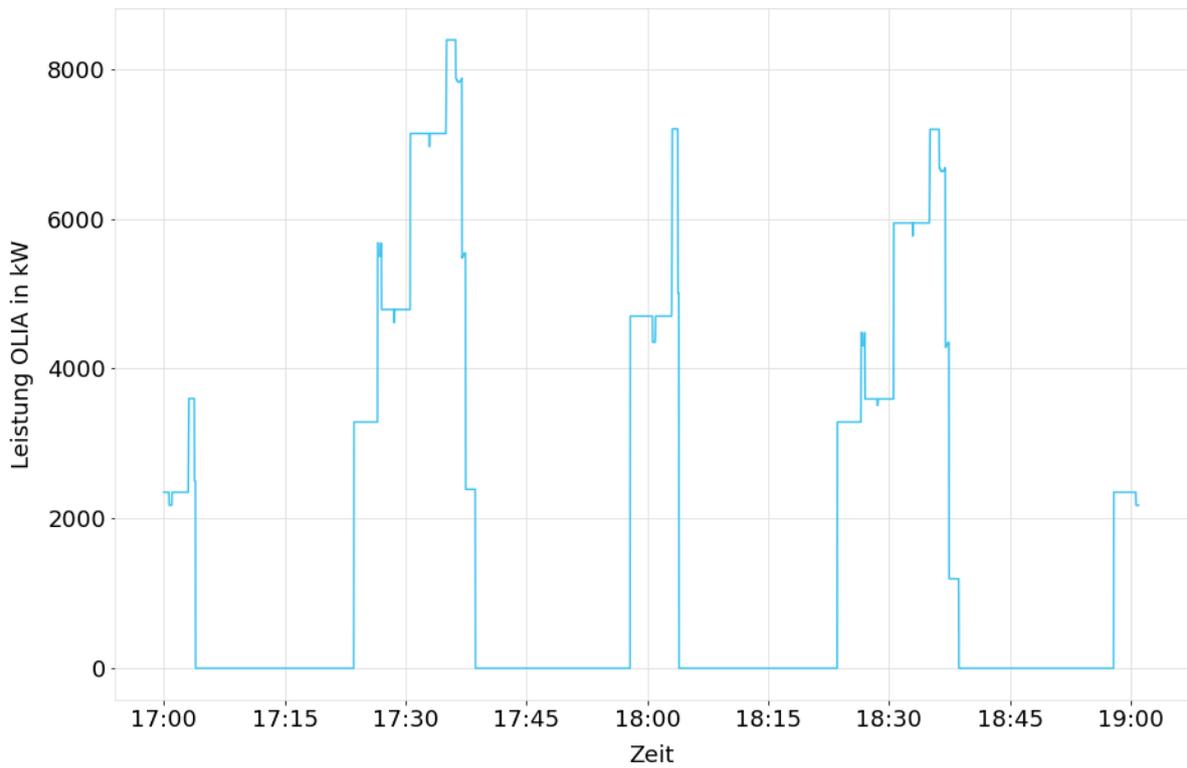


Abbildung 2-33: Ausschnitt des Lastgangs an der OLIA Gerolstein über einen Werktag (Mo. – Fr.); vergrößerte Darstellung des Zeitpunkts der Spitzenbelastung

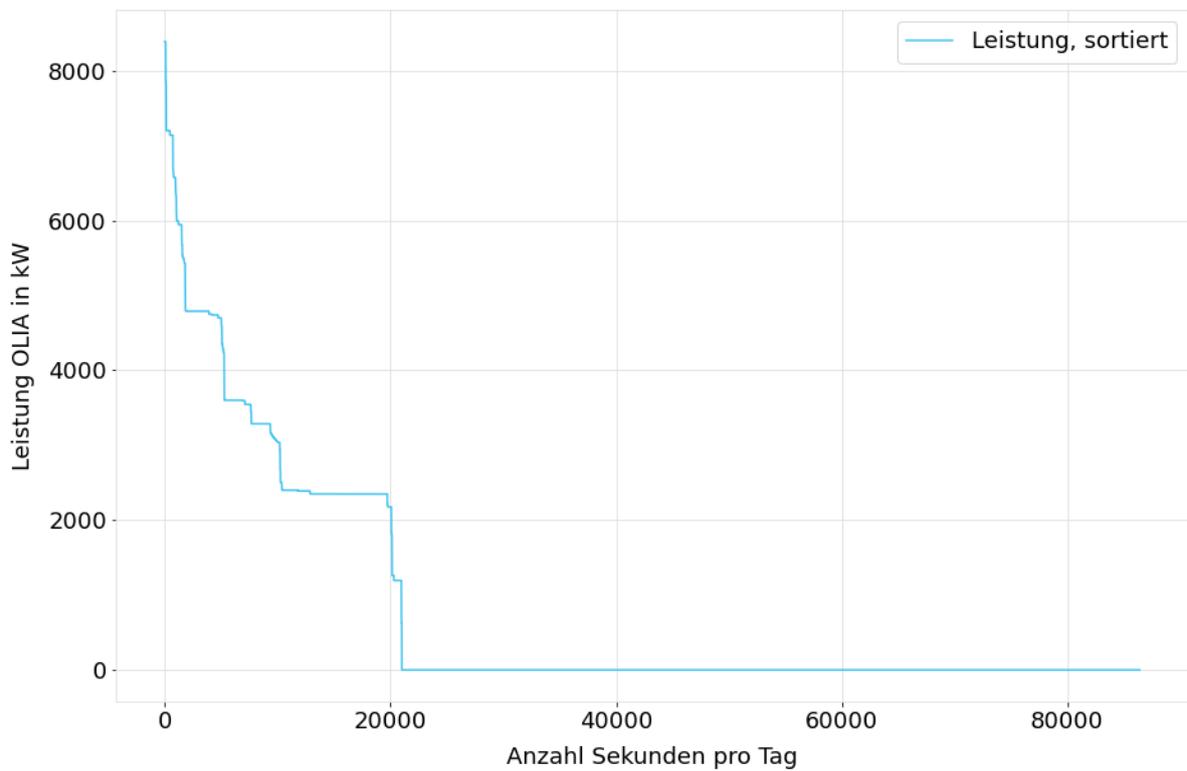


Abbildung 2-34: Tagesdauerlinie des Leistungsbedarfs an der OLIA Gerolstein über einen Werktag (Mo. – Fr.)

Die Auflösung der Fahrpläne, sowie die Leistungswerte liegen in einer sekundengenauen Auflösung vor. So ergibt sich für die Darstellung der Tagesdauerlinie eine zeitliche Ausdehnung der Abszissen-Achse von 86.400 Sekunden bzw. Zeitpunkten. In 76 % all dieser Zeitpunkte (18 h, zehn Minuten) besteht kein Bedarf für die Zuführung von Strom zum BEMU. Die Anlage befindet sich in dieser Zeit im Leerlauf. Neben den Verlusten für die Betriebsmittel im Leerlauf, besteht keine relevante Belastung für das vorgelagerte öffentliche Versorgungsnetz. Die Spitzenbelastung von 8,4 MW wird lediglich für 68 Sekunden benötigt. Typischerweise wird eine Leistung von über 2,5 MW in 12 % (2 h, 53 Minuten) aller Zeitpunkte bezogen.

Die Charakteristik des Lastgangs der OLIA in Gerolstein ist geprägt von kurzzeitig hohen Leistungsanforderungen an das vorgelagerte öffentliche Versorgungsnetz. Auf der anderen Seite wird zur überwiegenden Zeit überhaupt keine Leistung (keine Berücksichtigung der Leerlaufverluste der Betriebsmittel) bezogen.

Die OLIA ist für die Deckung des Spitzenbedarfs, welcher im betrachteten Fall 8,4 MW beträgt, auszuliegen. Anhand der Systematisierung der Ladeinfrastruktur in Absatz 2.2.1 sowie der durchgeführten Expertengesprächen mit der DB Energie ist in dem betrachteten Fall der OLIA für den Standort Gerolstein die Nutzung von Vollumrichtern im Ladeunterwerk zu favorisieren. Diese Vollumrichter stehen typischerweise in Leistungsklassen von 2,5 MW zur Verfügung (vgl. El-Barudi, Kliefoth und Baentsch, 2019). Mittels einer Parallelschaltung von vier Vollumrichter Modulen kann die in diesem Fall benötigte Leistung von 8,4 MW bedient werden. Die Struktur des Ladeunterwerks kann der Abbildung 2-35 entnommen werden.

Im Falle der OLIA in Gerolstein ist die Westnetz GmbH der verantwortliche Betreiber des öffentlichen elektrischen Versorgungsnetzes. Für den Anschluss von Kundenanlagen an das Netz der Westnetz GmbH gelten die aktuellen technischen Anschlussbedingungen. In Ergänzung zu der VDE-AR-N 4110 „Technische Anschlussregel Mittelspannung“ gibt die Westnetz GmbH (Westnetz, 2019) die Netzanchlusskapazitäten ihres Netzes in Abhängigkeit der Spannungsebene an (s. Tabelle 2-29).

Die möglichen Kapazitäten sind in „Netz“ und „Sammelschiene“ getrennt angegeben. „Netz“ beschreibt hierbei den Anschluss einer Kundenanlage an ein vorhandenes Mittelspannungsnetz, wogegen „Sammelschiene“ angibt, dass die Kundeanlage mittels eines zu errichtenden Mittelspannungskabels an die Sammelschiene im entsprechenden Umspannwerk angeschlossen wird. In letzteren Fall ist die Netzkapazität höher angegeben.

Das in Gerolstein für den Betrieb der Strecke Köln – Trier benötigte Ladeunterwerk kann aufgrund der benötigten Anschlussleistung nur an ein bestehendes 30-kV-Netz angeschlossen werden. In diesem Fall ist jedoch die Vorbelastung des nächstmöglichen Netzanschlusspunktes zu berücksichtigen. Sollte kein geeignetes 30-kV-Netz zur Verfügung stehen, ist der Anschluss des Ladeunterwerks nur durch den Neubau einer Mittelspannungs-Kabelstrecke zum nächstgelegenen Umspannwerk möglich. Hier wäre dann bereits ein Anschluss an die 10-kV-Sammelschiene zur Bedienung der Spitzenlast ausreichend.

Im Gegensatz zur Auslegung des Netzanschlusses ist für die Abrechnung der erbrachten Leistung durch den vorgelagerten Netzbetreiber der 15-Minuten-Mittelwert von ausschlaggebend (s. Abbildung 2-36).

Aufgrund der zeitlich gering ausgedehnten Lastspitzen im 1-Sekunden-Bereich, fallen die über 15 Minuten gemittelten Werte entsprechend geringer aus. So reduziert sich die abrechnungsrelevante Lastspitze von realen 8,4 MW auf lediglich 3,7 MW, siehe Abbildung 2-37. In 32 % aller Fällen liegt die abrechnungsrelevante Leistung oberhalb von 1 MW.

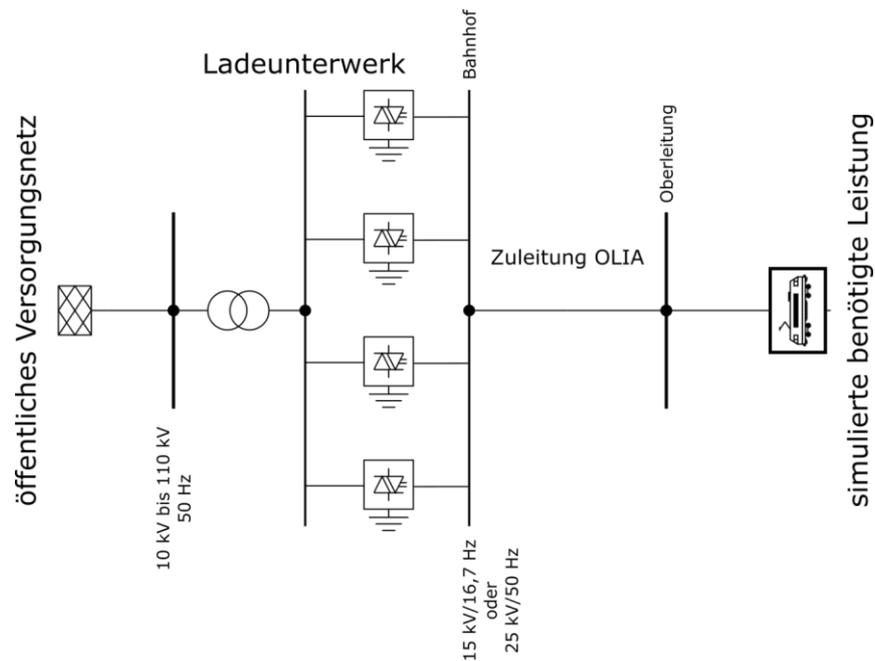


Abbildung 2-35: Topologie Ladeunterwerk für OLIA Gerolstein

TABELLE 2-29: ANSCHLUSSLEISTUNGEN EINZELNER KUNDENANLAGEN IN ABHÄNGIGKEIT DER SPANNUNGSEBENE (WESTNETZ, 2019)

Spannungsebene	Anschlussleistung einzelner Kundenanlagen
Anschluss an ein 10-kV-Netz	200 kVA bis 3 MVA
Anschluss an eine 10-kV-Sammelschiene	3 MVA bis 11 MVA
Anschluss an ein 20-kV-Netz	200 kVA bis 5,5 MVA
Anschluss an eine 20-kV-Sammelschiene	5,5 MVA bis 20 MVA
Anschluss an 30-kV-Netze	3 MVA bis 11 MVA
Anschluss an eine 30-kV-Sammelschiene	11 MVA bis 20 MVA

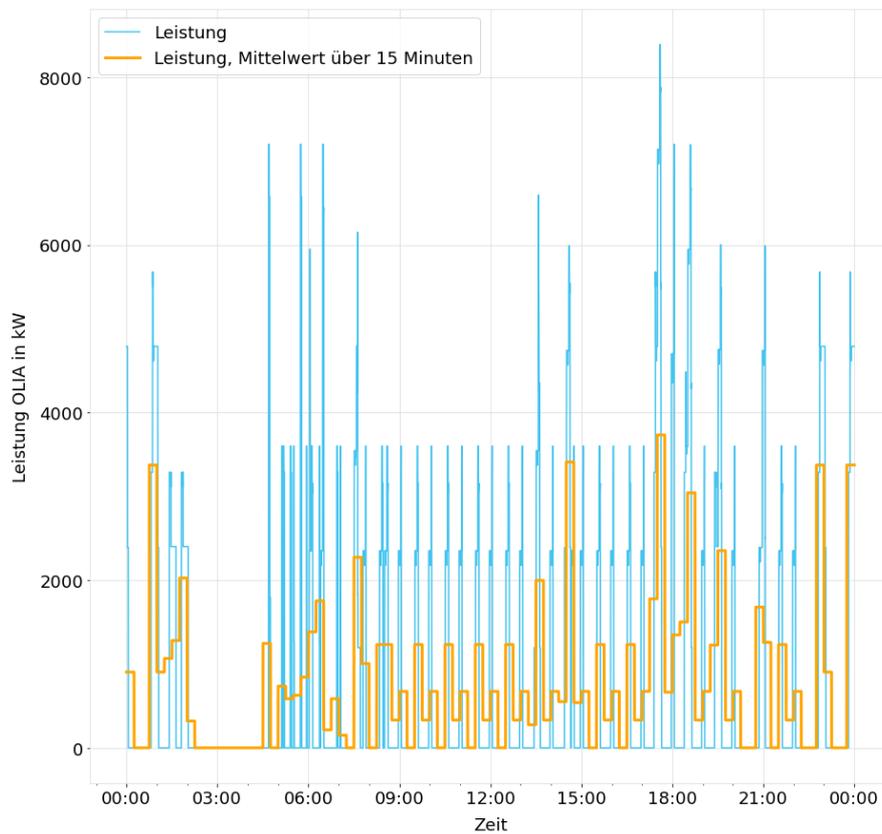


Abbildung 2-36: Lastgang an der OLIA Gerolstein über einen Werktag (Mo. – Fr.); Vergleich von 1-Sekunden und 15-Minuten-Werten

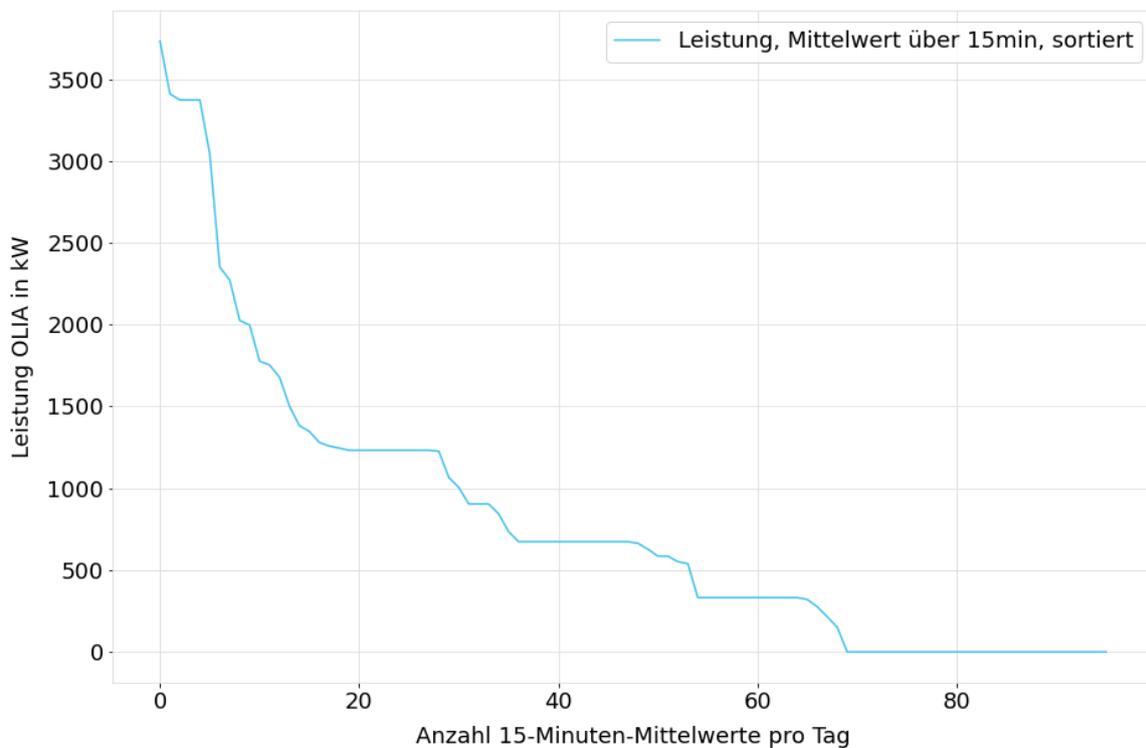


Abbildung 2-37 Tagesdauerlinie des abrechnungsrelevanten Leistungsbedarfs an der OLIA Gerolstein über einen Werktag; 15-Minuten-Werte.

### **Analyse OLIA an entfernten Netzverknüpfungspunkten**

Am Beispiel der Eifelstrecke würde eine kombinierte Versorgung mehrerer OLIA, z. B. Gerolstein und Jünkerath (Distanz: 19 km) oder Gerolstein und Euskirchen (Distanz: 72 km), aus wirtschaftlicher Sicht nicht abbildbar sein. Alternativ könnte die Verlängerung der OLA über einzelne Streckenabschnitte sinnvoller sein, da somit die Nachladung auch während der Fahrt erfolgen kann.

Die Verknüpfung von OLIA zu weiter entfernten Ladeunterwerken mit einem Erdkabel und die Errichtung von OLA bringt erhebliche Kostenaufwendungen mit sich, welche insbesondere auch von standortseitigen Einflussfaktoren abhängig sind.

In der dena-Verteilnetzstudie beträgt die monetäre Bewertung des Netzausbaus im Mittelspannungsnetz 80.000 EUR – 140.000 EUR je Kilometer Erdkabelanlage (Deutsche Energie-Agentur, 2012). In dieser Bewertung enthalten sind die Kosten für Kabel, Erdarbeiten, Grund und Boden sowie Erdschlusskompensation. Zusätzlich zur Kabelanlage fallen Kosten für das Abgangsfeld an, welche im Rahmen eines Ladeunterwerks ähnlich zu denen einer herkömmlichen Mittelspannungsanlage zu bewerten sind. Die dena-Studie gibt diese Kosten mit 70.000 EUR 100.000 EUR an.

#### **2.4.1.2 Analyse Netzbelastung OLIA Füssen**

Für das BEMU-Szenario auf der Strecke Augsburg – Füssen und München – Füssen wird die Nachladecharakteristik von BEMU an der OLIA in Füssen analysiert. Analog zum Vorgehen im vorherigen Arbeitsschritt werden die Lastgänge der Einzelfahrten durch Superposition zu einem Gesamtlastprofil an der OLIA in Füssen zusammengefasst, da dies die Belastung des vorgelagerten öffentlichen Versorgungsnetzes repräsentiert. Das Gesamtlastprofil kann der Abbildung 2-38 entnommen werden.

An der OLIA in Füssen zeigt sich ein ähnlich typisches Bild für die Zuführung von Strom zum BEMU, wie an der OLIA in Gerolstein. Entsprechend der Bedienung der Strecke treten signifikante Lastspitzen beim Fahren am Fahrdrat und zur Bereitstellung der für das Laden der Traktionsbatterie benötigten Energie auf. Die Spitzenlast beträgt hierbei 3,9 MW und tritt um 17:05 Uhr für eine Dauer von 25 Sekunden auf (vgl. Abbildung 2-39). Zu diesem Zeitpunkt befinden sich zwei Fahrzeuge an der OLIA, wovon ein Fahrzeug sich gerade in Bewegung setzt und eines im Stand lädt. Im Gegensatz zur OLIA Gerolstein sind die Zeitfenster des Nachladens bzw. Fahrens ausgedehnter. Typischerweise ist eine Belastung ca. 13 Minuten lang.

In 76 % aller Zeitpunkte (18 h, 21 Minuten) eines Tages ist die OLIA in Füssen unbelastet (vgl. Abbildung 2-40). Leistungen größer 2,5 MW werden an einem Tag lediglich in Summe von 18 Minuten benötigt.

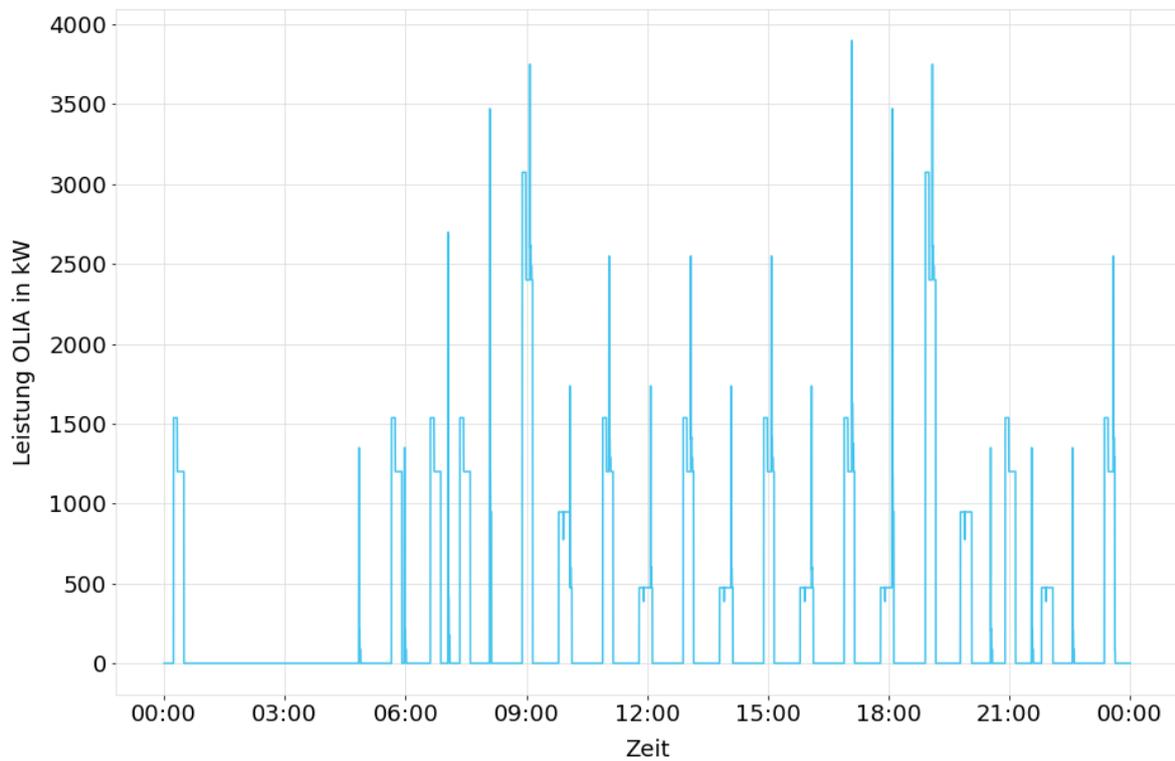


Abbildung 2-38: Lastgang der OLIA Füssen über einen Werktag (Mo. – Fr.)

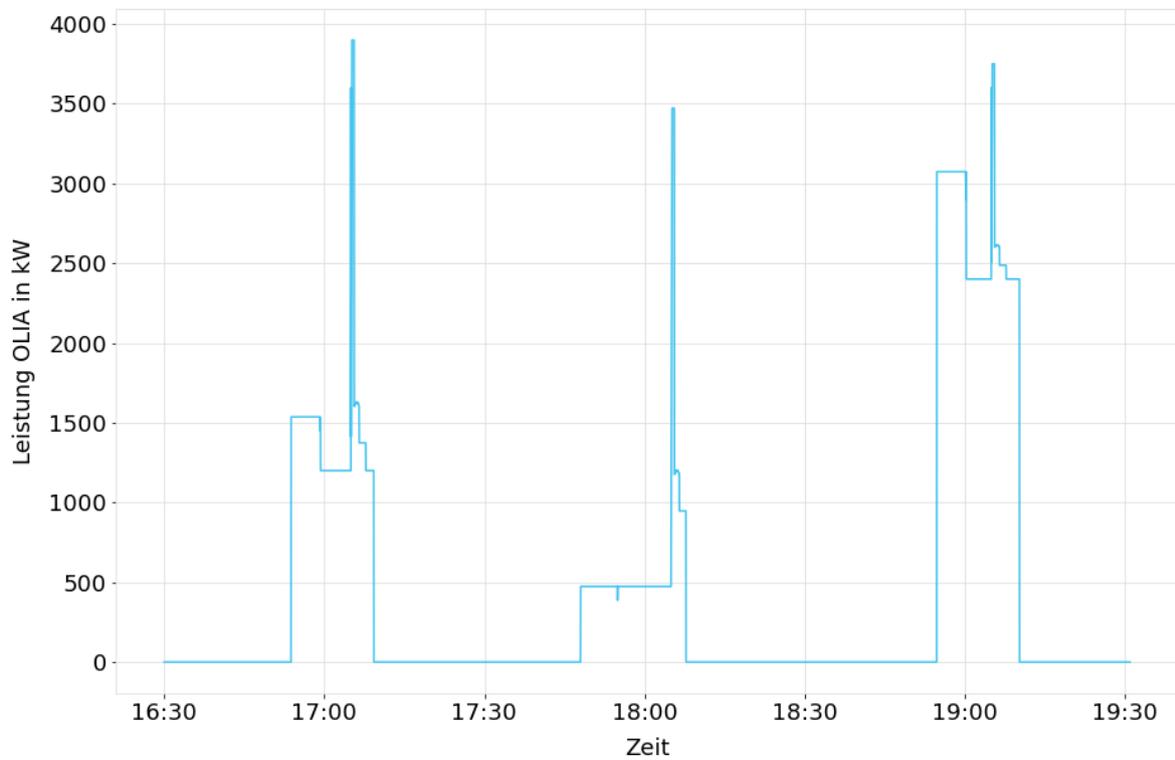


Abbildung 2-39: Ausschnitt des Lastgangs an der OLIA Füssen über einen Werktag (Mo. – Fr.); vergrößerte Darstellung des Zeitpunkts der Spitzenbelastung

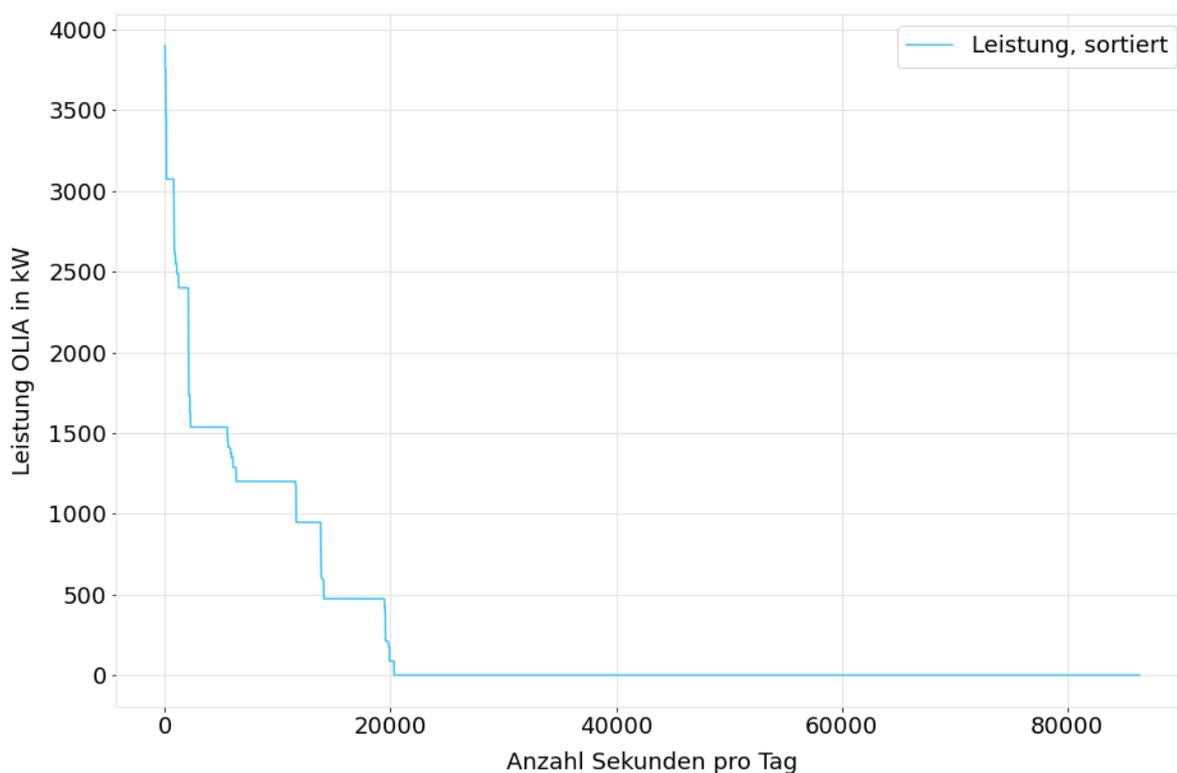


Abbildung 2-40: Tagesdauerlinie des Leistungsbedarfs an der OLIA Füssen über einen Werktag

Die Charakteristik des Lastgangs der OLIA in Füssen ähnelt dem der Anlage in Gerolstein. Es ist geprägt von zeitlich kurz ausgedehnten hohen Leistungsanforderungen und einem überwiegenden Leerlaufbetrieb.

Das Ladeunterwerk der OLIA in Füssen ist mittels einer Parallelschaltung von zwei Vollumrichtern zur Bedienung der Spitzenlast von 3,9 MW auszulegen. Die grundsätzliche Topologie des Ladeunterwerks ist in Abbildung 2-42 dargestellt.

Für die OLIA in Füssen gestaltet sich die Zuordnung zu einem Verteilnetzbetreiber schwieriger. Die Stadt Füssen im Ostallgäu liegt direkt an der Grenze zu Österreich. Der Betrieb des Stromnetzes erfolgt grenzüberschreitend von den Elektrizitätswerken Reutte AG (EWR), mit Sitz in Reutte, Österreich. Im Netznutzungsvertrag der EWR heißt es: „Der Netzbetreiber betreibt in Deutschland ein Verteilernetz für elektrische Energie [...]“ Weiter wird genannt: „Die Vertragsparteien schließen den Vertrag im Bewusstsein, dass das Verteilernetz für elektrische Energie des Netzbetreibers in Deutschland an das von der Elektrizitätswerke Reutte AG betriebene österreichische Verteilernetz angebunden ist [...] eine direkte Verbindung dieses Verteilernetzes an das deutsche Übertragungsnetz besteht nicht.“ (Elektrizitätswerke Reutte, 2021)

Die Zuständigkeiten bezüglich einer Netzanbindung der OLIA in Füssen liegen somit in Österreich. Damit sind ebenso die entsprechenden rechtlich bindenden technischen Anschlussbedingungen dort zu berücksichtigen.

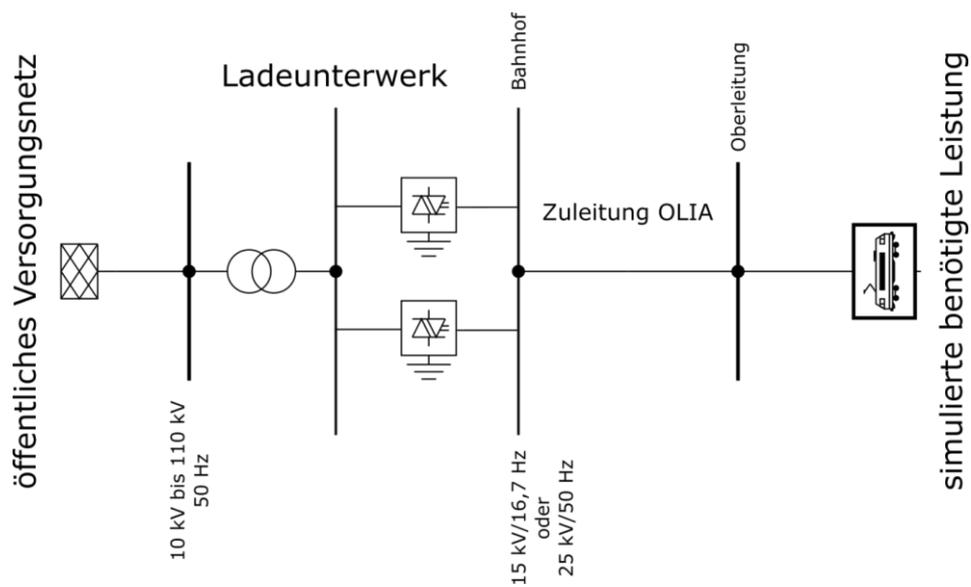


Abbildung 2-42: Topologie Ladeunterwerk für OLIA Füssen

Die Analyse der abrechnungsrelevanten Leistung in 15-Minuten-Mittelwerten ist in Abbildung 2-41 dargestellt. Die maximale Leistung der 15-Minuten-Werte beträgt 1,7 MW im Gegensatz zu 3,9 MW in der 1-Sekunden Auflösung.

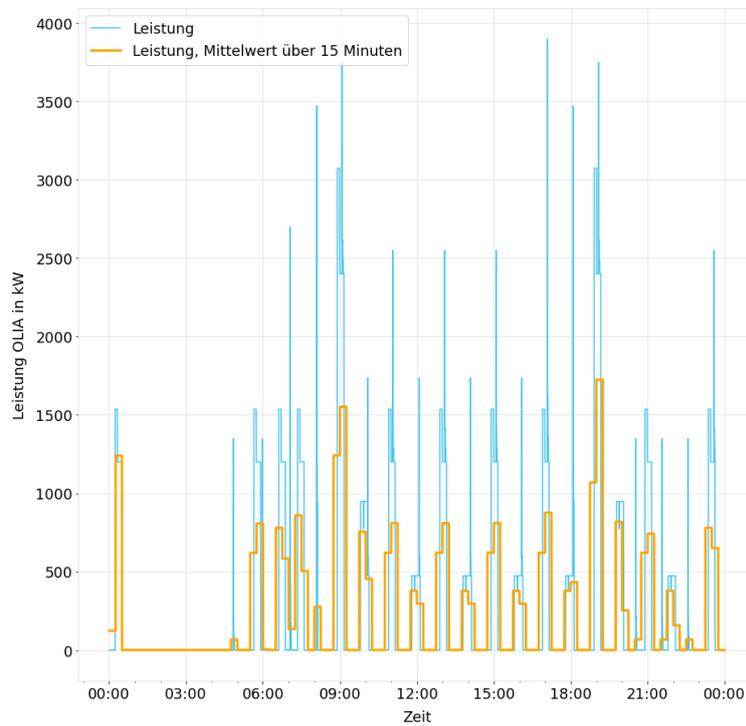


Abbildung 2-41: Leistungsbedarf an der OLIA Füssen über einen Werktag; Vergleich von 1-Sekunden und 15-Minuten Werten.

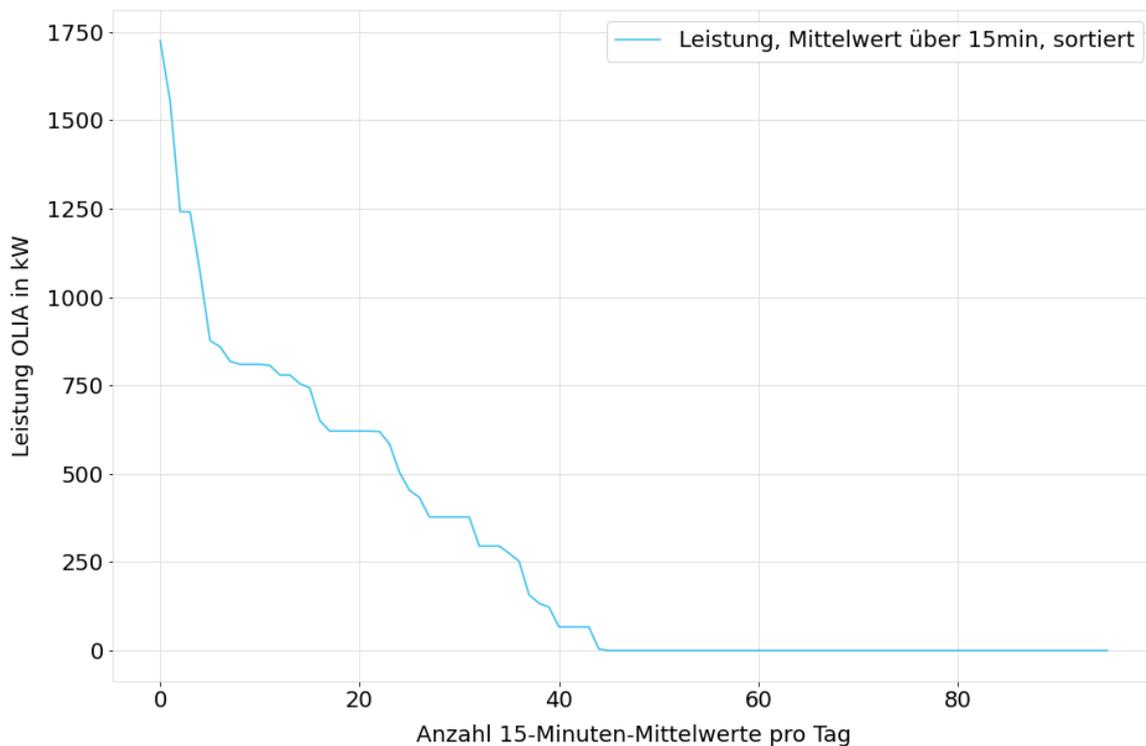


Abbildung 2-43 Tagesdauerlinie des abrechnungsrelevanten Leistungsbedarfs an der OLIA Füssen über einen Werktag; 15-Minuten-Werte

Die Betrachtung der auf 15-Minuten gemittelten Tagesdauerlinie der Oberleitungsinselanlage in Füssen zeigt ein ähnliches Bild zur Anlage in Gerolstein (s. Abbildung 2-43). In 26% aller Fällen liegt die abrechnungsrelevante Leistung oberhalb von 0,5 MW.

### 2.4.1.3 Fazit – Netzbelastung durch Oberleitungsinselanlagen

Die wesentlichen Charakteristika der durch die BEMU-Nachladung resultierenden Anforderungen an die OLIA und den lokalen Netzanschluss sind anhand der untersuchten BEMU-Szenarien, OLIA Gerolstein und OLIA Füssen, in Tabelle 2-30 gegenübergestellt.

- Die Charakteristik des Lastgangs an den betrachteten OLIA Gerolstein und Füssen ist geprägt von kurzzeitig hohen Leistungsanforderungen an das vorgelagerte öffentliche Versorgungsnetz. In Summe sind die Zeitpunkte der Zuführung von Strom zum BEMU nur wenige Minuten lang, sodass die OLIA über den Tag häufig im Leerlauf ist und somit das vorgelagerte öffentliche Netz intermittierend belastet.
- Die Auslegung der OLIA respektive des Ladeunterwerks hat für die Deckung des Spitzenleistungsbedarfs zu erfolgen.
- Bei der Abrechnung der Netzentgelte ist für die Abrechnung der erbrachten Leistung durch den vorgelagerten Netzbetreiber der 15-Minuten-Mittelwert ausschlaggebend. In beiden untersuchten Szenarien treten die Lastspitzen im 1-Sekunden-Bereich auf, weshalb sich die abrechnungsrelevanten Lastspitzen um mehr als 50 % reduzieren.

TABELLE 2-30: VERGLEICH NETZBELASTUNGSCHARAKTERISTIK OLIA GEROLSTEIN UND OLIA FÜSSEN

BEMU Szenario	OLIA Gerolstein	OLIA Füssen
<b>Anzahl Ladungen pro Tag (Durchschnitt)</b>	76	38
<b>Durchschnittliche BEMU-Ladezeit an OLIA</b>	7 Minuten	13 Minuten
<b>Höhe Spitzenbelastung Nutzungsdauer am Tag</b>	8,4 MW 68 Sekunden	3,9 MW 25 Sekunden
<b>Benötigte Ladeenergiemenge an OLIA am Tag</b>	19,3 MWh	6,5 kWh
<b>Abrechnungsrelevante Lastspitzen (15 min-Werte)</b>	3,7 MW	1,7 MW
<b>Leerlaufzeit (Keine BEMU Nachladung)</b>	18 Stunden 10 Minuten (~76 %)	18 Stunden 21 Minuten (~76 %)

#### 2.4.1.4 H<sub>2</sub>-Versorgungskonzept

Die Wasserstoffversorgungskonzepte sind so auszulegen, dass der Wasserstoffbedarf der Fahrzeuge, welcher sich aus dem Betankungsplan des jeweiligen HEMU-Szenarios (vgl. Unterkapitel 2.3.4 und 2.3.6) ergibt, bereitgestellt wird. Im Rahmen der Versorgung von SPNV-Triebzügen sind entsprechende Anforderungen an die Verfügbarkeit des Wasserstoffs gestellt, um somit die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dafür ist eine entsprechende Dimensionierung der H<sub>2</sub>-Tanks zur Bevorratung vorzusehen.

Als H<sub>2</sub>-Versorgungskonzepte wurden im Rahmen dieser Untersuchung folgende Varianten betrachtet:

- Variante 1: H<sub>2</sub>-Tankstelle mit Wasserstoffbereitstellung aus Vorort-Elektrolyse
- Variante 2: H<sub>2</sub>-Tankstelle mit Wasserstoffbereitstellung durch Trailer-Anlieferung von Wasserstoff aus zentraler Elektrolyseerzeugung

##### **Variante 1: HRS-Versorgungskonzept mit Vorort-Elektrolyse**

Das Energiesystem für die Option Vorort-Elektrolyse umfasst einen Elektrolyseur zur Wasserstoffproduktion, einen Wasserstoffspeicher, Kompressoren und die jeweiligen Dispenser zur Betankung. Der schematische Aufbau des Systems ist in Abbildung 2-44 dargestellt. Der Strombezug des Elektrolyseurs erfolgt in dieser Variante entweder durch EEA (AP 3) oder aus dem öffentlichen Stromnetz (AP 2).

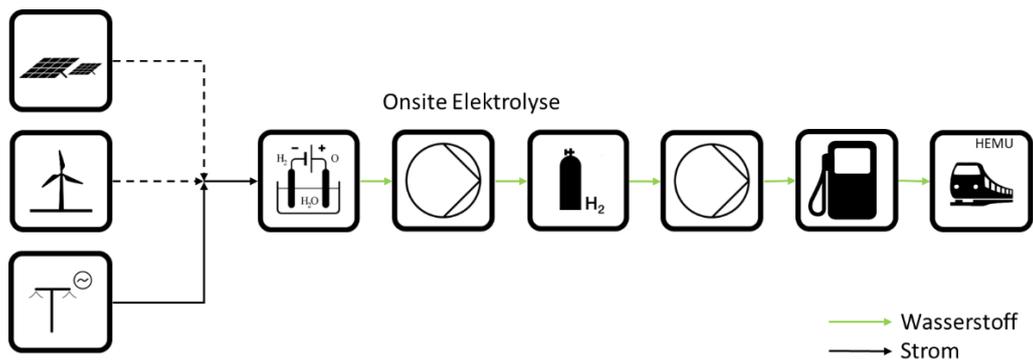


Abbildung 2-44: Schematische Darstellung des H<sub>2</sub>-Versorgungssvariante 1: mit Vorort-Elektrolyse

### Variante 2: H<sub>2</sub>-Versorgungskonzept mit Trailer-Anlieferung aus zentraler Elektrolyse

In diesem H<sub>2</sub>-Versorgungskonzept wird der Wasserstoff, welcher an der H<sub>2</sub>-Tankstelle benötigt wird, an einer zentralen Elektrolyseanlage erzeugt und mittels Trailer-Anlieferung an den Standort der H<sub>2</sub>-Tankstelle transportiert. Abbildung 2-45 zeigt den schematischen Aufbau des H<sub>2</sub>-Versorgungssystem mit H<sub>2</sub>-Erzeugung aus zentraler Elektrolyse. Dabei wird der Wasserstoff an einem günstigen Standort (z. B. an einem Windpark) produziert und anschließend mit LKW-Trailern zur Tankstelle transportiert. Die Wasserstoffproduktion kann hier aus EE-Anlagen erfolgen und ermöglicht damit die Erzeugung von grünem Wasserstoff.

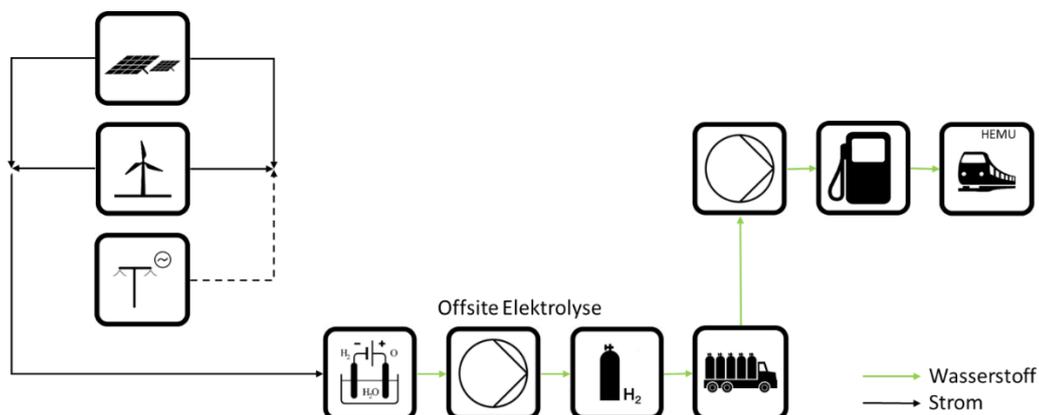


Abbildung 2-45: Schematische Darstellung der H<sub>2</sub>-Versorgungsvariante 2: Anlieferung auf zentraler Elektrolyse.

### Wasserstoffvorhaltung

Die Auswahl des benötigten H<sub>2</sub>-Tanksystems hängt von den benötigten Druckniveaus der H<sub>2</sub>-Bereitstellung (Vor-Ort-Elektrolyse oder Trailer-Anlieferung) und des Zieldrucks der Betankungsvorgängen ab (vgl. Absatz 0) und wird in aktuellen Projekten als kaskadiertes System aus Konstantdruckspeichern mit verschiedenen Druckniveaus realisiert. Die Wahl der Druckniveaus der Zwischenspeicherung richtet sich nach dem für die Betankung der Fahrzeuge benötigten Druckniveau der Hochdruckspeicher und nach einer wirtschaftlichen Gestaltung und Spezifikation des Versorgungskonzeptes.

Für die Betankung der Triebzüge mit einem H<sub>2</sub>-Tankdruckniveau von 350 bar ist eine Vorhaltung des Wasserstoffs auf 400 bis 500 bar erforderlich, um die Fahrzeuge mittels Überströmen zu betanken. Dabei ermöglichen höhere Druckniveaus und eine Vorkühlungseinrichtung höhere Betankungsgeschwindigkeiten. Höhere Druckniveaus erfordern wiederum je nach Anlagenlayout weitere Kompressorstufen, welche in entsprechenden Zusatzkosten resultieren.

In Variante 1, H<sub>2</sub>-Versorgungskonzept mit Vor-Ort-Elektrolyse, liegt das Druckniveau des vor Ort erzeugten Wasserstoffs in der Größenordnung von 40 bar.

Für die Variante des HRS-Versorgungskonzeptes mit Trailer-Anlieferung von Wasserstoff aus zentraler Elektrolyse (Variante 2) kann das Druckniveau der Trailer-Anlieferung bei 300 bar oder 500 bar liegen. Bei einer Anlieferung mit 500 bar Trailer entfällt eine weitere Kompressorstufe an der H<sub>2</sub>-Tankstelle und der Wasserstoff kann direkt zur Betankung eingesetzt werden. Im Fall der Anlieferung bei einem Druckniveau von 300 bar ist ein weiterer Kompressor notwendig, um das notwendige Druckniveau für die Betankung zu erreichen.

### **Elektrolyseurtechnologie**

Als Elektrolyseurtechnologie können alkalische Modelle oder PEM-Elektrolyseure eingesetzt werden. Die alkalische Elektrolyse ist eine etablierte und ausgereifte Technologie, die momentan die kostengünstigste Methode zur Elektrolyse darstellt. Zudem weist sie von allen Technologien die höchste Lebensdauer von ca. 90.000 Betriebsstunden auf.

PEM-Elektrolyseure haben eine etwa 4-fache Leistungsdichte verglichen mit alkalischen Elektrolyseuren. Sie weisen ein besseres Teillastverhalten und niedrigere Ansprechzeiten auf, wodurch sie netzdienlich betrieben werden können (Samani et al., 2019). Im Vergleich zu alkalischen Elektrolyseuren ist ihre Lebensdauer mit 20.000 Betriebsstunden geringer, dafür sind sie begrenzt überlastfähig und haben eine leicht höhere Effizienz (aktuelle Systeme benötigen 7 % weniger elektrische Energie, Kurzweil und Dietlmeier, 2018).

Für das Versorgungskonzept mit Vor-Ort-Elektrolyse wird im Rahmen der Analyse der Netzbelastung in AP 2 davon ausgegangen, dass der Strombedarf des Elektrolyseurs vollständig aus dem Netz gedeckt wird und der Elektrolyseur kontinuierlich in höherer Auslastung betrieben wird. Dafür wird ein alkalischer Elektrolyseur angewendet, wobei hier von einer durchschnittlichen Effizienz von 70 bis 80 % ausgegangen (Shiva Kumar und Himabindu, 2019).

In AP 3 wird davon ausgegangen, dass der Strom für die elektrolytische Wasserstofferzeugung aus EEA bereitgestellt wird und somit eine eher fluktuierende Erzeugungscharakteristik aufweist, weshalb ein PEM-Elektrolyseur zum Einsatz kommt.

Die Spezifikation der H<sub>2</sub>-Versorgungskonzepte für die beiden H<sub>2</sub>-Bereitstellungsvarianten erfolgt über eine Kostenbetrachtung und ist Teil der Optimierung in AP 3.

#### **2.4.1.5 Analyse Netzbelastung durch Elektrolyseure**

Zur Beurteilung der Netzbelastung wird das H<sub>2</sub>-Versorgungskonzept mit Vor-Ort-Elektrolyse (Variante 1) betrachtet, wobei angenommen wird, dass der Leistungsbedarf des Elektrolyseurs vollständig aus dem öffentlichen Stromnetz gedeckt wird. Die daraus resultierende Netzbelastung wird anhand der in Unterkapitel 2.3 berechneten Wasserstoffbedarfe der HEMU-Szenarien analysiert. Die durch den Elektrolyseur sowie die zusätzlichen Strombedarfe des H<sub>2</sub>-Versorgungskonzeptes (z. B. Kompressoren) resultierenden Anforderungen an den vor Ort bereitgestellten Netzanschluss müssen bei der Auslegung des Gesamtsystems berücksichtigt werden. Für die Betrachtung in diesem Abschnitt erfolgt die Vor-Ort-Elektrolyse durch einen alkalischen Elektrolyseur, welcher kontinuierlich im Tagesprofil betrieben wird und somit ein gleichförmiges Leistungsprofil aufweist. Der vor Ort erzeugte Wasserstoff wird in einen Mehrtagespeicher eingespeist (z. B. zur Bevorratung des H<sub>2</sub>-Tagesbedarfs der HEMU für einen oder mehrere Tage), wodurch im Dauerlastfall ein gleichförmiger H<sub>2</sub>-Tagesbedarf gedeckt werden muss.

Für die Auslegung des Elektrolyseurs wird zwischen jährlichen Betriebsstunden (Volllaststunden:  $n$ ) von 4.000 und 6.000 h/a unterschieden und der H<sub>2</sub>-Bedarf der Fahrzeuge im Normalfall zu Grunde gelegt.

Der Leistungsbedarf des Elektrolyseurs im Dauerlastfall berechnet sich wie folgt:

$$P_{\text{Elektrolyseur\_Dauerlast}} = \frac{m_{\text{H}_2} * HW_{\text{H}_2} * n}{\eta^{\text{alkalisch}}}$$

(Ann.: durchschnittliche energetische Effizienz von  $\eta^{\text{alkalisch}} = 0,7$ , Heizwert  $HW_{\text{H}_2} = 33,3 \text{ kWh/kg}_{\text{H}_2}$ )

Für die Maximalleistung des Elektrolyseurs wurde ein Aufschlag von 50 % gegenüber dem Normalfall angenommen, um somit im Fall von erhöhtem Wasserstoffbedarf oder eine Unterdeckung des Speicherstands ausreichende Erzeugungsreserven vorzuhalten und die betriebliche Sicherheit zu gewährleisten.

Der Leistungsbedarf im Nominal- und im Dauerlastfall ist für die beiden HRS-Standorte Gerolstein und Osnabrück basierend auf dem H<sub>2</sub>-Bedarf im entsprechenden HEMU-Szenario gegenübergestellt (vgl. Tabelle 2-31).

Im Fall des HRS-Versorgungskonzeptes Gerolstein ergibt somit eine Nominalleistung von 23,9 MW bei 4.000 Betriebsstunden pro Jahr und 15,9 MW bei 6.000 Betriebsstunden pro Jahr. Die Netzbelastung erhöht sich um den Leistungsbedarf der Kompressoren, welche je nach Anlagentopologie die benötigten Druckniveaus der Konstantdruckspeicher bereitstellen.

Die resultierende Anschlussleistung des HRS-Versorgungskonzeptes erfordert üblicherweise einen Anschluss an das öffentliche Hochspannungsnetz (110 kV). Es ist zwar in Abhängigkeit der vorhandenen Topologie im Prozess des Anschlussbegehrens individuell zu prüfen, ob ein Anschluss an das vorhandene Mittelspannungsnetz erfolgen kann, doch ist bei der signifikanten Nennleistung von über 20 MW bei 4000 Betriebsstunden davon auszugehen, dass der Anschluss nur an das Hochspannungsnetz erfolgen kann.

### Reduktion Leistungsbedarf Elektrolyseur

Der Leistungsbedarf eines an das öffentliche Stromnetz angeschlossenen alkalischen Elektrolyseurs lässt sich durch die Verschiebung des H<sub>2</sub>-Bedarfs oder durch eine Erhöhung der jährlichen Betriebsstunden erreichen.

TABELLE 2-31: LEISTUNGSBEDARF IM DAUER- UND NOMINALLASTFALL AM BEISPIEL DER HRS GEROLSTEIN UND HRS OSNABRÜCK

	EINHEIT	GEROLSTEIN	OSNABRÜCK
<b>HEMU H2-Bedarf pro Tag (Auslegungsfall)</b>	kg H <sub>2</sub> /d	5.117,3	2.535,1
<b>HEMU H2-Bedarf pro Tag (Normalfall)</b>	kg H <sub>2</sub> /d	3.668,2	1.771,7
<b>Betriebsstunden 4000 h/a (11 h/d)</b>			
<b>Elektrolyseur – Leistung Dauerlastfall</b>	MW	15,9	7,7
<b>Elektrolyseur – Leistung Nominal</b>	MW	23,9	11,5
<b>Elektrolyseur – H2 Produktion maximal</b>	kg H <sub>2</sub> /d	12.050,0	5.820,0
<b>Betriebsstunden 6000 h/a (16,4 h/d)</b>			

<b>Elektrolyseur – Leistung Dauerlastfall</b>	MW	10,6	5,1
<b>Elektrolyseur – Leistung Nominal</b>	MW	15,9	7,7
<b>Elektrolyseur – H<sub>2</sub> Produktion maximal</b>	kg H <sub>2</sub> /d	8.033,4	3.880,0

Die Verschiebung des H<sub>2</sub>-Bedarfs umfasst hierbei insbesondere die Anlieferung eines Teilbedarfs aus zentraler Erzeugung. Weiterhin ist bei der Wasserstoffversorgung ganzer SPNV-Netze die Verteilung der Wasserstofftankstellen und -produktionsstandorte in Erwägung zu ziehen.

Weiterhin resultiert eine höhere durchschnittliche Nutzung des Elektrolyseurs in einem kleineren Leistungsbedarf (bei gleichbleibendem Wasserstoffbedarf. Zudem kann durch das Vorsehen größerer Wasserstoffspeicher die Notwendigkeit für das Vorhalten größerer Leistungsreserven (Differenz zwischen Dauerlast- und Nominalleistung) reduziert werden. Hierfür muss die Wirtschaftlichkeit des Gesamtkonzepts unter Einbeziehung geeigneter Rückfallebenen, wie z. B. zusätzliche Wasserstoffanlieferung, berücksichtigt werden.

## 2.4.2 Speichertechnologien

Zur Bewertung anwendbarer Speichertechnologien wird in diesem Bericht auf Literatur zurückgegriffen. Im ersten Schritt wird eine Übersicht über vorhandene Technologien präsentiert und schließlich ihre Anwendbarkeit anhand von Leistung und Kapazität bewertet. Als Prämisse wird angenommen, dass eine OLIA-Leistungen im geringen Megawattbereich aufweist, welche im Minutenbereich abgerufen werden. Diese Leistungsabrufe verteilen sich auf den Tag, wobei lediglich nachts kein Einsatz des Speichers zu erwarten ist. Im nächsten Schritt werden die geeigneten Technologien anhand von Kosten, jeweils in Bezug auf Leistung und Kapazität, sowie Effizienz und zyklischer Belastbarkeit bewertet. Die physikalischen Prinzipien der Speichertechnologien werden hier nicht näher diskutiert, da der Fokus auf den daraus resultierenden Anwendungscharakteristiken liegt. Diese können in der Literatur nachgelesen werden (AL Shaqsi, Sopian und Al-Hinai, 2020).

Abbildung 2-46: Leistungscharakteristiken und Kapitalkosten-Kapazitäts-Charakteristiken verschiedener Speichertechnologien (Witt et al., 2016)

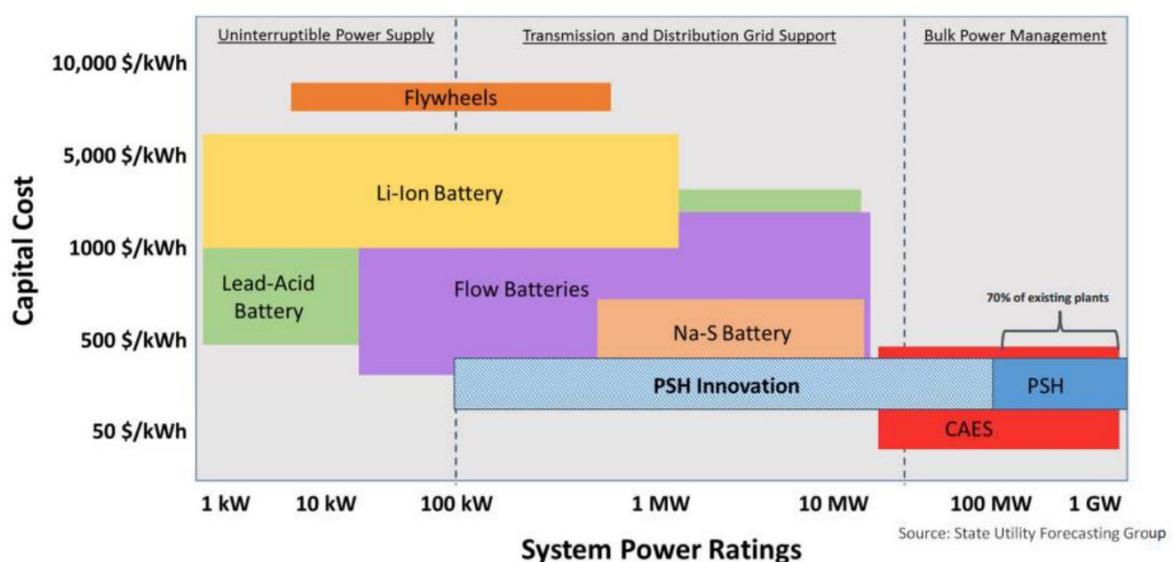


Abbildung 2-46 gibt einen Überblick zu verschiedenen Speichertechnologien, um eine Vorauswahl vorzunehmen, nach (Witt et al., 2016). Für den Anwendungsfall OLIA sind demnach Batterietechnologien geeignet, welche auf verschiedenen Technologien basieren. Die Basis stellen hierbei eine erwartete Leistung von 0,2 bis 2 MW dar, welche über eine Dauer von i. d. R. 5 bis 30 Minuten abgerufen wird. Prominente Vertreter dieser Kategorie sind dabei Blei-Säure (eng. Lead-acid) sowie Lithium-Ionen (engl. Li-ion)-Batterien. Die Grenzfälle markieren Schwungrad (eng. Flywheel), Natrium-Schwefel-Batterie (eng. Na-S Battery) und Flussbatterie (eng. Flow batteries). Nach Akhil et al. (2015) bilden Ultrakondensatoren Grenzfälle in Bezug auf Leistung und Kapazität und werden daher mitbetrachtet.

Pumpspeicherkraftwerke (engl. pumped storage hydropower; PSH) sowie Druckluftspeicherkraftwerke (engl. Compressed air energy storage: CAES) haben aufgrund der hohen Leistung und Energie einen großen Platzbedarf und werden daher nicht weiter betrachtet. Auf eine nähere Darstellung supraleitender magnetischer Energiespeicher (engl. Superconducting magnetic energy storage: SMES) wird abgesehen, da er ausschließlich im Sekundenbereich Energie bereitstellen kann.

Im nächsten Schritt werden die verbleibenden Speichertechnologien näher charakterisiert und hinsichtlich ökonomischer und technischer Parameter untersucht. Abbildung 2-46 verortet die betrachteten Speicherenergien hinsichtlich der Kosten bezogen auf Leistung wie auch Energie. Die Daten basieren auf zwei Berichten: Mongird et al. (2019) und Mongird et al. (2020a), welche den Speichermarkt systematisch untersucht haben, wobei Herstellerinterviews, Literatur und Datenbanken genutzt wurden. Unterschiedliche Technologien werden in Abhängigkeit ihrer Charakteristiken individuell dimensioniert. Dadurch befinden sich die installierte Leistung und Kapazität in einem bestimmten Verhältnis zueinander, was sich je nach Technologie unterscheiden kann. Dies macht eine zweidimensionale Auswertung notwendig. Die Punkte geben den Erwartungswert und die Flächen den Schwankungsbereich an, nach Mongird et al. (2019) und Mongird et al. (2020a).

Die Werte der Lithium-Ionen-Batterie beziehen sich auf eine Lithium-Eisen-Phosphat(LFP)-Batteriechemie, welche in dieser Betrachtung als repräsentativ angenommen wird. Zum Vergleich, eine andere Batteriechemie ist Lithium-Nickel-Mangan-Cobalt-Oxide (NMC). Letztere weist etwa 2,5 % höhere Kosten und eine 40 % geringere Zyklenfestigkeit auf (Mongird et al., 2020a). Ein weiterer Vorteil von LFP-Batterien ist, dass diese aufgrund ihrer höheren thermischen Stabilität sicherer als NMC-Batterien betrieben werden können (Brand et al., 2013).

Optimalerweise weist eine Technologie geringe Kosten in beiden Dimensionen auf und befindet sich dementsprechend in der unteren linken Ecke von Abbildung 2-47. Hier sind Li-Ionen und Blei-Säure zu finden. Blei-Säure-Batterien weisen etwas geringere Kosten bezogen auf die Kapazität auf, wohingegen Li-Ionen-Batterien geringfügig günstiger in Bezug auf Leistung sind. Andere Technologien stehen ökonomisch schlechter da. Ultrakondensatoren sind zwar in Bezug auf Leistung mit Li-Ionen und Blei-Säure vergleichbar, sind aber um Größenordnungen (die Achse ist logarithmisch skaliert) kostenaufwendiger. Flussbatterien (Vanadium Redox-Flow) und Natrium-Schwefel (ein Typ Hochtemperaturbatterie) weisen ähnliche Kosten bezogen auf Energie auf. Die Natrium-Schwefel-Batterie ist jedoch in Bezug auf Leistung nachteilig anzusehen. Schwungräder weisen Leistungskosten auf, welche sich zwischen den Fluss- und der Natrium-Schwefel-Batterie befinden. Es ist allerdings kostenintensiv große Kapazitäten vorzuhalten.

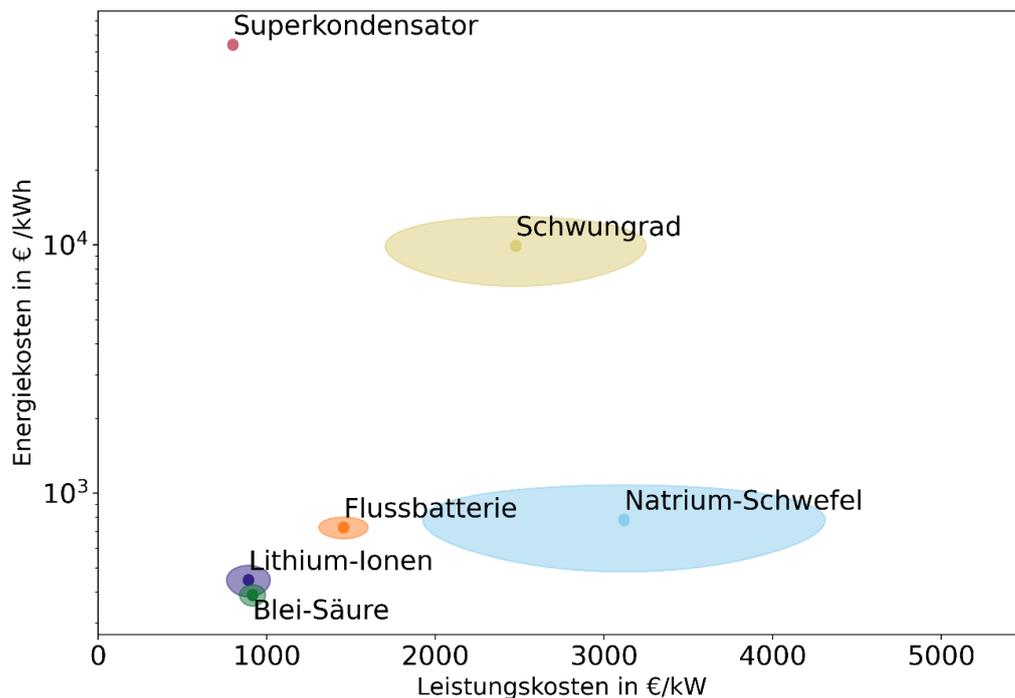


Abbildung 2-47: Errichtungskosten verschiedener Speichertechnologien in Bezug auf Leistung und Kapazität nach Mongird et al. (2019) und Mongird et al. (2020a), (Umgerechnete Kostenwerte von USD in EUR mit 1 \$ = 0,86 €)

Neben Kostencharakteristiken sind auch technische Eigenschaften der Speichertechnologien von Bedeutung. Zwei wesentlich Aspekte sind Verluste und Zyklusfestigkeit. Verluste beschreiben, inwieweit der Einsatz des Speichers zusätzlichen Energiebedarf verursacht, was wiederum Kosten generiert. Die Zyklusfestigkeit gibt an, wie häufig ein Speicher geladen und wieder entladen werden kann, bis dieser nicht mehr nutzbar ist. Wird die Zykluszahl überschritten, ist zu erwarten, dass ein Speicher erneuert werden muss, was wiederum Kosten verursacht.

Abbildung 2-48 verortet die verschiedenen Speichertechnologien hinsichtlich Zyklusfestigkeit und Effizienz. Hierbei ist eine hohe Effizienz bei gleichzeitiger hoher Zyklusfestigkeit anzustreben. Unter diesen Gesichtspunkten ist die Superkondensator-Technologie besonders vorteilhaft. Li-Ionen Batterie und Schwungrad weisen etwas niedrigere Effizienzen auf, bei jedoch deutlich verringerter Zyklusfestigkeit auf. Das Schwungrad ist im Vergleich zyklusfester als die Li-Ionen-Technologie. Blei-Säure-Batterien weisen die schlechteste Zyklusfestigkeit auf, zeigen jedoch eine ordentliche Effizienz. Natrium-Schwefel und Flussbatterien sind zwar zyklusfester als Lithium-Ionen-Batterien, ihre Effizienz ist aber deutlich geringer. Insbesondere Natrium-Schwefel-Batterien weisen vergleichsweise hohe Verluste auf.

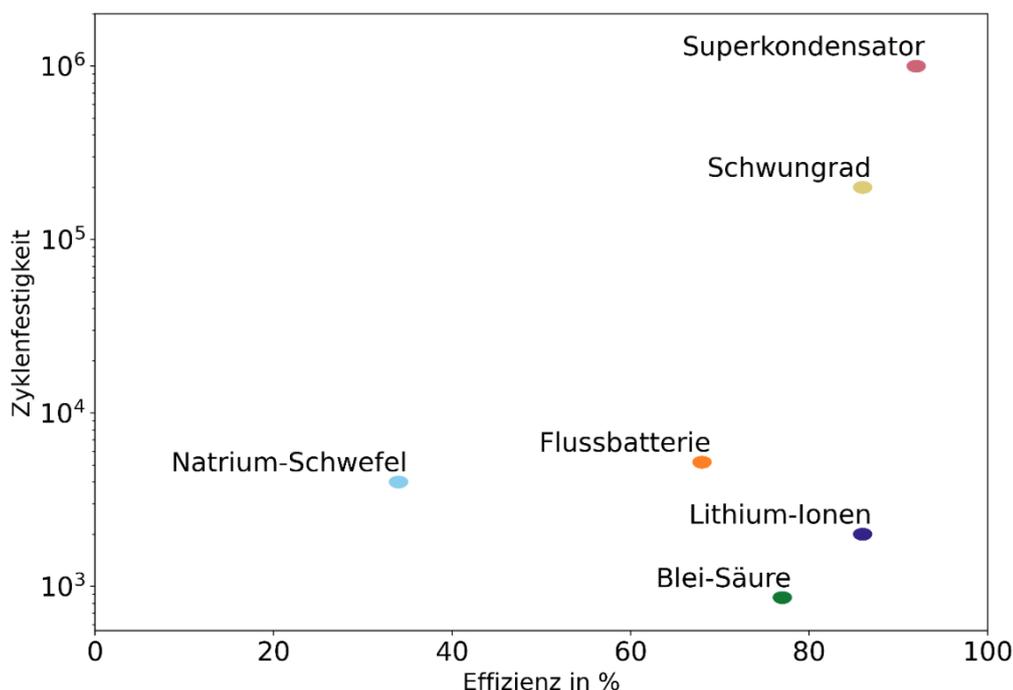


Abbildung 2-48: Zyklusfestigkeit und Effizienz von verschiedenen Speichertechnologien. Die Datenquellen entsprechen der vorherigen Abbildung. Die Effizienz beschreibt das Verhältnis von zugeführter zu entnommener Energie bei einem vollständigen Lade-/Entladezyklus (eng. round-trip efficiency)

Abschließend ist zu sagen, dass die Lithium-Ionen-Speichertechnologie im Allgemeinen gute Eigenschaften aufweist. Vorteilhaft sind eine hohe Effizienz bei geringen Kosten. Lediglich die vergleichsweise geringe Zyklusfestigkeit spricht eventuell für eine andere Technologie. Diese ist bei Schwungrad und Superkondensator zwar deutlich höher, aber insbesondere die Kosten für Kapazität sind bei diesen Technologien um (mehrere) Größenordnungen höher. Flussbatterien sind kostentechnisch keine Größenordnungen von Lithium-Ionen-Batterien entfernt, kombinieren die erhöhte Zyklusfestigkeit allerdings mit höheren Verlusten (im Vergleich mit Lithium-Ionen-Speichern). Daher ist hier eine allgemeingültige Aussage schwierig. Allerdings haben Lithium-Ionen-Speicher einen höheren Technologie-Reifegrad (Mongird et al., 2019).

Es ist anzumerken, dass die präsentierten Werte mit Unsicherheiten versehen sind. Eine Literaturzusammenfassung von 2017 beschreibt die Zyklusfestigkeit von Li-Ionen-Batterien mit 1.000-10.000. Die allgemeine Verortung ist allerdings vergleichbar. Li-Ionen-Speicher haben eine geringere Zyklusfestigkeit als Schwungräder, welche wiederum eine geringere Zyklusfestigkeit als Superkondensatoren aufweisen (Lachuriya und Kulkarni, 2017).

In Abbildung 2-49 wird schließlich noch das Kostenreduktionspotenzial der verschiedenen Speichertechnologien dargestellt. Als Referenzjahr dient hierbei 2018, die Kostenreduktion bezieht sich auf das Jahr 2025. Lithium-Ionen-, Flussbatterien und Natrium-Schwefel-Speicher bieten das größte Potenzial. Es wird angenommen, dass sich ihre Kosten um über 20 % reduzieren werden. Blei-Säure und Superkondensator weisen ein moderates Reduktionspotenzial von 15 % bzw. 11 % auf. Das geringste Reduktionspotenzial zeigt hier die Schwungradtechnologie mit 2 %. Dies macht Lithium-Ionen-Speicher zu einer generell kostengünstigen Technologie, da es ein hohes Kostenreduktionspotenzial bei gleichzeitig geringen aktuellen Kosten aufweist (siehe Abbildung 2-47).

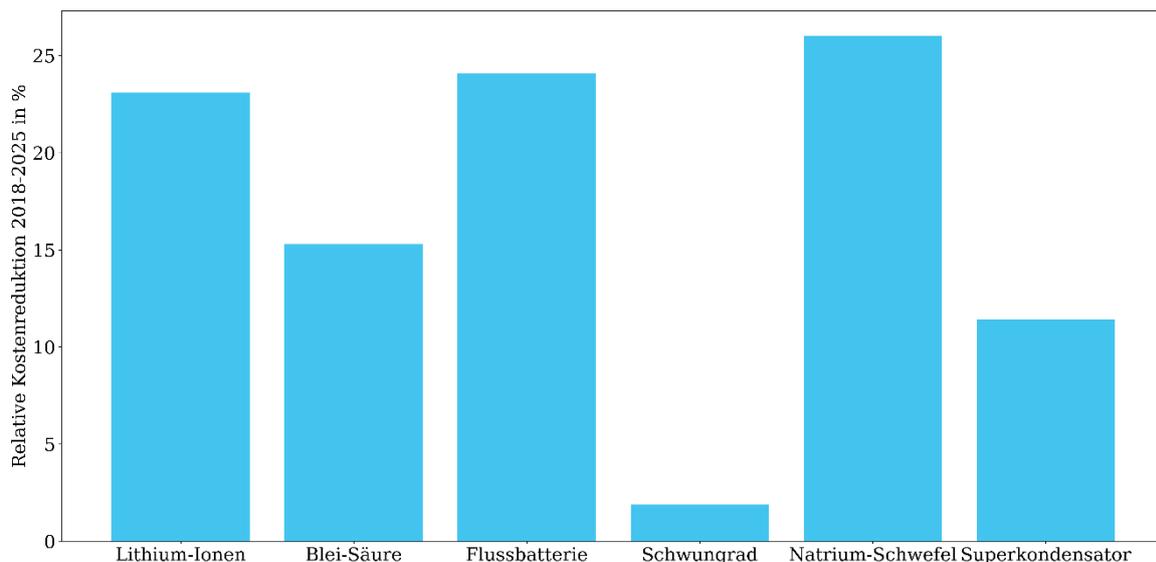


Abbildung 2-49: Kostenreduktionspotenzial der verschiedenen Speichertechnologien (Mongird et al., 2020b)

### 2.4.3 Netzentlastung durch lokale Zwischenspeicherung

Die Betrachtungen in Unterkapitel 2.4.1 haben gezeigt, dass beim Betrieb von OLIA zur Stromzufuhr zu BEMUs mit signifikanten Lastspitzen – bis zu 8,4 MW bzw. 3,9 MW – und somit einer relevanten Belastung des vorgelagerten öffentlichen Netzes zu rechnen ist. Die Analysen der Lastprofile zeigen ebenfalls, dass die Spitzenbelastungen nur von geringer zeitlicher Ausdehnung sind. Die Betriebsmittel des Netzes sind jedoch auf diese maximal mögliche Spitzenbelastung auszulegen, gleich welcher Dauer die Lastspitze vorliegt. Über die technischen Anreize zur Vermeidung von hohen Leistungsspitzen hinaus ist auch die Betrachtung der abrechnungsrelevanten Größen von Bedeutung. Für den Betreiber einer an das öffentliche Versorgungsnetz angeschlossenen elektrischen Anlage gibt es monetäre Anreize zur Vermeidung von Spitzenlasten, da diese ausschlaggebend für die Höhe der Entgelte für die Netznutzung sind.

Speicher weisen grundsätzlich das Potenzial auf, die Spitzenbelastung durch zielgerichtete Bewirtschaftung relevant zu verringern. Sie können so einerseits zu einer Reduktion der Kosten bzgl. der notwendigen Betriebsmittel am Netzverknüpfungspunkt führen und bieten andererseits die Möglichkeit zur Reduktion der Kosten bezogen auf die zu leistenden Entgelte für den Netzanschluss.

Die bisherige Rechtsprechung sieht Speicher als Letztverbraucher und Erzeuger an (Bundesnetzagentur, 2021). Dies führt jedoch dazu, dass die Speicher finanziell beim Ein- und Ausspeichern doppelt belastet werden. Dieser Umstand resultiert darin, dass ein wirtschaftlich lohnenswerter Betrieb von Speichern trotz der technischen Vorteile nicht umsetzbar war.

Im hier betrachteten Fall der Stützung einer OLIA zur Reduktion der Spitzenbelastung für das öffentliche Netz könnte dem Speicher die nachfolgende Betrachtung zugutekommen. Im Bereich der Übertragungsnetze befinden sich erste Konzepte zum Einsatz von sogenannten Netzboostern in Umsetzung (Bundesnetzagentur, 2021). Diese dienen im Übertragungsnetz zwar der Sicherstellung des n-1 Kriteriums<sup>10</sup>, ermöglichen jedoch einen durch den Netzbetreiber verantworteten Betrieb, da sie nicht zum

<sup>10</sup> Die n-1 Regel ist in der elektrischen Energietechnik ein Beurteilungskriterium zur Sicherstellung der Funktionstüchtigkeit von Übertragungs- und Versorgungsaufgaben mittels Redundanzen.

Handel von elektrischer Energie am Markt genutzt werden. Diese Netzbooster ermöglichen im Spitzenlastfall eine zeitliche und örtliche<sup>11</sup> Verschiebung der Lastspitzen und tragen so zu einer besseren Auslastung der vorhandenen Netzbetriebsmittel bei. Im Falle einer OLIA mit Ladeunterwerk könnte ein Speicher ebenfalls zur Reduktion der auftretenden Lastspitzen genutzt werden. Die Summe der ein- und ausgespeicherten Energie ist abzüglich der Verluste für den Betrieb des Speichers gegenüber einer Auslegung ohne Speicher gleich. So wäre ein auf diese Art und Weise eingesetzter Speicher als netzstützendes Betriebsmittel und nicht als Letztverbraucher sowie Erzeuger zu bewerten. In dieser Konsequenz würde eine finanzielle doppelte Belastung für das Ein- und Ausspeichern entfallen.

Darüber hinaus sieht die jüngste Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vor, dass die mehrfache Belastung mit Steuern, Umlagen und Abgaben von Speichern weitestgehend aufgehoben wird (Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V., 2021). Die Novelle ermöglihe zudem den Einsatz von Speichern im Multi-Use-Modus, sodass diese aktiv am Strommarkt teilnehmen können.

Unter Berücksichtigung dieser Umstände werden im Folgenden die technischen Möglichkeiten zur Reduktion der Spitzenbelastungen von OLIA für das vorgelagerte öffentliche Netz mittels Speicher betrachtet.

### 2.4.3.1 Vorgehensweise

Die Lastzeitreihen der OLIA für einen Mittwoch der Standorte Gerolstein (Strecke Köln – Trier) und Augsburg – Füssen, sowie ein Algorithmus zur Steuerung des Speichers stellen die Basis der Auswertung dar. Es werden damit mehrere Simulationen durchgeführt, wobei die Kapazität<sup>12</sup> und das Verhältnis von Leistung und Kapazität (P/E) systematisch variiert werden. Dieses Verhältnis wird zur Abstraktion der Technologie verwendet. Bei einem Schwungrad ist beispielsweise ein typischer Wert 4. Das heißt, ein Schwungrad, welches mit einer Kapazität von 10 kWh installiert ist hat eine maximale Leistung von 40 kW. Ein Schwungrad mit einer Kapazität von 50 kWh hat dementsprechend eine maximale Leistung von 200 kW. Dies erlaubt eine Bewertung unabhängig von der eingesetzten Speichertechnologie<sup>13</sup>. Alterungseffekte werden bei dieser Betrachtung vernachlässigt.

Die Simulationen werden für einen Zeitraum von 24 Stunden durchgeführt. Der initiale SoC wird auf 100 % gesetzt (der Speicher ist vollständig geladen). Der Startzeitpunkt der Simulation auf den Zeitpunkt gesetzt, nachdem die OLIA die längste Zeit inaktiv war. Für die OLIA in Gerolstein beträgt der Startpunkt der Simulation 04:41 Uhr und für die OLIA in Füssen ist dieser 04:49 Uhr. Die ausgelassenen Zeitschritte zu Beginn des Tages werden an das Ende verschoben.

Als wesentliche technische Leistungsindikatoren dienen die *Spitzenlast des Gesamtsystems* (OLIA + Speicher) in kW und die *äquivalenten Vollzyklen*, welche beide für den gesamten Parameterraum bestimmt werden. Die Vollzyklen werden für den Simulationstag bestimmt und anschließend auf ein Jahr hochgerechnet. Die Spitzenlast des Gesamtsystems ist hierbei die maßgebende Zielgröße, da aufgezeigt werden

<sup>11</sup> Die Energie wird im eigentlichen Sinne nicht örtlich verschoben. Es gibt Netzbooster-Konzepte, bei denen am Anfang und am Ende einer stark belasteten Übertragungsleitung jeweils ein Speicher installiert wird. Sollte es nun auf dieser Leitung zu einer Überlastung kommen, nimmt der Speicher auf der Seite des Überschusses Energie auf, wogegen der Speicher auf der anderen Seite Energie abgibt. Entsprechend der Länge der Übertragungsleitung findet so eine „örtliche“ Verschiebung der Belastung statt.

<sup>12</sup> Kapazität bezeichnet in diesem Abschnitt die nutzbare Energie eines Speichers.

<sup>13</sup> Es wurde eine kombinierte Lade-/Entladeeffizienz von 86 % angenommen. Diese entspricht nach Mongird et al. (2019) und Mongird et al. (2020a) der typischen Effizienz von Li-Ionen-Speichern sowie Schwungrädern, kann bei anderen Technologien aber abweichen.

soll, inwieweit sich die Netzbelastung durch den Einsatz eines Speichers verringern lässt. Die äquivalenten Vollzyklen beschreiben zwei Effekte. Zum einen sind sie ein wesentlicher Einflussfaktor der zyklischen Alterung, zum anderen zeigen sie, wie intensiv der Speicher genutzt wird. Als zusätzliche Größe wird der minimale SoC, welcher in der Simulation erreicht wird, ausgewertet. Hierdurch lässt sich bestimmen, ob der Speicher über ausreichend Kapazität verfügt oder ob seine Funktion eingeschränkt wird, weil im Laufe des Tages der SoC auf null sinkt.

In einer weiteren Betrachtung wird ausgeführt, inwieweit sich Speicher zur Verringerung der Netzentgelte eignen. Netzentgelte bestehen aus zwei Komponenten, dem Arbeitspreis und dem Leistungspreis. Der Leistungspreis wird mit Hilfe der maximalen Leistung eines 15-Minuten-Intervalls,  $P_{\max}^{15}$ , errechnet. Der Arbeitspreis berechnet sich aus der gesamtenbezogenen Energie. Zur Berechnung werden die Kosten des Verteilnetzbetreibers Westnetz herangezogen, welche auf Abbildung 2-50 basieren (Mittelspannung).

Die Berechnung der Jahresnutzungsdauer, welche im Folgenden Volllaststunden,  $n$ , genannt wird erfolgt nach:

$$n = \frac{E_a}{P_{\max}^{15}}$$

$E_a$  beschreibt dabei den Energiebedarf des gesamten Jahres. Da die Basis der Modellierung ein einzelner Tag ist, wird vereinfacht angenommen, dass der Energiebedarf an jedem Tag identisch ist ( $E_a = E_{\text{Tag}} \cdot 365$ ).

## Entgelte für Netznutzung

### Jahresleistungspreissystem für Entnahme mit registrierender Lastgangmessung

Netz- oder Umspannebene	Jahresbenutzungsdauer			
	<2.500h/a		≥2.500h/a	
	Leistungspreis €/kWa	Arbeitspreis ct/kWh	Leistungspreis €/kWa	Arbeitspreis ct/kWh
Höchstspannung mit Umspannung auf Hochspannung	14,02	2,46	68,31	0,29
Hochspannung	9,99	3,34	90,49	0,12
Hochspannung mit Umspannung auf Mittelspannung	10,76	3,35	89,26	0,21
Mittelspannung	12,85	4,31	100,60	0,80
Mittelspannung mit Umspannung auf Niederspannung	13,69	4,41	100,19	0,95
Niederspannung	14,25	4,91	49,75	3,49

Preise zzgl. gesetzlicher Abgaben (Mehrkosten nach dem KWK-Gesetz, § 19 Absatz 2 Satz 6 StromNEV, § 17 f EnWG, §18 AbLaV und Konzessionsabgabe - siehe Preisblätter 10 bis 13 und 16) sowie Umsatzsteuer.

Abbildung 2-50: Kostenaufschlüsselung der Netzentgelte von Westnetz (Westnetz, 2021)

### 2.4.3.2 Algorithmus zur Spitzenlastreduktion

Die Basis des Algorithmus ist, dass ein Speicher genutzt wird, dessen einzige Aufgabe es ist, die Spitzenlast des Systems zu reduzieren. Durch die betrieblichen Gegebenheiten kann die maximale Last aus den modellierten Fahrplänen und Lastgängen der BEMUs bestimmt werden. Eine Superposition aller Fahrten ergibt das Lastprofil an der zu untersuchenden OLIA, welches in Unterkapitel 2.4.1 beschrieben

wurde. Zusätzlich sind die technischen Charakteristiken des Energiespeichers bekannt, relevant sind hierbei die nutzbare Kapazität,  $E$ , sowie das Verhältnis der Leistung und Kapazität,  $P/E$ <sup>14</sup>. Wodurch sich die maximale Leistung berechnen lässt nach:

$$P_{max} = P/E \cdot E$$

Die maximal mögliche Verringerung der Spitzenlast ergibt sich aus der Maximallast der OLIA und der maximalen Entladeleistung des Speichers. Es ist zusätzlich zu beachten, dass bei dieser Modellierung keine Energie-Erzeugungseinheiten im System vorhanden ist. Daher glättet der Speicher im besten Fall das Lastprofil der OLIA auf einen konstanten Wert, welcher der mittleren Leistung an der OLIA entspricht. Um Verluste während des Ladens bzw. Entladens mit einzubeziehen, wird die mittlere Leistung der OLIA durch die Effizienz des Speichers  $\eta$  dividiert. Die Zielleistung (der Leistungswert der maximal aus dem Netz bezogen werden soll) des OLIA-Speicher-Systems wird dementsprechend wie folgt berechnet:

$$P_{Ziel} = \max\left(\frac{\overline{P_{OLIA}}}{\eta}, P_{OLIA,max} - P_{max}\right)$$

Hierbei ist  $\overline{P_{OLIA}}$  die mittlere Leistung, die an der OLIA über dem Beispieltag abgefragt wird. Sie markiert eine gleichmäßige Leistungsaufnahme an der OLIA, bei gegebenen Energieanforderungen.  $P_{OLIA,max}$  ist die Spitzenlast, welche an der OLIA vorliegt und  $P_{max}$  die maximale Leistung, mit der der Speicher entladen bzw. geladen werden kann.

Der Algorithmus ist als ein *greedy-Algorithmus* konzipiert. Dies heißt, dass in jedem Zeitschritt die Leistung, welche aus dem Netz bezogen wird, auf den Zielwert eingestellt wird, wobei zukünftige Zeitschritte vernachlässigt werden. Es wird jedoch beachtet, ob Energie im Speicher vorhanden ist, um die Durchführbarkeit des Lade- bzw. Entladeprozesses sicherzustellen. Allgemein formuliert wird die momentane Leistung des Speichers,  $P_{SP}$ , bei gegebenem Ladestand, SoC, und Leistung an der OLIA,  $P_{OLIA}$ , bestimmt. Dabei sind  $P_{SP}$  und  $P_{OLIA}$  variabel über dem Simulationszeitraum. Wenn die Leistung der OLIA ( $P_{OLIA}$ ) über dem Zielwert liegt, wird die Differenz mit Hilfe des Speichers kompensiert. Liegt die Leistung unter dem Zielwert ( $P_{Ziel}$ ), wird der Speicher mit der zur Verfügung stehenden Leistung aus dem Netz (Differenz zwischen  $P_{Ziel}$  und  $P_{OLIA}$ ) geladen, falls dies notwendig ist. Der Algorithmus ist in Abbildung 2-51 genauer beschrieben.

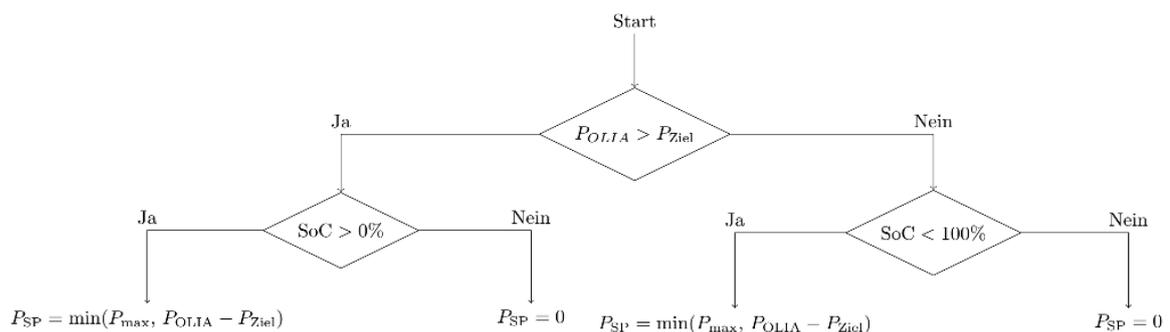


Abbildung 2-51: Darstellung des Algorithmus zur Spitzenlastverringern

<sup>14</sup>  $P/E$  dient zur allgemeinen Beschreibung eines Speichers, z. B.  $P/E = 1$ . Bei diesem Beispiel hat ein Speicher mit einer Kapazität von 1 MWh eine maximale Lade-/Entladeleistung von 1 MW. Innerhalb der Simulation wird durch den Algorithmus zur Spitzenlastreduktion festgelegt, mit welcher Leistung der Speicher geladen bzw. entladen wird, mit der Bedingung, dass sich dieser zwischen 0 W und 1 MW befindet.

### 2.4.3.3 Spitzenlastreduktion – OLIA Gerolstein

Zur Beschreibung der Simulationsergebnisse wird im ersten Schritt ein beispielhafter Tag untersucht. Dabei kommt ein Speicher mit einer Kapazität von 1.000 kWh sowie einem Verhältnis von Leistung zu Kapazität von zwei zum Einsatz. Bei diesen Parametern beträgt die maximale Leistung des Speichers 2.000 kW, was die Kappung mehrerer Leistungsspitzen über den Beispieltag ermöglicht. In Abbildung 2-52 werden die Ergebnisse dargestellt, positive Leistungen beschreiben Last und negative Leistungen Einspeisung. Der obere Teil der Abbildung zeigt die Leistung der Einzelkomponenten (OLIA und Speicher). Die OLIA stellt eine inflexible Last dar, der Speicher reduziert die Spitzenlast um 2.000 kW. Der Speicher ruft seine maximale Leistungsfähigkeit auf Entladeseite lediglich einmal ab, an diesem Zeitpunkt wirkt er der Spitzenlast von 8.400 kW entgegen. Bei anderen hohen Lasten (> 6.400 kW) wird der Speicher ebenfalls aktiv, um die Spitzenlast zu senken. In diesen Fällen wird allerdings nicht die volle Leistung benötigt. Im Anschluss an einen Entladevorgang wird der Speicher aufgeladen, um sicherzustellen, dass Energie für kommende Leistungsspitzen verfügbar ist. Es ist zu beobachten, dass die Kapazität des Speichers für diese Parameterkombination nicht kritisch ist. Im Minimum wird ein SoC von ca. 94 % erreicht und auch die Ausgangskapazität wird am Ende der Simulation problemlos erreicht. Der untere Teil von Abbildung 2-52 zeigt schlussendlich die summierte Leistung von Speicher und OLIA. Es ist zu sehen, dass die Spitzenlast reduziert wird und keine Energie vom Speicher in das Netz abgegeben wird (die Netzleistung, dargestellt in der dritten Zeile in grün, ist durchgehend positiv).

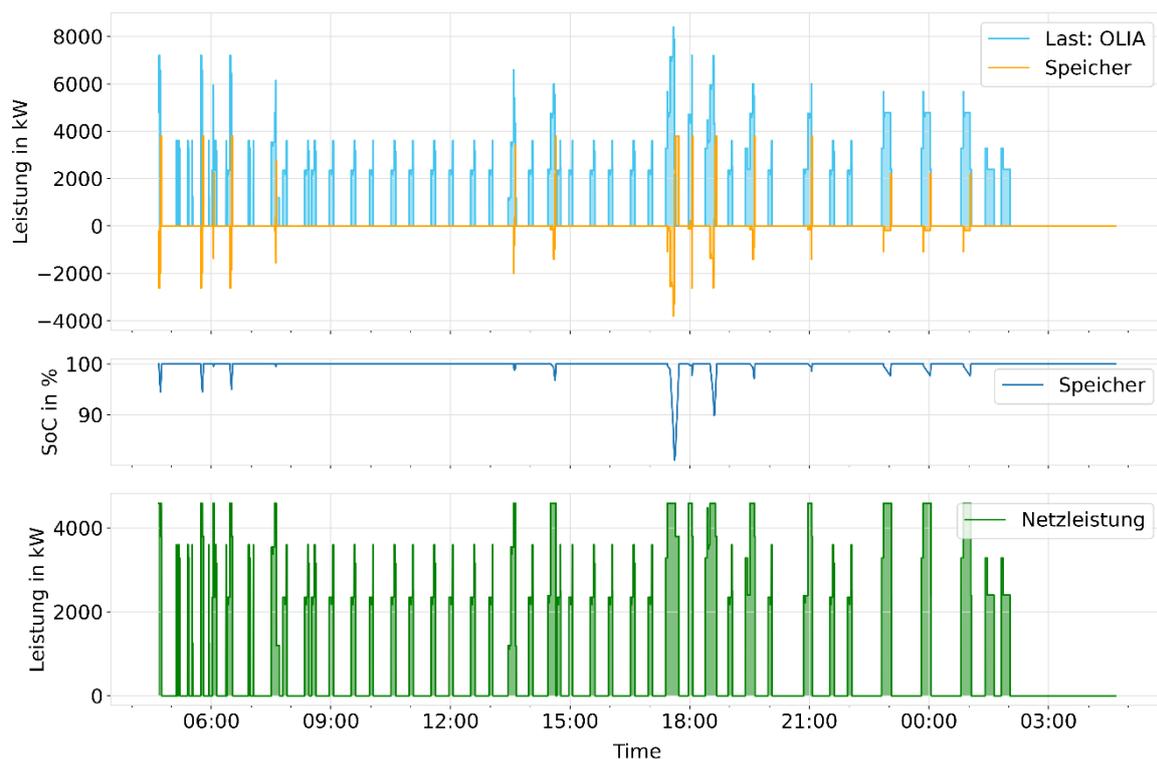


Abbildung 2-52: Verlauf der Leistungen und des SoCs für eine Simulation mit einem Speicher an der OLIA in Gerolstein. Die Kapazität des Speichers beträgt 1.900 kWh, P/E = 2 und die maximale Leistung des Speichers dadurch 3.800 kW.

Abbildung 2-53 zeigt die Ergebnisse in Hinblick auf die Spitzenlast, welche unter Berücksichtigung der aus dem Fahrplan resultierenden BEMU-Leistungen und Einbindung unterschiedlich dimensionierter Speicher am Standort Gerolstein aus dem Netz bezogen wird. Hierbei ist zu sehen, dass eine höhere maximale Leistung des Speichers die Spitzenlast im Allgemeinen verringert. In der durchgeführten Simulation ist der Effekt auf die Spitzenlast durch eine Kapazitätserhöhung der gleiche wie der einer Erhöhung des Verhältnisses von Leistung zur Energie. Dies wird durch die direkte Abhängigkeit der Leistung des

Speichers von diesen Parametern verursacht. Dies gilt, bis der Speicher eine hohe Leistung bereitstellen kann, bei vergleichbar geringer Kapazität.

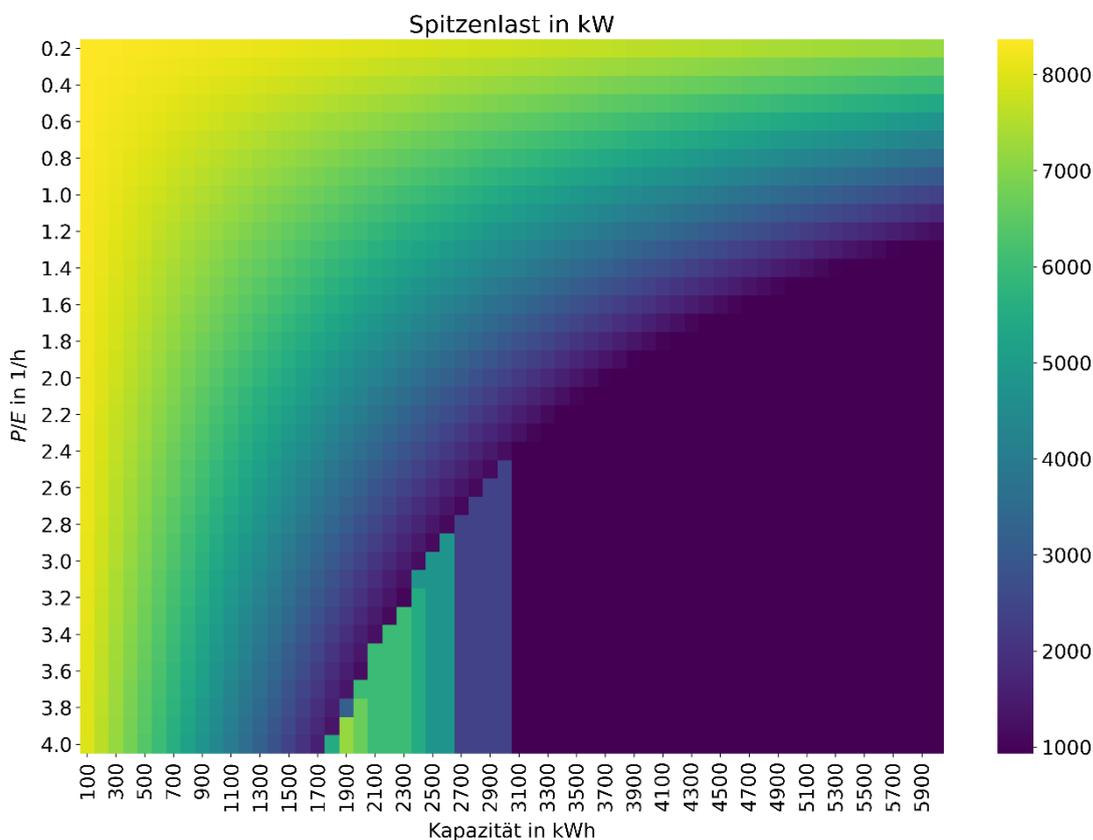


Abbildung 2-53: Darstellung der Spitzenlast der OLIA Gerolstein in Abhängigkeit der Kapazität und des Leistungs-Energieverhältnis

Um die Anforderungen an die Kapazität näher zu untersuchen, ist in Abbildung 2-54 der minimale SoC näher dargestellt. Hierbei ist zu sehen, dass der minimale SoC größtenteils deutlich über null liegt. Das Verhältnis von Leistung und Energie des Speichers hat jedoch wesentlichen Einfluss auf den minimalen SoC. Generell gilt: Je höher dieses Verhältnis, desto niedriger der minimale SoC (bei konstanter Kapazität), welcher über dem Simulationszeitraum erreicht wird. Dieser Effekt lässt sich auch aus der Tagesdauerkurve ableiten (siehe Abbildung 2-34). Sehr hohe Spitzenlasten kommen kaum vor, weshalb auch der Speicher bei geringem Leistungsvermögen wenig kompensiert (kompensieren muss). In Abbildung 2-53 treten im Kapazitätsbereich von 1800 bis 2100 kWh ungewöhnlich hohe Spitzenlasten auf. In Abbildung 2-54 ist dieser Bereich auch vorhanden, er beschreibt einen minimalen SoC von 0 %. Da ein leerer Speicher keinen Beitrag zu Spitzenlastkappung leisten kann, kann der Bereich als kapazitätsbeschränkt interpretiert werden, während er im Rest des Parameterraums leistungsbeschränkt ist (unter Einsatz des beschriebenen Algorithmus).

Die Ausnutzung des Speichers kann aus den äquivalenten Vollzyklen abgelesen werden, welche in Abbildung 2-55 dargestellt sind. Diese liegen bei niedrigen Verhältnissen von Leistung zur Energie deutlich unter eins. Dies bedeutet, dass der Speicher im Laufe des Tages in Summe weniger Energie ein bzw. aus gespeichert, als seine Kapazität ist. Es ist allerdings zu beobachten, dass dieser Wert bei hohen Kapazitäten und Verhältnissen von Leistung zur Kapazität deutlich ansteigt. Dies hat den Grund, dass bei einer

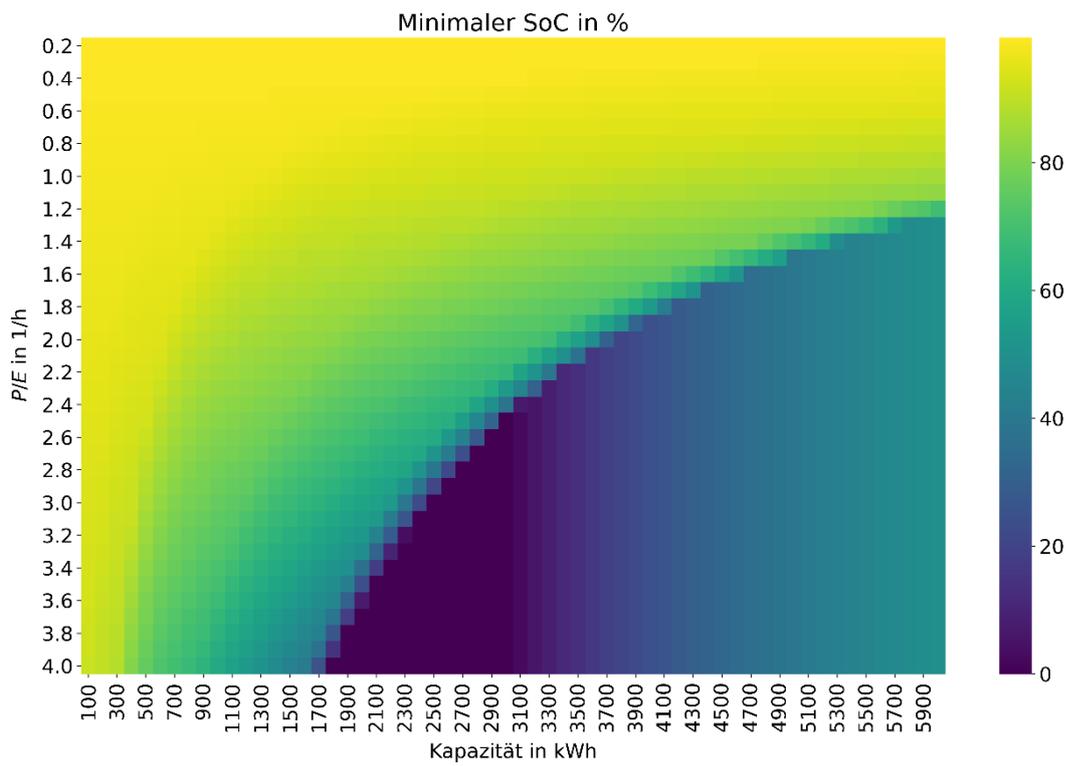


Abbildung 2-54: Darstellung des minimalen Ladestands (SoC) eines Speichers an der OLIA Gerolstein in Abhängigkeit der Speicherkapazität und des Leistungs-Energieverhältniss

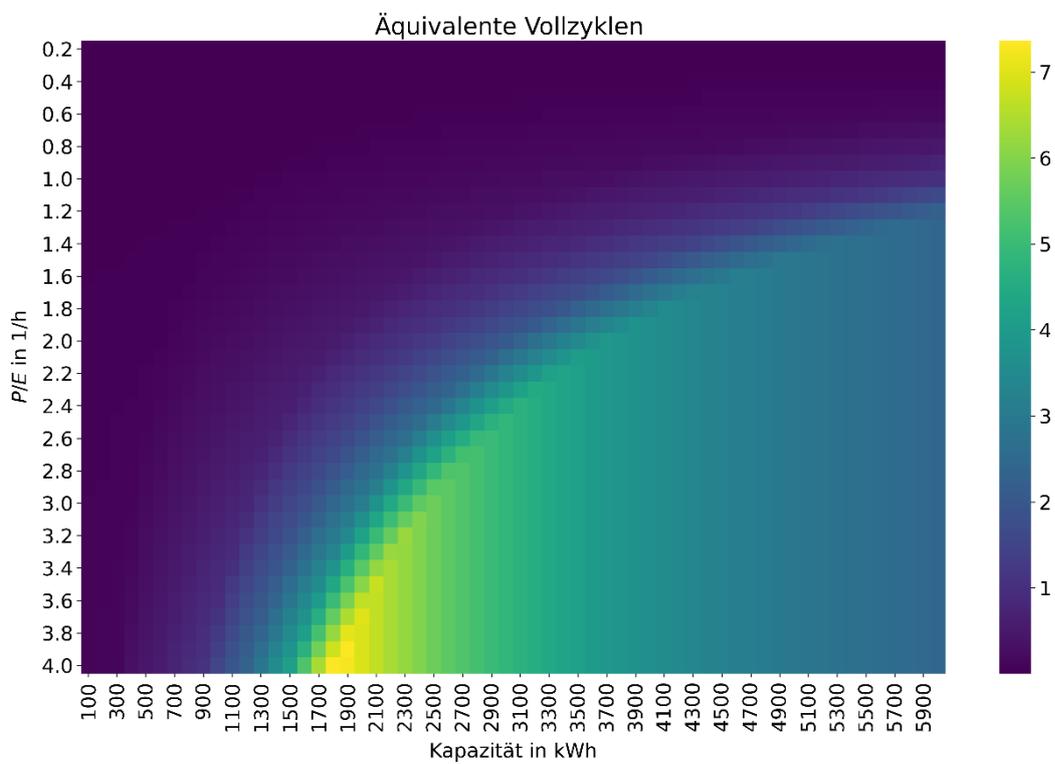


Abbildung 2-55: Darstellung der äquivalenten Vollzyklen für den simulierten Tag der OLIA Gerolstein in Abhängigkeit der Speicherkapazität und des Leistungs-Energieverhältnisses

hohen maximalen Leistung des Speichers mehr gepuffert wird, um eine niedrigere Spitzenlast zu erreichen. Hierbei werden dann ab einem gewissen Punkt nicht mehr nur außergewöhnlich hohe Leistungen gepuffert, sondern auch häufig vorkommende, was an diesem Punkt den Energiedurchsatz des Speichers deutlich erhöht. Diesen Effekt gilt es zu beachten, da in diesem Bereich die zyklische Belastung sehr hoch ist. Ein weiterer Effekt ist, dass sich bei großen Verhältnissen von Leistung zu Energie ( $P/E = 3$  bis 4) ab einer Kapazität von ca. 2.200 kWh eine Verringerung der Zyklenanzahl zeigt. Der Grund ist, dass der Zielwert nicht beliebig niedrig definiert werden kann. Ist die Netzleistung bereits konstant über den Tag, ist eine weitere Verringerung nicht möglich. Wird bei diesem Punkt die Kapazität erhöht, bleibt der Energiedurchsatz des Speichers konstant. Da er aber durch eine höhere Kapazität geteilt wird, sinken die äquivalenten Vollzyklen.

Eine Verringerung von Netzentgelten kann einen finanziellen Anreiz zur Integration eines Speichers darstellen, da eine geringere Spitzenlast einen niedrigeren Leistungspreis zur Folge hat (siehe Abbildung 2-56). Abbildung 2-56 zeigt die gesamten Netzentgelte, bestehend aus Leistungs- und Arbeitspreis für den simulierten Parameterraum. Hierbei ist eine klare Einteilung in zwei Bereiche zu erkennen, welche sich um ca. den Faktor 2 unterscheiden. Bei einer geringen maximalen Leistung des Speichers, entweder durch geringe Kapazität oder durch ein niedriges Verhältnis von  $P/E$ , belaufen sich die Netzentgelte auf einen näherungsweise konstanten Betrag. Ein Speicher mit höherer maximaler Leistung verringert die Netzentgelte.

Aus den Netzentgelten lässt sich ein techno-ökonomisches Optimum zur Dimensionierung des Speichers ableiten. Das Optimum ist definiert als die minimale Kapazität, bei der die Netzentgelte merklich reduziert werden. Konkret sind die Bedingungen für das Optimum an der OLIA Gerolstein, dass der minimale SoC größer 5 % ist, der Speicher also zu keiner Zeit vollständig entladen wird, und dass die Netzentgelte kleiner als 225.000 € sind. Hierbei wird jeweils ein konstantes Verhältnis von  $P/E$  gewählt.

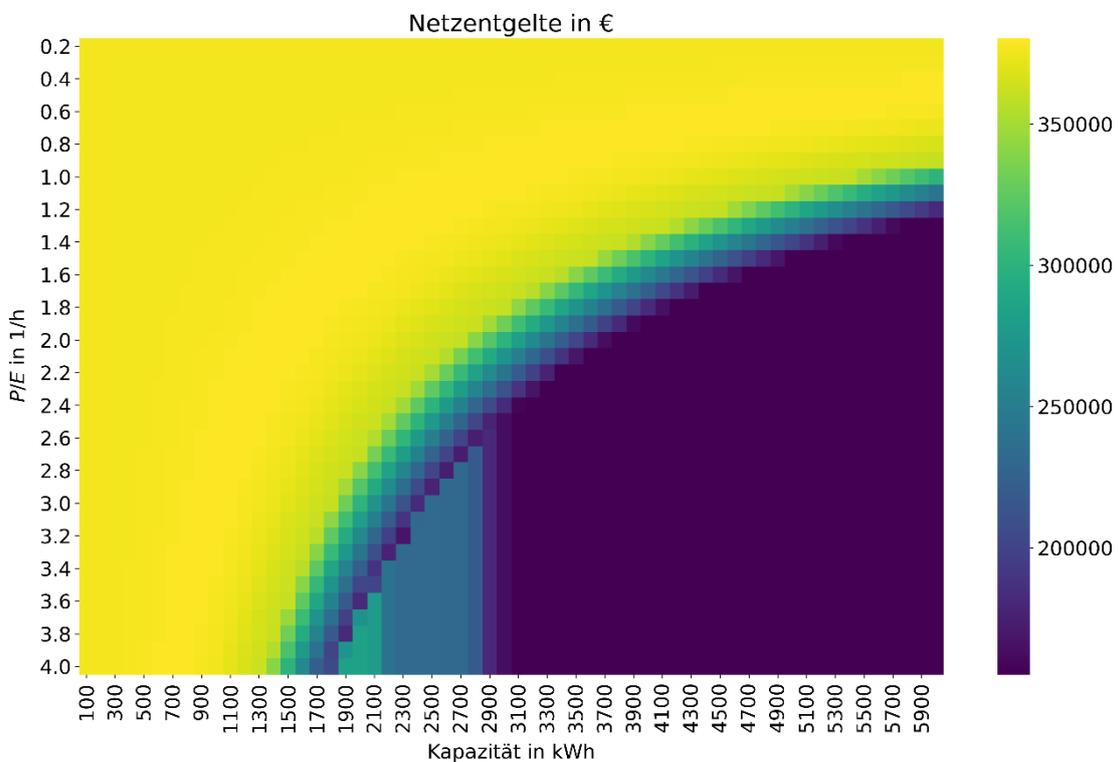


Abbildung 2-56: Netzentgelte der OLIA Gerolstein in Abhängigkeit der Speicherkapazität und des Leistungs-Energieverhältnisses. Die Ergebnisse beziehen sich auf ein Jahr.

Die berechnete Front markiert den Übergang von einem leistungs- zu einem kapazitätsbeschränkten System bzw. das maximale Potenzial zur Spitzenlastverringering. Daher ist in diesem Punkt weder Leistung noch Kapazität überdimensioniert. Es ist anzumerken, dass Lebensdauerkosten, etwa durch die zyklische Belastung einer Batterie, hier nicht mitbegriffen sind.

Daraus resultiert eine Auslegungsfront, welche in Abbildung 2-57 dargestellt ist. Die berechneten Optima sind durch gelbe Punkte markiert. Hierbei zeigt sich, dass bei größer werdenden Kapazitäten die Kurve stark abflacht. Daher sind nach dieser Betrachtung Speicher mit einem geringen Verhältnis von P/E ( $P/E < 1$ ) nur bei sehr geringen Anlagenkosten realisierbar. Des Weiteren zeigt sich, dass bei einer Erhöhung des P/E-Verhältnisses die Optima einen zunehmend steilen Verlauf aufweisen. Dies zeigt, dass eine Technologie mit einem höheren Verhältnis P/E immer weniger Nutzen hat, da Kapazitätseinschränkungen relevant werden.

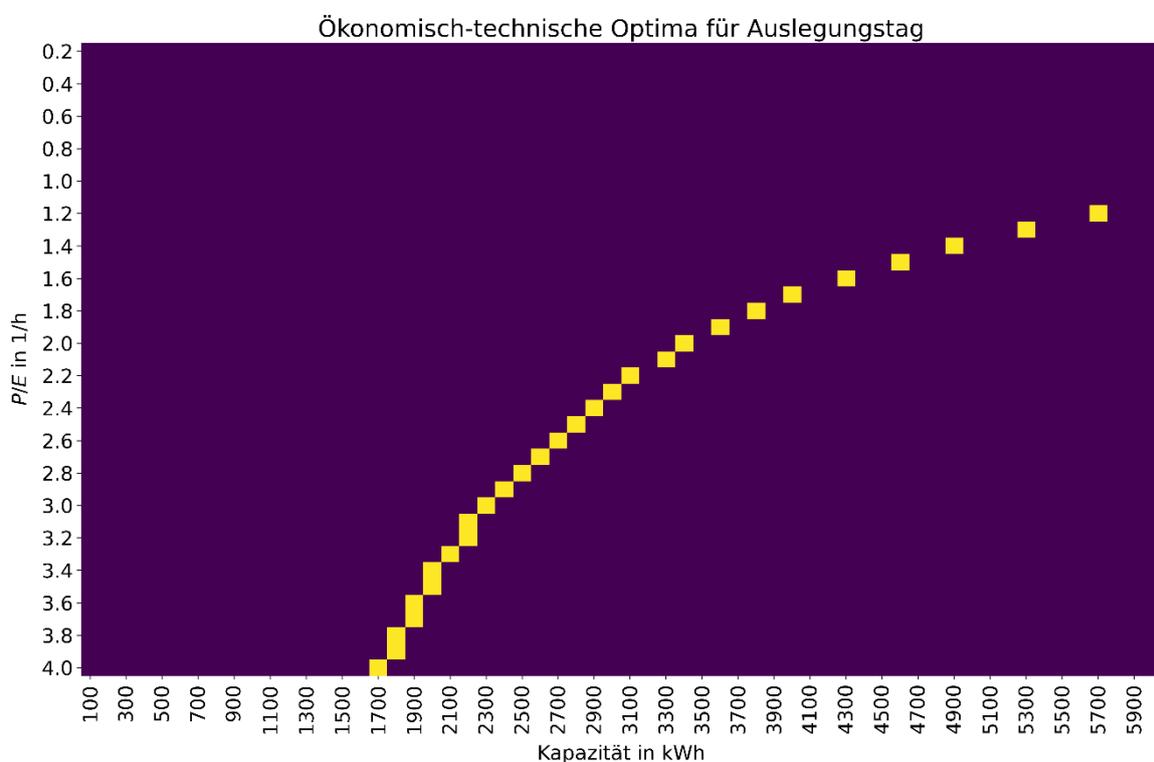


Abbildung 2-57: Optima zur Reduzierung von Netzentgelten der OLIA in Gerolstein

Zum Schluss erfolgt noch eine Bewertung der Umsetzbarkeit des Speichers. Es werden dabei die Ergebnisse der Recherche von Speichertechnologien auf die Charakteristiken der OLIA in Gerolstein angewandt. Es werden dabei zwei Technologien genauer analysiert. Zum einen eine Lithium-Ionen-Batterie als ein in Bezug auf die Energie kostengünstiger Speicher und zum anderen ein Schwungradspeicher, der sich insbesondere durch eine hohe Zyklenfestigkeit auszeichnet. Es ist anzumerken, dass in der vorangegangenen Speicherbewertung das Verhältnis P/E bei dem Lithium-Ionen-Speicher 0,5 ist. Hier wird jedoch von einem Verhältnis von  $P/E = 1$  ausgegangen, was eine gängige Größe bei implementierten Projekten ist (Brandstaett, 2018).

Bei dem Lithium-Ionen-Speicher sind die Investitionskosten ca. doppelt so hoch wie die Ersparnis durch die reduzierten Netzentgelte. Hinzu kommt, dass pro Jahr knapp 600 Zyklen anfallen. Wird eine Zyklenfestigkeit von 3000 angesetzt, so muss der Speicher nach etwa 5 Jahren erneuert werden, was zusätzliche Investitionskosten nach sich zieht. Die Auswertung für die Schwungrad-Technologie zeigt, dass dieses die Konstruktionskosten nicht durch eine Verringerung der Netzentgelte ausgleichen kann, da die

Konstruktionskosten mehr als vier Mal so hoch sind wie die potenziellen Ersparnisse. Außerdem zeigt sich, dass bei einem Schwungrad die zu erwartende zyklische Belastung deutlich geringer ist als die maximale Lebenszeit. Bezieht man die Kosten durch zyklische Alterung sowie Wartungskosten mit ein, so sind sowohl Lithium-Ionen- als auch Schwungradspeicher aus ökonomischen Gesichtspunkten schwer umsetzbar.

Tabelle 2-32 gibt eine Übersicht der Ergebnisse zur Speicherbewertung unter Betrachtung des Geschäftsmodell mit der Zielstellung der Verringerung von netzentgelten am OLIA-Standort Gerolstein.

TABELLE 2-32: SPEICHERTECHNOLOGIEBEWERTUNG DER OLIA GEROLSTEIN

	<b>Lithium-Ionen- Batterie</b>	<b>Schwungrad</b>
<b>p/E</b>	1/h	4/h
<b>Kapazität</b>	6.800 kWh	1.700 kWh
<b>Äquivalente Vollzyklen</b>	584/a	2340/a
<b>Zyklusfestigkeit (bei 80 % DoD)</b>	2.000 – 3.000 <sup>1,2)</sup>	200.000 <sup>3)</sup>
<b>Kalendarische Lebenszeit</b>	10 a <sup>1)</sup>	20 a <sup>3)</sup>
<b>Berechnete Lebenszeit</b>	4,1 a	20 a
<b>Komponentenkosten</b>	355 €/kWh <sup>1)</sup>	8.256 €/kWh <sup>3)</sup>
<b>spezifische Kosten (Komponenten + Projektierung + Integration)</b>	446 €/kWh <sup>1)</sup>	9.907 €/kWh <sup>15,3)</sup>
<b>Sensitivität der spezifische Kosten (min und max)</b>	384 – 507 €/kWh	3.715 – 9.907 €/kWh
<b>Kalkulierte Konstruktionskosten</b>	3,03 M€	16,84 M€
<b>O &amp; M (fix)</b>	2,17 €/(kW*a) <sup>1)</sup>	4,8 €/(kW*a) <sup>3)</sup>
<b>O &amp; M (Variabel)</b>	0,44 €/MWh <sup>1)</sup>	0,26 €/MWh <sup>3)</sup>
<b>Kalkulierte Wartungskosten</b>	16,46 k€/a	33,64 k€/a
<b>Kalkulierte Gesamtkosten (über Speicherlebenszeit)</b>	3,10 M€	17,51 M€
<b>simulierte Verringerung der Netzentgelte</b>	158,69 k€	158,69 k€
<b>Verringerung Netzentgelte über Lebenszeit des Speichers</b>	0,65 M€	3,19 M€
<b>Kostenverringerung / Gesamtkosten</b>	0,21	0,18

<sup>1)</sup> Mongird et al. (2020a), <sup>2)</sup> Mongird et al. (2020b), <sup>3)</sup> Mongird et al. (2019)

<sup>15</sup> Die Berechnung der Konstruktionskosten erfolgt mit dem oberen Wert, da dieser in der Quelle als Referenz angegeben ist

### 2.4.3.4 Spitzenlastreduktion – OLIA Füssen

Die OLIA in Füssen unterscheidet sich von der OLIA in Gerolstein durch geringere Leistungen und auch einen geringeren Energiebedarf. Zusätzlich gibt es nicht eine Leistungsspitze, welche die Spitzenlast definiert. Um eine Vergleichbarkeit herzustellen, wird die Spitzenlastreduktion auch für diesen Standort modelliert, und zwar im identischen Parameterraum. Abbildung 2-58 zeigt einen beispielhaften Verlauf der Simulationsergebnisse. An der OLIA in Gerolstein beträgt die Spitzenlast 8,4 MW und an der OLIA in Füssen lediglich 3,9 MW. Zur Darstellung einer Simulation wird hier die gleiche Speicherdimensionierung gewählt, wie bei der OLIA in Gerolstein (Speicherkapazität: 1.900 kWh; Maximale Speicherleistung 3.800 kW). Durch die deutlich größere maximale Leistung des Speichers in Relation zu der Last durch die OLIA wird die Netzleistung auf einen annähernd konstanten Betrag von knapp über 300 kW gebracht. Dies hat, im Vergleich zur OLIA in Gerolstein, auch ein häufigeres Laden und Entladen des Speichers zur Folge.

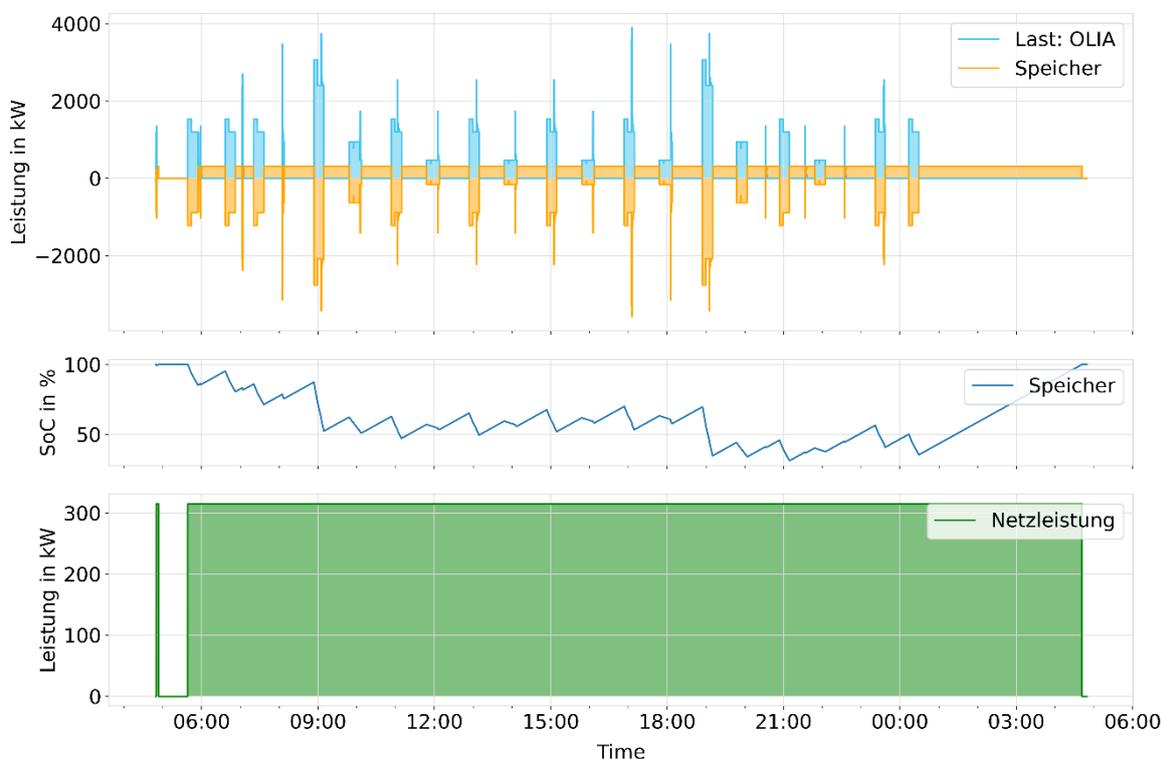


Abbildung 2-58: Verlauf der Leistungen und des SoCs für eine Simulation mit einem Speicher an der OLIA in Füssen. Die Kapazität des Speichers beträgt 1.900 kWh,  $P/E = 2$  und die maximale Speicherleistung dadurch 3.800 kW.

Die Simulation der Spitzenlast bei verschiedenen Verhältnissen von Leistung zu Energie zeigt bei der OLIA in Füssen ein vergleichbares Bild zur OLIA in Gerolstein in Bezug auf die generelle Struktur der Spitzenlast in Abhängigkeit der Speicherkapazität und dem Verhältnis von  $P/E$ . Die Ergebnisse sind in Abbildung 2-59 dargestellt. Es gibt einen Bereich hoher Spitzenlast (niedrige Verhältnisse von  $P/E$  und niedrige Speicherkapazitäten), welche durch eine Erhöhung der Kapazität bzw.  $P/E$  verringert wird. Des Weiteren existiert eine Grenze (der Übergang des bläulichen Farbbereichs zum violetten), an der keine weitere Reduktion der Spitzenlast möglich ist und ein schmaler Bereich, bei dem die Spitzenlast außergewöhnlich hoch ist. Der wesentliche Unterschied zur OLIA in Gerolstein ist, dass sich dieser Bereich für die OLIA in Füssen bei geringeren Kapazitäten zeigt (900 – 1.300 kWh in Füssen; 1.800-3.000 kWh in Gerolstein). Die geringere Last an der OLIA resultiert also auch in geringeren Anforderungen an einen Speicher, im Vergleich zur OLIA in Gerolstein.

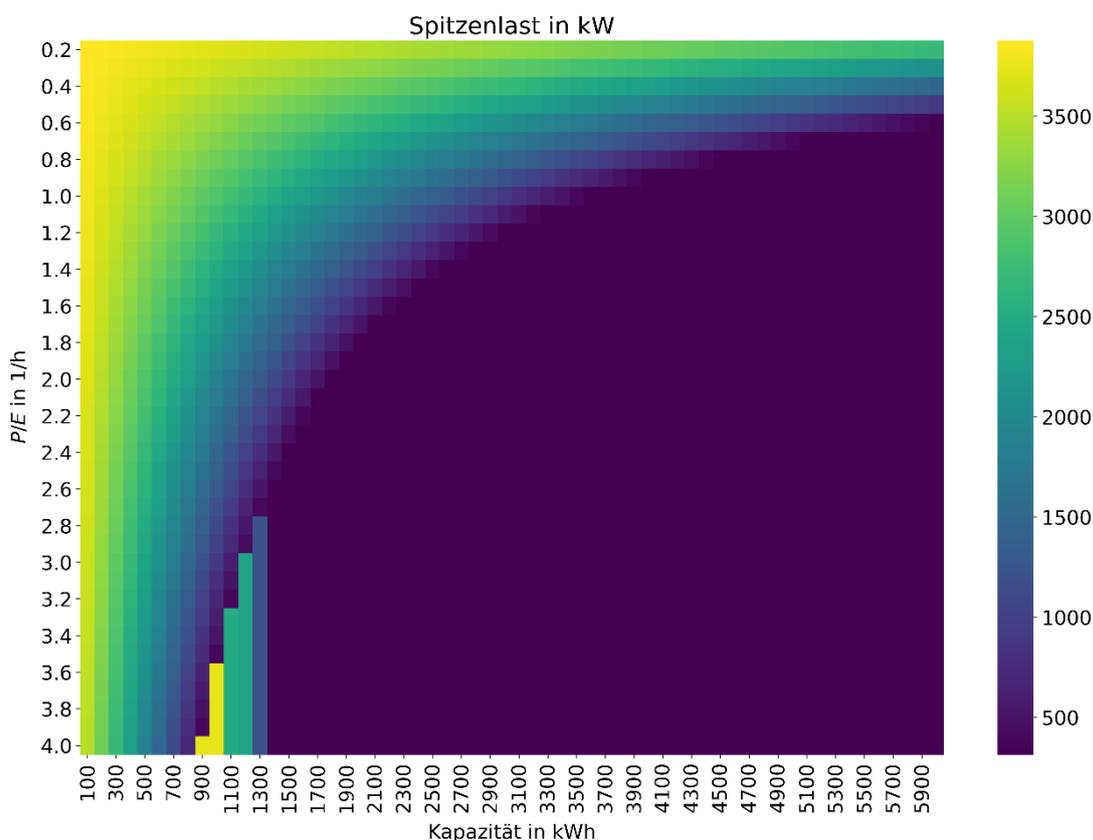


Abbildung 2-59: Spitzenlast der OLIA Füssen in Abhängigkeit der Speicherkapazität und des Leistungs-Energieverhältnisses

Der minimale SoC des Speichers für die Simulation des Beispieltages wird in Abbildung 2-60 dargestellt. Der Bereich, in dem die Spitzenlast außergewöhnlich ansteigt, wird auch hier durch ein vollständiges Entladen des Speichers hervorgerufen. Ansonsten ist eine geringe Auslastung des Speichers über dem simulierten Parameterraum zu erkennen. Der minimale SoC befindet sich größtenteils in einem Bereich von größer 60 %.

Die Vollzyklus-Äquivalente sind in Abbildung 2-61 zu sehen. Ist die Maximalleistung des Speichers relativ gering, werden wenige Zyklen durchgeführt. Die größte zyklische Belastung ist entlang der Grenze zwischen der Region mit sinkender Spitzenlast und der konstanten Spitzenlast zu erkennen. Wie schon bei der OLIA in Gerolstein bewirkt die Erhöhung der Speicherkapazität bei konstantem Speicherdurchsatz eine Verringerung der Zyklenzahl bei der OLIA in Füssen.

Abbildung 2-62 sind die Netzentgelte am Standort Füssen bei unterschiedlich dimensioniertem Speicher gezeigt. Die Ergebnisse (mit der Annahme, dass die Preisstruktur von Westnetz auch in diesem Fall greift) zeigen zwei wesentliche Bereiche. Zum einen der gelbe Bereich, in dem keine nennenswerte Verringerung zu beobachten ist aufgrund der Einschränkungen durch die maximale Leistung des Speichers. Zum anderen einen Bereich, indem die Netzentgelte deutlich reduziert sind. Des Weiteren gibt es einen Übergangsbereich von hohen zu geringen Netzentgelten sowie den Bereich nicht ausreichender Kapazität, wo das vollständige Entladen des Speichers zu hohen Spitzenlasten führt, was in diesem Fall auch Einfluss auf die Netzentgelte hat. Eine Auffälligkeit besteht darin, dass die höchsten Netzentgelte nicht bei dem Speicher mit der geringsten maximalen Leistung auftreten, sondern bei Speichern etwas höherer maximalen Leistung. Dies hat den Grund, dass die Netzentgelte auf Basis von 15-Minuten-Mittel

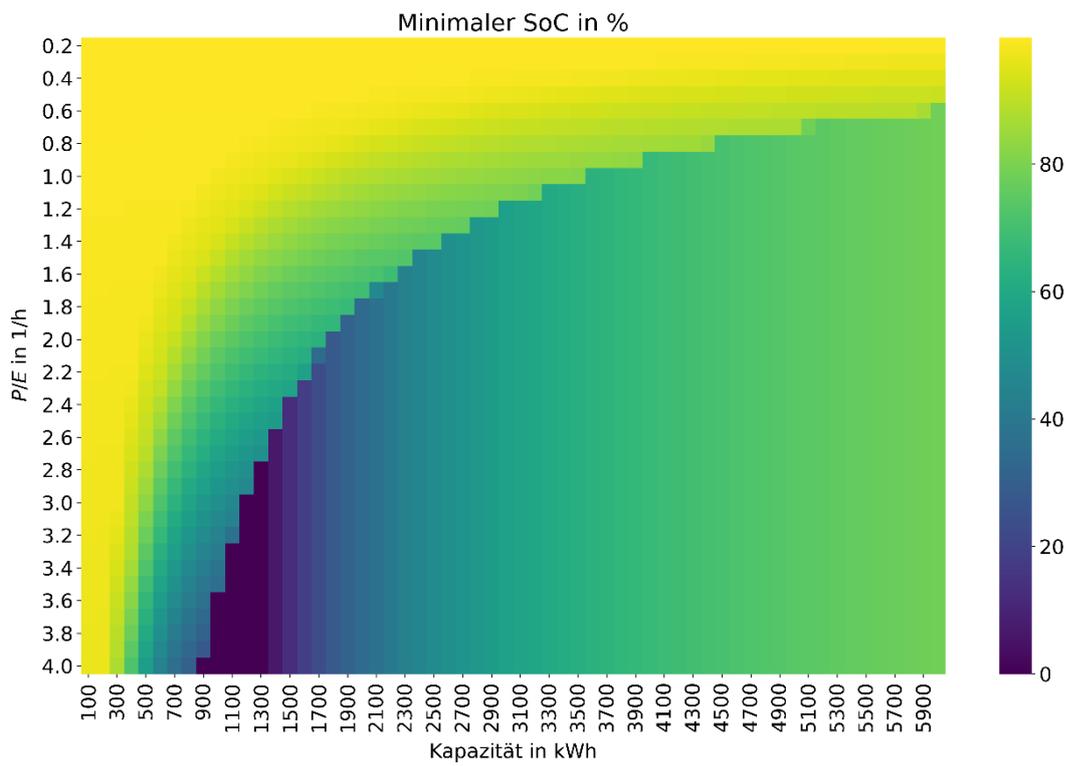


Abbildung 2-60: Minimaler Ladezustand (SoC) eines Speichers an der OLIA Füssen in Abhängigkeit der Speicherkapazität und des Leistungs-Energieverhältnisses

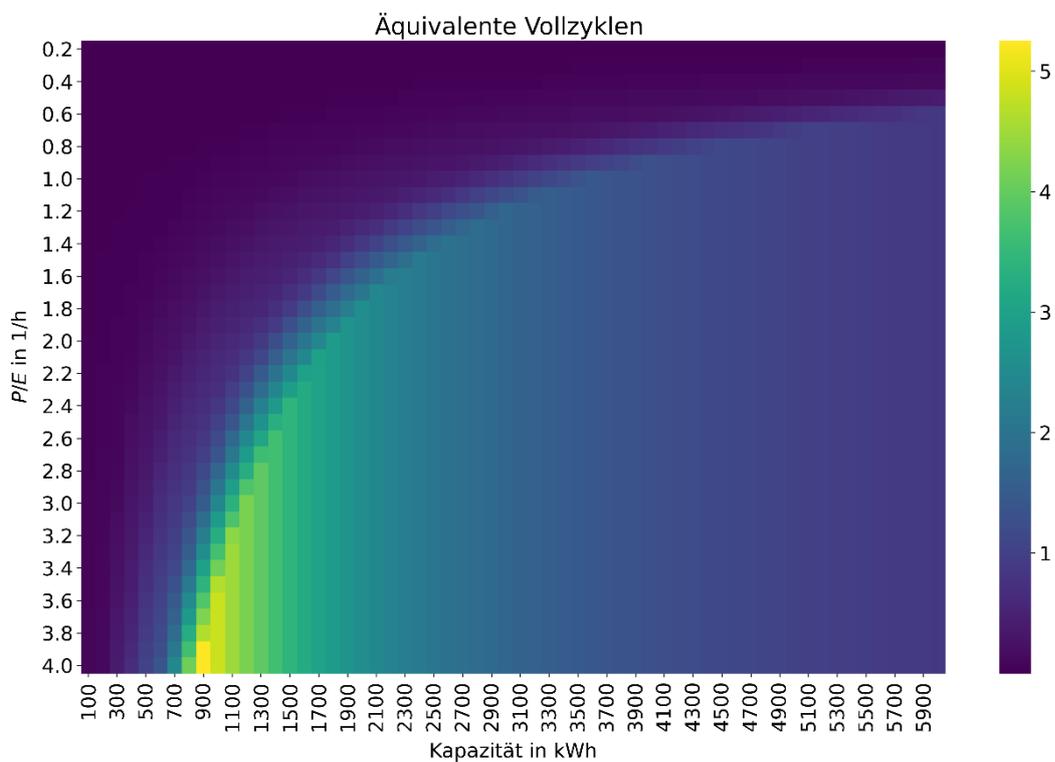


Abbildung 2-61: Äquivalente Vollzyklen für den simulierten Tag der OLIA Füssen in Abhängigkeit der Speicherkapazität und des Leistungs-Energieverhältnisses

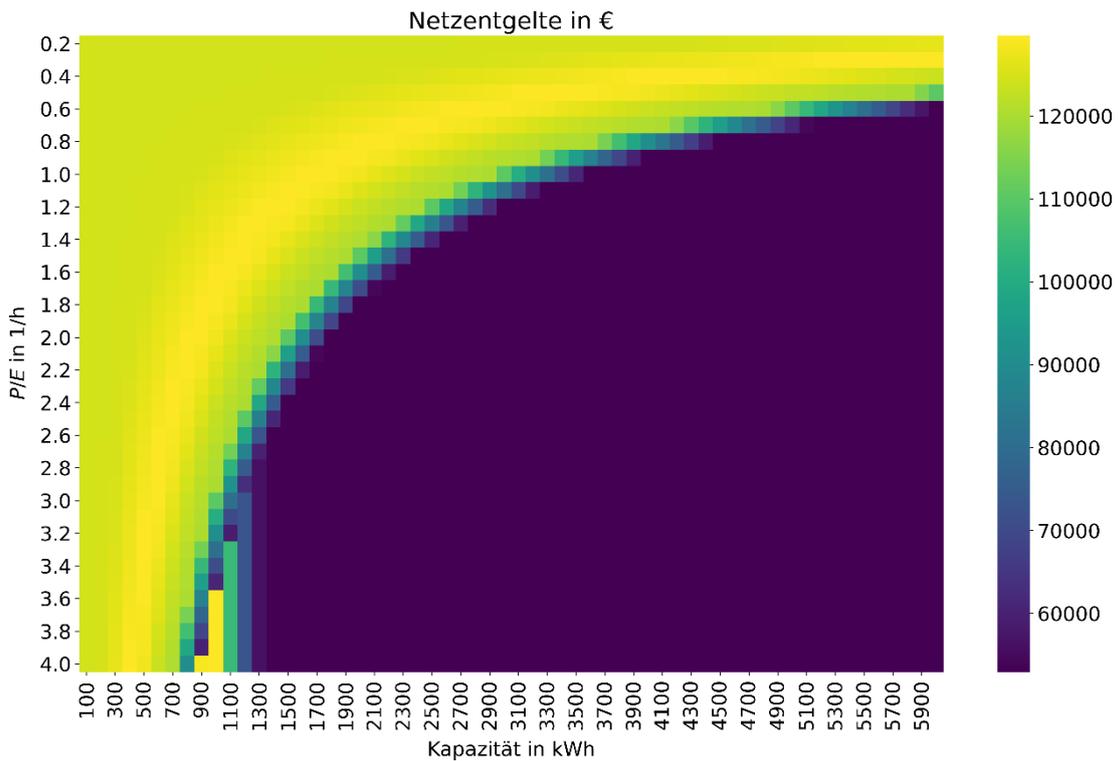


Abbildung 2-62: Netzentgelte der OLIA Füssen in Abhängigkeit der Speicherkapazität und des Leistungs-Energieverhältnisses. Die Ergebnisse beziehen sich auf ein Jahr.

werten berechnet werden. Es kann daher vorkommen, dass der Speicher den Ladeprozess in ein Intervall verschiebt, indem schon vorher die höchste Energie abgefragt wird, aber nicht mit der höchsten Leistung. Der zusätzliche Bedarf durch Laden des Speichers erhöht dann den Energiebedarf in diesem Intervall. Dieser höhere 15-Minuten-Wert hat dementsprechend einen höheren Leistungspreis zur Folge.

Wie schon bei der OLIA in Gerolstein wird hier ein ökonomisch-technisches Optimum zur Reduktion der Netzentgelte bestimmt. Abbildung 2-63 zeigt die Ergebnisse, in denen die Optima durch einen gelben Punkt markiert sind. Die Bedingungen für das Optimum an der OLIA in Füssen sind, dass der minimale SoC größer 5 % (wie auch bei der OLIA in Gerolstein) und dass die Netzentgelte kleiner als 100.000 € sind. Es ist zu sehen, dass die Form vergleichbar mit den Ergebnissen der OLIA in Gerolstein ist. Bei kleineren Verhältnissen von P/E ist viel Kapazität zum Erreichen des Optimums notwendig. Ist dieses Verhältnis hingegen hoch, hat dies geringen Einfluss auf die Lage des Optimums. Eine Technologie, die mehr Leistung pro Kapazität bereitstellt hat also in diesem Bereich einen geringen Mehrwert. Generell ist zu beobachten, dass sich die Front der Optima in Richtung kleinerer Kapazitäten und Verhältnissen von P/E bewegt, im Vergleich zu der OLIA in Gerolstein. Dies ist auf die geringeren Leistungs- bzw. Energieanforderungen zurückzuführen.

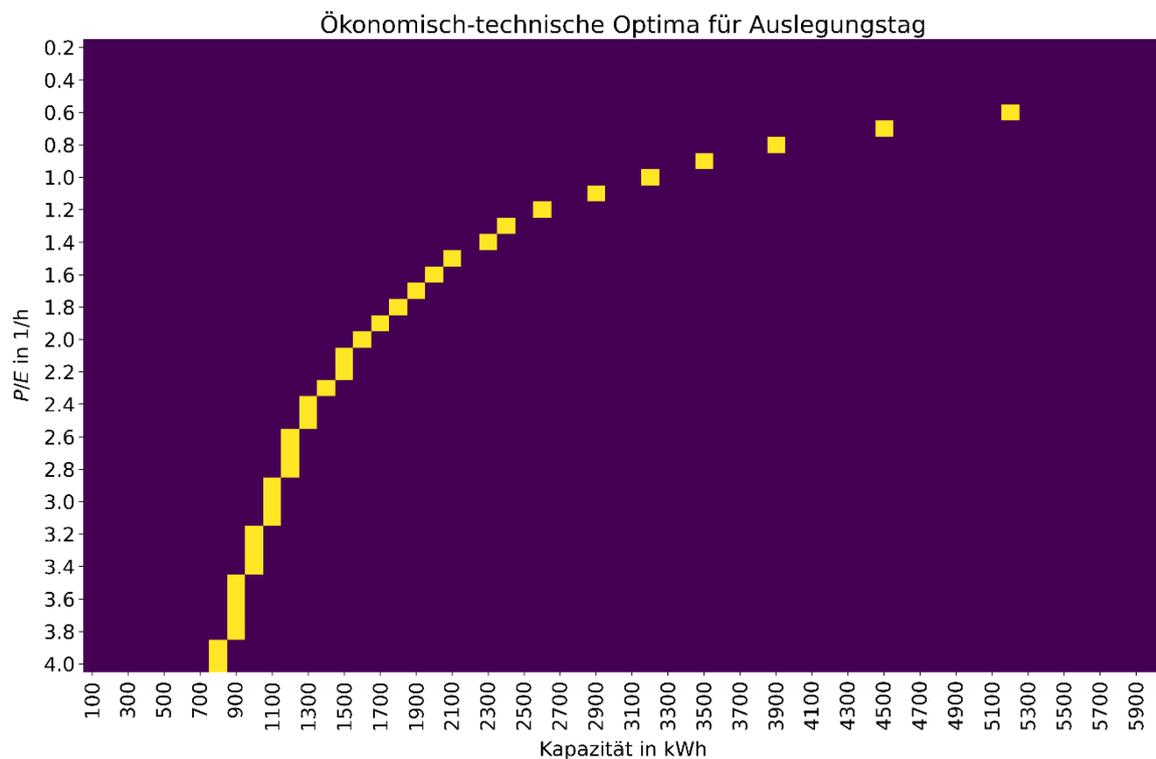


Abbildung 2-63: Optima zur Reduzierung von Netzentgelten der OLIA in Füssen

Wie bei der OLIA in Gerolstein erfolgt hier auch eine Bewertung der Umsetzbarkeit hinsichtlich konkreter Kostenparameter. Die Ergebnisse sind in Tabelle 2-33 zu finden. Im direkten Vergleich zeigt sich, dass keine der beiden Technologien (Lithium-Ionen-Batterie und Schwungrad) sich wirtschaftlich zur Verringerung von Netzentgelten einsetzen lässt. Bereits die Konstruktionskosten liegen drei Größenordnungen über den jährlichen Ersparnissen durch verringerte Netzentgelte. Es ist zu beachten, dass nach dieser Modellierung der Batteriespeicher seine kalendarische Lebenszeit aufgrund der zyklischen Belastung nicht erreichen wird. Das Schwungrad hingegen weist eine ausreichende Zyklenfestigkeit auf. Allerdings können auch hier die hohen Investitionskosten nicht kompensiert werden. Auch im Vergleich zur Lithium-Ionen-Batterie schneidet das Schwungrad schlechter ab. Insgesamt ist die wirtschaftliche Eignung eines Speichers zur Reduktion von Netzentgelten am Standort Füssen nochmals geringer als am Standort Gerolstein.

#### 2.4.3.5 Fazit – Wirtschaftlichkeit von stationären Speichern

- Die Installation von ortsfesten Energiespeichersystemen zur Reduktion der Netzentgelte am Standort der OLIA sind in keinem der untersuchten Anwendungsfälle wirtschaftlich. Im besten Fall (Batteriespeicher an der OLIA in Gerolstein) betragen die Kosten ca. das Fünffache der Ersparnisse durch die Netzentgelte, jeweils bezogen auf die Speicherlebensdauer.
- Der Einsatz eines Schwungradspeichers ist auch im optimistischsten Fall der Kostensensitivität nicht wirtschaftlich abbildbar. Der minimale Kostenwert beträgt zwar nur 37,5 % des für die Berechnung veranschlagten Wertes, die Gesamtkosten sind aber auch bei diesem Kostenwert mit dem Faktor zwei größer als die Ersparnisse durch verringerte Netzentgelte. Die Kostensensitivität für eine Lithium-Ionen-Batterie ist deutlich geringer als für das Schwungrad und hat daher wenig Einfluss auf das Endergebnis.

TABELLE 2-33: SPEICHERTECHNOLOGIEBEWERTUNG DER OLIA FÜSSEN

	Lithium-Ionen-Batterie	Schwungrad
<b>P/E</b>	1 /h	4 /h
<b>Kapazität</b>	3.200 kWh	800 kWh
<b>Äquivalente Vollzyklen</b>	383/a	1.493/a
<b>Zyklusfestigkeit (bei 80 % DoD)</b>	2.000 – 3.000 <sup>1,2)</sup>	200.000 <sup>3)</sup>
<b>Kalendarische Lebenszeit</b>	10 a <sup>1)</sup>	20 a <sup>3)</sup>
<b>Berechnete Lebenszeit</b>	6,3 a	20 a
<b>Komponentenkosten</b>	355 €/kWh <sup>1)</sup>	8.256 €/kWh <sup>3)</sup>
<b>Spezifische Kosten (Komponenten + Projektierung + Integration)</b>	446 €/kWh <sup>1)</sup>	9.907 €/kWh <sup>3)</sup>
<b>Sensitivität der spezifischen Kosten (min und max)</b>	384 – 507 €/kWh	3.715 – 9.907 €/kWh
<b>Kalkulierte Konstruktionskosten</b>	1,43 M€	7,93 M€
<b>O &amp; M (fix)</b>	2,17 €/(kW*a) <sup>1)</sup>	4,8 €/(kW*a) <sup>3)</sup>
<b>O &amp; M (Variabel)</b>	0,44 €/MWh <sup>1)</sup>	0,26 €/MWh <sup>3)</sup>
<b>Gesamtkosten (über Speicherlebenszeit)</b>	1,47 M€	8,24 M€
<b>Verringerung der Netzentgelte</b>	39 k€/a	39 k€/a
<b>Verringerung Netzentgelte über Lebenszeit des speichers</b>	0,24 M€	0,78 M€
<b>Kostenverringerng / Gesamtkosten</b>	0,17	0,09

<sup>1)</sup> Mongird et al. (2020a), <sup>2)</sup> Mongird et al. (2020b), <sup>3)</sup> Mongird et al. (2019)

Die zu erwartende Verringerung der Speicherkosten ist nicht ausreichend, um einen Speicher wirtschaftlich zur Verringerung von Netzentgelten einzusetzen. Es kann eine Kostenverringerng von etwa 22,5 % für Lithium-Ionen-Speicher angenommen werden (siehe Abbildung 2-49). Bei der Schwungradtechnologie ist das Potenzial bei einer erwarteten Kostenverringerng von etwa 3 % sehr gering.

- Perspektivisch könnten Batteriespeicher einsetzbar werden, da neben der antizipierten Kostenreduktion auch eine Verbesserung der Zyklusfestigkeit die Einsatzzeit des Speichers verlängern könnte und somit den Zeitraum der Netzentgeltreduktion verlängert wird.
- Die Nutzung eines Energiespeichersystems zur Reduktion der Netzanschlussleistung kann zu einer Verringerung des Baukostenzuschusses für den Ausbau des öffentlichen Netzes bei der Anchlusserstellung beitragen. Der Umfang der Verringerung des Zuschusses ist individuell beim Prozess des Anschlussbegehrens zu ermitteln.

## 2.4.4 Unsymmetrische Netzbelastung durch Ladeunterwerke ohne Umrichter

Unter Schiefast versteht man die ungleichmäßige (unsymmetrische) Belastung eines Drehstromsystems oder -generators durch einphasige Verbraucher (Biesenack, 2006). Sie ruft zusätzliche Verluste und Oberwellen hervor.

Ein elektrisches Schienenfahrzeug stellt eine einphasige Traktionslast dar, weshalb die Nutzung des vorgelagerten 50 Hz-Netzes mittels Transformatoren einen direkten Einfluss auf die Schiefast des speisenden Netzes hat. Während bei der Versorgung über Vollumrichter die symmetrische Belastung über den Umrichter sichergestellt wird, sind bei einer ausschließlichen Versorgung über Transformatoren spezielle Transformatorschaltungen notwendig, die eine Symmetrierung ermöglichen. Ein Vorteil der Speisung aus dem 50 Hz-Netz ist, dass keine Notwendigkeit einer Frequenzwandlung besteht. So kann teure Umrichtertechnik eingespart werden.

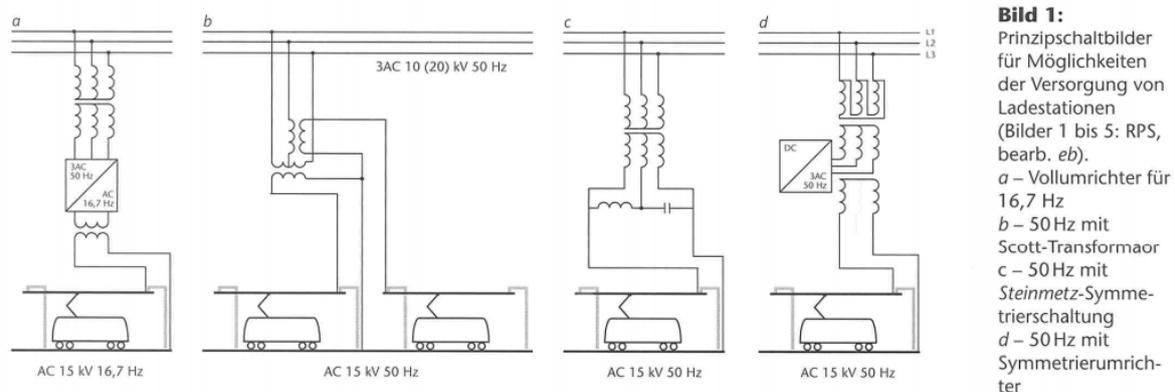


Abbildung 2-64: Prinzipschaltbilder für Möglichkeiten der Versorgung von Ladestationen (Bild: RPS, aus Lindenmüller et al., 2021)

In der Literatur werden verschiedene Möglichkeiten genannt, eine einphasige Last aus einem 3-Phasensystem zu entnehmen. Oft genannte Möglichkeiten sind der Einphasentransformator, offene Dreieckschaltung, Stern-Dreieck-Schaltung, Dreieck-Dreieck-Schaltung, Leblanc-Schaltung und die Scott-Schaltung. Auf die technischen Einzelheiten der einzelnen Schaltungen soll hier allerdings nicht genauer eingegangen werden.

Eine Übersicht über prinzipielle Versorgungsstrategien im Bahnbetrieb ist zudem in Abbildung 2-64 dargestellt. Die Varianten b und c in der genannten Abbildung stellen Versorgungsungen dar, welche gänzlich ohne Umrichter, nur über Transformatoren ermöglicht werden. Die Symmetrierschaltung nach Steinmetz (c in der Abbildung) wird „aufgrund des Aufwandes und der eingeschränkten Symmetrierung für den Einsatz an einer Ladestation verworfen.“ (Lindenmüller et al., 2021) Variante d stellt die Symmetrierung über einen Symmetriemrichter sicher.

Die Variante b stellt die Versorgung über einen Scott-Transformator dar. „Der „Scott-Transformator“ besteht aus zwei an ein dreiphasiges Netz angeschlossenen Einphasen-Transformatoren mit speziellen Wicklungsverhältnissen. Die Ausgänge sind derart angeschlossen, dass ein zweiphasiges, orthogonales Spannungssystem erzeugt wird, das den Anschluss zweier einphasiger Systeme erlaubt. Dieser Aufbau stellt für das Netz eine symmetrische dreiphasige Belastung dar.“ (Deutsches Kupferinstitut, 2004)

Eine identische zweiphasige Belastung wird nicht immer gegeben sein. Eine einphasige Belastung an einer Scott-Schaltung hat auch im speisenden 50 Hz-Netz eine unsymmetrische Belastung zur Folge. Aktuelle Projekte zeigen, dass das Problem der einphasigen Belastung, zumindest für Leistungen bis zu 1,2 MW beherrschbar ist. Die Stadtwerke Tübingen und Furrer+Frey (2021) haben erst kürzlich eine Ladestation für die 50 Hz-Nachladung von Batterietriebzügen auf Basis eines speziell zugeschnittenen Transformators vorgestellt. Die 1,2 MW entsprechen zudem den zulässigen 80 A je Pantograf im Stillstand, bei einer Versorgungsspannung von 15 kV.

In einer Studie der Technischen Universität Dänemark (DTU, Firat, Yang und Al-Ali, 2015) wird ebenso der Scott-Transformator als eine effektive Lösung bei der Untersuchung von Spannungsunsymmetrien genannt. Es sollte eine Auslegung mit Blick auf den Fahrplan der Züge erfolgen. Weiterhin wird daraufhin gewiesen, dass Aussagen zu Unsymmetrien auch immer sehr stark von der Last und dem vorgelagerten Netz, insbesondere dessen Kurzschlussleistung, abhängig sind.

Die Symmetrierung über einen Symmetrierumrichter ist in (Lindenmüller 2021) genauer beschrieben. Diese Lösung wurde für den Einsatz bei elektrifizierten Strecken entwickelt, aber bisher noch nicht ausgeführt.

### Fazit

Die Symmetrierung mittels Transformatoren ist, unter der Voraussetzung der korrekten Parametrierung auf den jeweiligen Lastfall, möglich und wird in ersten Pilotprojekten umgesetzt. Inwieweit diese Technologie Einzug in den regulären Anschluss von Oberleitungsinselfindern findet, bleibt abzuwarten. Der Einsatz einer 50 Hz-Ladestation zur BEMU-Nachladung ermöglicht durch den Verzicht auf den Vollumrichter eine Reduktion der Investitionskosten im Vergleich zu einem klassischen Umrichterwerk. Mit dieser Lösung können insbesondere Ladeeinrichtungen an weniger stark befahrenen Strecken kosteneffizient realisiert werden, wenn eine entsprechende normative Erweiterung auf eine Nachladung von BEMU bei 15 kV / 50 Hz erfolgt ist. Aus Expertengesprächen mit der DB Energie ging hervor, dass derzeit der Fokus auf dem Einsatz von Vollumrichtern in den Ladeunterwerken liege, gleichzeitig sei man aber offen für derartige Lösungen.

Inwieweit der Einsatz von Ladeunterwerken mit der zuvor beschriebenen Transformatorsystemtopologie unter bahnbetrieblichen und netzseitigen Gesichtspunkten realisierbar bzw. sinnvoll ist, muss im Einzelfall geprüft werden, da sich Rahmenbedingungen insbesondere auf das vorgelagerte Netz, wie beispielsweise die Netzkurzschlussleistung, das R/X-Verhältnis und die Vorbelastung, stark unterscheiden.

## 2.4.5 Netzentlastung durch Lastplanung

Neben der Reduktion von Spitzenbelastungen durch das Ladeunterwerk auf das vorgelagerte öffentliche Mittelspannungsnetz durch den Einsatz von Pufferspeichern werden in diesem Absatz weitere Maßnahmen zur Lastverschiebung diskutiert und bewertet.

Diese lastseitigen Maßnahmen lassen sich in bahnbetriebliche, wie z. B. Fahrplanentflechtung, Verlängerung der Nachladezeiten durch Wendezeitverlängerung, und ladeinfrastrukturseitige Maßnahmen, wie z. B. Verlängerung der Oberleitungsabschnitte oder Errichtung weiterer OLIA, unterteilen. Zudem besteht die Möglichkeit, durch den Einsatz kleinerer Fahrzeuge den Energiebedarf und damit Leistungsbedarf bei Nachladung (bei gleicher Ladezeit) zu reduzieren. Dies wird aber insbesondere in den Hauptverkehrszeiten im Hinblick auf das Passagieraufkommen zumeist nicht realisierbar sein. Eine fahrzeugseitige Maßnahme stellt das gesteuerte Laden dar, bei der in Abhängigkeit der momentan verfügbaren Fahrzeugbatteriekapazität, den Leistungsreserven an der OLIA und der verfügbaren Ladezeit die Nachladung von BEMU nach einem netzdienlichen Ladeleistungsprofil erfolgt.

Auf Basis der Analyse der Netzbelastung in Abschnitt 3.1 fallen die Spitzenbelastungen nur in sehr kurzen Zeitfenster im Tagesgang an. Diese Lastspitzen entstehen primär durch Fahrten in Doppeltraktion und bei gleichzeitigem Anfahren mehrerer Züge in verschiedene Richtungen.

Insbesondere die Lastspitzen, welche beim Anfahrvorgang durch die zusätzliche Deckung des momentanen Traktionsleistungsbedarfs entstehen, sind hier relevant und können in Abhängigkeit von der Strecklänge unter Oberleitung Lastverschiebungspotenziale ermöglichen, z. B. durch Verschiebung der Abfahrzeit um einige Minuten.

In Tabelle 2-34 sind verschiedene bahnbetriebliche und infrastrukturseitige Maßnahmen im Hinblick auf Nutzen, Umsetzbarkeit und Hürden gegenübergestellt.

TABELLE 2-34: CHARAKTERISIERUNG VON MAßNAHMEN ZUR LASTVERSCHIEBUNG

Maßnahme	Nutzen	Umsetzbarkeit	Hürden
<b>Bahnbetrieblich</b>			
<b>Verlängerung Haltezeit an OLIA</b>	Längere Ladezeit ermöglicht Nachladung bei niedrigerer Ladeleistung	Betriebliche Optimierung (abhängig von Fahrplan)	Im Fall von Verspätungen ggf. nicht anwendbar
<b>Verschiebung Abfahrzeit (5min)</b>	Gleichmäßige Verteilung der Ladeleistung durch Verschiebung Ladezeitfenster einzelner Fahrten in OLIA	Prüfung Einhaltung Umstiegszeiten	Abhängig von betrieblichen Restriktionen (Fahrplan, Deutschlandtakt), wie z. B. Anschlussverbindungen und begegnungsstellen
<b>Kleinere Fahrzeuge</b>	geringerer Ladeenergiebedarf ermöglicht reduzierte Ladeleistung	Abhängig von künftigen BEMU-Fahrzeugkonzepten, nur bei Gewährleistung Fahrgastkapazitäten	Taktverdichtung (bei gleicher Betriebsleistung) erfordert mehr Fahrzeuge und Personal
<b>Infrastrukturell</b>			
<b>Errichtung weitere OLIA</b>	Mehr betriebliche Sicherheit und Flexibilität im BEMU-Betrieb	Je nach strecken- und fahrplanseitigen Anforderungen	Wirtschaftliche und bauliche Umsetzbarkeit Einzelfall zu prüfen
<b>Verlängerung Oberleitungsabschnitt</b>	Mehr betriebliche Sicherheit und Flexibilität im BEMU-Betrieb	Abhängig von strecken- und infrastrukturseitigen Gegebenheiten	Standortseitige Limitationen
<b>Fahrzeugseitig</b>			
<b>Gesteuertes Nachladen (Begrenzung Ladeleistung)</b>	Flexibilisierung Ladeleistungsprofil	Erfordert Batteriemanagementsystem	Echtzeitabgleich mit verfügbaren Leistungsreserven am Ladeunterwerk

### Lastverschiebungspotenziale am Beispiel der OLIA Gerolstein

Am Beispiel der OLIA Gerolstein wird die Spitzenbelastung von 8,4 MW nur zu etwa einer Minute benötigt. Weitere Spitzen von  $\geq 7,2$  MW fallen nur an weiteren 5 Zeitpunkten von je ca. einer Minute Dauer am Tag an. Zumeist würde in diesen Fällen schon eine Verlängerung der Ladezeit um eine Minute genügen, um die Spitzenbelastung am Ladeunterwerk substantiell zu reduzieren. Im betrachteten BEMU-Szenario und den Nachladevorgängen an der OLIA Gerolstein würde durch gesteuertes Laden mit hoher Wahrscheinlichkeit eine Reduktion der Spitzenbelastung auf die 6 MW-Stufe (vgl. Abbildung 2-32) möglich sein.

### Umsetzbarkeit

Alle Maßnahmen, welche die Ladezeit erhöhen, erfordern fahrzeugseitig die technische Umsetzbarkeit von gesteuertem Laden und ein geeignetes Batteriebetriebsmanagement.

Leistungsreserven für Sonderfälle, wie z. B. bei witterungsbedingtem Ladeenergiemehrbedarf oder Verschiebung bzw. Verkürzung von Ladezeitfenstern durch Verspätungen, erfordern die Vorhaltung von weiteren Leistungsreserven an der OLIA respektive dem Ladeunterwerk. Für diese Fälle muss eine betriebliche Rückfallebene vorgesehen werden, da im Fall von Verspätungen die Zeitpuffer für gesteuertes Laden ggf. nicht verfügbar sind.

## 2.5 Zusammenfassung und Ausblick (AP 2)

In diesem AP wurden die für die Versorgung von Triebzügen mit alternativen Antrieben erforderlichen Tank- und Ladeinfrastrukturen hinsichtlich des Stands der Technik gegenübergestellt und relevante Kostenansätze zusammengetragen.

Im Rahmen der Studie wurden Strecken ausgewählt, welche die unterschiedlichen bahnbetrieblichen und streckenseitigen Erfordernisse im SPNV an den Betrieb mit BEMU und HEMU möglichst breit gefächert abbilden. Hierfür wurden sowohl Strecken mit einem anspruchsvollen Höhenprofil (Mittelgebirgsstrecke: Köln nach Trier) sowie im Flachland verlaufende Strecken (Bremen/Wilhelmshaven nach Osnabrück) berücksichtigt. Weiterhin wurde eine Strecke aus der Voralpen-Region (Augsburg/München nach Füssen) gewählt. Für die ausgewählten Strecken wurde der Strom- und Wasserstoffbedarf für den Betrieb mit BEMU und HEMU simulationsbasiert berechnet und zu Lastprofilen für die jeweiligen Tank- und Ladeinfrastrukturen aggregiert. Die Wahl von BEMU- bzw. HEMU-Betrieb auf den analysierten Strecken stellt hierbei keine Bewertung der techno-ökonomische Vorteilhaftigkeit der jeweiligen Antriebsvariante dar, sondern dient der Analyse der Anforderungen an die Tank- und Ladeinfrastruktur und an die Energiebereitstellung aus dem vorgelagerten Stromnetz und aus lokalen EEA.

Je BEMU-Szenarien wurde für den Auslegungsfall (hoher Nebenverbraucherbedarf) simulationsbasiert geprüft, ob ein ladungserhaltender Umlauf auf den entsprechenden Fahrten für vorgegebene OLIA-Abschnitte und Traktionsspeichergrößen realisierbar ist. Durch längere Wendezeiten, Verspätungen und im Fall von erhöhtem HLK-Energiebedarf bedingt durch anspruchsvolle Witterungsbedingungen, steigt der Energiebedarf der Fahrzeuge und erfordert das Vorhalten von Ladeleistungs- oder Ladezeitreserven an den OLA, um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten. Anhand der beiden untersuchten BEMU-Szenarien ist zu erkennen, dass der Ladeenergiebedarf an den analysierten OLIA einen relativ geringen Anteil am Gesamtenergiebedarf (bezogen auf den Umlauf: 20,4 % an der OLIA Gerolstein, 38,9 % an der OLIA Füssen) für eine Fahrt ausmacht, da ein maßgeblicher Energieanteil unter der Bestandselektrifizierung nachgeladen wird. Wenn die OLIA nicht am Ende einer Strecke, sondern im Streckenverlauf vorgesehen wird, kann typischerweise von eher niedrigem Ladeenergiebedarf im Vergleich zu einer Nachladung am Streckenanfang bzw. -ende ausgegangen werden.

In den diskutierten HEMU-Szenarien wird der Wasserstoffbedarf der HEMU vollständig an den jeweiligen HRS-Standorten gedeckt. Der Wasserstoffbedarf, der durch die Betankungsinfrastruktur bereitgestellt werden muss, ergibt sich in den hier analysierten HEMU-Szenarien aus der Anzahl der zu betankenden Fahrzeuge und der durchschnittlich benötigten Betankungsmenge. Je nach Netzzuschnitt bietet sich aber auch die Möglichkeit, mehrere Tankstellen zu errichten, was mehr betrieblichen Spielraum zulässt und ggf. die Notwendigkeit von längeren Tankfahrten reduziert.

Darauf basierend wurde die durch die Tank- und Ladeinfrastrukturen resultierende Belastung des öffentlichen Stromnetzes quantifiziert und es wurden Maßnahmen zur Netzentlastung, wie z. B. die Energievorhaltung mit Speichern, bewertet.

Anhand der BEMU-Lastgänge an den OLIA-Standorten Gerolstein und Füssen wurde die Dimensionierung der Ladeunterwerke auf Basis des Spitzenlastbedarfs vorgenommen und daraus die Anforderungen an den Netzanschluss analysiert. Die Spitzenbelastung hängt maßgeblich von der Anzahl an gleichzeitig an der OLIA ladenden BEMU ab. Der Leistungsbedarf je Fahrzeug für die Nachladung der Fahrzeuge im Stillstand ist bei Energiezuführung bei 15 kV auf 1,2 MW limitiert. Der auslegungsrelevante Spitzenleistungsbedarf pro Fahrzeug entsteht jedoch bei den Anfahrvorgängen unter Oberleitung, da hier neben der Nachladung auch der momentane Leistungsbedarf gedeckt werden muss. Der Ladeleistungsbedarf verdoppelt sich, wenn Fahrten in Doppeltraktion bedient werden, was sich insbesondere auf die Anforderungen an Leistungsreserven an der OLIA respektive dem Ladeunterwerk auswirkt.

Die Charakteristik der Lastgänge der BEMU-Nachladung an den betrachteten OLIA Gerolstein und Füssen ist geprägt von kurzzeitig hohen Leistungsanforderungen an das vorgelagerte öffentliche Versorgungsnetz und längeren Leerlaufzeiten. Im Allgemeinen ist diese punktuelle Belastung von OLIA zu erwarten, wodurch das vorgelagerte öffentliche Netz intermittierend belastet wird. Bei der Abrechnung der Netzentgelte ist für die Abrechnung der erbrachten Leistung durch den vorgelagerten Netzbetreiber der 15-Minuten-Mittelwert ausschlaggebend. In beiden untersuchten Szenarien treten die Lastspitzen im 1-Sekunden-Bereich auf, weshalb sich die abrechnungsrelevanten Lastspitzen um mehr als 50 % reduzieren.

Die Netzbelastung durch einen vollständig aus dem öffentlichen Stromnetz versorgten Elektrolyseur resultiert in den betrachteten HEMU-Szenarien (jeweils auf Basis des H<sub>2</sub>-Bedarfs im Auslegungsfall) in einer Nominalleistung des Elektrolyseurs für die HRS in Gerolstein von 23,9 MW (bei einem täglichen H<sub>2</sub>-Bedarf von 5.117 kg H<sub>2</sub>) und im Fall der HRS Osnabrück in einer Nominalleistung von 11,5 MW (bei einem täglichen H<sub>2</sub>-Bedarf von 2.535 kg H<sub>2</sub>). Hierfür wurde jeweils eine Nutzungsdauer des Elektrolyseurs von 4.000 Betriebsstunden pro Jahr zu Grunde gelegt. Die resultierende Anschlussleistung des H<sub>2</sub>-Versorgungskonzeptes am Beispiel der HRS Gerolstein erfordert üblicherweise einen Anschluss an das öffentliche Hochspannungsnetz (110 kV). Fallspezifisch ist zu prüfen, ob ein Anschluss an das vorhandene Mittelspannungsnetz erfolgen kann. Der Leistungsbedarf eines an das öffentliche Stromnetz angeschlossenen Elektrolyseurs lässt sich durch anteilige H<sub>2</sub>-Bereitstellung an anderen HRS-Standorten oder durch Trailer-Anlieferung reduzieren. Weiterhin kann sich durch eine Erhöhung der jährlichen Betriebsstunden auf 6.000 h/a die benötigte Nominalleistung um etwa ein Drittel reduzieren.

Die benötigten Netzanschlussleistungen für die betrachteten Versorgungskonzepte liegen im Fall der Vor-Ort-Elektrolyse im Bereich von 7,7 bis 23,9 MW, wohingegen die Spitzenbelastung für die Ladeunterwerke bei 8,4 bzw. 3,9 MW liegen. Die Leistungsspitzen bei der BEMU-Nachladung an einer OLIA ergeben sich maßgeblich aus der Anzahl gleichzeitig nachladender Fahrzeuge, wohingegen sich der Leistungsbedarf im Fall der Vor-Ort-Elektrolyse aus dem gesamten täglichen Wasserstoffbedarf aller an der H<sub>2</sub>-Tankstelle versorgten Fahrzeuge ergibt. Weiterhin ist anzumerken, dass der BEMU-Ladeenergiebedarf typischerweise auf mehrere Oberleitungsabschnitte und somit Ladeunterwerke aufgeteilt ist und ein substantieller Teil der Traktionsenergie unter Bestandsoberleitungen bezogen wird.

Mit der Einbindung von Batterie- bzw. Wasserstoffspeichern in die Lade- und Tankinfrastruktur lässt sich die punktuelle Last der Nachladung von BEMU bzw. Betankung von HEMU am Netzanschlusspunkt verstetigen, und somit die Lastspitzen auf das Mittelspannungsnetz reduzieren.

Weiterhin wurde analysiert, ob der Einsatz von in das Ladeunterwerk integrierten Speichern eine relevante Senkung der Spitzenlasten auf das vorgelagerte ermöglicht und ob diese Strategie in kostenseitigen Vorteilen resultiert. Die zu erwartende Verringerung der Netzentgelte ist in den betrachteten Fällen nicht ausreichend, um einen Speicher wirtschaftlich zur Verringerung von Netzentgelten einzusetzen. Im besten Fall (Batteriespeicher an der OLIA in Gerolstein) betragen die Speicherinvestitionskosten ca. das Fünffache gegenüber den eingesparten Netzentgelten, jeweils bezogen auf die Speicherlebensdauer. Perspektivisch könnten Batteriespeicher einsetzbar werden, da neben der antizipierten Kostenreduktion auch eine Verbesserung der Zyklenfestigkeit die Einsatzzeit des Speichers verlängern könnte und somit den Zeitraum der Netzentgeltreduktion verlängert wird. Die Nutzung eines Energiespeichersystems zur Reduktion der Netzanschlussleistung kann zu einer Verringerung des Baukostenzuschusses für den Ausbau des öffentlichen Netzes bei der Anchlusserstellung beitragen. Der Umfang der Verringerung des Zuschusses ist individuell beim Prozess des Anschlussbegehrens zu ermitteln.

## 2.6 Quellenverzeichnis (AP 2)

Akhil, A., G. Huff, A. Currier, B. Kaun, D. Rastler, S. Chen, A. Cotter, D. Bradshaw und W. Gauntlett (2015): DOE/EPRI Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA, Report Nr. SAND2015-1002 566970, doi: <https://doi.org/10.2172/1170618>.

AL Shaqsi, A.Z., K. Sopian und A. Al-Hinai (2020): Review of energy storage services, applications, limitations, and benefits, in: Energy Reports, Nr. 6, S. 288-306. ISSN 23524847, doi: 10.1016/j.egy.2020.07.028.

Alstom (2020a): Startschuss für die erste Wasserstofftankstelle für Passagierzüge in Hessen [Online], [Zugriff am: 30. November 2022]. Verfügbar unter: [https://www.alstom.com/sites/alstom.com/files/2020/10/26/20201026\\_PR\\_First%20hydrogen%20filling%20station%20for%20passenger%20trains%20in%20Hesse\\_DE.pdf](https://www.alstom.com/sites/alstom.com/files/2020/10/26/20201026_PR_First%20hydrogen%20filling%20station%20for%20passenger%20trains%20in%20Hesse_DE.pdf)

Alstom (2020b): Weltweit erste Wasserstofftankstelle für Passagierzüge entsteht in Bremervörde [Online], [Zugriff am: 30. November 2022]. Verfügbar unter: <https://www.alstom.com/de/press-releases-news/2020/7/weltweit-erste-wasserstofftankstelle-fuer-passagierzuege-entsteht>

Biesenack, H. et al. (2006): Energieversorgung elektrischer Bahnen, Wiesbaden: B. G. Teubner.

BMDV (2016): Standardisierte Bewertung von Verkehrswegeinvestitionen im schienengebunden öffentlichen Personennahverkehr, –Anhang 1 - Datenvorgaben, Kosten- und Wertansätze (A1-17).

BMDV (2021a): Laufende NIP-Vorhaben mit HyLand [Online], [Zugriff am: 30. November 2022]. Verfügbar unter: <https://www.BMDV.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/laufende-nip-vorhaben-hyland.html>

BMDV (2021b): Richtlinie zur Förderung alternativer Antriebe im Schienenverkehr [Online], [Zugriff am: 8. November 2021]. Verfügbar unter: <https://www.bundesanzeiger.de/pub/publication/0Ma1yaNdo2Tp2DOdF1z/content/0Ma1yaNdo2Tp2DOdF1z/BAanz%20AT%2017.02.2021%20B5.pdf?inline>

BMDV (2021): Tabelle: Laufende NIP-Vorhaben mit HyLand [Online], [Zugriff am: 27. August 2021]. Verfügbar unter: <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/laufende-nip-vorhaben-hyland.html>

Brand, M., S. Glaser, J. Geder, S. Menacher, S. Obpacher, A. Jossen und D. Quinger (2013): Electrical safety of commercial Li-ion cells based on NMC and NCA technology compared to LFP technology [Online], in: World Electric Vehicle Symposium and Exhibition (EVS27), doi: 10.1109/EVS.2013.6914893.

Brandstaett, C. et al. (2018): Innovation Energie-speicher - Chancen der deutschen Industrie, Ort: Hans Boeckler Stiftung.

Bruns, M. und K. Wittig (2021): Ladeinfrastruktur für Akkumulatortriebzüge, in: Elektrische Bahnen, Jg. 2021, Nr. 3, S. 73-79.

Bundesnetzagentur (2021): Regelungen zu Stromspeichern im deutschen Strommarkt [Online], [Zugriff am: 30. November 2022]. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Speicherpapier.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Speicherpapier.pdf?__blob=publicationFile&v=2)

Bundesverband Energiespeicher Systeme e. V. (2021): Energierechtsänderungen aktivieren die Speicher für die Energiewende [Online], [Zugriff am: 15. November 2021]. Verfügbar unter: <https://www.bves.de/energierecht/>

DB BauInfoPortal (2021): Oldenburg-Wilhelmshaven [Online], [Zugriff am: 15. November 2021]. Verfügbar unter: <https://bauprojekte.deutschebahn.com/p/oldenburg-wilhelmshaven>

DB Energie (2021): Lastenheft Wasserstoffversorgungsinfrastruktur - Vergabeunterlagen. Wasserstoff für saubere Mobilität, Wasserstofftankstellen der DB Energie [Online], [Zugriff am: 31. März 2021]. Verfügbar unter: <https://bieterportal.noncd.db.de/evergabe.bieter/eva/supplierportal/portal/subproject/02fd6012-86fe-469f-b9a3-db0ac40903a3/details>

DB Netz AG (2020): Ril 997.0131 Z02:2020, Oberleitungsanlagen: Anforderungskatalog - Ladestation mit Oberleitung, Frankfurt am Main.

DB Netze (2020a): Bahnstrompreisregelung ab 01.01.2020 für die Rückfallversorgung [Online], [Zugriff am: 31. März 2021]. Verfügbar unter: <https://www.dbenergie.de/resource/blob/4716334/7cac268bb5adc192bcb29f0e905bae30/Bahnstrom-PB-Rueckfallversorgung-2020-data.pdf>

DB Netze (2020b): Potenzialbeschreibung Wasserstofftransport über das Schienennetz [Online], [Zugriff am: 31. März 2021]. Verfügbar unter: <https://blog.lea-hessen.de/wp-content/uploads/2020/08/Potenzialbeschreibung-Wasserstofftransport-%C3%BCber-das-Schienennetz.pdf>

DB Netze (2020c): Preisblatt für die Nutzung des 16,7-Hz-Bahnstromnetztes gültig ab 01.01.2020 [Online], [Zugriff am: 31. März 2021]. Verfügbar unter: <https://www.dbenergie.de/resource/blob/5286010/45c9cb79cfc3038b982f26229f80858d/Preisblatt-Netznutzung-2020-data.pdf>

DB Regio AG (2021a): vareo Netz – Eifelstrecke [Online], [Zugriff am: 30. Oktober 2021]. Verfügbar unter: <https://www.vareo.de/vareo/Das-vareo-Netz/Eifelstrecke>

DB Regio AG (2021b): vareo Netz – Fahrpläne [Online], [Zugriff am: 15. Juli 2021]. Verfügbar unter: <https://www.vareo.de/vareo/Fahrplaene>

DB Regio AG (2021c): va-oe-Netz - Fahrzeuge und Werkstatt [Online], [Zugriff am: 30. Oktober 2021]. Verfügbar unter: <https://www.vareo.de/vareo/Das-vareo-Netz/Fahrzeuge-und-Werkstatt>

Deutsche Bahn (2021): Kursbuch der Deutschen Bahn [Online], [Zugriff am: 30. Oktober 2021]. Verfügbar unter: <http://kursbuch.bahn.de/>

Deutsche Bahn (7. Juli 2021): Neuartige H<sub>2</sub>-Tankstelle wird im Herbst gebaut [Online], [Zugriff am: 31. März 2021]. Verfügbar unter: <https://www.lok-report.de/news/deutschland/verkehr/item/26344-deutsche-bahn-neuartige-h2-tankstelle-wird-im-herbst-gebaut.html>

Deutsche Energie-Agentur (2012): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, Berlin.

Deutscher Wetterdienst (2021): Zeitreihen fuer Gebietsmittel fuer Bundeslaender und Kombinationen von Bundeslaender [Online], [Zugriff am: 27. Juli 2021]. Verfügbar unter: [https://opendata.dwd.de/climate\\_environment/CDC/regional\\_averages\\_DE/monthly/air\\_temperature\\_mean/](https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/regional_averages_DE/monthly/air_temperature_mean/)

Deutsches Kupferinstitut (2004): Leitfaden Netzqualität. Spannungsstörungen - Einführung in die Unsymmetrie (5.1.3).

DIN EN 50163:2004/A1:2008-02: Bahnanwendungen - Speisespannungen von Bahnnetzen.

DIN EN 50367:2017-01: Bahnanwendungen, Zusammenwirken der Systeme – Technische Kriterien für das Zusammenwirken zwischen Stromabnehmer und Oberleitung für einen freien Zugang.

DIN EN 50388:2012 + AC:2012: Bahnanwendungen - Bahnenergieversorgung und Fahrzeuge - Technische Kriterien für die Koordination zwischen Anlagen der Bahnenergieversorgung und Fahrzeugen zum Erreichen der Interoperabilität.

DIN EN 50546:2020: Bahnanwendungen – Fahrzeuge – Dreipassiges Freimeinspeisungssystem für Schienenfahrzeuge und zugehörige Steckverbinder.

Dschung, F. (2019): Laden von Batteriezügen mit 50 Hz, in: Elektrische Bahnen, Jg. 2019, Nr. 11, S. 442-450.

Dschung, F. (2021): 50-Hz-Zugladestation für batterieelektrische Züge, in: Elektrische Bahnen, Jg. 2021, Nr. 3, S. 80-88.

Dschung, F. (2021): Nachladen von Batteriezügen, VDI Expertenforum im Rahmen des 3. Internationalen Railway Symposiums Aachen (IRSA): „Verkehrswende mit und auf der Schiene“, Aachen, 24. November 2021.

El-Barudi, S., M. Kliefoth und F. Baentsch (2019): Stromversorgung von Batteriezügen mittels Oberleitung: Modell für eine kundenfreundliche regulatorische Einordnung der elektrischen Energieversorgungsanlagen für Batteriebetriebzüge, in: Journal für Mobilität und Verkehr, Jg. 2019, Nr. 3, S. 21-28, doi: <https://doi.org/10.34647/jmv.nr3.id22>.

Elektrizitätswerke Reutte (2021): Netznutzungsvertrag [Online], [Zugriff am: 15. November 2021]. Verfügbar unter: [https://www.ewr-ener-gie.com/de/netz/stromnetz/?tx\\_reintdownloadmanager\\_reintdlm%5Bdownloaduid%5D=1287&cHash=b85bdde9fb46d64f1c65141f49e4c336](https://www.ewr-ener-gie.com/de/netz/stromnetz/?tx_reintdownloadmanager_reintdlm%5Bdownloaduid%5D=1287&cHash=b85bdde9fb46d64f1c65141f49e4c336)

Ernst & Young GmbH (2016): Ergebnisbericht - Studie: Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene, p. 59, Berlin: Nationale Organisation Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie.

Firat, G., G. Yang und H. Al-Ali (2015): Comparative study of different transformer connections for railway power supply-mitigation of voltage unbalance, 10<sup>th</sup> International Conference on Advances in Power System Control, Operation & Management (AP-SCOM), Jg. 2015, doi: 10.1049/ic.2015.0216.

Günther, H., N. T. Wittemann und A. Stephan (2021): Erhöhung Stromtragfähigkeit der Schnittstelle Stromabnehmer/Fahrdraht im Stillstand, in: Elektrische Bahnen, Jg: 2021, Heft: 3, S. 100-109.

Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen (2021): Hessen: Brennstoffzellen-Triebzüge im Ta-nusnetz – Land fördert die Schieneninfrastruktur für die Wasserstoff-Tankstelle im Industriepark Höchst [Online], [Zugriff am: 15. November 2021]. Verfügbar unter: <https://www.lok-report.de/news/deutschland/aus-den-laendern/item/27638-hessen-brennstoffzellen-triebzeuge-im-taunusnetz-land-foerdert-die-schieneninfrastruktur-fuer-die-wasserstoff-tankstelle-im-industriepark-hoechst.html>

Infraserv Höchst (2020): Wasserstoffversorgung für Brennstoffzellenzüge – Wie funktioniert die Betankungsanlage im Industriepark Höchst? [Online], [Zugriff am: 28. März 2022]. Verfügbar unter: <https://www.infraserv.com/de/unternehmen/nachhaltigkeit/wasserstoffversorgung-brennstoffzellen-zuege/>

Daubertshäuser, K. (2021): Talk im Takt: Alternative Antriebe – 2021-07-06 Bundesverband Schienen-Nahverkehr. Alternative Antriebe: Projekterfahrungen und Herausforderungen für Aufgabenträger [Online], [Zugriff am: 6. Juli 2021]. Verfügbar unter: <https://www.youtube.com/watch?v=h-UyxBg0Qqk>

- Klein, S. (2020): Fragen zur Nachlade-Infrastruktur von Batterietriebzügen, in: Eisenbahn-Revue, Jg. 2020, Nr. 2, p. 83.
- Kurzweil, P. und O. K. Dietlmeier (2018): Elektrochemische Speicher, Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, ISBN 978-3-658-21828-7.
- Lachuriya, A. und R. D. Kulkarni (2017): Stationary electrical energy storage technology for global energy sustainability: A review, International Conference on Nascent Technologies in Engineering (ICNTE), doi:10.1109/ICNTE.2017.7947936.
- Linde AG (2021): Online Veranstaltung „Mit Wasserstoff auf die Schiene!“ im Rahmen der Wasserstoff-Woche Nord (#WDWN2021), 16. Juni 2021.
- Lindenmüller, L., M. Müller, J. Northe und S. Röhlig (2021): Konzept für 50-Hz-Ladestationen für Akkumulatortriebzüge mit Symmetriemrichter, in: Elektrische Bahnen, Jg. 2021, Nr. 3, S. 90-99.
- LNVG (2020): Einsatz von Brennstoffzellentriebzügen im SPNV in Niedersachsen, ÖVG- Tagung - Wasserstoff auf Schiene, Wien, 23. November 2020.
- LOK Report (2018): Bayern: Neue LINT der BRB [Online], [Zugriff am: 2. November 2021]. Verfügbar unter: <https://www.lok-report.de/news/deutschland/aus-den-laendern/item/7216-bayern-neue-lint-der-brb.html>
- Melzer, M. (2013): Entwicklung von Werkzeugen zur automatisierten Traktionsspeicherdimensionierung auf dieselektisch angetriebenen Schienenfahrzeugen, Dissertation, Dresden.
- Mongird, K., V. Viswanathan, J. Alam, C. Vartanian und Sprenkl, V. and B. Richard (2020a): Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment, U.S. Department of Energy, DOE/PA-0204.
- Mongird, K., V. Viswanathan, P. Balducci, J. Alam, V. Fotedar, V. Koritarov und B. Hadjerioua (2020b): An Evaluation of Energy Storage Cost and Performance Characteristics, in: Energies, Jg. 2020, Nr. 13, Issue 13, S. 3307, doi: 10.3390/en13133307.
- Mongird, K., V.V. Viswanathan, P.J. Balducci, M.J.E. Alam, V. Fotedar, V.S. Koritarov und B. Hadjerioua (2019): Energy Storage Technology and Cost Characterization Report.
- Niederbarnimer Eisenbahn (2021): Grüner Wasserstoff für Brandenburg [Online], [Zugriff am: 6. Juli 2021]. Verfügbar unter: <https://www.neb.de/unternehmen/fahrzeuge/h2-fahrzeug/>
- NordWestBahn (2021): Linienübersicht & Fahrpläne [Online], [Zugriff am: 8. November 2021]. Verfügbar unter: <https://www.nordwestbahn.de/de/weser-ems/unsere-region/liniennetz>
- NVR (2021) NVR Linienübersicht [Online], [Zugriff am: 30. Oktober 2021]. Verfügbar unter: <https://www.nvr.de/streckennetz-und-angebot/linienubersicht>
- Pagenkopf, J., T. Schirmer, M. Böhm, C. Streuling und S. Herwartz (2020): Marktanalyse alternativer Antriebe im deutschen Schienenpersonennahverkehr, Berlin.
- Rail Business (2021): DB: Test einer Wasserstoff-Schnellbetankung [Online], [Zugriff am: 27. August 2021]. Verfügbar unter: <https://www.eurailpress.de/nachrichten/fahrzeuge-komponenten/de-tail/news/db-test-einer-wasserstoff-schnellbetankung.html>

Roland Berger (2015): Fuel Cell Electric Buses - Potential for Sustainable Public Transport in Europe, A Study for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU).

Samani, A.E., A. D'Amicis, J. de Koning, P. Silva und L. Vandevelde (2019): Grid balancing with a large-scale electrolyser providing primary reserve, in: IET Renewable Power Generation Conference, Vol. 14, Issue 16, S. 3070-3078, doi: 10.1049/cp.2019.0542.

Schenker, M., T. Schirmer und H. Dittus (2020): Application and improvement of a direct method optimization approach for battery electric railway vehicle operation, in: Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers -- Part F: Journal of Rail and Rapid Transit, Nr. 235(7), S. 854-865, doi: 10.1177/0954409720970002.

Shiva Kumar, S. und V. Himabindu (2019): Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review, in: Materials Science for Energy Technologies, Vol. 2, Issue 3, S. 442-454, doi: 10.1016/j.mset.2019.03.002.

Stadtwerke Tübingen und Furrer+Frey (2021): VOLTAP: die Schnellladestation für Batteriezüge (BEMU) [Online], [Zugriff am: 15. November 2021]. Verfügbar unter: <https://www.swtue.de/geschaeftskunden/energie/strom/bahnstrom/voltap.html>

Stadtwerke Tübingen (2021): Zügiges Laden an der Schiene: Batteriezug-Schnellladestation „voltap“ erfolgreich im Realbetrieb getestet [Online], [Zugriff am: 15. Oktober 2021]. Verfügbar unter: <https://www.swtue.de/unternehmen/presse/pressemitteilungen/detail/zuegiges-laden-an-der-schiene-batteriezug-schnellladestation-voltap-erfolgreich-im-realbetrieb-getestet.html>

Streuling, C., J. Pagenkopf, M. Schenker und K. Lakeit (2021): Techno-Economic Assessment of Battery Electric Trains and Recharging Infrastructure Alternatives Integrating Adjacent Renewable Energy Sources, in: Sustainability, Vol. 13, Issue 15, S. 8234, doi: 10.3390/su13158234.

Tillmetz, W. und U. Bünger (2010): Development Status of Hydrogen and Fuel Cells – Europe, in: Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energy and Environment.

TU Dresden (2020): Wissenschaftliche Bewertung von alternativen, emissionsarmen Antriebskonzepten für den bayerischen SPNV, Arbeitspaket 1: Analyse der Antriebsarten, Dresden.

VDB (2021) VDB-Leitfaden: Emissionsfreie Mobilität. Eine Strategie für den Einsatz von batterieelektrischen Triebzügen und Ladeinfrastruktur in Deutschlands Schienenpersonennahverkehr, Berlin.

VDE (2020): Bewertung klimaneutraler Alternativen zu Dieseltriebzügen - Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen am Praxis-Beispiel >Netz Düren<, Frankfurt am Main.

VDI (2015): Wasserstoff hilft der Energiewende. VDI Nachrichten 22.05.15 (Nr. 21, S. 17.).

VDI (2019): VDI/VDE-Studie Brennstoffzellen- und Batteriefahrzeuge [Online], [Zugriff am: 15. November 2021]. Verfügbar unter: <https://www.vdi.de/ueber-uns/presse/publikationen/details/brennstoffzellen-und-batteriefahrzeuge>

VDV (2020): VDV-Statistik 2019 [Online], [Zugriff am: 28. Juli 2021]. Verfügbar unter: <https://www.vdv.de/vdv-statistik-2019.pdf>

Westnetz (2019): Technische Anschlussbedingungen Mittelspannung [Online], [Zugriff am: 15. November 2021]. Verfügbar unter: <https://www.westnetz.de/content/dam/revu-global/westnetz/documents/>

fuer-partnerfirmen/strom-infothemen-fuer-installationsunternehmen/190401-tab-mittelspannung-westnetz-2019.pdf

Westnetz (2021): Preisblätter Westnetz Strom 2021 [Online], [Zugriff am: 10. November 2021]. Verfügbar unter: <https://www.westnetz.de/de/ueber-westnetz/unser-netz/netzentgelte-strom.html>

Witt, A., D. R. Chalise, B. Hadjerioua, M. Manwaring und N. Bishop (2016): Development and Implications of a Predictive Cost Methodology for Modular Pumped Storage Hydropower (m-PSH) Projects in the United States.

Wittig, K. (2021): Energieversorgung für abgestellte Elektrotriebzüge mit Akkumulator (ETA) - Rückkehr der Zugvorheizanlagen oder Neuauftritt der Elektranten?, in: Eisenbahntechnische Rundschau (ETR), Jg. 2021, Nr. 1+2, S. 56-59.

www.wettbewerb.spnv-deutschland.de (2021): Dieselnetz Augsburg I - VV 2018 [Online], [Zugriff am: 2. November 2021]. Verfügbar unter: <https://wettbewerb.spnv-deutschland.de/>

Wystrach (28. April 2021): WyCarrier-Speichersysteme für Infraserb Höchst-Projekt [Online], [Zugriff am: 10. November 2021]. Verfügbar unter: <https://www.wystrach.gmbh/aktuelles-bei-wystrach.html>

Wystrach (7. Juli 2021): Pilotprojekt H2goesRail für Wasserstofftechnologie auf der Schiene [Online], [Zugriff am: 10. November 2021]. Verfügbar unter: <https://www.wystrach.gmbh/aktuelles-bei-wystrach.html>

## 3 Integration EE in Tank- und Ladeinfrastruktur (AP 3)

### 3.1 Kurzbeschreibung (AP 3)

Das AP 3 befasst sich mit der Potenzialabschätzung der direkten Nutzung Erneuerbarer Energieträger aus dem unmittelbaren lokalen Umfeld einer Energieübergabestelle für die Energieversorgung der Tank- und Ladeinfrastruktur. Hier werden die in AP 2 vorgestellten Versorgungskonzepte (je zwei Szenarien für die Versorgung von BEMU und HEMU) unter Einbindung von Erneuerbaren Energieanlagen (EEA) untersucht.

Der Bericht zu AP 3 gliedert sich in folgende Kapitel:

- Kapitel 3.2: Festlegung der Rahmenbedingungen
- Kapitel 3.3: Systemmodellierung
- Kapitel 3.4: Ergebnisdarstellung
- Kapitel 3.5: Analyse der Sektorenkopplungspotenziale
- Kapitel 3.6: Zusammenfassung und Ausblick

Kapitel 3.2 beschreibt die wesentlichen Rahmenbedingungen für die anschließenden Simulationen. Diese umfassen die Input-Zeitreihen wie auch die Berechnung der Zielgrößen und deren wesentlichen Parameter. Die Input-Zeitreihen sind hierbei Photovoltaik (PV)- und Winderzeugung sowie die Last an der OLIA. Die Zielgrößen beschreiben die für die Optimierung relevanten Größen. In dieser Studie werden Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen minimiert. Die Parameter dienen als Grundlage zur rechnerischen Bestimmung der Zielgrößen.

Kapitel 3.3 dient der Beschreibung des Optimierungsmodells, jeweils für das OLIA-Versorgungskonzept wie auch das HRS-Versorgungskonzept. Die Modelle bestehen aus einer Auslegungsoptimierung, die metaheuristische Algorithmen zum Auffinden der Pareto-Front nutzt, und einer Betriebsoptimierung. Bei dem OLIA-Versorgungskonzept besteht ein System aus Last (OLIA), Erzeugungsprofil (EEA), Batteriespeicher und Netzanschluss. Bei dem HRS-Versorgungskonzept werden folgende Konzepte zur Versorgung des Bahnbetriebs mit Wasserstoff untersucht: On-Site-Elektrolyse, Off-Site-Elektrolyse und anschließende Trailerbelieferung sowie eine ausschließliche Trailerbelieferung.

Kapitel 3.4 beschreibt die wesentlichen Ergebnisse dieser Studie. Die Auswertung erfolgt durch die Beschreibung von Pareto-Fronten und näherer Beschreibung einer Kompromissystemdimensionierung. Dabei werden je nach Versorgungskonzept unterschiedliche Szenarien untersucht. Im Falle des OLIA-Versorgungskonzeptes werden für den Standort Gerolstein und Füssen die Pareto-Fronten in Bezug auf Kosten und lokale CO<sub>2</sub>-Emissionen ermittelt. Es wird hierfür ein Basisszenario untersucht und im Anschluss eine Sensitivitätsanalyse hinsichtlich der verwendeten Last- und Wetterzeitreihen durchgeführt. Außerdem wird eine Lösung, die einen Kompromiss zwischen Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen darstellt, näher untersucht. Im Falle des HRS-Versorgungskonzeptes werden die Pareto-Fronten für das Versorgungskonzept On-Site-Elektrolyse sowie Off-Site-Elektrolyse am Standort Gerolstein ermittelt. Auf den Pareto-Fronten befinden sich die in dieser Untersuchung hinsichtlich geringster Kosten sowie CO<sub>2</sub>-Emissionen optimierten Energiesysteme, die den Bahnbetrieb zu jedem Zeitpunkt mit Wasserstoff versorgen können. Für das Versorgungskonzept On-Site-Elektrolyse sowie Off-Site-Elektrolyse wird jeweils ein Energiesystem näher untersucht. Zudem wird zwischen den Standorten Gerolstein und Osnabrück ein Vergleich der Volllaststunden der Elektrolyseure angestellt. Weitere Ergebnisse des Standorts Osnabrück sind im Anhang zu finden.

Kapitel 3.5 stellt Sektorenkopplungspotenziale näher dar. Zum einen erfolgt eine Abschätzung, wie groß das Flexibilitätspotenzial im Fall einer Bestandselektrifizierung einer Beispielstrecke ist. Im folgenden Teil wird untersucht, was die Möglichkeiten von Wasserstoffherzeugung an einem OLIA-Standort sind. Hierbei ist es das Ziel, die Auslastung am Netzverknüpfungspunkt zu erhöhen.

Kapitel 3.6 ordnet die Ergebnisse kritisch ein. Hierbei wird auch auf die praktische Relevanz sowie die Umsetzbarkeit eingegangen. Es erfolgt eine Einordnung für jeweils den BEMU- und HRS-Versorgungskonzept sowie ein Vergleich der beiden Versorgungskonzepte für den Standort Gerolstein.

## 3.2 Festlegung der Rahmenbedingungen

### 3.2.1 Input-Zeitreihen

Die im Rahmen der vorliegenden Studie verwendeten Input-Zeitreihen umfassen Wind- und PV-Erzeugung sowie die Lastzeitreihen an der OLIA bzw. Wasserstofftankstelle (Energiebedarf der BEMU/HEMU). Die Erzeugungszeitreihen werden mit Hilfe der Python Bibliotheken *open\_FRED* (RLI 2018), *pvlb* (Holmgren et al. 2018), und *windpowerlib* (oemof Entwicklungsteam 2016) modelliert.

*Open\_FRED* dient als Quelle für Wetterdaten. Auf Basis dieser Wetterdaten werden im Anschluss durch *pvlb* die Erzeugung durch PV-Systeme und durch *windpowerlib* die Erzeugung durch Windenergieanlagen (WEA) modelliert.

#### 3.2.1.1 Windenergieeinspeisung

Windenergieerzeugung an den jeweiligen Standorten wird durch die *windpowerlib* modelliert. Diese benötigt als Input zum einen die Wetterzeitreihen und zum anderen einen Windanlagentyp, für den die Erzeugung modelliert werden soll. Als Anlagentyp wird eine Enercon E82/2000 angenommen. Diese hat bei einem Rotordurchmesser von 82 m eine maximale Leistung von 2.000 kW. Als Nabenhöhe wird 108 m gewählt.

Die daraus resultierenden Zeitreihen sind in Abbildung 3-1 dargestellt. Auf den oberen Abbildungen ist zu sehen, dass einheitliches tageszeitliches Profil vorliegt. Es ist allerdings zu erkennen, dass eine bedeutende Abhängigkeit von der geographischen Lage besteht. Diese ist insbesondere in den unteren Abbildungen zu sehen. In Füssen ist die durchschnittlich erzeugte Leistung deutlich geringer als in Gerolstein oder Osnabrück. Außerdem ist die Erzeugung in den Wintermonaten tendenziell höher als in den Sommermonaten, insbesondere in Gerolstein und Osnabrück.

#### 3.2.1.2 PV-Einspeisung

Eine PVA besteht aus Modulen, welche die eintreffende Sonnenstrahlung in Gleichstrom konvertieren und einem Wechselrichter, der diesen Gleichstrom in netzkompatiblen Wechselstrom umwandelt. Bedingt durch die hohen Leistungsanforderungen der Versorgungskonzepte wird als PV-Einheit nicht ein einzelnes Modul gewählt. Stattdessen wird ein String-Wechselrichter, an dem mehrere Module angeschlossen sind, gewählt. Es werden drei Strings mit je 22 PV-Modulen auf Basis von Rana et al. 2018 bestimmt. Bei einer Peakleistung von 290 W pro Modul ergibt sich eine Peakleistung von 19,14 kW je PV-Einheit. Die PV-Module werden mit dem Ziel, einen hohen Energieertrag über das Jahr zu erzielen, ausgerichtet. Es wird daher eine Süd-Ausrichtung mit einem Neigungswinkel von 33° angenommen (photovoltaik.org). Eine Alternative zu der Süd-Ausrichtung, welche einen maximalen Energieertrag liefert, stellt eine Ost-West Ausrichtung dar. Diese Art der Anlagenausrichtung ermöglicht höhere Energieerträge in den Morgen- bzw. Abendstunden und somit eine kontinuierlichere Erzeugung im Tagesgang.

Abbildung 3-2 zeigt das Erzeugungsprofil einer PV-Einheit. Der obere Teil der Abbildung zeigt deutlich die tageszeitliche Abhängigkeit. Außerdem ist zu sehen, dass die längeren Sommertage den Zeitraum erhöhen, indem die PVA Leistung erzeugt, im Vergleich kürzeren Wintertagen. Die unteren Abbildungen zeigen den jahreszeitlichen Verlauf, wobei deutlich wird, dass die Erzeugung im Sommer besonders hoch ist.

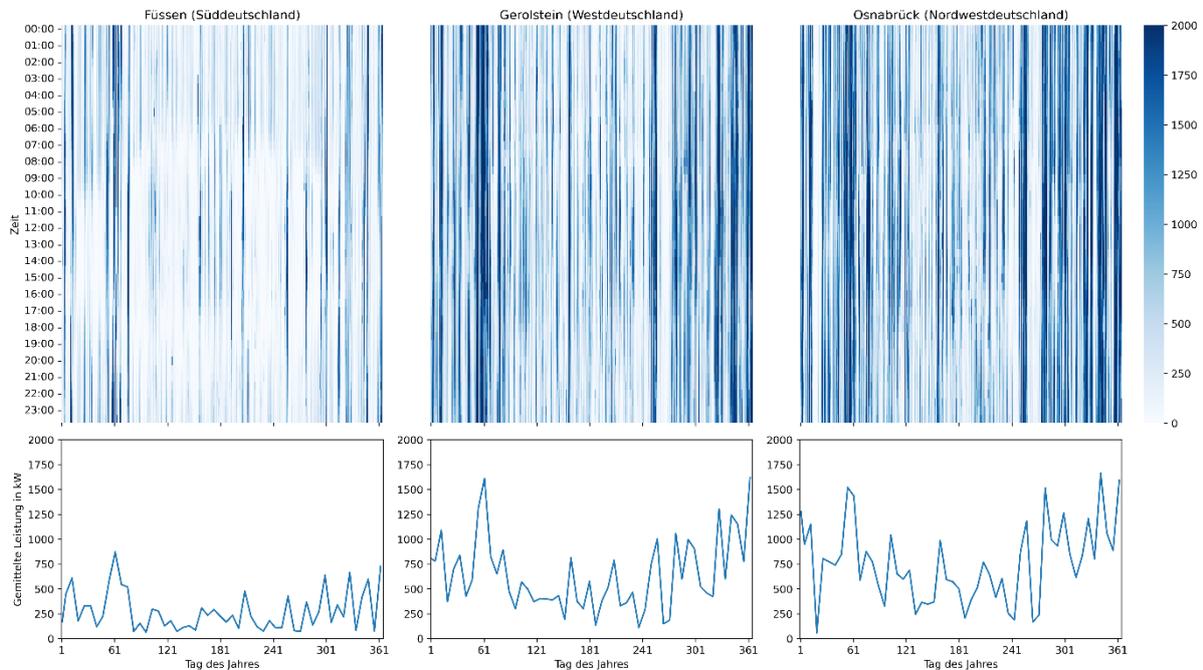


Abbildung 3-1: Windenergieerzeugung an den drei zu untersuchenden Standorten. Der obere Teil der Abbildung zeigt den tageszeitlichen Verlauf über ein Jahr. Der untere Teil der Abbildung zeigt die jeweiligen Leistungsmittelwerte für eine Woche.

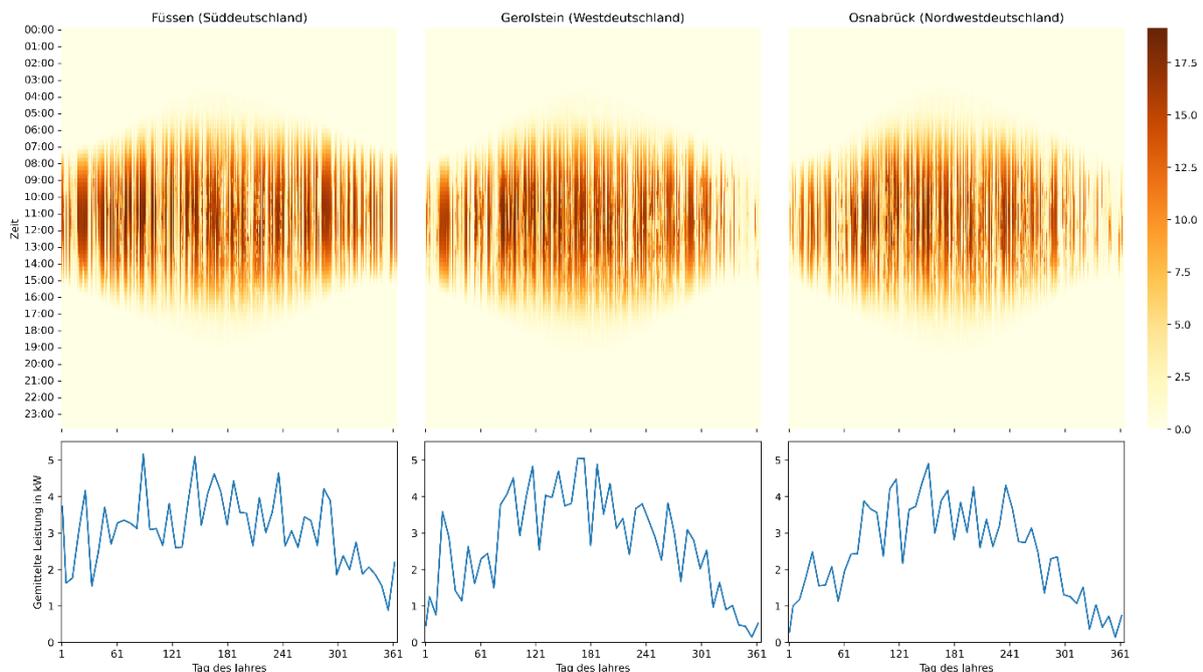


Abbildung 3-2: PV-Erzeugung an den drei zu untersuchenden Standorten. Der obere Teil der Abbildung zeigt den tageszeitlichen Verlauf über ein Jahr. Der untere Teil der Abbildung zeigt die jeweiligen Leistungsmittelwerte für eine Woche.

### 3.2.1.3 Lastzeitreihen

Die Lastzeitreihen dieses AP basieren auf denen des vorherigen AP 2. In diesem AP werden allerdings vollständige Jahressgänge simuliert. Dazu werden die Tageslastgänge des AP 2 sukzessive aneinandergehängt. Um jahreszeitliche Variationen durch die Klimatisierung der jeweiligen Triebwagen miteinzubeziehen, werden der in AP 2 modellierte Normalfall und Auslegungsfall miteinander kombiniert. Der Auslegungsfall stellt eine erhöhte Anforderung an die Klimatisierung dar, wodurch sich die Last erhöht.

Abbildung 3-3 und Abbildung 3-4 stellen die jeweiligen Bedarfszeitreihen an einem Tag für den Normalfall dar, jeweils in Gerolstein. Abbildung 3-3 zeigt die elektrische Last durch das OLIA-Versorgungskonzept und Abbildung 3-4 den Bedarf an Wasserstoff für das HEMU-Versorgungskonzept. In dieser Modellierung unterschieden sich die beiden Konzepte hinsichtlich der zeitlichen Auflösung und der Abdeckung des Streckenenergiebedarfs. Beim OLIA-Versorgungskonzept wird eine Intervalllänge von zehn Minuten gewählt, um einen möglichst großen Teil der zeitlichen Dynamik der Lastzeitreihe darzustellen bei gleichzeitig vertretbarem Berechnungsaufwand. Des Weiteren ist anzumerken, dass die OLIA in Gerolstein nur einen Teil des Gesamtenergiebedarfs deckt. Der verbleibende Energiebedarf wird durch die Bestandselektrifizierung an Start- und Endbahnhof bzw. eine weitere OLIA bereitgestellt. Bei dem HEMU-Versorgungskonzept wird eine Intervalllänge von einer Stunde gewählt. Außerdem wird bei dem HEMU-Versorgungskonzept der gesamte Wasserstoffbedarf aller auf der Linie verkehrenden Fahrzeuge an dem zu untersuchenden Standort gedeckt.

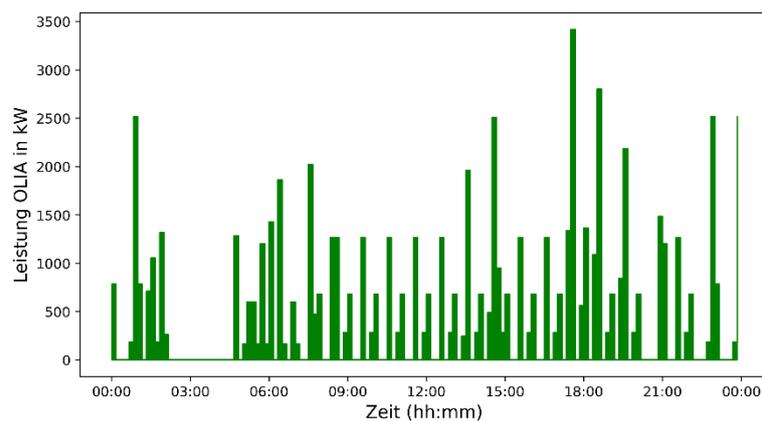


Abbildung 3-3: Lastzeitreihe des Normalfalles am Standort Gerolstein für das OLIA-Versorgungskonzept

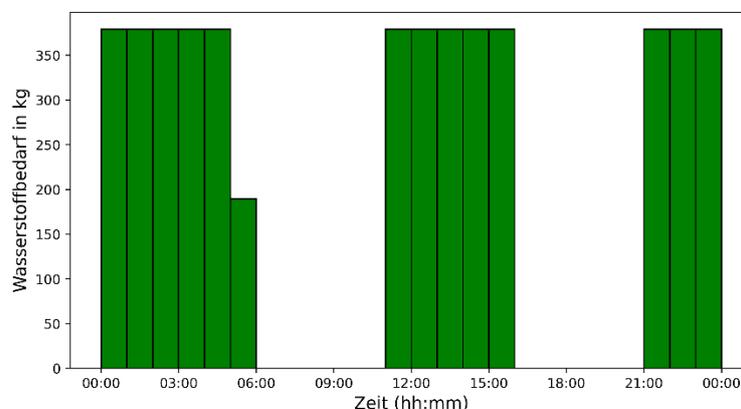


Abbildung 3-4: Wasserstoffbedarf pro Stunde am Standort Gerolstein für das HRS-Versorgungskonzept

Die Kombination aus Normalfall und Auslegungsfall wird im Folgenden *synthetisches Profil* genannt. Der Normalfall wird auf das Gros der Wochen (48 von 52 Wochen) angewendet. Der Auslegungsfall wird für jeweils zwei Wochen im Winter und Sommer integriert, an denen extreme Wetterbedingungen herrschen. Für den Winter werden hier die Kalenderwochen drei und vier ausgewählt. In diesen Wochen war eine sogenannte „kalte Dunkelflaute“ zu beobachten (Deutscher Bundestag 2019). Diese Bedingungen stellen besondere Herausforderungen an ein auf Erneuerbaren basierendes Energiesystem, da kaum PV- und Windressourcen verfügbar sind und die niedrigen Temperaturen zu einer erhöhten Heizlast führen. Zur Integration des Auslegungsfalls in den Sommer wird auf die Temperaturzeitreihe des Standortes Gerolstein zurückgegriffen, da hier sowohl ein OLIA- als auch ein HRS-Versorgungskonzept untersucht wird. Der Auslegungsfall wird an den zwei zusammenhängenden Wochen mit den höchsten Temperaturen eingesetzt.

Die Zusammensetzung der synthetischen Lastzeitreihe wird in Tabelle 3-1 dargestellt.

Die synthetischen Zeitreihen ergeben folgenden Energiebedarf an den zu untersuchenden Standorten und Versorgungskonzepten:

- Füssen (OLIA): 1.270 MWh/a
- Gerolstein (OLIA): 4.467 MWh/a
- Gerolstein (HEMU): 1.380 t/a
- Osnabrück (HEMU): 668 t/a

TABELLE 3-1: ZUSAMMENSETZUNG DER SYNTHETISCHEN LASTZEITREIHE BEZOGEN AUF DIE KALENDERWOCHE (ANGELEHNT AN DAS WETTERJAHR 2016)

Zeitraum (Kalenderwoche)	Lastfall
KW 1-2	Normalfall
KW 3-4	Auslegungsfall
KW 5-23	Normalfall
KW 24-25	Auslegungsfall
KW 26-52	Normalfall

## 3.2.2 Festlegung von Leitindikatoren und ökonomischen Rahmenbedingungen

### 3.2.2.1 Leitindikatoren

Die Optimierung in dieser Studie ist als eine multikriterielle Optimierung konzipiert. Dabei wird mehr als eine Zielgröße definiert, wodurch die Ergebnisse nicht ein klar definiertes Optimum beschreiben. Stattdessen werden die Ergebnisse durch eine Pareto-Front beschrieben. Jeder Punkt auf dieser Front beschreibt dann einen Punkt, in dem ein Zielwert nicht weiter verbessert werden kann, ohne dass ein anderer Zielwert negativ beeinträchtigt wird.

In dieser Studie wurden die Kosten des Energiesystems sowie die damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen als Zielwerte ausgewählt, welche dem lokalen Energiesystem zugewiesen werden können. Die Kosten stellen dabei die ökonomische Umsetzbarkeit dar, während CO<sub>2</sub>-Emissionen im Bereich der Umweltaus-

wirkungen zu verorten sind. Die Punkte auf der Pareto-Front können als minimale CO<sub>2</sub>-Emissionen, die bei einem bestimmten Budget (Kosten für eine spezifische Anlagenkonfiguration) erreicht werden können, interpretiert werden.

Die Optimierung der Zielfunktion erfordert eine mathematische Definition der Zielwerte. Dabei bestehen die Gesamtkosten aus den kapitalbezogenen Annuitäten  $CAPEX_a$ , den auf ein Jahr bezogenen variablen Kosten  $VC_a$  und den Betriebskosten (OPEX). Diese werden mit nachfolgender Gleichung berechnet. Die Variable  $CAPEX$  beschreibt die Kapitalkosten,  $I$  den Kalkulationszinssatz,  $L$  die Lebenszeit der Komponente,  $VC$  die variablen Kosten, welche über den betrachteten Zeitraum angefallen sind, und  $S$  ist die Anzahl der simulierten Tage.

$$CAPEX_a = CAPEX \cdot \frac{I \cdot (1 + I)^L}{(1 + I)^L - 1}$$

$$VC_a = \sum_a VC \cdot \frac{365}{S}$$

Die OPEX werden entsprechend der Datenlage auf Basis der CAPEX berechnet (siehe Tabelle 3-3). Die Gesamtkosten entsprechen der Summe aus  $CAPEX_a$ ,  $VC_a$  und OPEX.

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen werden nach zwei Arten berechnet, abhängig von der verfügbaren Datenlage. Die lebenszyklusbasierten CO<sub>2</sub>-Emissionen  $CO2_{LZ}$  werden durch das Beziehen der Lebenszeit  $L$  auf ein Jahr berechnet und als  $CO2_a$  bezeichnet:

$$CO2_a = \frac{CO2_{LZ}}{L}$$

Variable Emissionen sind auf eine erzeugte oder verbrauchte Energie bezogen. Die gesamten Emissionen  $VCO2_a$ , welche auf ein Jahr bezogen sind, werden durch die nachfolgende Gleichung berechnet.  $CO2_{spez}$  beschreibt die CO<sub>2</sub>-Intensität (CO<sub>2</sub>-Emissionen je erzeugter Kilowattstunde),  $E$  die summierte Energie über den Simulationszeitraum und  $S$  die Anzahl der simulierten Tage.

$$VCO2_a = CO2_{spez} \cdot E \cdot \frac{365}{S}$$

Für das OLIA- und HEMU-Versorgungskonzept gibt es zum Teil Überschneidungen wie auch Unterschiede hinsichtlich der Komponenten für die Zielfunktion. Tabelle 3-2 gibt eine Übersicht zu den Komponenten und deren Relevanz für das jeweilige Versorgungskonzept in Bezug auf die beiden Zielgrößen Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen.

TABELLE 3-2: KOMPONENTEN DER JEWEILIGEN VERSORGUNGSKONZEPTE UND RELAVANZ FÜR DIE ZIELFUNKTION

	Strom- bezug	Einspeisung	EEA (Wind und PV)	Batteriespeicher	Elektrolyseur, H <sub>2</sub> -Speicher, H <sub>2</sub> -Transport
<b>BEMU (Kosten)</b>	✓	✓	✓	✓	X
<b>HEMU (Kosten)</b>	✓	✓	✓	X	✓
<b>BEMU (CO<sub>2</sub>)</b>	✓	✓	✓	✓	X
<b>HEMU (CO<sub>2</sub>)</b>	✓	✓	✓	X	✓

### 3.2.2.2 Optimierungsparameter

Die Optimierungsparameter bestimmen wesentlich den Möglichkeitsraum der Optimierung und schlussendlich die Ergebnisse.

#### Parameterübersicht

Die genutzten Optimierungsparameter werden auf Basis vorhandener Werte des Smooth-Modells sowie von Literaturquellen bestimmt. Tabelle 3-3 listet die notwendigen Parameter zur Berechnung der Zielfunktion.

In Bezug auf die Optimierungsparameter ist anzumerken, dass die Systemgrenzen auf das lokale Versorgungskonzept beschränkt sind. Es wurde nicht einkalkuliert, dass die lokalen EEA Energie in das Netz einspeisen können und diese Einspeisung an einem anderen Energiesystem, abgesehen von dem zu untersuchenden, Netzstrom mit einer hohen CO<sub>2</sub>-Intensität verdrängen kann. In dieser Modellierung wurde dementsprechend die CO<sub>2</sub>-Minimierung durch eine Reduzierung von lokalem Netzbezug durchgeführt

TABELLE 3-3: PARAMETER FÜR DIE OPTIMIERUNG

	Wert	Quelle
<b>Energiebezug (Industriestrom, öffentliches Stromnetz)</b>	0,1855 €/kWh	(statista 2020)
<b>Einspeisevergütung</b>	0,05 €/kWh	Nach (Bundesnetzagentur 2022b, Bundesnetzagentur 2022a, Bundesnetzagentur 2022c)
<b>CAPEX WEA</b>	1750 €/kW <sub>Installiert</sub>	(Kost et al. 2021)
<b>OPEX WEA</b>	30 €/(kW <sub>Installiert</sub> • a)	(RLI 2021)
<b>Lebensdauer WEA</b>	25 a	(TWI , International Eletrotechnical Comission 2005)
<b>CAPEX PVA</b>	900 €/kW <sub>Peak</sub>	(Kost et al. 2021)
<b>OPEX PVA</b>	CAPEX PV * 2,5 % CAPEX / a	(RLI 2021)
<b>Lebensdauer PVA</b>	25 a	Nominal nach (Olalla et al. 2017)
<b>Lebenszeit Batterie</b>	10 a	(Mongird et al. 2020)
<b>CO2 PVA</b>	48 g/kWh <sub>Produziert</sub>	(Bruckner et al. 2014)
<b>CO2 WEA</b>	11 g/kWh <sub>Produziert</sub>	(Bruckner et al. 2014)
<b>CO2 Batterie</b>	158 kg/kWh <sub>Installiert</sub>	(Baumann et al. 2017)
<b>CO2 Netzbezug</b>	366 g/kWh	(Umweltbundesamt 2021)
<b>CO2 Elektrolyseur</b>	31,75 g/kg H2	(Burkhardt et al. 2016)
<b>Kalkulationszinssatz</b>	3 %	Angenommen

(Netzbezug resultiert in 366 gCO<sub>2</sub>/kWh wohingegen Wind- und PV-Energie lediglich 11 gCO<sub>2</sub>/kWh bzw. 48 gCO<sub>2</sub>/kWh verursachen.). Eine große Menge in das Netz eingespeister Energie aus EEA wirkt sich negativ auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus, da in diesem Fall keine Verdrängung von Netzstrom gegengerechnet wird.

### Batteriekosten

Die Parameter des Batteriesystems werden auf der gleichen Datenbasis wie im vorherigen AP modelliert. Zusätzlich wird modelliert, dass bei Errichtung größerer Systeme Skalierungseffekte auftreten, welche die Kosten pro Einheit reduzieren. Die Modellierung wird auf Basis von (Mongird et al. 2020) vorgenommen (Umrechnungsfaktor 1 \$ = 0,86 €).

In dieser Studie wird das Verhältnis von Leistung zu Kapazität auf eins gesetzt, was eine geläufige Größe in der Energiesystemmodellierung ist. Durch lineares Fitting und Extrapolieren werden für ausgewählte Leistungsklassen die jeweiligen Kostenwerte für P/E = 1 abgeschätzt. Es werden dadurch drei Datenpunkte für das angenommene Leistungsverhältnis generiert, jeweils aus einer Leistungsklasse in der Literaturquelle. Die Ergebnisse sind in Abbildung 3-5 dargestellt.

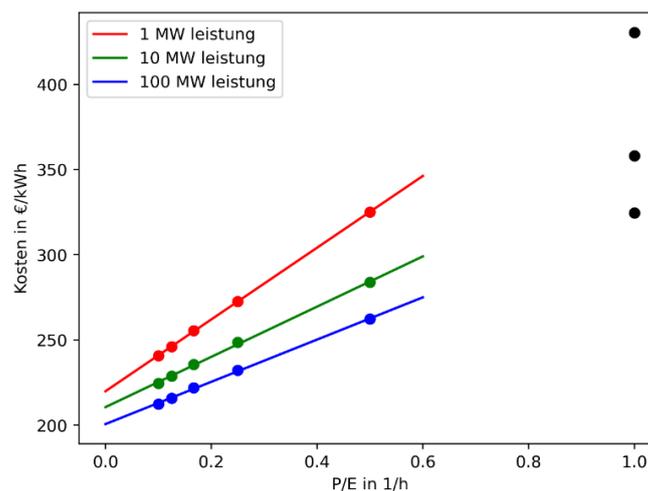


Abbildung 3-5: Datenbasis und Extrapolationspunkte zur Bestimmung der Kostenskalingfunktion des Batteriespeichers

Die Kosten auf Basis der installierten Leistung (was in diesem Fall die Kapazität ergibt, da das P/E-Verhältnis auf 1 gesetzt wird) werden durch ein nichtlineares Modell, das Kosten-zu-Kapazität-Modell (*eng. Cost-to-capacity method*), beschrieben.  $C_{ref}$  und  $Q_{ref}$  bezeichnen die Kosten bzw. installierte Quantität an einem Referenzpunkt,  $C_x$  und  $Q_x$  die Kosten bzw. installierte Kapazität an einem zu untersuchenden Punkt.  $\kappa$  ist ein Skalierungsfaktor. Es ergibt sich folgender Zusammenhang:

$$\frac{C_x}{C_{ref}} = \left( \frac{Q_x}{Q_{ref}} \right)^\kappa$$

Als Referenzpunkt dient eine Leistung von 1000 kW. Abbildung 3-6 zeigt die Kosten pro Kilowattstunde bezogen auf die installierte Leistung. Hierbei ist insbesondere zu beachten, dass der dargestellte Bereich bei einer Leistung von 1 kW beginnt. Bei diesem Wert sind die Kosten relativ hoch, erreichen aber keine unrealistischen Werte. Das massive überschätzen der Kosten stellt bei diesem nichtlinearen Verfahren kombiniert mit Extrapolation eine Gefahr dar.

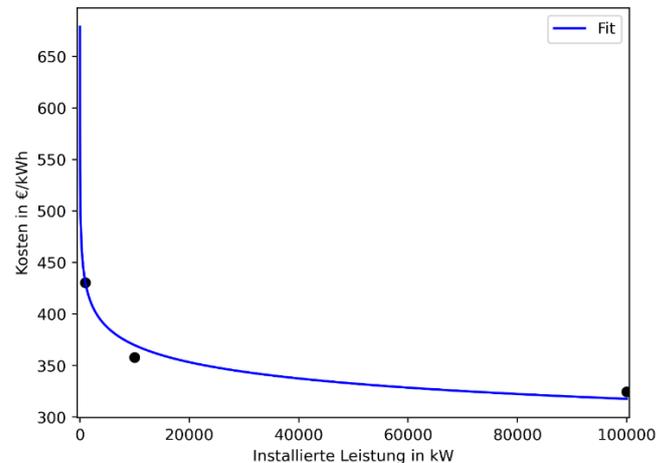


Abbildung 3-6: Kostenfunktion des Batteriespeichers mit einem Verhältnis von Leistung zu Kapazität von  $P/E = 1/h$

Die Parameter für das Kosten-zu-Kapazität-Modell für CAPEX und OPEX des Batteriespeichers beschreibt schließlich Tabelle 3-4. Das Modell zur Bestimmung der variablen und fixen Wartung und Betrieb (O&M) ebenso durch Fitten eines Kosten-zu-Kapazität-Modells erstellt. Die resultierenden Verläufe sind im Anhang zu finden.

TABELLE 3-4: KOSTENMODELLIERUNG DES BATTERIESPEICHERS AUF BASIS DES KOSTEN-ZU-KAPAZITÄT-MODELLS.

	$Q_{ref}$	$C_{ref}$	$\kappa$
<b>Kapazitätskosten</b>	1000 W	430,4 €/kWh	-0,0659
<b>Variable O&amp;M</b>	1000 W	2,167 €/(MWh · a)	-0,04387
<b>Fixe O&amp;M</b>	1000 W	0,9350 €/(kWh <sub>installiert</sub> · a)	-0,1153

Es werden die Kosten pro Kapazitätseinheit und die Wartungskosten (O&M) modelliert. Die O&M-Kosten werden durch einen Variablen sowie fixen Anteil modelliert. Der regulatorische Rahmen ist in dieser Betrachtung vereinfacht. Es wird davon ausgegangen, dass keine Umlagen bei der Verwendung des selbsterzeugten Stromes anfallen und die Umlagen im Falle von Netzbezug bereits eingepreist sind.

## 3.3 Systemmodellierung

### 3.3.1 OLIA-Versorgungskonzept

Zur Modellierung des OLIA-Versorgungskonzeptes wird auf die Softwarepakete *oemof.solph* und *pygmo* zurückgegriffen. *Oemof.solph* kommt dabei zur Modellierung der Einsatzplanung zum Einsatz und *pygmo* führt die Anlagendimensionierung, bzw. Bestimmung der Pareto-Front, durch.

### 3.3.1.1 Modell zur Einsatzplanung

*Oemof.solph* ist ein Modellgenerator für Energiesysteme. Die erzeugten Modelle können anschließend zur linearen Optimierung genutzt werden. Zur Modellierung des OLIA-Versorgungskonzeptes mit Hilfe von *oemof.solph* wird die Systemdimensionierung als bekannt vorausgesetzt. Mit Hilfe des Modells wird die Einsatzoptimierung des Batteriespeichers, also die Zuweisung von Lade- und Entladeleistung, mit Hilfe des COIN-Solvers durchgeführt.

Abbildung 3-7 zeigt das auf *Oemof.solph* basierende Modell zur Einsatzplanung des Batteriespeichers und resultierende Netzleistung. Hierbei wurde eine lineare Optimierung hinsichtlich der variablen Kosten für den gesamten Simulationszeitraum durchgeführt. Systemdimensionierungen, die nicht in der Lage sind die Versorgung der OLIA sicherzustellen wurden hierbei verworfen. Die Kategorisierung der Komponenten folgt den generischen Komponenten des *oemof-solph*-Paketes. Es sind drei Busse integriert, welche jeweils unterschiedliche Spannungs- und Frequenzebenen repräsentieren. Ein Bus wird auch als Bilanzraum bezeichnet, was bedeutet, dass für jeden Zeitschritt eine ausgeglichene Energiebilanz erreicht werden muss. An den Netzbus sind die lokalen Erzeugungsanlagen angeschlossen und außerdem die netzseitige Flexibilität. Netzbezug, PV und Wind sind als Quellen implementiert, wodurch sie Energie in das System einspeisen. Wind- und PV-Erzeugung sind für die Einsatzplanung durch Zeitreihen auf feste Werte voreingestellt und damit nicht veränderbar für jede Einsatzoptimierung, gemäß einer Systemdimensionierung. Der Netzbezug stellt einen Freiheitsgrad in Form einer Quelle dar. Die Netzeinspeisung stellt modellseitig eine Senke dar und ermöglicht es dadurch überschüssig erzeugte Energie in das Netz einzuspeisen, was einen weiteren Freiheitsgrad im Modell darstellt. Der Netzbus ist mit dem Speicherbus über einen Transformator (eine generische Modellkomponente in *oemof.solph*) verbunden, welcher einen AC-DC Umrichter darstellt. An den Speicherbus ist die Batterie angeschlossen, welche einen wesentlichen Freiheitsgrad durch Laden und Entladen der Batterie bereitstellt. Über einen weiteren Transformator, welcher einen DC-AC Umrichter repräsentiert, wird der Lastbus und die nachgelagerte OLIA angeknüpft. Die OLIA stellt die Last dar, welche über Zeitreihen beschreiben ist und bedient werden muss. Es wird bei dieser Modellierung angenommen, dass die Energieerzeugungsanlagen sich in direkter räumlicher Nähe befinden und Leitungsverluste somit vernachlässigbar sind.

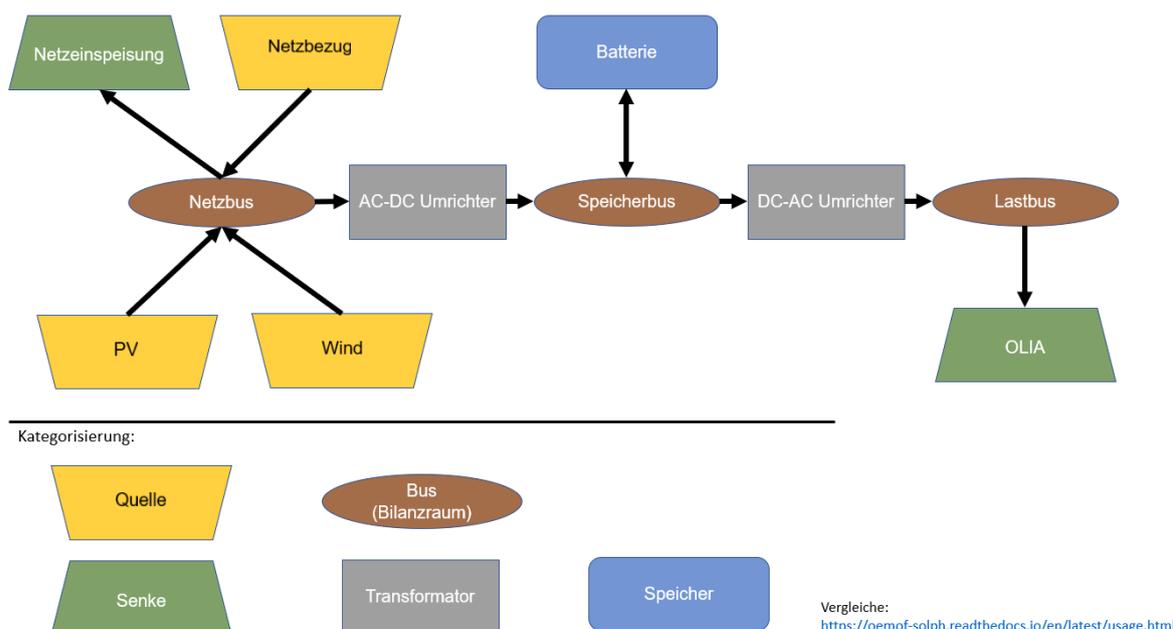


Abbildung 3-7: Komponenten des Einsatzplanungs-Modells im OLIA-Versorgungskonzept (generische Komponenten des *oemof-solph* Pakets)

Um die Laufzeiten der Einsatzoptimierung gering zu halten, werden die beiden Umrichter durch einen konstanten Wirkungsgrad modelliert. An den zu betrachtenden OLIA würden modulare Umrichter eingesetzt werden. In Füssen sind zwei Module mit je 2,5 MW Leistung notwendig und in Gerolstein vier Module mit je 2,5 MW. Die Effizienz eines Umrichtermoduls hängt jedoch von seinem Nutzungsgrad ab. Deshalb ist es vorteilhaft, die Module nicht gleichmäßig auszulasten, sondern stufenweise modulare zu- bzw. abzuschalten. Im Folgenden wird die Effizienz eines Umrichtermoduls anhand von Daten zu einem ABB-Modul modelliert. Es ist dabei zu beachten, dass das ABB-Modul aus einer anderen Leistungsklasse stammt (20 MVA). Es wird also angenommen, dass sich die Leistungskurve auf kleinere Umrichter übertragen lässt.

Hierbei zeigt sich, dass der höchste Wirkungsgrad bei einer Auslastung von 25 % erreicht wird. Bei geringerer Auslastung fällt der Wirkungsgrad relativ stark ab, bei höherer Auslastung ist der negative Effekt vergleichsweise gering. Die Einsatzplanung der Umrichtermodule geschieht daher unter der Prämisse, dass möglichst wenig Module mit einer Auslastung von unter 25 % gefahren werden. Ist eine höhere Leistung erforderlich, wird diese auf alle sich im Betrieb befindlichen Umrichter aufgeteilt. Abbildung 3-9 und Abbildung 3-10 zeigen den Wirkungsgrad in Abhängigkeit der abgefragten Leistung für die zu untersuchenden Standorte. An beiden Standorten ist der Wirkungsgrad bei niedrigen Leistungen am geringsten. Der maximale Wirkungsgrad wird bei zunehmender Leistung mehrmals erreicht. Die Anzahl der Peaks entspricht der Anzahl der verbauten Module. Ist der letzte Peak erreicht, sinkt der Wirkungsgrad bei zunehmender Leistung ab.

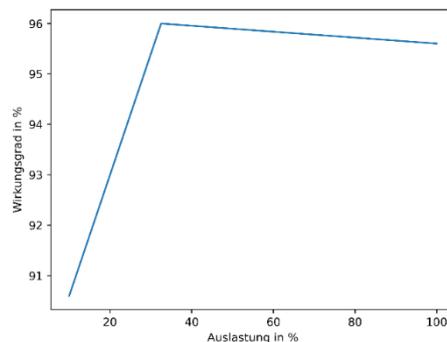


Abbildung 3-8: Basis für die Modellierung des Wirkungsgrades der Leistungselektronik. Die Daten entsprechen einem statischen Frequenzumrichter (ABB 2012).

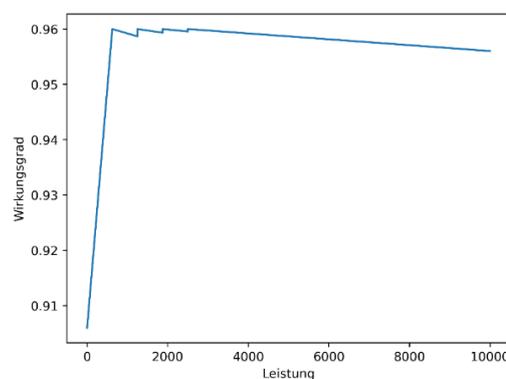


Abbildung 3-9: Wirkungsgrad über Leistung der Leistungselektronik in Gerolstein

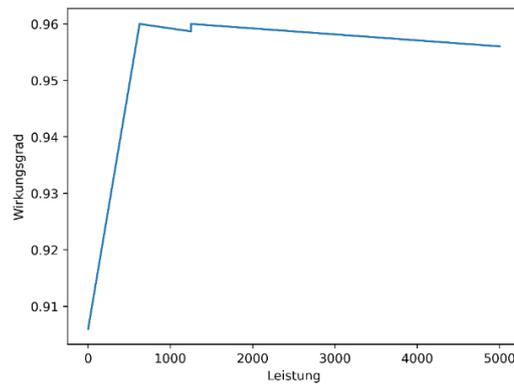


Abbildung 3-10: Wirkungsgrad über Leistung für das der Leistungselektronik in Füssen

Da in der Optimierung ein konstanter Wirkungsgrad angenommen wird, wird im Folgenden ein Ersatzwirkungsgrad für beide Standorte anhand der Last durch die jeweilige OLIA bestimmt. Hierzu wird für jede Sekunde anhand der abgefragten Leistung an der OLIA  $P_{OLIA,i}$  der Wirkungsgrad  $\eta_i(P_{OLIA,i})$  bestimmt.

Mit der Leistung an der OLIA  $P_{OLIA,i}$  und der benötigten Leistung der Leistungselektronik  $P_{UW,i}$  wird der Ersatzwirkungsgrad  $\eta_{Ersatz}$  bestimmt. Die Gleichungen sind im Folgenden dargestellt:

$$\eta_{Ersatz} = \frac{\sum P_{OLIA,i}}{\sum P_{UW,i}}$$

$$P_{UW,i} = \frac{P_{OLIA,i}}{\eta_i(P_{OLIA,i})}$$

Tabelle 3-5 zeigt die Ergebnisse für die Beiden zu betrachtenden Standorte. Es ist zu sehen, dass beide Wirkungsgrade sehr dicht beieinanderliegen. Der Ersatzwirkungsgrad wird im Modell der Einsatzplanung angewandt, um die Verluste durch die Leistungselektronik zu beschreiben.

TABELLE 3-5: ERMITTELTE ERSATZWIRKUNGSGRAD

	Gerolstein	Füssen
$\eta_{Ersatz}$	0,960	0,951

Der Batteriewirkungsgrad wurde nach (Mongird et al. 2020) mit 0,86 angenommen. Bei diesem handelt es sich um einen Gesamtwirkungsgrad (engl. *Round trip efficiency*). In der Modellierung wird dieser Wert durch den Ersatzwirkungsgrad der Leistungselektronik geteilt und schließlich symmetrisch auf den Lade- und Entladevorgang (der Entladewirkungsgrad entspricht dem Ladewirkungsgrad) aufgeteilt und ist für jedes Intervall konstant.

### 3.3.1.2 Modell zur Anlagendimensionierung

Pygmo (oder Pagmo in der C++ Version) ist ein Paket welches verschiedene Optimierungsalgorithmen, u. a. auch zur multikriteriellen Optimierung beinhaltet. Außerdem unterstützt es die Anwendung dieser Optimierungsalgorithmen in parallelisierten Rechenumgebungen. Innerhalb des OLIA-Versorgungskonzeptes dient *Pygmo* zur Auslegungsoptimierung des Energiesystems. Dies bedeutet, dass die Komponentendimensionierung systematisch variiert wird, um die Zielfunktion zu optimieren bzw. die Pareto-Front zu definieren. Hierbei kommt es zu einem iterativen Vorgehen zwischen Auslegung und Einsatzoptimierung, was in Abbildung 3-11 dargestellt ist. Es wird, beginnend von mehreren zufällig bestimmten Systemkonfigurationen eine Einsatzoptimierung durchgeführt. Durch diese lassen sich die Energiekosten bestimmen. Zusammen mit den Parametern, welche die CAPEX, OPEX, variablen Kosten und CO<sub>2</sub> Emissionen bestimmen, lässt sich der Wert der Zielfunktion, für beide Optimierungsgrößen, für die gewählte Systemkonfiguration bestimmen. Innerhalb Pygmo sind verschiedene Heuristiken implementiert, die anhand der Werte der Zielfunktion (Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen) neue Systemkonfigurationen bestimmen. Als Heuristiken kommen dabei NSGA-II (ein genetischer Algorithmus) und NSPSO (basiert auf einem Partikelschwarm-Algorithmus) zum Einsatz.

Des Weiteren wird der Möglichkeitsraum der Optimierung wie folgt begrenzt, wobei nur diskrete Werte zugelassen werden:

- WEA: 0-10 Anlagen
- PV: 0-1.000 Anlagen
- Batteriespeicher: 0-10.000 kWh

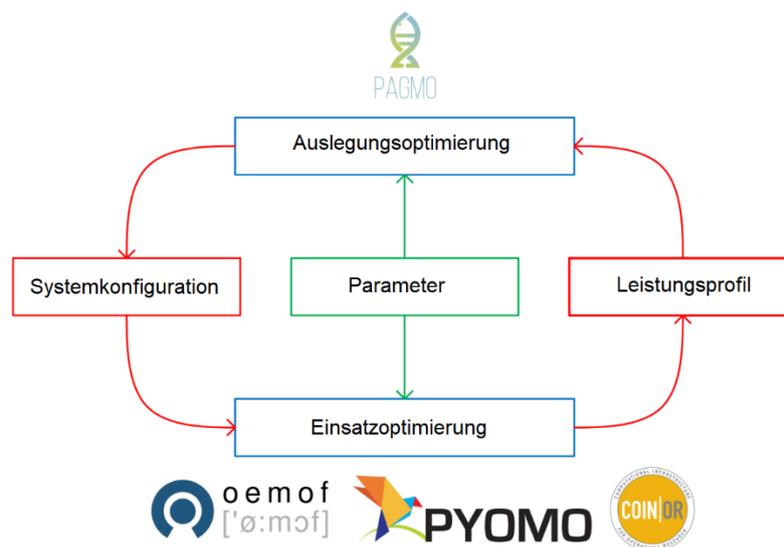


Abbildung 3-11: Übersicht des angewandten Optimierungsansatzes. Abbildung adaptiert nach (Schmeling et al. 2020)

### 3.3.2 HRS-Versorgungskonzept

Zur Modellierung des HRS-Versorgungskonzeptes wird das vom RLI entwickelte, modulare Simulationsframework „Simulation Model for Optimized Operation and Topology of Hybrid Energy Systems“ (SMOOTH) (RLI 2021) verwendet. SMOOTH ermöglicht die nicht-lineare, multi-modale Modellierung technischer Komponenten wie z. B. PVA, Batteriespeicher oder Elektrolyseure sowie ganzer Energiesysteme. Die Simulation erfolgt zeitschrittaufgelöst.

Folgende Versorgungskonzepte werden modelliert und simuliert:

1. On-Site-Elektrolyse und Einbindung einer WEA und PVA
2. Off-Site-Elektrolyse an zwei separaten Standorten und anschließender Trailerbelieferung der Wasserstofftankstelle (HRS)
  - Off-Site-Elektrolyse an einem Standort mit WEA
  - Off-Site-Elektrolyse an einem Standort mit PVA
3. Trailerbelieferung

Abbildung 3-12 stellt den Modellaufbau aller untersuchten Versorgungskonzepte dar.

Zudem werden die Energiesysteme der unterschiedlichen Versorgungskonzepte hinsichtlich mehrerer Ziele optimiert. Die heuristische Optimierung erfolgt hinsichtlich geringster Kosten sowie CO<sub>2</sub>-Emissionen. Die verschiedene Dimensionierung bzw. Auslegung der Komponenten stellt unterschiedliche Kompromisse hinsichtlich der beiden Optimierungsziele (Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen) dar. Die optimalen Lösungen verlaufen entlang einer Pareto-Front. Abbildung 3-13 stellt diese beispielhaft für unterschiedliche Energiesysteme dar.

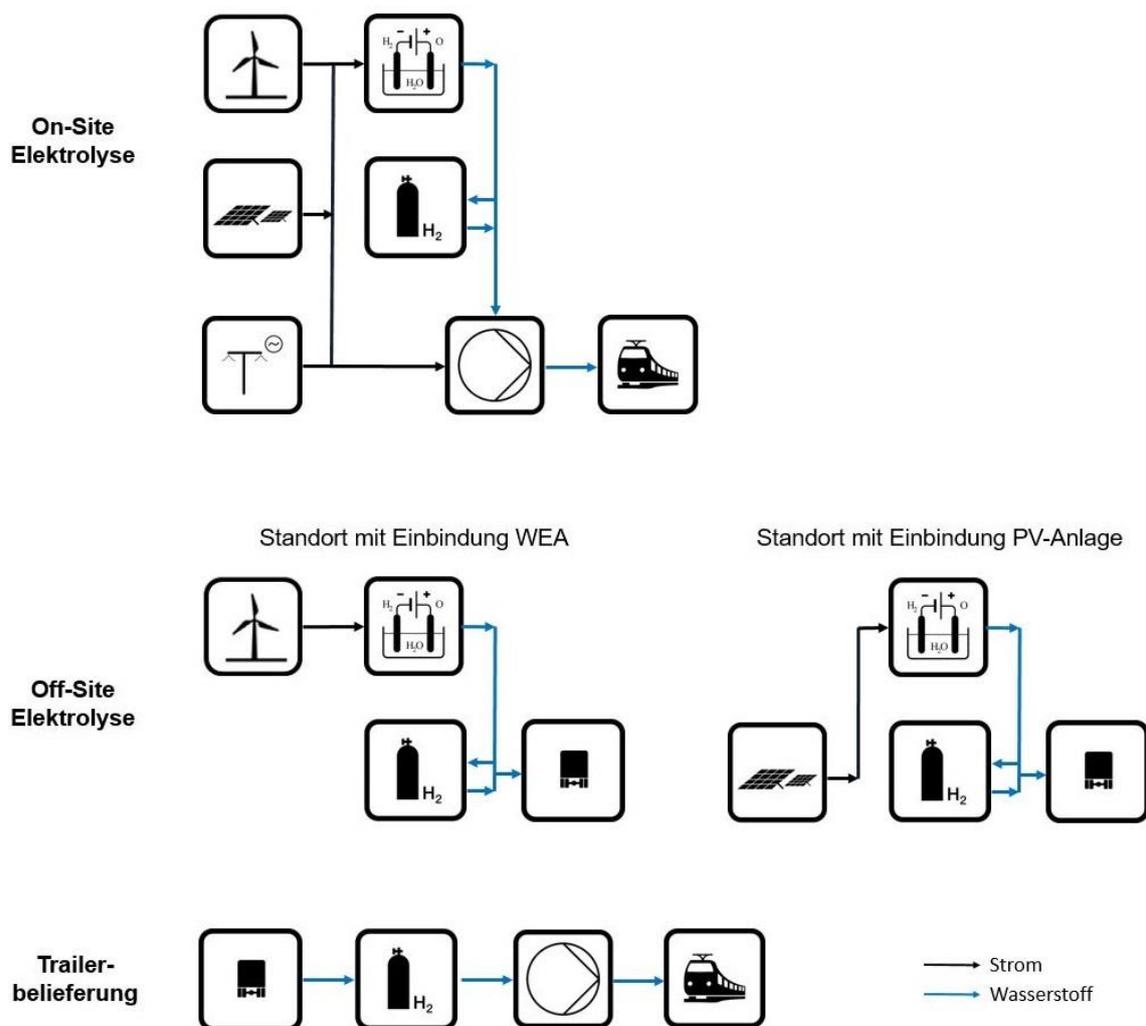


Abbildung 3-12: Versorgungskonzepte des HRS-Versorgungskonzeptes

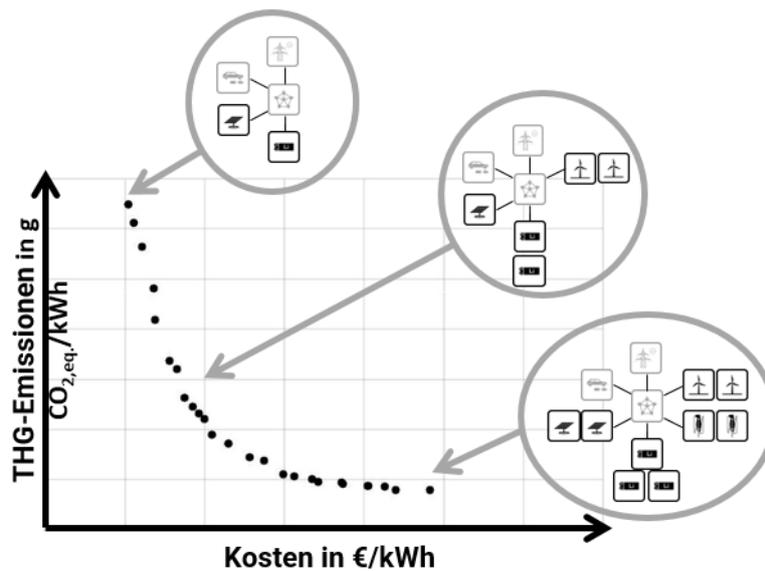


Abbildung 3-13: Schematische Darstellung einer Pareto-Front des HRS-Versorgungskonzeptes

Um die Simulation und Optimierung der Versorgungskonzepte zur Einbindung von EEA in den Bahnbetrieb durchzuführen, sind Eingabedaten und Randbedingungen erforderlich. Nicht veränderbare Eingabedaten sind:

- Wetterdaten als Wetterzeitreihen für die Standorte Gerolstein und Osnabrück
- Bedarfszeitreihen (hier Wasserstoffbedarf an den HRS in Gerolstein und Osnabrück)

Zudem müssen Simulationsbedingungen festgelegt werden. Diese umfassen vor allem:

- Simulationsdauer: ein Jahr
- Zeitschritte: eine Stunde

Die Berechnung der jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen erfolgt entsprechend der Parameter für die Optimierung (siehe Tabelle 3-3). Die Berechnung der jährlichen Kosten (Annuitäten) wird in Kapitel 3.2.2.1 beschrieben.

Die Optimierung liefert Ergebnisse zu unterschiedlichen Bereichen, die anschließend ausgewertet werden. Die Ergebnisdarstellung findet in Kapitel 3.4.2 statt. Folgende Größen können ausgewertet werden:

Optimierungsgrößen des Energiesystems

- Kosten
- CO<sub>2</sub>-Emissionen

Dimensionierung der Komponenten

- Leistung der WEA
- Leistung der PVA
- Leistung des Elektrolyseurs
- Kapazität des Wasserstoffspeichers
- Größe der Kompressoren

Betriebsparameter (beispielhaft)

- Volllaststunden des Elektrolyseurs
- Eingespeiste Energie in das Stromnetz
- Bezogene Energie aus dem Stromnetz
- Gesamtenergiebedarf des Energiesystems
- Eigenbedarf
- Gestehtungskosten des Wasserstoffs

## 3.4 Ergebnisdarstellung

### 3.4.1 OLIA-Versorgungskonzept

Im Folgenden werden die Ergebnisse des OLIA-Versorgungskonzeptes dargestellt und analysiert. Hierbei wird als erster Schritt der Standort Gerolstein genauer untersucht. Daraufhin wird der Standort Füssen auf einer Vergleichsbasis beschrieben. Für beide Standorte wird je eine Systemdimensionierung ausgewählt und näher untersucht.

#### 3.4.1.1 Pareto-Front Gerolstein

Abbildung 3-14 stellt die Pareto-Front für den Standort Gerolstein dar. Es werden dabei die Systemkonfigurationen mit minimalen Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen markiert. Die minimalen Kosten für die Energieversorgung (CAPEX, OPEX und variable Kosten) für das untersuchte System sind 276 Tausend Euro (k€)/a. Im Vergleich dazu fallen für die Systemdimensionierung mit minimalen CO<sub>2</sub>-Emissionen deutlich höhere Kosten an, der Unterschied der Kosten zwischen dem Kostenminimum und dem Minimum der CO<sub>2</sub>-Emissionen beträgt 407 k€/a bzw. die Kosten des CO<sub>2</sub>-Minimums betragen 247 % des Kostenminimums. In Bezug auf CO<sub>2</sub>-Emissionen ist das Minimum 997 t/a. Im Kostenminimum sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen 1.260 t/a höher, was 226 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen des CO<sub>2</sub>-Minimums entspricht. Des Weiteren ist zu erkennen, dass das Kostenminimum durch eine hohe installierte Leistung von WEA charakterisiert ist. Die installierte PV-Leistung ist hier vergleichsweise gering (383 kW<sub>Peak</sub>). Die Speicherkapazität ist etwa doppelt so hoch wie die installierte PV-Leistung (pro kWh an Speicherkapazität wird dem Speicher eine Leistung von 1 kW zugewiesen). Das System mit minimalen CO<sub>2</sub>-Emissionen installiert eine einzige WEA bei gleichzeitiger Nutzung eines sehr großen Speichers.

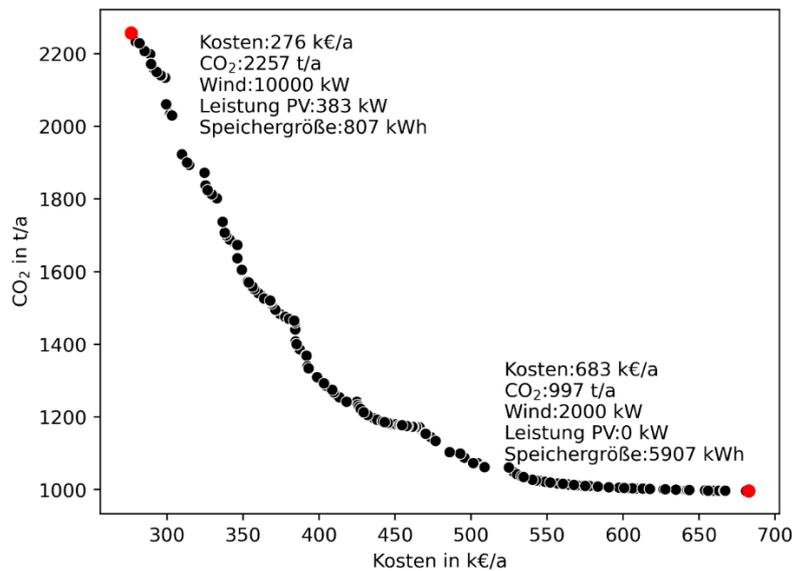


Abbildung 3-14: Pareto-Front für den OLIA-Standort in Gerolstein. Die roten Punkte markieren die Systemdimensionierung welche zu minimalen Kosten (oben links) und minimalen CO<sub>2</sub>-Emissionen (unten rechts) führen.

### Anlagendimensionierung

Abbildung 3-15, Abbildung 3-16 und Abbildung 3-17 zeigen jeweils die Zusammensetzung der Pareto-Front in Bezug auf die Anlagendimensionierung, jeweils die Anzahl der WEA, PVA und Batteriespeicherkapazität. Zur Einordnung der Pareto-Front ist noch ein weiterer Punkt durch ein Dreieck markiert, welcher als Netznutzung bezeichnet ist. Dies beschreibt die Energiekosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen, wenn die OLIA ausschließlich mit Netzstrom versorgt wird und dementsprechend keine WEA und PV-Systeme installiert sind. Für das OLIA-Versorgungskonzept in Gerolstein liegt dieses Dreieck deutlich abseits der Pareto-Front. Dies bedeutet, dass bei gleichen Kosten deutlich geringere CO<sub>2</sub>-Emissionen erzielt werden können oder dass bei gleichen CO<sub>2</sub>-Emissionen geringeren Kosten anfallen würden, wenn EEA in das System integriert werden.

Es ist zu sehen, dass die Anzahl an WEA (maximale Leistung je WEA ist 2.000 kW) wesentlich die Lage der Dimensionierung auf der Pareto-Front bestimmt. Dimensionierungen mit geringen Kosten haben eine hohe Anzahl an WEA. Die Anzahl nimmt dann stufenweise ab, bis eine einzige WEA eingesetzt wird. Im Folgenden werden daher Teile der Pareto-Front, welche die gleiche Anzahl von WEA implementieren als „Windstufe“ bezeichnet.

In Bezug auf Batteriekapazität lässt sich ableiten, dass moderate Kapazitäten auf der gesamten Pareto-Front zum Einsatz kommen. Diese stellen also eine sinnvolle Ergänzung dar, um EEA in das System zu integrieren, jeweils in Bezug auf Kosten wie auch CO<sub>2</sub>-Emissionen. Wird die Pareto-Front in Richtung minimaler CO<sub>2</sub>-Emission untersucht, so zeigt sich, dass in diesem Bereich die Batteriekapazität stetig zunimmt. Der lokale Speicher wird also zur Vermeidung des Bezugs von Netzstrom genutzt, welcher mit hoher CO<sub>2</sub>-Emission parametrisiert ist. Es ist allerdings zu beachten, dass ein zunehmender Batteriespeicher sich in stark steigenden Kosten niederschlägt, wobei die Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen vergleichsweise klein ist. Z. B. resultiert eine Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von ca. 1000 t/a auf etwa 900 t/a (10 %) in einer Kostensteigerung von 550 k€/a auf etwa 690 k€/a (ca. 25 %).

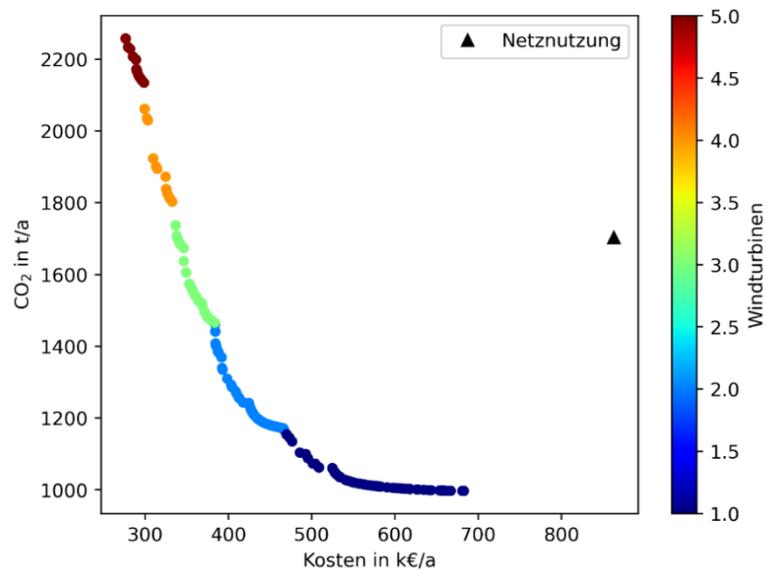


Abbildung 3-15: Einsatz von WEA auf der Pareto-Front für den OLIA-Standort Gerolstein. Eine WEA hat eine maximale Leistung von 2.000 kW.

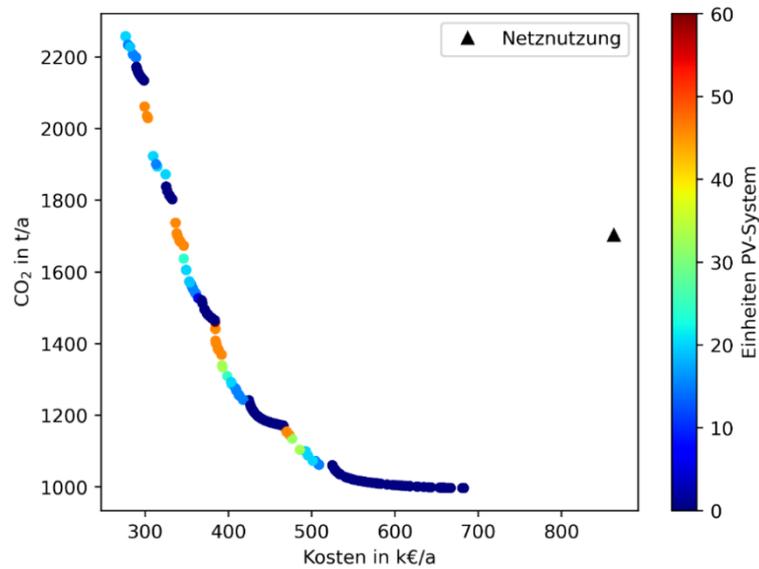


Abbildung 3-16: Einsatz von PV-Systemen auf der Pareto-Front für den OLIA-Standort Gerolstein. Ein PV-System hat eine Peakleistung von 19,14 kW.

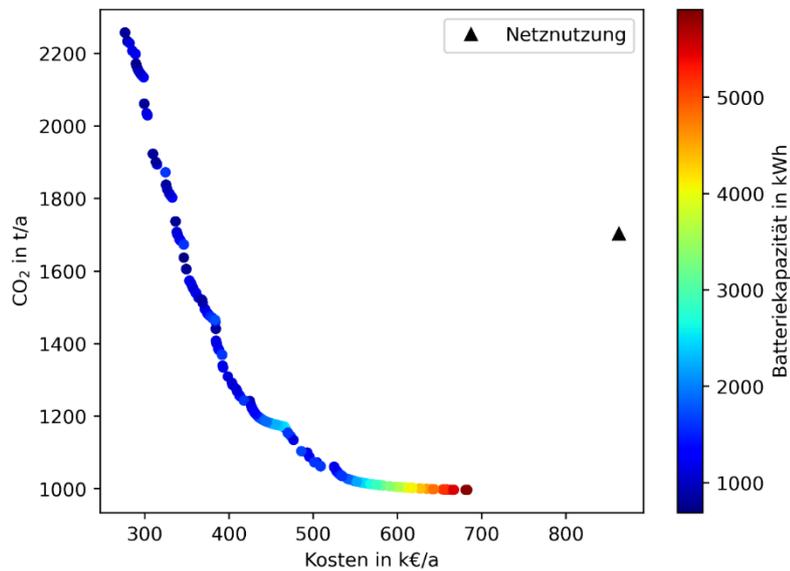


Abbildung 3-17: Einsatz von Batteriesystemen auf der Pareto-Front für den OLIA-Standort Gerolstein. Das Verhältnis von Leistung zu Energie ist konstant mit 1 kW/kWh angenommen.

### KPIs

Im Folgenden werden die Auswirkungen der Systemdimensionierungen in Bezug auf die Nutzung des Netzanschlusses näher beschrieben. Dabei werden die Spitzenlast, die Spitzeneinspeisung, der Eigenverbrauch und Autarkiegrad untersucht.

In Bezug auf Spitzenlast (Abbildung 3-18) zeigt sich eine geringe Variation auf der Pareto-Front. Die maximale Spitzenlast ist knapp 3 % größer als die minimale Spitzenlast. Generell zeigt sich, dass die höheren Spitzenlasten in Richtung des CO<sub>2</sub>-Minimums auftreten. Da die Pareto-Front durch die Anzahl der WEA definiert ist, lässt sich schlussfolgern, dass die Lastspitzen zu einer windschwachen Zeit des Jahres auftreten.

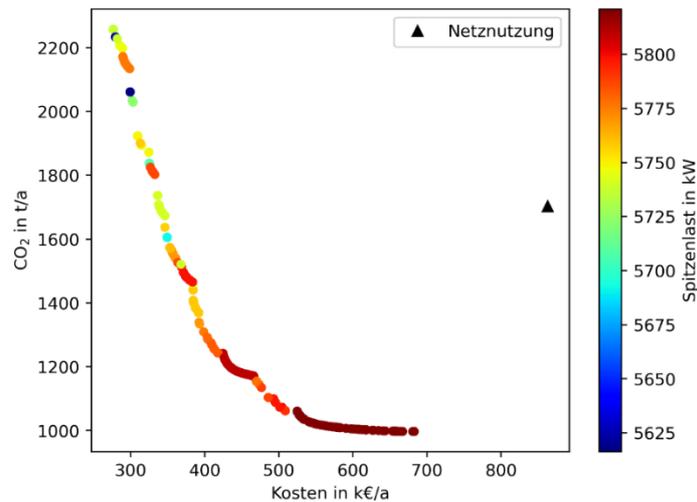


Abbildung 3-18: Spitzenlasten der Systemdimensionierungen auf der Pareto-Front des OLIA-Versorgungskonzeptes in Gerolstein

In Bezug auf die Spitzeneinspeisung (Abbildung 3-19) lässt sich eine Abhängigkeit mit der zuvor erwähnten Windstufe erkennen. Dies zeigt, dass es unabhängig von der installierten Windleistung Zeiten gibt, an denen die erzeugte Leistung vollständig in das Netz eingespeist wird.

Der Eigenverbrauch (Abbildung 3-20) beschreibt in dieser Studie, welcher Anteil der durch WEA und PVA erzeugten Energie durch lokale Lasten, in diesem Fall die OLIA, verbraucht wird. Bei der Untersuchung des Eigenverbrauches zeigt sich, wie in vorherigen Untersuchungen auch, ein stufenartiges Verhalten. Generell gilt, je geringer die Kosten, desto niedriger ist der Eigenverbrauch. Oder in Bezug auf CO<sub>2</sub>, je geringer die CO<sub>2</sub>-Emissionen, desto höher ist der Eigenverbrauch. Der relativ niedrige Eigenverbrauch im Kostenminimum, bzw. der Anteil der Pareto-Front mit geringen Kosten, zeigt, dass die Einspeisung des lokaler erzeugten EE-Stroms und die damit verbundenen Einspeisevergütungen einen wichtigen Beitrag zur Kostenverringerung leisten. Des Weiteren wird ersichtlich, dass selbst im CO<sub>2</sub>-Minimum der Eigenverbrauch nur knapp unter 60 % liegt.

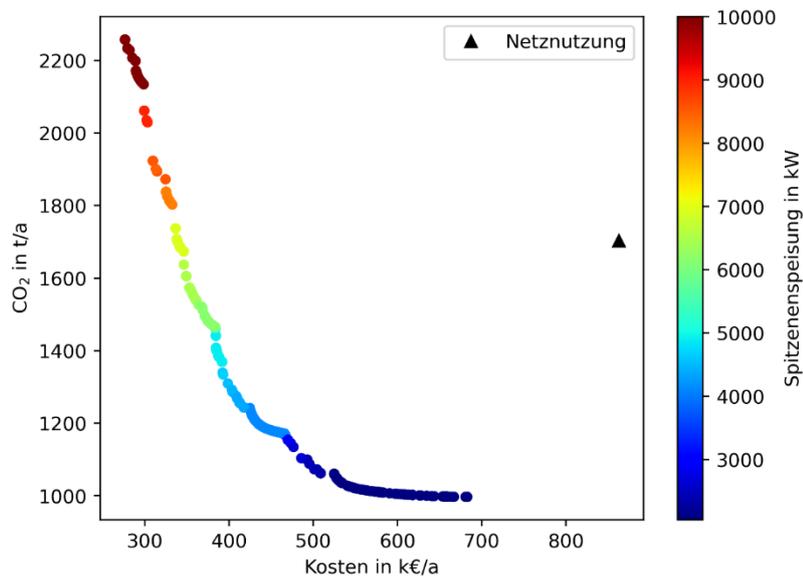


Abbildung 3-19: Spitzeneinspeisung der Systemdimensionierungen auf der Pareto-Front des OLIA-Versorgungskonzeptes in Gerolstein

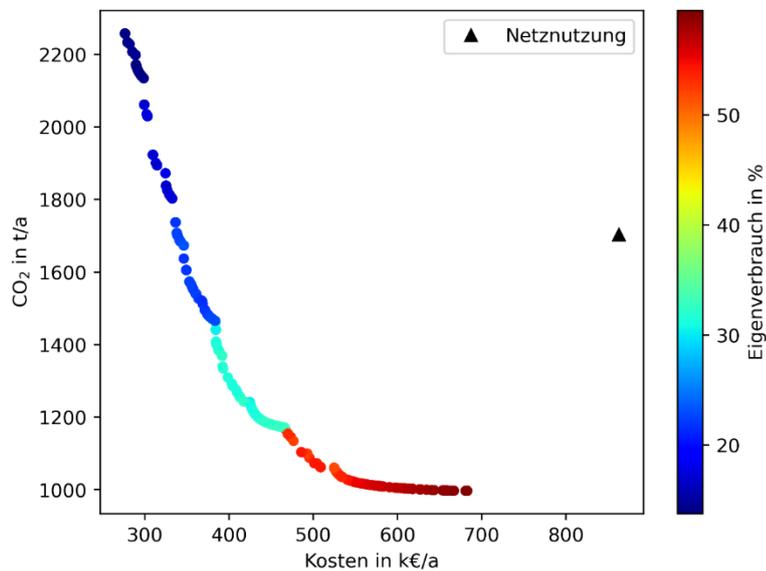


Abbildung 3-20: Eigenverbrauch der Systemdimensionierungen auf der Pareto-Front des OLIA-Versorgungskonzeptes in Gerolstein

Der Autarkiegrad (Abbildung 3-21) beschreibt den Anteil der Last, welcher durch lokale Erzeugungsanlagen, in diesem Fall Wind und PV, gedeckt wird. Typischerweise ist zu beobachten, dass sich bei der lokalen Nutzung von Erneuerbaren Energien Eigenverbrauch und Autarkiegrad entgegengesetzt entwickeln (Weniger et al. 2014). Dieser Zusammenhang ist auch für das OLIA-Versorgungskonzept in Gerolstein zu beobachten. Der Autarkiegrad ist am höchstem, etwas über 85 %, wenn der Eigenverbrauch am geringsten ist, was am Kostenminimum der Fall ist (5 WEA, 20 PVA, 807 kWh Batteriespeicher). Dies bedeutet, dass es selbst in einem kostenoptimierten Fall nicht optimal ist, den gesamten Energiebedarf

durch EE zu decken, obwohl das System in Bezug auf erzeugte Energie überdimensioniert ist (der Eigenverbrauch beträgt im Kostenminimum etwa 20 %). Die eingespeiste Energie reicht bilanziell also aus, um bestehenden Netzimport zu decken. Ausgehend vom Kostenminimum zeigt der Autarkiegrad einen sinkenden Verlauf. Das Minimum wird allerdings nicht am CO<sub>2</sub> Minimum erreicht, sondern bei Kosten von etwa 550 k€/a. Ab diesem Punkt steigt der Autarkiegrad wieder an. Die Begründung liegt in dem Zubau von Batteriekapazität. Dieses, in Bezug auf Kosten überdimensionieren des Speichers, sorgt für ein Vermeiden von Netzbezug durch Zwischenspeicherung der lokal erzeugten Energie.

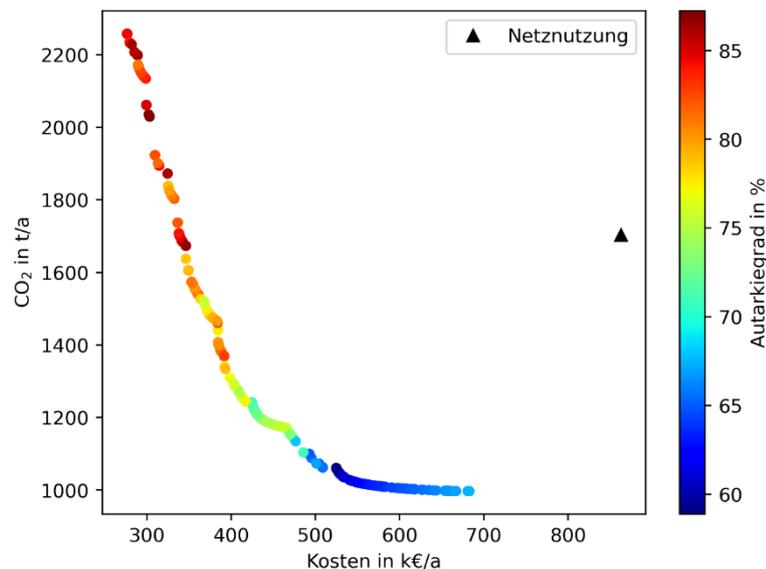


Abbildung 3-21: Autarkiegrade der Systemdimensionierungen auf der Pareto-Front des OLIA-Versorgungskonzeptes in Gerolstein

### Zusammenfassung

Zusammenfassend lassen sich folgende Punkte für Gerolstein im Hinblick auf die Optimierung der Systemkonfiguration feststellen:

- Die Integration von EEA kann sowohl Kosten als auch CO<sub>2</sub>-Emissionen reduzieren, im Vergleich zu einem Versorgungskonzept welches ausschließlich Netzbezug realisiert
- Das Pareto-Optimum wird in erster Linie durch die WEA definiert
- PV-Systeme dienen zur Feinjustierung zwischen Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen bei gegebener Anzahl von WEA
- Die Erträge durch das Einspeisen von Energie spielen eine wichtige Rolle
- Mit der aktuellen Betriebsführung werden Spitzenlasten kaum reduziert, Spitzeneinspeisung erreicht hohe Werte, wenn eine große Anzahl an WEA integriert wird
- Eine Batteriekapazität von mind. 689 kWh ist auf der gesamten Pareto-Front zu finden
- Ab Kosten von etwa 550 k€/a dient die weitere Erhöhung der Speicherkapazität in erster Linie der CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion

### 3.4.1.2 Pareto-Front Füssen

Der zweite zu untersuchende Standort für ein OLIA-Versorgungskonzept ist Füssen. Hier gibt es zwei wesentliche Unterschiede zu Gerolstein. Zum einen ist die Last am Standort Füssen deutlich kleiner (1.270 MWh/a siehe Kapitel 3.2.1.3). Zum anderen zeigt der Standort Füssen deutlich weniger Dargebot von Windenergie bei besseren PV-Erträgen im Vergleich zu Gerolstein (siehe Kapitel 3.2.1.1 und 3.2.1.2).

Ein wesentlicher Unterschied der Pareto-Front für den Standort Füssen ist, dass sich die Netzbezugsreferenz nah an der Pareto-Front befindet. Dies bedeutet nicht, dass es kein Verbesserungspotenzial gibt. Es ist sowohl eine Kosten- wie auch CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion möglich. Insbesondere der Punkt links des Referenzpunktes „Netzbezug“ verringert die Kosten im etwa 10 %, bei etwas geringeren lokalen CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Die Pareto-Front für den OLIA-Standort Füssen ist in Abbildung 3-22 dargestellt. Generell ist zu beobachten, dass sowohl Kosten als auch CO<sub>2</sub>-Emissionen niedriger sind als in Gerolstein. Das Kostenminimum für das OLIA-Versorgungskonzept Füssen beträgt 178 k€/a. Die Kosten des CO<sub>2</sub>-Minimums betragen 234 % des Kostenminimums. In Bezug auf CO<sub>2</sub>-Emissionen ist das Minimum 356 t/a. Das Kostenminimum wiederum weist CO<sub>2</sub>-Emissionen auf, die 429 % des CO<sub>2</sub>-Minimums entsprechen. Das Kostenminimum wird durch eine hohe installierte PV-Leistung, bei einer geringen Speicherkapazität ohne WEA, erreicht. Im CO<sub>2</sub>-Minimum wird keine PVA, eine WEA und einem sehr großen Speicher zugebaut.

Tabelle 3-7 zeigt einen Vergleich zwischen den beiden OLIA-Standorten.

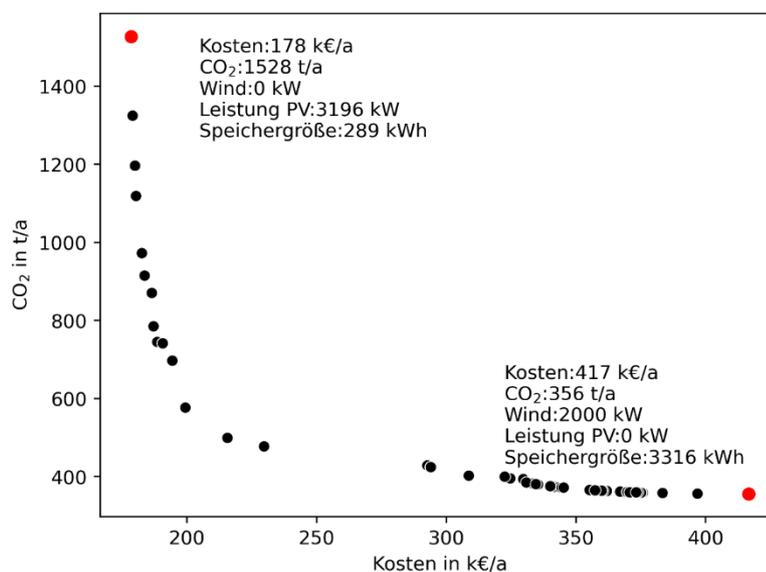


Abbildung 3-22: Pareto-Front für den OLIA-Standort Füssen. Die roten Punkte markieren die Systemdimensionierung welche zu minimalen Kosten (oben links) und minimalen CO<sub>2</sub>-Emissionen (unten rechts) führen.

TABELLE 3-6: VERGLEICH DES KOSTENMINIMUMS UND CO<sub>2</sub>-MINIMUMS ZWISCHEN DEM OLIA-STANDORTEN GEROLSTEIEN UND FÜSSEN

	Gerolstein (Kosten- minimum)	Gerolstein (CO <sub>2</sub> -Mini- mum)	Füssen (Kosten- minimum)	Füssen (CO <sub>2</sub> -Mini- mum)
WEA [kW]	10.000	2.000	0	2.000
PVA [kW]	383	0	3196	0
Speichergröße [kWh]	807	5.907	289	3.316
Kosten [k€/a]	276	683	178	417
CO <sub>2</sub> -Emissionen [t/a]	2.257	997	1.528	356

### Anlagendimensionierung

Die Pareto-Front wird in Bezug auf die Systemkomponenten der jeweiligen Anlagendimensionierung näher untersucht. Abbildung 3-23 zeigt die Ergebnisse in Hinblick auf installierten WEA, Abbildung 3-24 zeigt die installierten PV-Systeme und Abbildung 3-25 die implementierten Speicherkapazitäten.

In Bezug auf WEA zeigt sich, dass nicht in den kostengünstigen Systemen vorhanden sind. Dies zeigt klar die Auswirkungen der schlechteren Windressourcen. Dadurch haben die WEA in Füssen keinen kostenoptimierenden Effekt, welcher in Gerolstein zu beobachten ist. Allerdings ist der Teil der Pareto-Front, welche geringe CO<sub>2</sub>-Emissionen beschreibt, durch eine WEA charakterisiert. In Füssen wird Windenergie dementsprechend zur CO<sub>2</sub>-Reduktion verwendet.

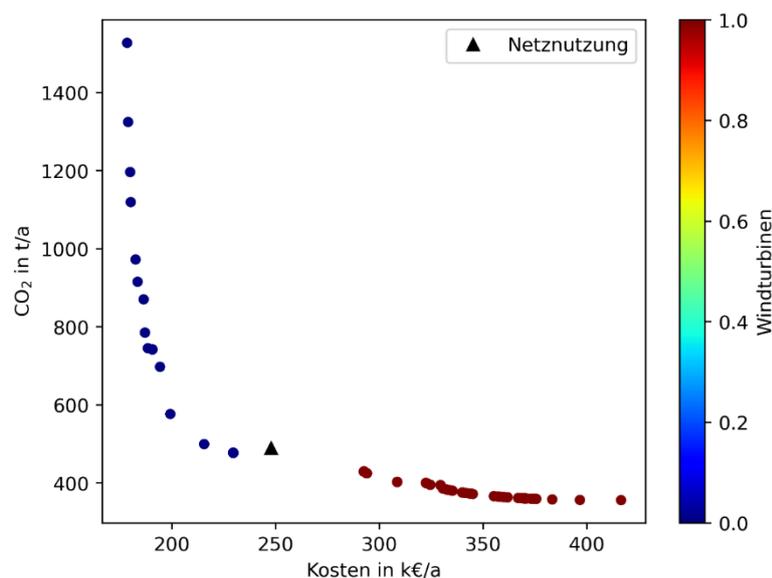


Abbildung 3-23: Anzahl von WEA je Systemkonfiguration auf der Pareto-Front für den OLIA-Standort Füssen (Nominalkapazität je WEA: 2.000 kW). Notiz: Die dezimale Skala hat bei dieser Abbildung keinen Einfluss. Die Farbskala wird aus Konsistenzgründen beibehalten.

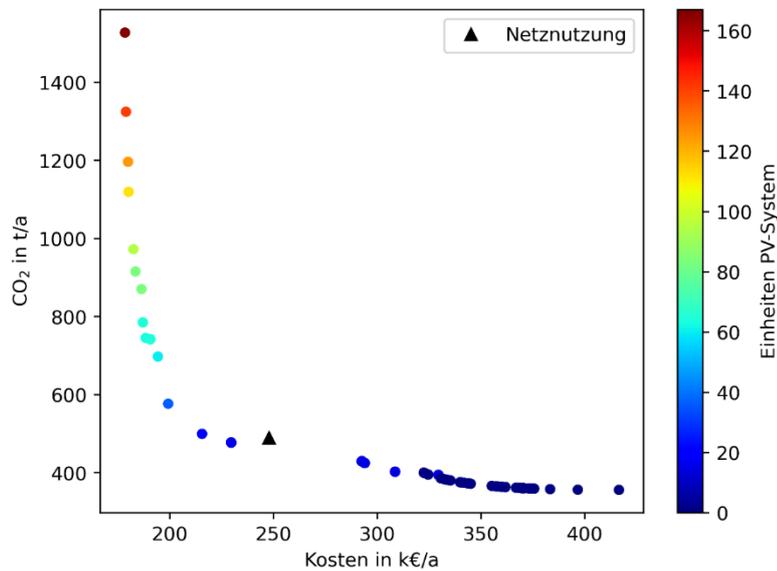


Abbildung 3-24: Einsatz von PV-Systemen auf der Pareto-Front für den OLIA-Standort Füssen (Peakleistung je PV-System: 19,14 kW)

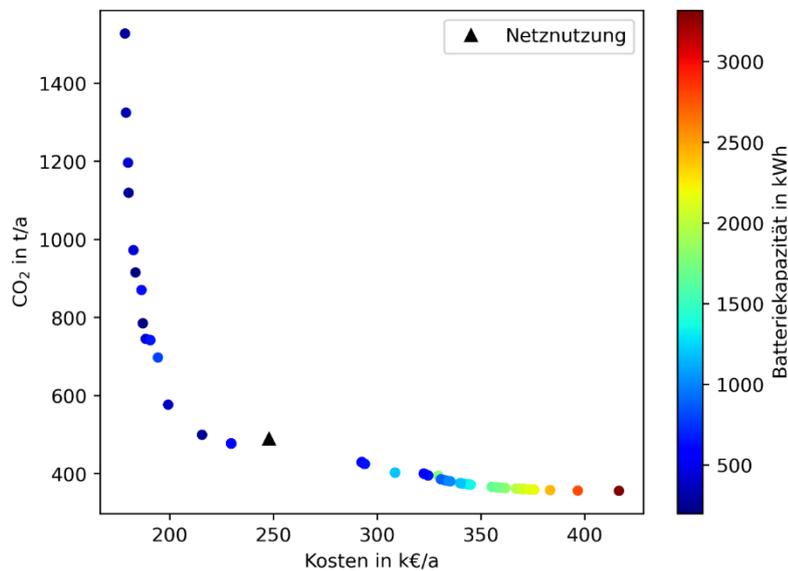


Abbildung 3-25: Einsatz von Batteriesystemen auf der Pareto-Front für den OLIA-Standort Füssen. Das Verhältnis von Leistung zu Energie ist konstant mit 1 kW/kWh angenommen.

Der Einsatz von mehr PV-Systemen resultiert am OLIA-Standort Füssen in einer Senkung der Gesamtkosten. Der Teil der Pareto-Front, welcher keine WEA installiert (links der Referenzsystemkonfiguration „Netzbezug“), implementiert stattdessen PV-Systeme, um zur Lastdeckung beizutragen. Im CO<sub>2</sub>-optimierten Teil der Pareto-Front sind hingegen wenige bis keine PV-Systeme installiert. Im CO<sub>2</sub>-optimierten Bereich wird, ähnlich wie im Fall der OLIA Gerolstein, auf den Einsatz von PV-Systemen verzichtet. Wohingegen die generell kostenoptimierende Wirkung von PV-Systemen in Füssen zu beobachten ist.

In Bezug auf die Batteriesystemdimensionierung ergibt sich ein vergleichbares Bild zum OLIA-Standort Gerolstein. Bei CO<sub>2</sub>-optimierten Systemen steigt die Größe der Batteriespeicher. Auch bei den kostenoptimierten Systemen wird ein Batteriespeicher implementiert. Im Kostenminimum sind es 289 kWh; 518 kWh weniger als am Kostenminimum am Standort Gerolstein ist. Im kostenoptimierten Teil (Teil ohne Windenergie) wird an der OLIA Füssen im Durchschnitt 552 kWh an Batteriespeicher installiert.

### KPIs

In Bezug auf maximale und minimale Leistungen sind die Ergebnisse für Füssen vergleichbar mit denen am Standort Gerolstein. Es ist eine geringe Variation in Bezug auf Spitzenlasten zu beobachten. Die Spitzeneinspeisung resultiert, wie auch schon in Gerolstein, aus der installierten Leistung von EEA. Generell gilt, je höher die installierte Gesamtleistung aus EEA, desto höher ist auch die Spitzeneinspeisung. Die Abbildungen zu Spitzenlast und Einspeisung sind im Anhang zu finden (Abbildung 3-51 und Abbildung 3-52).

In Abbildung 3-26 sind die Eigenverbrauchswerte und Abbildung 3-27 die Autarkiewerte der Systemdimensionierungen auf der Pareto-Front dargestellt.

Der Wertebereich des Eigenverbrauches ist für den Standort Füssen deutlich größer. In Füssen wird ein maximaler Wert von knapp über 90 % erzielt, in Gerolstein sind es um die 60 %. Die Lage des maximalen Eigenverbrauches befindet sich in Füssen nicht beim CO<sub>2</sub>-Minimum. Dadurch, dass wenige PV-Systeme installiert sind, welche eine vergleichsweise geringe Leistung haben, kann ein hoher Eigenverbrauch erzielt werden.

Die Autarkiewerte der Pareto-Front am Standort Füssen zeigen, wie auch die Eigenverbrauchswerte, einen größeren Wertebereich im Vergleich zum Standort Gerolstein. Dadurch, dass zum Teil wenige PV-Systeme ohne ergänzende Windenergieerzeugung installiert werden, kann bei diesen Dimensionierungen nur ein geringer Teil der lokalen Last durch lokale Erzeugung bedient werden. Am OLIA-Standort Füssen befinden sich die höchsten Autarkiegrade überwiegend in der Nähe des CO<sub>2</sub>-Minimums, während sich die höchsten Autarkiegrade am Standort Gerolstein am Kostenminimum befinden.

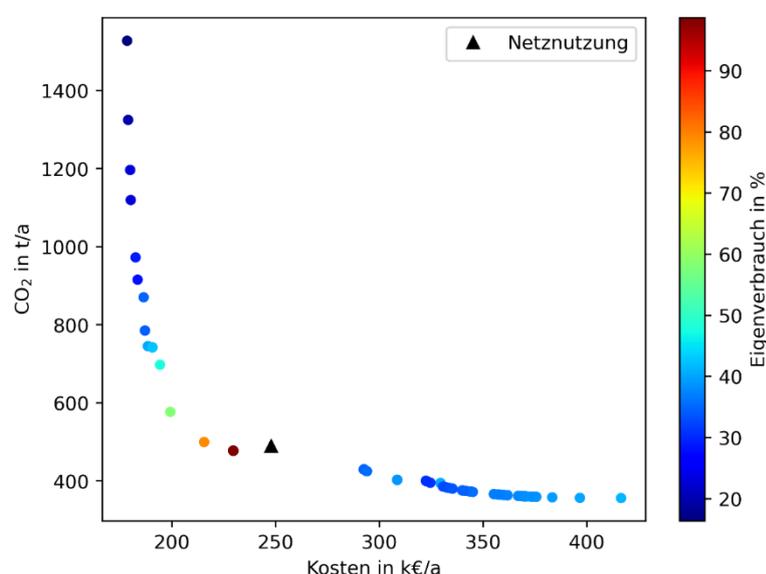


Abbildung 3-26: Eigenverbrauch der Systemdimensionierungen auf Pareto-Front des OLIA-Versorgungskonzept in Füssen

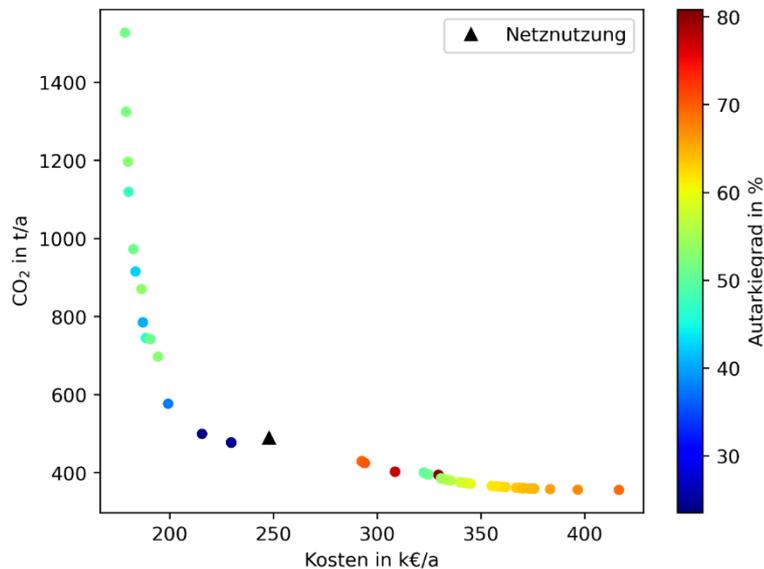


Abbildung 3-27: Autarkiegrade der Systemdimensionierungen auf der Pareto-Front des OLIA-Versorgungskonzept in Füssen

### Zusammenfassung

Zusammenfassend lasen sich folgende Punkte für Füssen herausarbeiten:

- Die Integration von Erneuerbaren erweitert den Möglichkeitsraum. Es können CO<sub>2</sub>-Emissionen oder Kosten reduziert werden.
- WEA teilen die Pareto-Front in einen CO<sub>2</sub>-optimierten und einen kostenoptimierten Teil auf.
- PV-Systeme dienen der weiteren Kostensenkung im kostenoptimierten Teil. (keine WEA)
- Eine mindestens moderate Batteriekapazität ist auf der gesamten Pareto-Front zu finden. Im CO<sub>2</sub> optimierten Teil wird deutlich mehr Speicherkapazität installiert.

### 3.4.1.3 Sensitivität bezüglich der verwendeten Zeitreihen

In diesem Teil erfolgt noch eine Sensitivitätsuntersuchung der Pareto-Fronten in Bezug auf die verwendeten Zeitreihen. Es werden dabei die Lastzeitreihen wie auch die Wetterzeitreihen variiert.

#### Synthetische vs. Normalfall-Zeitreihe

In diesem Abschnitt wird in Vergleich zwischen der synthetischen Lastzeitreihe und einer Lastzeitreihe, die ausschließlich den Normalfall nutzt, angestellt. Da die synthetische Lastzeitreihe als Basis die Normalfall-Zeitreihe nimmt, welche in zwei Extremwochen in Winter und Sommer durch den Auslegungsfall ersetzt wird (siehe Kapitel 3.2.1.3), kann hierdurch der Einfluss von Extremwetterphasen, bzw. dadurch bedingter zusätzlicher Klimatisierungsbedarf, auf die Lage der Pareto-Fronten abgeschätzt werden.

Die Ergebnisse sind in Abbildung 3-28 dargestellt. Die schwarzen Markierungen beschreiben den Standort Gerolstein, die grünen Markierungen den Standort Füssen. Es zeigt sich, dass, wie im vorherigen Kapitel beschreiben, die Pareto-Fronten deutlich zum Teil auseinanderliegen.

Wird der synthetische Fall mit dem Normalfall für Gerolstein verglichen, so zeigt sich, dass an diesem Standort die synthetische Lastzeitreihe die Pareto-Front hin zu höheren Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen verschiebt. Die Distanz zwischen beiden Fronten unterscheidet sich nicht wesentlich über den gesamten Verlauf der Front.

Für den Standort Füssen kann ein Überlappen der Pareto-Fronten im Bereich von geringen CO<sub>2</sub>-Emissionen beobachtet werden. Dies deutet darauf hin, dass die einzelne WEA überdimensioniert ist, wodurch der zusätzliche Energiebedarf einen geringen Einfluss hat. Ein höher aufgelöstes Dimensionieren der Windenergieleistung ist durch die Rahmenbedingung, dass Zubau in diskreten Stufen stattfinden muss, nicht möglich. Im Bereich ohne WEA ist eine Distanz zwischen dem Fall mit synthetischem Lastprofil und normalem Lastprofil erkennbar. Die Distanz ist allerdings geringer als am Standort Gerolstein, was durch die geringere Last in Füssen zu erklären ist.

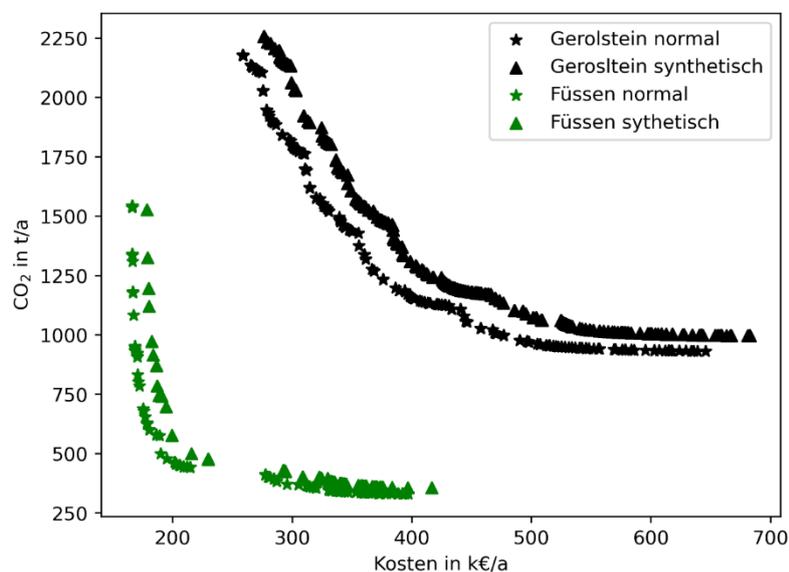


Abbildung 3-28: Vergleich der Pareto-Fronten für Gerolstein und Füssen bei Modellierung der Last durch die synthetische Zeitreihe (Dreieck), welche Extremlastphasen beinhaltet, und ausschließlicher Modellierung durch den Normalfall (Stern)

### Einfluss der Wetterzeitreihe

Als weitere Untersuchung wird die Sensitivitätsuntersuchung in Bezug auf die Wetterbedingungen durchgeführt. Hierzu werden die Wetterzeitreihen an den jeweiligen Standorten ausgetauscht. Es werden für beide Standorte die synthetischen Lastzeitreihen verwendet. Es entsteht das Szenario „Gerolstein Last“ kombiniert mit der Wetterzeitreihe für den Standort Füssen und das Szenario „Füssen Last“ kombiniert mit der Wetterzeitreihe für den Standort Gerolstein. Generell erweitert sich der Untersuchungsrahmen um ein Szenario mit hoher Last und guten PV-Ressourcen bei schlechten Windressourcen und ein Szenario mit einer geringeren Last bei guten Windressourcen und schlechten PV-Ressourcen.

Abbildung 3-29 zeigt den Vergleich zwischen den beiden Standorten bei Austausch der Wetterzeitreihen. In Schwarz sind Lastzeitreihen für Gerolstein (hohe Last) dargestellt, in Grün die Lastzeitreihen für Füssen (geringere Last). Die jeweilige Wetterzeitreihe wird durch den Marker beschrieben. Ein Stern markiert Ergebnisse unter Verwendung der Gerolsteiner Wetterzeitreihe (gute Windressourcen),

ein Dreieck markiert die Füssener Wetterzeitreihen (bessere PV-Ressourcen). Für den Standort Gerolstein zeigt sich ein deutlicher Unterschied zwischen den beiden Wetterzeitreihen. Die durch Sterne markierte Pareto-Front befindet sich verschoben in Richtung des Ursprungs. Die durch Dreiecke markierte Pareto-Front weist höhere Kosten und lokale CO<sub>2</sub>-Emissionen auf. Für die Füssen-Lastzeitreihe ist die Differenz zwischen den beiden Lastzeitreihen weniger deutlich, da die Distanz zwischen beiden Pareto-Fronten kleiner ist. Auch im Falle der Füssener Lastzeitreihe werden bei besseren Windressourcen geringere Kosten und lokale CO<sub>2</sub>-Emissionen erzielt. Dies zeigt, dass Windenergie für den beschriebenen Anwendungsfall großes Potenzial zur Kosten- und CO<sub>2</sub>-Emissionssenkung aufweist, insbesondere bei zunehmender Last.

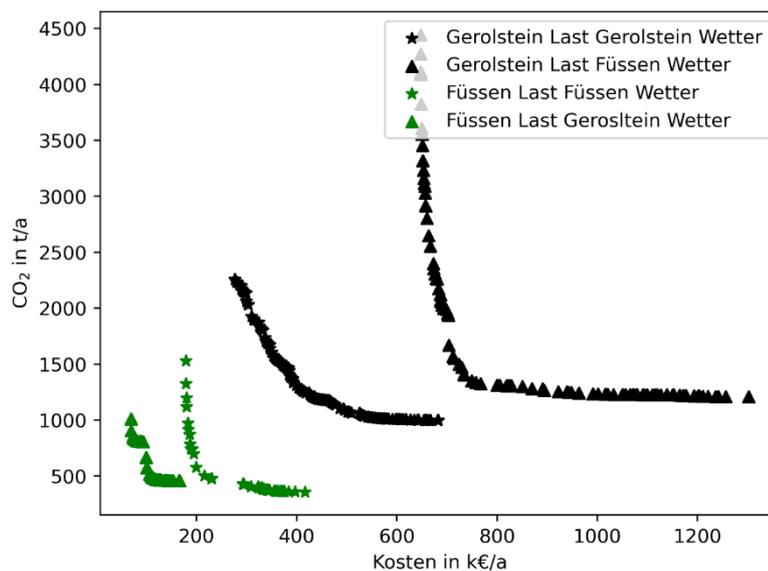


Abbildung 3-29: Sensitivität der Pareto-Fronten in Bezug auf die Kombination von Wetter- und Lastzeitreihe (unter Verwendung des synthetischen Lastprofils)

## Zusammenfassung

Zusammenfassend können folgende Punkte genannt werden:

- Sensitivität bezüglich der Lastzeitreihe
  - Die Integration von Zeiten mit Extremlast durch die synthetische Zeitreihe verschiebt die Pareto-Front für den Standort Gerolstein hin zu höheren Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen.
  - Für den Standort Füssen erfolgt durch die Integration der Extremlast eine Verschiebung der Pareto-Front primär im kostenoptimierten Teil hin zu höheren Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen.
- Sensitivität bezüglich der Wetterzeitreihe
  - Der Einfluss der Wetterzeitreihe auf die Pareto-Front ist Lastabhängig, wodurch in Füssen (geringere Last) die Verschiebung weniger deutlich ist als in Gerolstein (höhere Last).
  - In beiden Lastfällen können bei höherem standortseitigen Windangebot mit dem Zubau von WEA die Gesamtkosten weiter gesenkt werden, im Vergleich zum Standort mit höherem PV-Ertrag und niedrigerem Wind-Ertrag.

### 3.4.1.4 Vergleich der Systemkonfigurationen der OLIA-Standorte

Zur Visualisierung der Einsatzplanung werden die Ergebniszeitreihen von zwei Wochen jeweils für den Standort Gerolstein und Füssen dargestellt. Dabei wird eine Kompromisslösung zwischen Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen dargestellt, welche sich mittig in den Pareto-Fronten befindet.

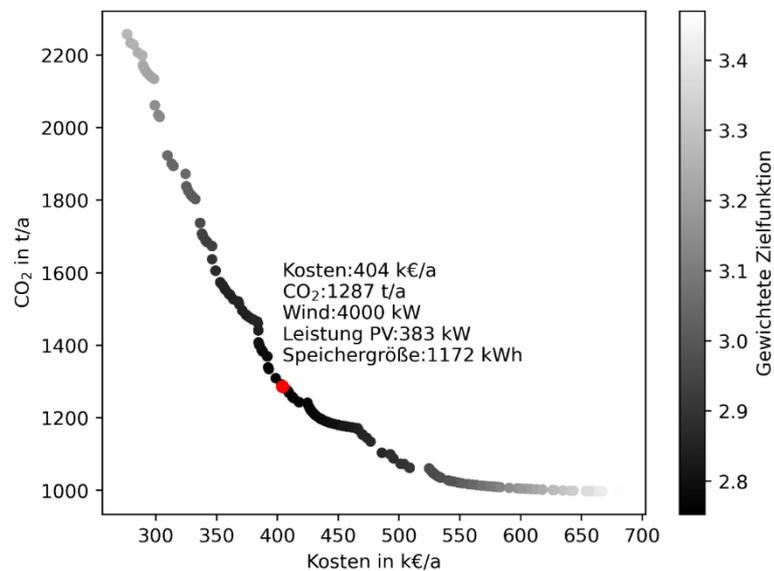
Um diese zu ermitteln, wird für jede Systemdimensionierung  $i$  mit den Entsprechenden Kosten  $Kosten(i)$  und CO<sub>2</sub>-Emissionen  $CO_2(i)$  eine gewichtete Zielfunktion wie folgt berechnet:

$$\text{Gewichtete Zielfunktion } (i) = \frac{Kosten(i)}{Kosten_{\text{Minimum}}} + \frac{CO_2(i)}{CO_{2,\text{Minimum}}}$$

Die Kompromisslösung stellt schließlich die Systemdimensionierung dar, bei welcher der Wert der gewichteten Zielfunktion das Minimum aufweist. Die Lage auf der Pareto-Front für den OLIA-Standort Gerolstein ist in

Abbildung 3-30, die Lage auf der Pareto-Front für den OLIA-Standort Füssen in Abbildung 3-31, dargestellt.

Abbildung 3-30: Lage der Kompromissdimensionierung auf der Pareto-Front für den Standort Gerolstein



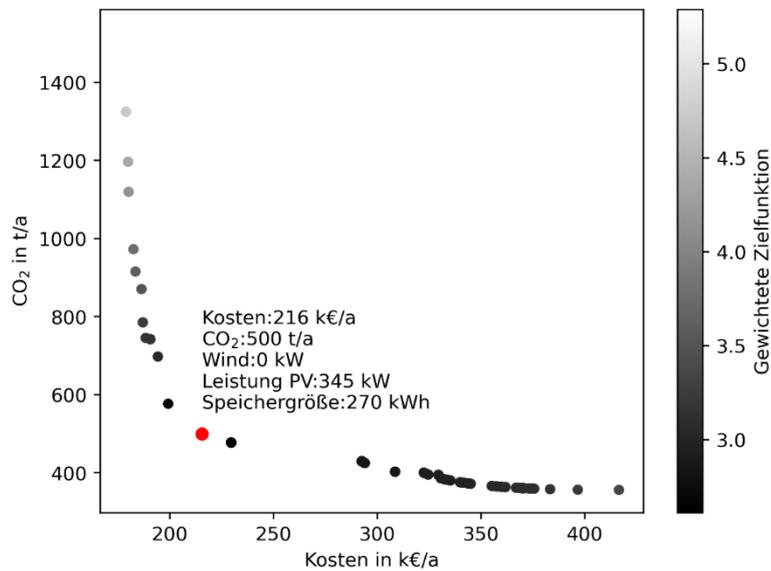


Abbildung 3-31: Lage der Kompromissdimensionierung auf der Pareto-Front für den Standort Füssen

TABELLE 3-7: DIMENSIONIERUNG DER KOMPROMISSLÖSUNGEN DER OLIA-VERSORGUNGSKONZEPT FÜR DIE STANDORTE GEROLSTEIN UND FÜSSEN

	Gerolstein	Füssen
<b>Last</b>	4.467 MWh/a	1.270 MWh/a
<b>Installierte WEA</b>	2 (4.000 kW)	0 (0 kW)
<b>Installierte PVA</b>	20 (383 kW <sub>Peak</sub> )	18 (345 kW <sub>Peak</sub> )
<b>Batteriespeicherkapazität</b>	1.172 kWh	270 kWh
<b>Kapazität des Netzanschlusses</b>	10.000 kW	5.000 kW

Zusätzlich werden in Tabelle 3-7 die beiden Kompromisslösungen der OLIA-Standorte verglichen. Der Vergleich zeigt, dass in beiden Systemen ähnlich viel PV-Leistung zugebaut wird. Am OLIA-Standort Gerolstein werden jedoch zusätzlich zwei WEA und ein deutlich größerer Speicher installiert.

### Standort Gerolstein

Abbildung 3-32 zeigt einen Ausschnitt der Simulationsergebnisse für den Standort Gerolstein. Positive Leistungen beschreiben Leistungsflüsse, die das System verlassen (Last), negative Leistungen die in das System eingespeist werden (Erzeugung). Die Last durch die OLIA ist durch viele kurzzeitige Lastspitzen gekennzeichnet (dargestellt in grün). Diese Last wird durch die lokalen Erneuerbaren, Netzbezug und das Entladen der Batterie bedient. Über die Woche ist eine relativ gleichmäßige geringe PV-Erzeugung (dargestellt in Gelb) vorhanden. Diese wird ergänzt durch eine weitaus größere Windenergieerzeugung (dargestellt in Blau). Diese zeigt im Wochengang eine ausgeprägtere Variation als die PV-Zeitreihe. An

einzelnen Tagen ist die Erzeugung der WEA relativ hoch (Tage: 1, 5, 6 und 7), an den verbleibenden Tagen (Tage: 2, 3 und 4) hingegen gering. An den Tagen mit hoher WEA-Erzeugung werden einige Lastspitzen nicht bedient, an den Tagen mit geringer WEA-Erzeugung kann ein großer Teil des Tagesenergiebedarfs nicht bedient werden. Ein Teil der Last wird durch die Batterie bedient (dargestellt durch bräunliche negative Leistungen). Die Batterie kann allerdings nicht die gesamte übrige Last ausgleichen. Hierfür gibt es zwei Ursachen. Zum einen zu geringer Ladestand. Insbesondere am zweiten und dritten Tag ist der Ladestand der Batterie sehr gering (untere Kurve der Abbildung).

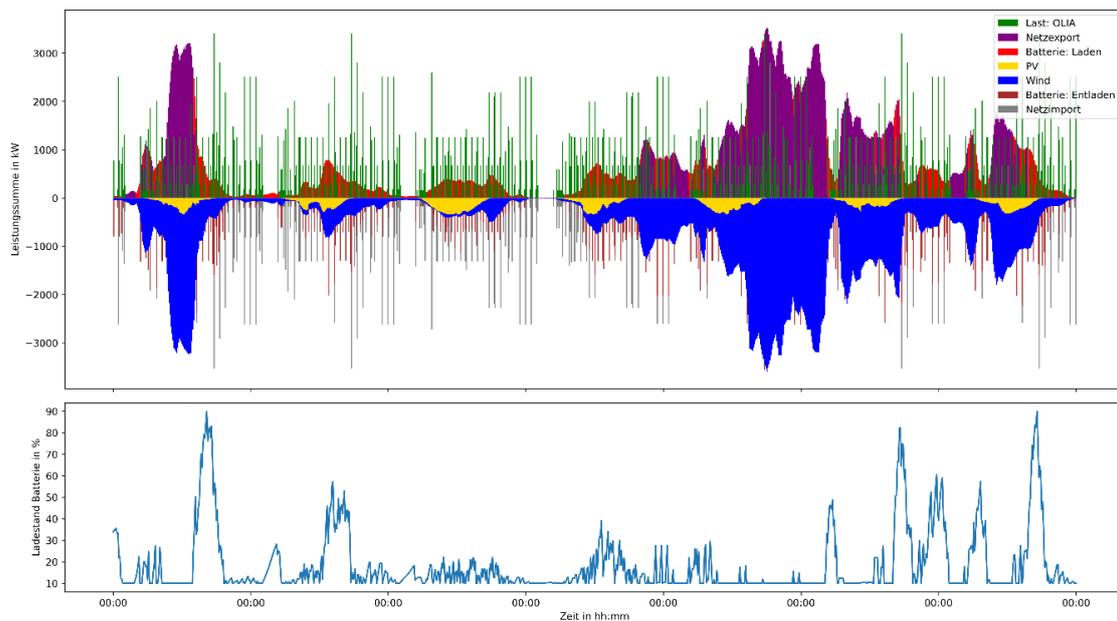


Abbildung 3-32: Verlauf der Leistungen und des Speicherstandes für die erste Aprilwoche am Standort Gerolstein für eine Systemdimensionierung die einen Kompromiss zwischen Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen darstellt

Ein weiterer Grund ist ein Mangel an Leistung. Die Batterie dieser Dimensionierung kann 1.172 kW bereitstellen. Die Lastspitzen erreichen allerdings 3.000 kW, wodurch zusätzliche Leistung benötigt wird. Fehlende Leistung und Energie werden durch Netziimport bereitgestellt (dargestellt in Grau). Die Erzeugung zwischen den Lastspitzen wird genutzt um die Batterie zu laden (dargestellt in Rot). Überschüssige Erzeugung der Erneuerbaren wird in das Netz eingespeist (dargestellt in Violett). Dies ist insbesondere in Zeiten von hoher Windenergieerzeugung zu beobachten.

Abbildung 3-33 zeigt die Jahresdauerlinien der Komponenten am Standort Gerolstein. Es ist zu sehen, dass die Windenergieerzeugung größer ist als die Last der OLIA. Dementsprechend wird ein Großteil der Windenergieerzeugung in das Netz eingespeist. PV-Energie hat einen geringen Anteil an der Energieversorgung des OLIA-Standorts Gerolstein. Netziporte werden nur ca. 1.000 Stunden im Jahr genutzt, dies allerdings auf einem Leistungsniveau, das dem der OLIA entspricht (Verluste durch die Leistungselektronik sind der Grund für den Unterschied). Daher ist der Anschluss an das öffentliche Stromnetz in der beschriebenen Dimensionierung ein wichtiger Bestandteil um die Fluktuationen der Erzeugung aus EE, hier insbesondere Wind, auszugleichen. Der Batteriespeicher wird über das ganze Jahr betrachtet bei höheren Leistungen entladen als geladen. Im Jahr fallen etwa 210 Stunden mit maximale Entladeleistung an, wohingegen auf der Ladeseite die maximale Leistung lediglich für etwa 40 Stunden anliegt.

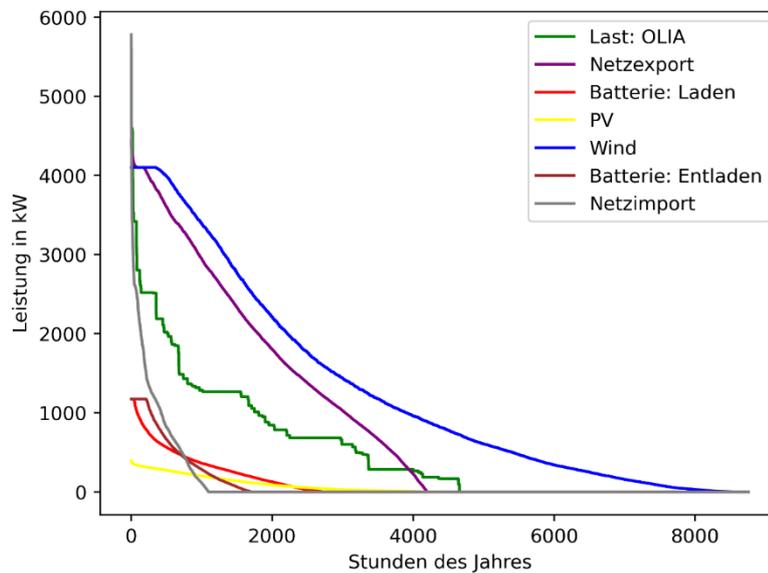


Abbildung 3-33: Jahresdauerlinie für Netz-Import, -Export, Windenergieerzeugung, PV-Erzeugung und Last an der OLIA für den Standort Gerolstein

### Standort Füssen

Abbildung 3-34 zeigt die gleiche Aprilwoche für die Kompromisslösung am Standort Füssen. In dieser Systemdimensionierung erfolgt kein Zubau von WEA. Die lokale Energieerzeugung basiert ausschließlich auf PVA. Hierdurch lässt sich ein wesentlicher Unterschied im Speicherverhalten beobachten. Der Batteriespeicher wird über Tag möglichst vollgeladen und im Anschluss entladen. Hierbei ist die limitierende Größe in der Regel die Speicherkapazität bzw. die aus EEA bereitgestellte Energie. Bedingt durch die geringere Last, insbesondere in Bezug auf hohe Leistungswerte, ist das Leistungsvermögen hier kein einschränkender Faktor. Des Weiteren ist die Netzeinspeisung hier deutlich geringer als bei dem Beispiel am Standort Gerolstein.

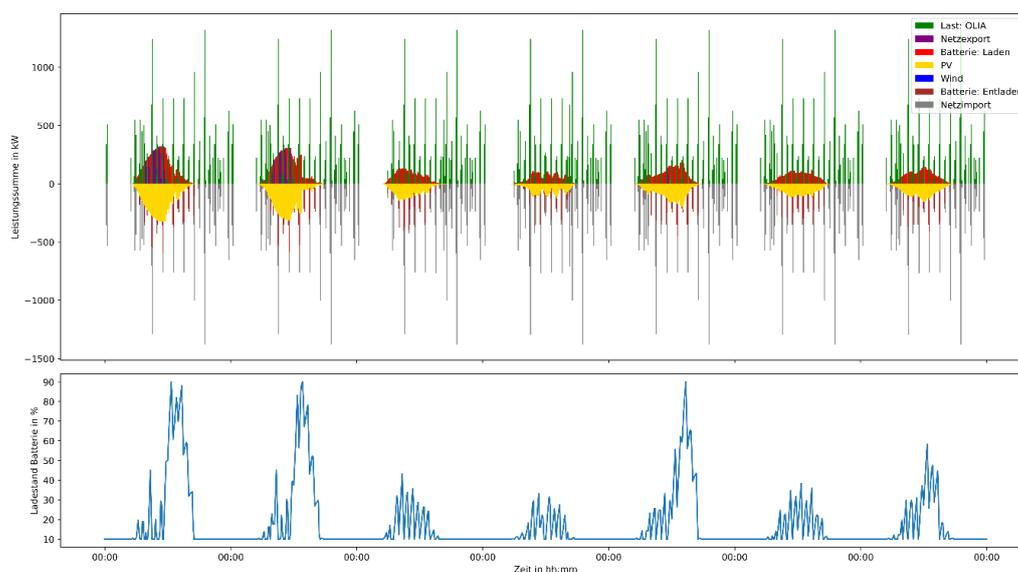


Abbildung 3-34: Verlauf der Leistungen und des Speicherstandes für die erste Aprilwoche am OLIA-Standort Füssen für eine Systemdimensionierung die einen Kompromiss zwischen Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen darstellt

Die Jahresdauerlinien für die Kompromisslösung am Standort Füssen sind in Abbildung 3-35 dargestellt. Hier wird keine WEA eingesetzt, allerdings vergleichbar viele PVA wie am OLIA-Standort Gerolstein. Dadurch, dass die Last durch die OLIA in Füssen geringer ist als in Gerolstein, leisten PVA anteilig einen größeren Beitrag. Es ist allerdings zu sehen, dass die Peakleistung (345 kW) nur sehr wenige Stunden im Jahr anliegt. Ein wesentlicher Unterschied zwischen den Versorgungskonzepten der OLIA in Füssen und Gerolstein ist, dass an der OLIA Gerolstein ein Überschuss an Energie über das Jahr vorhanden ist (die Windkurve liegt deutlich über der OLIA-Kurve, PV würde einen weiteren Beitrag leisten), während dies bei der OLIA Füssen nicht der Fall ist (keine WEA und die PV-Kurve liegt unterhalb der OLIA-Kurve).

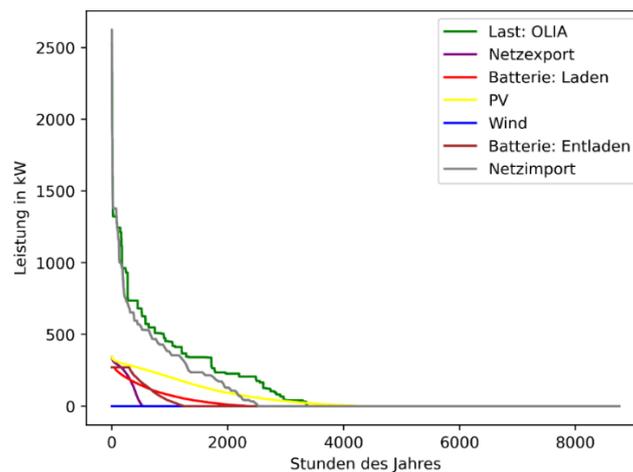


Abbildung 3-35: Jahresdauerlinie für Netz-Import und -Export, Windenergieerzeugung, PV-Erzeugung und Last an der OLIA für den Standort Füssen

### Zusammenfassung

Die Analyse der Zeitreihen und Jahresdauerlinien für eine Systemdimensionierung, die einen Kompromiss zwischen Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen darstellt, hat folgende wesentliche Aspekte aufgezeigt:

- Beide Systeme, an den OLIA-Standorten Gerolstein und Füssen, benötigen zusätzlich zur lokalen Erzeugung aus EEA das öffentliche Stromnetz um die Last der OLIA zu bedienen.
- Die kurzen Lastspitzen resultieren in viel Energie die ins Netz eingespeist wird (Gerolstein) bzw. die werden Leerlaufzeiten zur Zwischenspeicherung genutzt (Füssen).
- Aus der Batteriespeicherdimensionierung der OLIA Gerolstein resultiert, dass die Last sowohl aufgrund von Leistungs- als auch Kapazitätseinschränkungen nicht bedient werden kann, da EEA ein volatiles Einspeiseprofil aufweisen.
- Der Einsatz von Windenergie zeigt im Tagesgang kein klares, wiederkehrendes Profil, was in einer wenig gleichförmigen Batterienutzung resultiert (bei PVA und Batteriespeichern ist ein eindeutiger Tag-Nacht-Rhythmus zu erkennen, was sich insbesondere am OLIA-Standort Füssen in der Speichernutzung widerspiegelt).

## 3.4.2 HRS-Versorgungskonzept

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Einbindung von EE bei der Produktion von Wasserstoff für die Betankung von Wasserstofftriebzügen vorgestellt (siehe Kapitel 3.3.2). Insgesamt werden in dieser Studie drei Versorgungspfade für Wasserstoff untersucht:

1. On-Site-Elektrolyse und Einbindung einer WEA und PVA
2. Off-Site-Elektrolyse an zwei separaten Standorten und anschließender Trailerbelieferung der HRS
  - Off-Site-Elektrolyse an einem Standort mit WEA
  - Off-Site-Elektrolyse an einem Standort mit PVA
3. Trailerbelieferung

Die Beschreibung der Standorte kann dem Kapitel 3.3.2 entnommen werden. Die in diesem Kapitel vorgestellten Ergebnisse beziehen sich vorrangig auf den Standort Gerolstein, da dieser auch hinsichtlich des Einsatzes von BEMU untersucht wird. Daher werden die Ergebnisse des HRS-Versorgungskonzeptes für den Standort Gerolstein im Detail ausgewertet. Detaillierte Ergebnisse für den Standort Osnabrück befinden sich im Anhang (Kapitel 3.8.2). Die wesentlichen Unterschiede zwischen den beiden Standorten werden in Kapitel 3.4.2.4 und Kapitel 3.4.2.5 über die Volllaststunden der Elektrolyseure der jeweiligen Versorgungskonzepte dargestellt.

Die hier untersuchten Versorgungskonzepte mit On- und Off-Site-Elektrolyseur sind sehr komplex. Im Besonderen das Off-Site-Konzept enthält viele Freiheitsgrade und Komponenten, die sich gegenseitig beeinflussen. Durch weitere Optimierungen kann die Dimensionierung der Komponenten weiter verbessert werden. Die Ergebnisse zeigen eine Bandbreite möglicher Dimensionierungsvarianten der Versorgungskonzepte sowie deren qualitativer Bewertung für die Potenziale der Einbindung von EEA zur Versorgung von SPNV-Triebzügen auf.

Für das erste Versorgungskonzept On-Site-Elektrolyse werden alle hier ermittelten Ergebnisse auf einer Pareto-Front dargestellt und allgemeine Abhängigkeiten beschrieben. Zudem erfolgt eine Gegenüberstellung der unterschiedlichen Energiesysteme hinsichtlich der Optimierungsgrößen, Dimensionierung der Komponenten sowie ausgewählter Betriebsparameter. Für eine ausgewählte Systemkonfiguration wird die Dimensionierung der Komponenten vorgestellt und der Füllstand des Wasserstoffspeichers in Abhängigkeit von der erzeugten Leistung der WEA dargestellt.

Analog erfolgt die Auswertung für das Versorgungskonzept Off-Site-Elektrolyse. Der Füllstand des Wasserstoffspeichers am Standort mit PVA wird in Abhängigkeit der erzeugten Leistung der PVA dargestellt.

Zudem wird der Einfluss der H<sub>2</sub>-Trailerbelieferung näher untersucht. Diese ist im Versorgungskonzept Off-Site-Elektrolyse sowie bei der reinen Versorgung von Wasserstoff durch Trailer (Lkw) relevant.

Anschließend wird ein Vergleich der Volllaststunden zwischen den beiden Versorgungskonzepten On-Site- sowie Off-Site-Elektrolyse angestellt, um den Betrieb der Elektrolyseure zu beurteilen. Am Ende erfolgt eine Zusammenfassung der Ergebnisse.

### 3.4.2.1 On-Site-Elektrolyse am Beispiel Gerolstein

Im Versorgungskonzept On-Site-Elektrolyse wird Wasserstoff in Gerolstein in räumlicher Nähe der HRS produziert. Die Versorgung mit Energie erfolgt durch die Nutzung von EE oder durch das lokale Stromnetz.

Um die Auswirkungen einer unterschiedlichen Dimensionierung der Anlagenkomponenten zu untersuchen, wurde das Energiesystem vor Ort modelliert und anschließend der Betrieb der HRS simuliert (siehe Kapitel 3.3.2). Der jährliche Bedarf von ca. 1.380 t Wasserstoff wurde vorab in einer Bedarfszeitreihe abgebildet und wird von allen untersuchten Energiesystemen gedeckt. In Abbildung 3-36 wird das Ergebnis einer Optimierung des Energiesystems sowie der HRS hinsichtlich geringster Kosten- sowie

CO<sub>2</sub>-Emissionen dargestellt. Alle optimalen Lösungen verlaufen auf einer Pareto-Front. Geringste Kosten des Systems bedeuten die höchsten jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen. Umgekehrt lassen sich geringste CO<sub>2</sub>-Emissionen nur mit höchsten jährlichen Kosten erreichen.

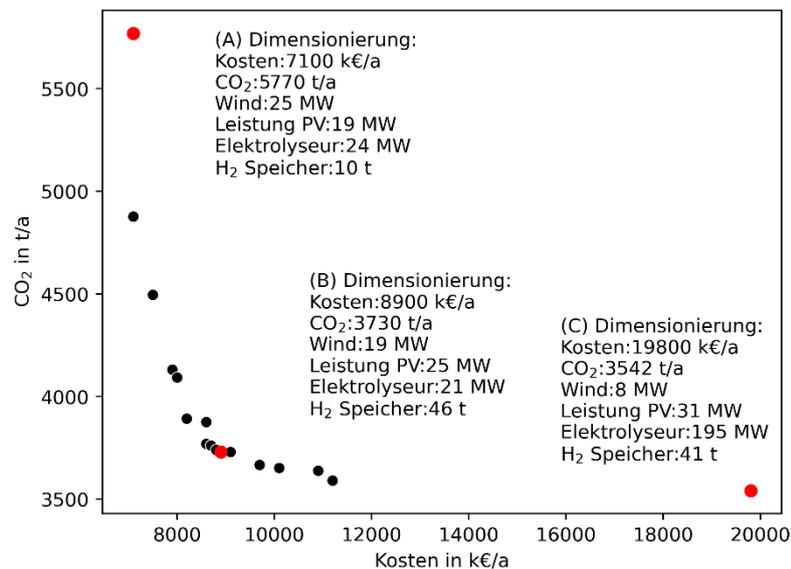


Abbildung 3-36: Pareto-Front für das On-Site-Versorgungskonzept am Standort Gerolstein

Die Dimensionierung der Komponenten der abgebildeten, optimalen Lösungen auf der Pareto-Front unterscheiden sich stark. Das System (A) erzielt im Vergleich zu den anderen Systemen die geringsten jährlichen Kosten in Höhe von 7,1 Mio. €/a, verursacht jedoch die höchsten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Höhe von ca. 5.770 t/a. Charakteristisch ist die hohe installierte Leistung an WEA sowie der im Vergleich zu den anderen Energiesystemen kleiner Wasserstoffspeicher. Die Dimensionierung der Komponenten resultiert zudem im höchsten, jährlichen Bezug von Energie (ca. 5.200 MWh) aus dem lokalen Stromnetz.

Das System (C) emittiert pro Jahr etwa 3.500 t/a und damit die geringsten CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich. Es ist mit jährlichen Kosten in Höhe von ca. 19,8 Mio. €/a jedoch auch das Teuerste. Im Vergleich zu System (A) ist der Bezug von Energie aus dem Stromnetz sehr gering. Charakteristisch sind die geringe installierte Leistung an WEA sowie der sehr groß dimensionierte Elektrolyseur und Wasserstoffspeicher.

Das System (B) befindet sich auch auf der Pareto-Front und stellt einen Kompromiss aus geringsten Kosten (ca. 8,9 Mio. €/a) sowie CO<sub>2</sub>-Emissionen (ca. 3.730 t/a) dar. Die installierte Leistung an WEA und PVA ist ähnlich dimensioniert. Der Elektrolyseur ist im Vergleich zu den anderen Systemen durchschnittlich dimensioniert und kann im Vergleich mit einer hohen Zahl an Volllaststunden pro Jahr betrieben werden. Durch den großen Wasserstoffspeicher lässt sich zudem der Bezug von Energie aus dem Stromnetz im Vergleich zu allen anderen Systemen stark reduzieren. Das System (B) wird im Verlauf dieses Kapitels näher untersucht.

Tabelle 3-8 und Tabelle 3-9 stellen alle hier ermittelten Energiesysteme hinsichtlich der Optimierungsgrößen, Dimensionierung der Komponenten sowie ausgewählter Betriebsparameter gegenüber. Energiesysteme mit einer hohen installierten Leistung an WEA emittieren in dieser Untersuchung tendenziell am meisten CO<sub>2</sub> pro Jahr, verursachen jedoch auch die geringsten jährlichen Kosten. Eine Ursache dafür ist, dass bei diesen Energiesystemen im Vergleich eher kleine Wasserstoffspeicher gewählt wurden und viel EE in das Stromnetz eingespeist wird. Mit den hier ermittelten Energiesystemen können Gesteigungskosten von ca. 5,2 €/kg bis 14,3 €/kg Wasserstoff erreicht werden. Die Kosten der an der HRS bereitgestellten Energie betragen entsprechend zwischen 0,15 €/kWh und 0,43 €/kWh.

TABELLE 3-8: DIMENSIONIERUNG DER ENERGIESYSTEME AUF DER PARETO-FRONT FÜR DAS ON-SITE-VERSORGUNGSKONZEPT AM STANDORT GEROLSTEIN

Nr.	Kosten [Mio €/a]	Emissionen [t CO2]	WEA [MW]	PV [MW]	Elektrolyseur [MW]	H2-Speicher [kg]
1	7,1	5.770	24,5	19,0	24	10.000
2	7,1	4.878	22,0	25,0	19	16.000
3	7,5	4.497	32,0	16,0	34	19.000
4	7,9	4.132	22,0	25,0	28	22.000
5	8,0	4.093	24,5	19,0	25	29.000
6	8,2	3.892	21,0	24,0	21	36.000
7	8,6	3.877	19,5	26,0	24	39.500
8	8,6	3.770	24,5	19,0	25	42.500
9	8,7	3.761	16,5	26,0	24	42.500
10	8,8	3.740	17,0	26,0	30	36.500
11	9,1	3.731	22,5	20,0	33	46.000
12	8,9	3.730	19,0	25,0	21	45.500
13	9,7	3.668	18,5	23,0	41	39.000
14	10,1	3.652	18,0	23,0	53	39.000
15	10,9	3.639	22,5	18,0	73	37.500
16	11,2	3.591	17,0	23,0	67	44.500
17	19,8	3.542	8,0	31,0	195	41.000

TABELLE 3-9: BETRIEBSPARAMETER BZW. KPIS DER ENERGIESYSTEME AUF DER PARETO-FRONT FÜR DAS ON-SITE-VERSORGUNGSKONZEPT AM STANDORT GEROLSTEIN

Nr.	Kosten [Mio €/a]	Emissionen [t CO2]	Netzbezug [MWh]	Einspeisung [MWh]	Vollast [Stunden]	LCOH [€/kg]
1	7,1	5.770	5.237	755	3.544	5,2
2	7,1	4.878	2.587	6.382	4.603	5,2
3	7,5	4.497	909	183	2.444	5,5
4	7,9	4.132	243	131	3.362	5,7
5	8,0	4.093	868	587	3.247	5,8
6	8,2	3.892	242	2.436	4.101	5,9

Nr.	Kosten [Mio €/a]	Emissionen [t CO <sub>2</sub> ]	Netzbezug [MWh]	Einspeisung [MWh]	Volllast [Stunden]	LCOH [€/kg]
7	8,6	3.877	12	1.040	3.813	6,2
8	8,6	3.770	19	589	3.218	6,3
9	8,7	3.761	322	939	3.694	6,3
10	8,8	3.740	16	0	3.044	6,4
11	9,1	3.731	14	32	2.479	6,6
12	8,9	3.730	54	2.936	4.082	6,5
13	9,7	3.668	17	0	2.079	7,0
14	10,1	3.652	16	0	1.597	7,3
15	10,9	3.639	19	0	1.045	7,9
16	11,2	3.591	15	0	1.245	8,1
17	19,8	3.542	17	0	484	14,3

Die ermittelten Energiesysteme unterscheiden sich zudem deutlich beim Netzbezug, der Einspeisung in das Stromnetz sowie den erreichten Volllaststunden des Elektrolyseurs. Durch eine hohe installierte Leistung an WEA und einem kleinen Wasserstoffspeicher müssen zudem bis zu ca. 5.200 MWh pro Jahr aus dem Stromnetz bezogen werden. Durch hohe installierte Leistungen an EEA und geringer Speicherkapazität werden bis zu ca. 6.400 MWh pro Jahr in das Stromnetz eingespeist. Wenn die installierte Leistung an EEA gut mit der Dimensionierung des Elektrolyseurs und Wasserstoffspeichers harmonisiert wird, kann der Netzbezug auf nur 12 MWh pro Jahr und die Einspeisung auf 0 MWh pro Jahr reduziert werden.

Im Folgenden wird das System (B) aus Abbildung 3-36 bzw. Nr. 12 aus Tabelle 3-8 genauer untersucht. Es stellt einen Kompromiss aus geringsten Kosten sowie CO<sub>2</sub>-Emissionen dar und ermöglicht hohe Volllaststunden des Elektrolyseurs sowie einen stark reduzierten Bezug von Energie aus dem Stromnetz. Abbildung 3-37 stellt den schematischen Aufbau des Energiesystems sowie den Energie- und Stofffluss während des Betriebs dar und Tabelle 3-10 stellt die Schlüsselkennzahlen (KPI) für die Dimensionierung (B) dar.

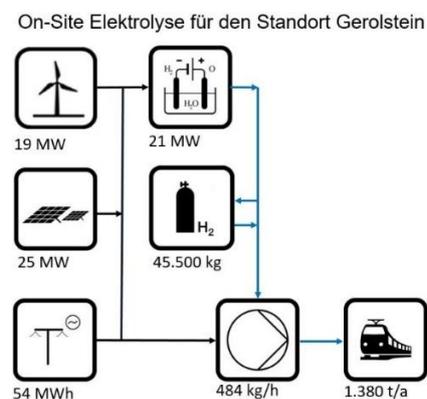


Abbildung 3-37: Dimensionierung (B) der On-Site-Elektrolyse für den Standort Gerolstein

TABELLE 3-10: KPIS DER DIMENSIONIERUNG (B) DER ON-SITE-ELKETROLYSE FÜR DEN STAND-ORT GEROLSTEIN

Parameter	Wert
Kosten [Mio. €/a]	8,9
Emissionen [tCO <sub>2</sub> -eq]	3.730
Netzbezug [MWh]	54
Einspeisung [MWh]	2.936
Volllast [Stunden]	4.082
LCOH [€/kg]	6,5
Kosten [EUR/kWh]	0,19

Der sehr hohe Bedarf von ca. 1.380 t Wasserstoff durch den Bahnbetrieb pro Jahr kann nur dann zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden, wenn die Komponenten des Energiesystems entsprechend dimensioniert sind. In Abbildung 3-38 ist der Füllstand des Wasserstoffspeichers und die erzeugte Leistung durch die WEA im Verlauf des Jahres dargestellt.

Durch die Speicherung von Wasserstoff, lassen sich die Bereitstellung und die Abnahme von EE zeitlich trennen. Durch die Installation eines großen Wasserstoffspeichers muss zudem weniger Energie aus dem Stromnetz bezogen bzw. in das Stromnetz eingespeist werden. Im Verlauf des Jahres wird der Wasserstoffspeicher mehrfach stark entleert. Zu diesen Zeitpunkten wird nicht genug Wasserstoff On-Site produziert, um den Bedarf durch den Bahnbetrieb zu decken. Zwischen der Stunde 5.000 und ca. 6.000 des Jahres sinkt der Füllstand des Wasserstoffspeichers von ca. 30.000 kg auf ca. 4.000 kg. Im selben Zeitraum wird sehr wenig Leistung durch die WEA bereitgestellt. Nach der 6.000 Stunde des Jahres wird der Wasserstoffspeicher auch aufgrund der hohen erzeugten Leistung durch die WEA erneut gefüllt. Die ungleichmäßige Bereitstellung von EE im Jahresverlauf begünstigt den Einsatz und die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoffspeichern.

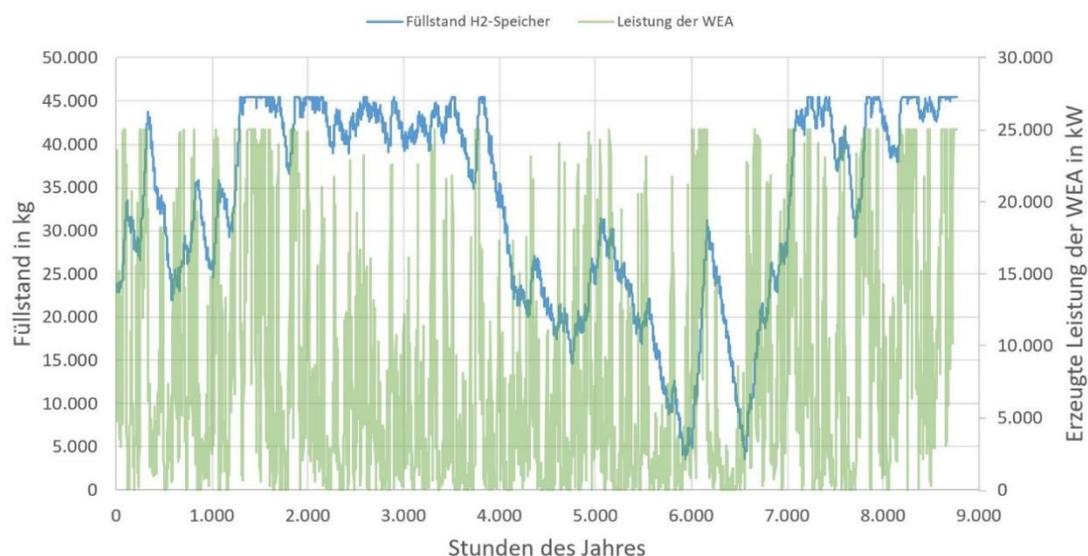


Abbildung 3-38: Füllstand des Wasserstoffspeichers und erzeugte Leistung der WEA über dem Simulationszeitraum

## Zusammenfassung

Zusammenfassend lassen sich folgende Punkte für das On-Site-Versorgungskonzept am Standort Gerolstein im Hinblick auf die Optimierung der Systemkonfiguration feststellen:

- Die On-Site-Elektrolyse ist gut geeignet, um EE zur Versorgung des Bahnbetriebs mit Wasserstoff einzubinden.
- Mit den hier ermittelten Energiesystemen lassen sich Gestehungskosten in Höhe von 5,2 €/kg bis 14,3 €/kg Wasserstoff erreichen.
- In Abhängigkeit von der Dimensionierung der Komponenten entstehen jährliche Kosten in Höhe von 7,1 Mio. €/a bis 19,8 Mio. €/a.
- Die hier ermittelten Energiesysteme emittieren in Abhängigkeit von der Dimensionierung der Komponenten ca. 3.550 t und 5.770 t CO<sub>2</sub> jährlich.
- Das Energiesystem kann so dimensioniert werden, dass nur 12 MWh elektrische Energie pro Jahr aus dem Stromnetz bezogen werden müssen.

### 3.4.2.2 Off-Site-Elektrolyse am Beispiel Gerolstein

Im Versorgungskonzept Off-Site-Elektrolyse wird der benötigte Wasserstoff nicht in örtlicher Umgebung der HRS produziert, sondern per Trailerbelieferung bereitgestellt. Die Produktion des Wasserstoffs erfolgt an zwei externen Standorten und bindet EEA ein. Am ersten Standort wird Energie aus WEA sowie dem Stromnetz zur Produktion von Wasserstoff verwendet. Der zweite Standort wird durch das Stromnetz sowie eine PVA mit Energie zur Produktion von Wasserstoff versorgt (siehe Kapitel 3.3.2).

Analog zum Versorgungskonzept On-Site-Elektrolyse wird auch das Off-Site-Konzept modelliert und anschließend hinsichtlich geringster Kosten sowie CO<sub>2</sub>-Emissionen optimiert. Der Bedarf an Wasserstoff durch den Bahnbetrieb ändert sich im Vergleich zum On-Site-Versorgungskonzept nicht und wird zu jeder Zeit gedeckt. Abbildung 3-39 stellt die ermittelten Ergebnisse dar, die sich auf einer Pareto-Front befinden. Im Vergleich zum On-Site-Versorgungskonzept verursachen die Ergebnisse eines Off-Site-Versorgungskonzeptes in dieser Untersuchung wesentlich höhere Kosten sowie CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Jahr. Die Kosten liegen im Bereich von ca. 11 Mio. €/a und ca. 19 Mio. €/a. Die hier ermittelten Anlagen emittieren zudem jährlich zwischen ca. 5.600 t CO<sub>2</sub>-eq sowie 6.400 t CO<sub>2</sub>-eq. Minimale CO<sub>2</sub>-Emissionen sind nur mit sehr hohen Kosten und groß dimensionierten Komponenten zu erreichen. Da der Modelaufbau sehr komplex ist und sich alle Komponenten gegenseitig beeinflussen, kann die Dimensionierung der Komponenten bei weiteren Optimierungen weiter verbessert werden.

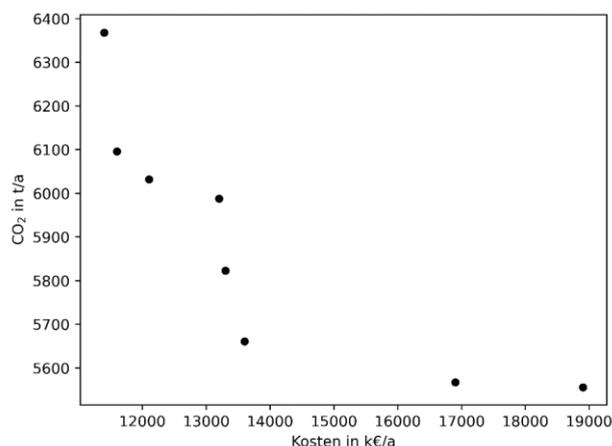


Abbildung 3-39: Pareto-Front für das Off-Site Versorgungskonzept am Standort Gerolstein

In Tabelle 3-11 und Tabelle 3-12 werden die ermittelten Ergebnisse hinsichtlich der Optimierungsgrößen, Dimensionierung der Komponenten sowie ausgewählter Betriebsparameter der HRS gegenübergestellt. Im Vergleich zum On-Site-Versorgungskonzept werden im Off-Site-Versorgungskonzept die Komponenten insgesamt größer dimensioniert, um den Bedarf an Wasserstoff durch den Bahnbetrieb zu allen Zeitpunkten decken zu können. Am Standort der WEA werden ca. 13 MW bis 22 MW an Leistung durch WEA sowie 10 MW bis zu 37 MW Elektrolyseurleistung installiert. Zudem werden große Wasserstoffspeicher benötigt (ca. 12.000 kg bis 46.500 kg), um den Wasserstoff für den Abtransport zwischenzuspeichern.

TABELLE 3-11: DIMENSIONIERUNG DER KOMPONENTEN AN DEN WASSERSTOFFERZEUGUNGSTANDORTEN DER ENERGIESYSTEME AUF DER PARETO-FRONT FÜR DAS OFF-SITE-VERSORUNGSKONZEPT AM STANDORT GEROLSTEIN

Nr.	WEA [MW]	Elektrolyseur (WEA-Standort) [MW]	Speicher (WAE-Standort) [kg]	PVA [MW]	Elektrolyseur (PVA-Standort) [MW]	Speicher (PVA-Standort) [kg]
1	18,0	17	31.000	32,5	21	9.000
2	19,0	10	12.000	30,0	22	46.500
3	22,0	12	14.500	28,5	20	42.500
4	14,0	14	28.500	30,0	29	33.500
5	16,0	12	28.500	31,5	22	45.000
6	17,0	12	36.000	30,0	22	43.000
7	18,0	22	26.000	27,5	22	47.000
8	13,0	20	20.000	32,5	37	47.000
9	18,0	13	35.000	28,5	31	44.500
10	20,0	12	46.500	28,5	56	44.000
11	16,0	37	46.000	28,5	46	44.500
12	16,0	37	36.500	28,5	89	45.000

TABELLE 3-12: ERGEBNISSE DER KOSTEN UND EMISSIONEN SOWIE SPEICHERDIMENSIONIERUNG AN DER WASSERSTOFFTANKSTELLE DER PARETO-FRONT FÜR DAS OFF-SITE VERSORUNGSKONZEPT AM STANDORT GEROLSTEIN

Nr.	Kosten [Mio €/a]	Emissionen [t CO <sub>2</sub> ]	Speicher (H <sub>2</sub> -Tankstelle) [kg]	LCOH [€/kg]
1	11,4	6.368	18.000	8,3
2	11,6	6.096	14.500	8,4
3	12,1	6.032	16.500	8,8
4	13,2	5.988	20.000	9,6
5	13,3	5.846	20.000	9,6

Nr.	Kosten [Mio €/a]	Emissionen [t CO <sub>2</sub> ]	Speicher (H <sub>2</sub> -Tankstelle) [kg]	LCOH [€/kg]
6	13,3	5.823	18.500	9,6
7	13,6	5.809	16.500	9,9
8	13,8	5.802	11.500	10,0
9	13,6	5.661	14.000	9,8
10	16,4	5.661	15.500	11,9
11	16,9	5.567	15.000	12,3
12	18,9	5.556	15.500	13,7

Am Standort der PVA zur Produktion von Wasserstoff werden ca. 28 MW bis 33 MW Leistung durch PVA installiert. Die installierte Leistung der Elektrolyseure liegt im Bereich von 20 MW bis zu 89 MW. Der Wasserstoffspeicher hat eine Größe zwischen ca. 9.000 kg und 47.000 kg.

An der HRS müssen in den ermittelten Konzepten Wasserstoffspeicher in der Größe zwischen ca. 11.500 kg und 20.000 kg installiert werden. Die resultierenden Kosten für Wasserstoff sind im Vergleich zum On-Site-Versorgungskonzept deutlich höher und betragen je nach Dimensionierung der Komponenten zwischen 8,3 €/kg und 13,7 €/kg.

Um minimale CO<sub>2</sub>-Emissionen zu erreichen muss ein hoher Aufwand betrieben werden. Bei einer Umsetzung des Off-Site-Versorgungskonzeptes zur Versorgung des Bahnbetriebes mit Wasserstoff sollte daher ein Energiesystem mit möglichst geringen Kosten ausgewählt werden. Im Folgenden wird daher das Konzept Nr. 6 aus Tabelle 3-11 und Tabelle 3-12 näher untersucht.

Abbildung 3-40 stellt den Aufbau des Off-Site-Versorgungskonzeptes Nr. 6 schematisch dar. Die Versorgung der HRS mit Wasserstoff erfolgt von zwei Off-Site-Standorten per Trailerbelieferung. Am ersten Standort wird grüner Wasserstoff aus Windenergie erzeugt, am Zweiten erfolgt die Produktion des Wasserstoffs durch die Einbindung einer PVA. Beide Standorte sind zudem an das Stromnetz angebunden.

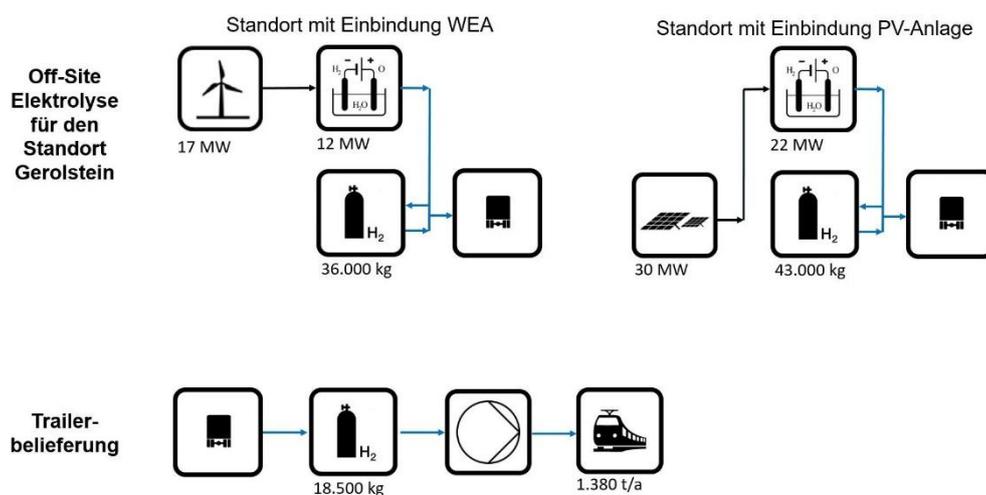


Abbildung 3-40: Schematische Darstellung des Off-Site-Versorgungskonzeptes Nr. 6 für den Standort Gerolstein

Der Füllstand des Wasserstoffspeichers im Verlauf des Jahres am Standort mit PVA ist in Abbildung 3-41 dargestellt. Zudem ist die erzeugte Leistung durch die PVA im Verlauf des Jahres an diesem Standort abgebildet. In den Wintermonaten mit wenig erzeugter Leistung durch die PVA ist auch der Wasserstoffspeicher nur wenig gefüllt. Die Versorgung der HRS erfolgt in dieser Zeit verstärkt durch den Off-Site-Standort mit Einbindung der WEA. In den Sommermonaten mit vielen Sonnenstunden wird mehr Leistung durch die PVA bereitgestellt und der Wasserstoffspeicher kann gefüllt werden.

### Zusammenfassung

Zusammenfassend lassen sich Folgende Punkte für das Off-Site-Versorgungskonzept am Standort Gerolstein im Hinblick auf die Optimierung der Systemkonfiguration feststellen:

- Die Off-Site-Elektrolyse ist geeignet, um EE zur Versorgung des Bahnbetriebs mit Wasserstoff einzubinden.
- Im Vergleich zur On-Site-Elektrolyse muss mit höheren Kosten sowie CO<sub>2</sub>-Emissionen gerechnet werden.
- Mit den hier ermittelten Energiesystemen lassen sich Gesteungskosten in Höhe von 8,3 €/kg bis 13,7 €/kg Wasserstoff erreichen.
- In Abhängigkeit von der Dimensionierung der Komponenten entstehen jährliche Kosten in Höhe von 11 Mio. €/a bis 19 Mio. €/a.
- Die hier ermittelten Energiesysteme emittieren in Abhängigkeit von der Dimensionierung der Komponenten ca. 5.600 t und 6.400 t CO<sub>2</sub> jährlich.
- Off-Site-Versorgungskonzepte sollten weitere Verbraucher mit Wasserstoff beliefern, um die Auslastung der installierten Komponenten zu erhöhen.



Abbildung 3-41: Füllstand des Wasserstoffspeichers und PV-Erzeugung über ein Jahr am PV-Standort Gerolstein für das näher untersuchte Off-Site-Versorgungskonzept (Dimensionierung nach Variante Nr. 6)

### 3.4.2.3 Einfluss der Trailerbelieferung am Beispiel von Gerolstein

Wird der Wasserstoff nicht On-Site produziert, werden im Jahresdurchschnitt ca. 3.800 kg Wasserstoff pro Tag in Form von Trailerbelieferungen benötigt. Das bedeutet, durchschnittlich müssen ca. vier Lkw pro Tag von einem H<sub>2</sub>-Produktionsstandort zur HRS fahren, um die Speicher gefüllt zu halten. Falls die Lieferungen nicht täglich stattfinden können (z. B. an Sonntagen) muss die Speicherkapazität vor Ort

entsprechend erweitert werden. Aktuell liegt diese bei ca. 11.500 kg und 20.000 kg. Eine Erweiterung ist möglich mit Auswirkungen auf die Gesamtkosten und -emissionen.

### Zusammenfassung

Zusammenfassend lassen sich Folgende Punkte für Trailerbelieferung am Standort Gerolstein feststellen:

- Der Anteil der Trailerbelieferung an den Gesamtsystemkosten des Off-Site-Versorgungskonzeptes beträgt ca. 15 % und an den Gesamtemissionen 0,02 %.
- Ein Versorgungskonzept, das ausschließlich die Versorgung durch Trailerbelieferungen vorsieht, ist gegenüber dem On-Site-Versorgungskonzept um ca. 0,75 bis 3,25 €/kg Wasserstoff teurer.

### 3.4.2.4 Vergleich der Volllaststunden der Elektrolyseure am Beispiel von Gerolstein

Bei der Beurteilung eines Versorgungskonzeptes mit Elektrolyseur sind die Volllaststunden eine wichtige Größe. Diese beschreiben wie viele Stunden der Elektrolyseur im Verlauf eines Jahres mit voller Leistung betrieben werden kann. Abbildung 3-42 stellt die Volllaststunden des On-Site-Konzeptes Nr. 12 (siehe Tabelle 3-9) mit den Volllaststunden des Off-Site-Konzeptes Nr. 6 gegenüber.

Der Elektrolyseur des On-Site-Versorgungskonzeptes wird durch eine WEA, als auch PVA mit EE versorgt. Im Off-Site-Versorgungskonzept werden die beiden Elektrolyseure jeweils nur von einer WEA oder PVA mit EE versorgt. Folglich kann die installierte Leistung des On-Site-Elektrolyseurs besser genutzt werden.

In Abhängigkeit der Wetterzeitreihen (siehe Kapitel 3.2.1) kann durch die installierten EEA eine bestimmte Leistung zur Verfügung gestellt werden. Der Off-Site-Elektrolyseur am Standort mit PVA (graue Kurve) kann aufgrund der Sonneneinstrahlung für ca. 350 Stunden im Jahr mit voller Leistung betrieben werden. Die Dimensionierung des Off-Site-Elektrolyseurs am Standort mit WEA (orangene Kurve) erlaubt einen Volllastbetrieb für ca. 1.420 Stunden.

Im Leistungsverlauf des On-Site-Elektrolyseurs im Verlauf des Jahres (blaue Kurve) ist ein großes Plateau zu erkennen. Da der Elektrolyseur bei diesem System im Vergleich zu anderen Systemen eher klein dimensioniert wurde und ausreichend Leistung durch die WEA zur Verfügung steht, kann dieser lange unter Volllast betrieben werden (ca. 1.360 Stunden).

Durch die kombinierte Versorgung des On-Site-Elektrolyseurs durch eine WEA und PVA bleibt die Leistung im Vergleich zu den beiden Off-Site-Elektrolyseuren hoch und fällt im Verlauf des Jahres nicht so stark ab.

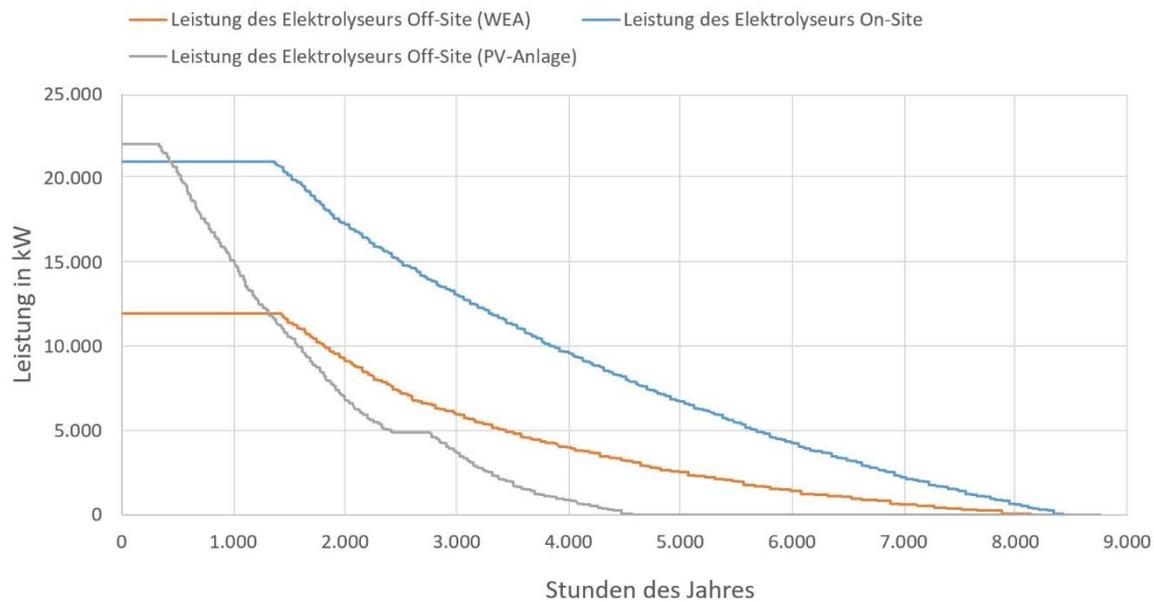


Abbildung 3-42: Volllaststunden des Elektrolyseurs für das On-Site-Versorgungskonzept sowie der zwei Elektrolyseure, jeweils am WEA- und PV-Standort, für das Off-Site-Versorgungskonzept

### Zusammenfassung

Zusammenfassend lassen sich folgende Punkte für den Vergleich der Volllaststunden der Elektrolyseure am Standort Gerolstein feststellen:

- Die Zahl der Volllaststunden der Off-Site-Elektrolyseure am Standort mit WEA und PVA unterscheidet sich aufgrund der unterschiedlichen Charakteristik von Sonnen- und Windzeitreihen.
- Durch Windenergie lässt sich der hier untersuchte Elektrolyseur im Vergleich zum Elektrolyseur der PVA wesentlich öfter unter Volllast betreiben.
- Der On-Site-Elektrolyseur kann durch die kombinierte Nutzung von WEA und PVA höher ausgelastet werden.

### 3.4.2.5 Vergleich der Volllaststunden der Elektrolyseure am Beispiel Osnabrück

Analog zum Standort Gerolstein wurde die Einbindung von EEA in den Bahnbetrieb auch am Standort in Osnabrück für alle drei Versorgungskonzepte untersucht. Die Standorteigenschaften werden in Kapitel 3.2 vorgestellt. Am Standort Osnabrück werden EEA im Versorgungskonzept On-Site-Elektrolyse nur in Form von PV-Anlagen zur Produktion von Wasserstoff eingebunden, da sich die HRS im städtischen Umfeld befindet. Die Versorgungskonzepte Off-Site-Elektrolyse mit anschließender Trailerbelieferung sowie die ausschließliche Trailerbelieferung entsprechen in ihrem Aufbau den Versorgungskonzepten in Gerolstein. Aufgrund der unterschiedlichen Lage der Standorte Osnabrück und Gerolstein in Deutschland unterscheiden sich auch die lokalen Wetterzeitreihen. Zudem ist im Verlauf des Jahres am Standort Osnabrück gegenüber dem Standort Gerolstein mit einem wesentlich geringeren Bedarf an Wasserstoff zu rechnen (siehe Kapitel 3.2.1.3).

Die in dieser Untersuchung ermittelten Energiekonzepte der On-Site-Elektrolyse erzeugen jährliche Kosten in Höhe von ca. 4,9 Mio. €/a bis ca. 15,4 Mio. €/a. Im Vergleich zum Versorgungskonzept On-Site-Elektrolyse am Standort Gerolstein sind damit geringere Gesamtkosten zu realisieren. Aufgrund des geringeren Bedarfs an Wasserstoff im Verlauf des Jahres sind die Gestehungskosten für Wasserstoff jedoch höher. Diese betragen zwischen 7,3 €/kg und 23,1 €/kg Wasserstoff. Im Vergleich zum Standort

Gerolstein emittieren die ermittelten Energiekonzepte höhere CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Jahr (siehe Kapitel 3.8.2).

Abbildung 3-43 stellt die Volllaststunden der Elektrolyseure des On- und Off-Site-Versorgungskonzeptes im Verlauf des Jahres gegenüber. Analog zur Auswertung der Volllaststunden am Standort Gerolstein sind erneut zwei Charakteristiken bei der Auslastung der Off-Site-Elektrolyseure zu erkennen (graue und orangene Kurve). Am Standort mit PVA fällt die Zahl der Volllaststunden des Elektrolyseurs (graue Kurve) schnell ab und erreicht bei ca. 1.500 Stunden und ca. 5.000 kW ein Plateau. Am Standort Gerolstein wird dieses Plateau erst ab ca. 2.500 Stunden erreicht (siehe Abbildung 3-42). Der Verlauf der Volllaststunden am Standort mit WEA in Osnabrück zeigt im Vergleich zum Standort in Gerolstein eine ähnliche Charakteristik und macht deutlich: Die Wetterbedingungen sind in Osnabrück zur Einbindung von EEA in den Bahnbetrieb im Vergleich zu Gerolstein weniger gut geeignet. Der installierte Elektrolyseur am Standort mit WEA (orangene Kurve) mit 5.000 kW Leistung kann bis ca. 2.000 Stunden voll ausgelastet werden. Am Standorte Gerolstein könnte dieser für ca. 3.500 Stunden voll ausgelastet werden.

Da es sich in Osnabrück um einen städtisch geprägten Standort handelt, wurde simulativ im On-Site-Versorgungskonzept nur eine PVA zur Einbindung von EEA installiert. Die Einbindung von WEA ist dort in direkter räumlicher Nähe nicht möglich. Die Auslastung des On-Site-Elektrolyseurs ist der Auslastung des Off-Site-Elektrolyseurs mit PVA in ihrem Verlauf daher sehr ähnlich (blaue Kurve). Weitere Ergebnisse für den Standort Osnabrück befinden sich im Anhang (Kapitel 3.8.2).

### Zusammenfassung

Zusammenfassend lassen sich folgende Punkte für den Vergleich der Volllaststunden der Elektrolyseure am Standort Osnabrück feststellen:

- Die Zahl der Volllaststunden der Off-Site-Elektrolyseure am Standort mit WEA und PVA unterscheidet sich aufgrund der unterschiedlichen Charakteristik von Sonnen- und Windzeitreihen.
- Durch Windenergie lässt sich der hier untersuchte Elektrolyseur im Vergleich zum Elektrolyseur der PVA öfter unter Volllast betreiben.
- Der Standort Osnabrück ist für die Einbindung von EEA in den Bahnbetrieb im Vergleich zu Gerolstein weniger gut geeignet.

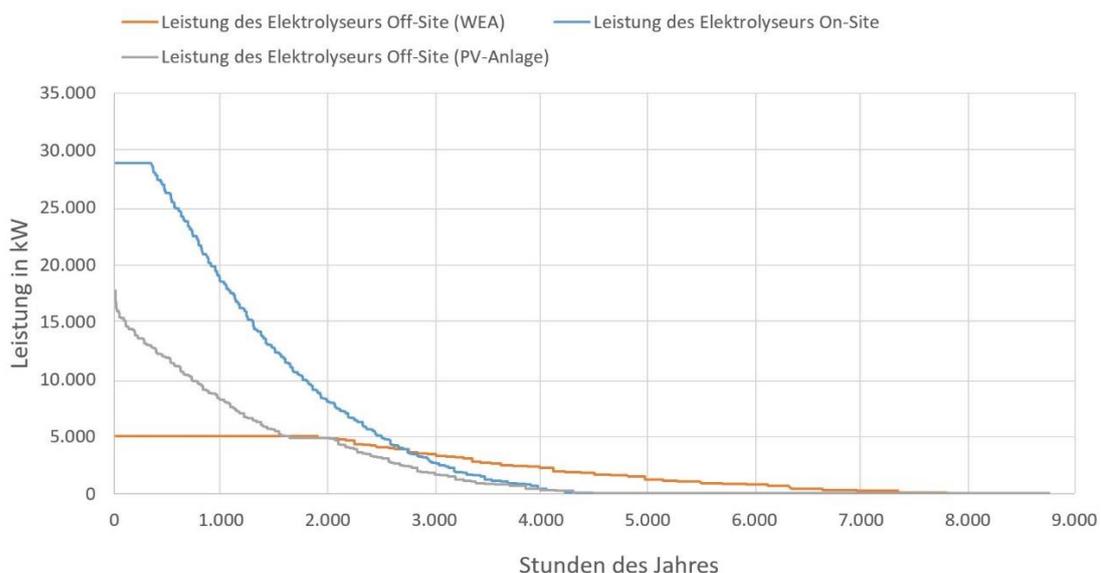


Abbildung 3-43: Volllaststunden des Elektrolyseurs für das On-Site-Versorgungskonzept sowie der zwei Elektrolyseure, jeweils am WEA- und PV-Systemstandort, für das Off-Site-Versorgungskonzept in Osnabrück

## 3.5 Analyse der Sektorenkopplungspotenziale

In diesem Kapitel wird betrachtet, welche Flexibilitätspotenziale durch Sektorenkopplung gehoben werden kann.

### 3.5.1 Flexibilisierung des Ladeprofils von BEMU

Die Möglichkeit und Höhe der Lastverschiebung hängt stark von dem strecken- und fahrplanseitigem Anspruchsniveau, sowie der Länge und Lage der Bestandselektrifizierung ab. So kann ein längerer Abschnitt unter Bestandselektrifizierung ausreichend Ladezeit zur Verfügung stellen, um eine etwaige Glättung des Ladeleistungsbezugs zu ermöglichen. Wohingegen ein kurzer Oberleitungsabschnitt einer OLIA am Ende einer längeren Strecke in der Regel wenig Spielraum für eine Absenkung der Ladeleistung und somit netzdienliches Laden erlaubt.

In AP 2 wurde das BEMU-Szenario für die Strecke Köln – Trier bzw. die Verbindung Köln – Gerolstein analysiert, an der ausgehend vom Bahnhof Köln eine Bestandselektrifizierung vorhanden ist (ca. 12 km Länge). Zusätzlich erreicht der Ladestand der Batterie für den Umlauf Köln – Gerolstein die Betriebs-

grenze (maximal zulässiger Ladestand, siehe AP 2, Abbildung 2-13), noch während sich der BEMU unter der Oberleitung befindet. Als Abschätzung des Flexibilitätspotenzials dient folgende Rechnung auf Basis des Lastganges. Es wird angenommen, dass der BEMU zu jedem Zeitpunkt die maximale Leistung beziehen könnte. In der gesamten Zeit unter der Oberleitung wird eine Energie von 140,3 kWh benötigt. Es wird allerdings nicht durchgehend die maximale Leistung bezogen. Auf Basis der maximalen Leistungen wird das theoretische Energiemaximum berechnet, es beträgt etwa das 2,8-fache der bezogenen Energie. Hierdurch entsteht ein Potenzial, Lastspitzen von einem ungünstigen Zeitpunkt zu verschieben. Ein weiterer Ansatz wäre eine Lastglättung unter Ausnutzung der Traktionsbatterie mit dem Ziel, ein gleichmäßiges Lastprofil zu erzeugen. Würden die 140,3 kWh gleichmäßig auf die 778 Sekunden verteilt werden, so ergibt sich eine Leistung von 649 kW. Selbst mit zusätzlichen Verlusten wäre diese Leistung deutlich unter den Maximalleistungen von 1.800 kW während der Fahrt bzw. 1.200 kW im Stillstand.

Für den Fall von erhöhtem Energiebedarf der BEMU, z. B. bedingt durch die Fahrweise oder durch erhöhten Heizbedarf in Wintermonaten, oder bei verkürzten Ladezeiten müssen im Sinne der Versorgungssicherheit der BEMU entsprechende Energiereserven in den Traktionsspeichern oder Reserven bei der zuführbaren Ladeleistung vorgesehen werden. Eine qualitative Gegenüberstellung von verschiedenen Maßnahmen zur fahrzeugseitigen Lastverschiebung und deren Umsetzbarkeit wurde im Rahmen von AP 2 (Kapitel 3.5) gezeigt.

TABELLE 3-13: ZEIT UNTER OBERLEITUNG, MAXIMALLEISTUNG JE PANTOGRAF UND ENERGIEMENGE (SIMULIERT UND MAXIMAL) UNTER DER OBERLEITUNG IN KÖLN FÜR EINEN BEMU MIT DEM LASTGANG DER STRECKE KÖLN – GEROLSTEIN

	Zeit	Maximalleistung	Energie bezogen	Theoretisches Energiemaximum
<b>Oberleitung Gesamt</b>	778 sek	1.800 kW	140,3 kWh	378,8 kWh
<b>Stillstand</b>	61 sek	1.200 kW	1,8 kWh	20,3 kWh
<b>Fahrt</b>	717 sek	1.800 kW	138,5 kWh	358,5 kWh

### 3.5.2 Einbindung eines Elektrolyseurs an einen OLIA-Standort

In AP 2 wird gezeigt, dass die OLIA an den Standorten Gerolstein und Füssen gering ausgelastet sind. Im Folgenden wird untersucht, wie sich die Integration eines Elektrolyseurs an einem OLIA-Standort auf die Netzbelastung auswirkt. Das Ziel dabei ist, den Elektrolyseur an den Leistungsbezug der OLIA anzupassen, um eine konstante Netzauslastung zu erreichen und dabei Wasserstoff zum allgemeinen Vertrieb zu erzeugen. Dies bedeutet, dass die kombinierte Leistung eines Zeitintervalls  $t$  bestehend aus Elektrolyseur  $P_t^{Ely}$ , Kompressor  $P_t^{Kom}$  und OLIA  $P_t^{OLIA}$  in Summe nicht größer als die Peaklast ( $P_{peak}^{OLIA} = \max(P_t^{OLIA})$ ) an der OLIA ist, falls diese geringer als die nominelle Leistung des Elektrolyseurs  $P_{nom}^{Ely}$ . Ansonsten wird die nominelle Leistung des Elektrolyseurs als Grenze herangezogen, wobei die maximale Leistung des Netzverknüpfungspunktes nicht überschritten werden darf.

Es gilt:

$$P_t^{Ely} + P_t^{Kom} + P_t^{OLIA} - P_t^{Wind} - P_t^{PV} \leq \begin{cases} P_{peak}^{OLIA}, & P_{peak}^{OLIA} > P_t^{Ely} \\ P_{nom}^{Ely}, & \text{sonst} \end{cases}$$

Es kommt ein iteratives Verfahren zum Einsatz, das die Leistung des Elektrolyseurs und des Kompressors bestimmt. Dieses startet mit einer Schätzung der Elektrolyseurleistung auf Basis der Differenz der Last an der OLIA im Intervall  $t$  und der Spitzenlast, unter Vernachlässigung der Kompressorleistung. Anhand der Leistung des Elektrolyseurs wird die produzierte Masse an Wasserstoff bestimmt, was zusammen mit dem im Speicher vorhandenen Wasserstoff den Druck im Speicher definiert. Anhand der Druckdifferenz zwischen Speicher, dem nominellen Druck des Elektrolyseurs sowie der Masse an produzierten Wasserstoff wird die Leistung des Kompressors berechnet. Die Kompressorleistung wird dann zu der Leistung der OLIA addiert und eine weitere Iteration durchgeführt.

Zur Modellierung des PEM-Elektrolyseurs, des Kompressors und des Wasserstoffspeichers wird auf die jeweiligen Implementierungen in SMOOTH (RLI 2021) zurückgegriffen. Bei den Berechnungen wird die Annahme getroffen, dass der Speicher eine Kapazität hat, die der maximalen Tagesproduktion des Elektrolyseurs entspricht. Des Weiteren wird angenommen, dass der Speicher bei Erreichen des maximalen Druckes bis auf den minimalen Druck entleert wird. Die Simulationen werden mit einer Intervalllänge von einer Minute durchgeführt.

Es werden zwei Systemkonfigurationen untersucht, jeweils für den OLIA-Standort Gerolstein und Füssen. Die Systemkonfigurationen stellen Kompromisslösungen zwischen Kosten und CO<sub>2</sub> dar. Tabelle 3-14 zeigt die jeweiligen zugrunde gelegten Systemgrößen. In diesem Fall wird jedoch kein Batteriespeicher in das Energiesystem integriert, da durch den Elektrolyseur eine flexible Last zur Verfügung steht, welche die Energieerzeugung durch die Erneuerbaren verwertet.

TABELLE 3-14: SYSTEMDIMENSIONIERUNG ZUR INTEGRATION VON WASSERSTOFFERZEUGUNG UM DIE NETZAUSLASTUNG AN EINEM OLIA-STANDORT ZU ERHÖHEN

	Gerolstein	Füssen
<b>Peakleistung PV</b>	383 kW	345 kW
<b>Peakleistung WEA</b>	4.000 kW	0 kW
<b>Kapazität des Netzanschlusses</b>	10.000 kW	5.000 kW

Zur Visualisierung wird der OLIA-Standort Gerolstein herangezogen. Hierbei werden drei unterschiedliche Fälle untersucht. Diese unterscheiden sich in der nominellen Leistung des Elektrolyseurs. Im Fall A beträgt diese 3.000 kW, im Fall B 7.000 kW und im Fall C 9.000 kW. Die maximale Last liegt in den Fällen A und B um 17:35 Uhr an und beträgt 8.615 kW (inklusive der Verluste).

Im Fall A, dargestellt in Abbildung 3-44, ist die nominelle Elektrolyseurleistung deutlich geringer als die Last an der OLIA. Der obere Teil der Abbildung zeigt die erzeugte und verbrauchte Leistung. Positive Leistungen zeigen Verbrauch von elektrischer Leistung innerhalb des Systems an, negative Leistungen beschreiben erzeugte bzw. in das System eingespeiste Leistung an. Der untere Teil der Abbildung zeigt die Leistung des Elektrolyseurs sowie den Netzbezug. Der Elektrolyseur kann an dem Großteil des Beispieltages mit nomineller Leistung betrieben werden. Lediglich zu dem Zeitpunkt der maximalen Last wird die Leistung des Elektrolyseurs auf 0 kW reduziert. Dieser Punkt definiert in diesem Fall den maximalen Netzbezug. An diesem Beispieltag wird an acht anderen Lastspitzen die Leistung des Elektrolyseurs reduziert, um den Netzbezug zu reduzieren. Auf dem oberen Teil der Abbildung zu sehen, dass Windenergie vorhanden ist. Diese dient in dieser Modellierung zur Reduzierung des Netzbezuges. Da zu einem Großteil der Zeit keine Last an der OLIA vorhanden ist, findet sich der Verlauf der Erzeugung im Netzbezug wieder. Eine weitere Integration von EEA würde die Auslastung des Netzanschlusspunktes verringern bei gleichbleibenden Vollaststunden des Elektrolyseurs.

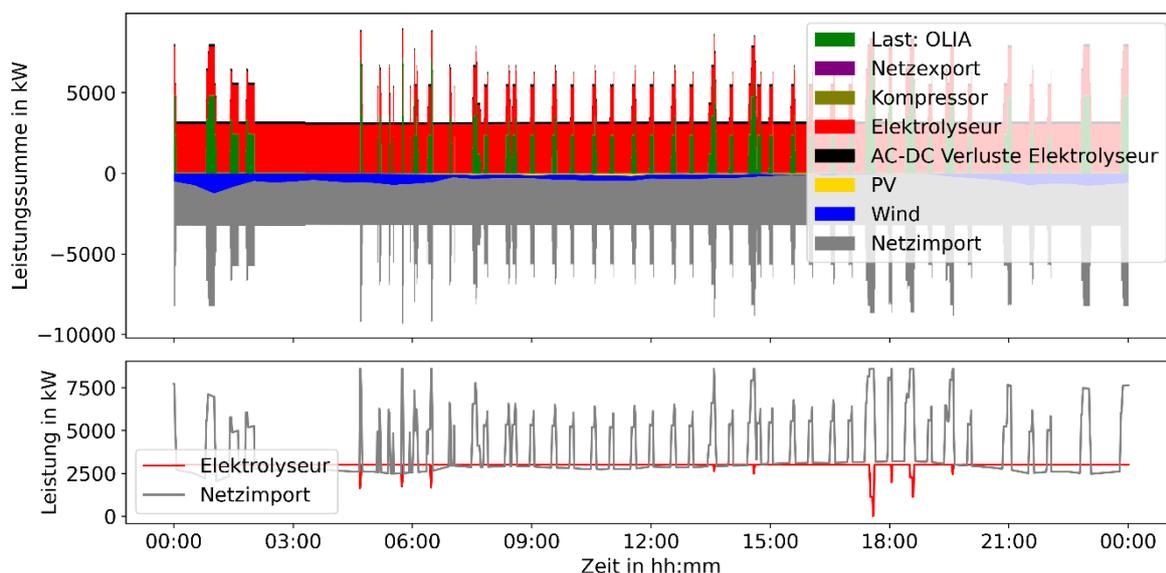


Abbildung 3-44: Wasserstoffproduktion am OLIA-Standort Gerolstein zur Erhöhung der Auslastung. (Fall A: die nominelle Leistung des Elektrolyseurs beträgt 3.000 kW)

Abbildung 3-45 zeigt den Verlauf eines Tages für den Fall B. Die Elektrolyseurleistung ist deutlich höher als im Fall A, wodurch der Elektrolyseur öfter in seiner Leistung gedrosselt wird. Dies geschieht in diesem Fall an über 40 Lastspitzen. Dabei ist zu beachten, dass die maximale Leistungsreduktion (100 %) am gleichen Zeitpunkt wie im Fall A um 17:35 Uhr stattfinden. Des Weiteren resultiert die erhöhte Elektrolyseurleistung in einer gleichmäßigeren Auslastung des Netzes als im Vergleich zu Fall A.

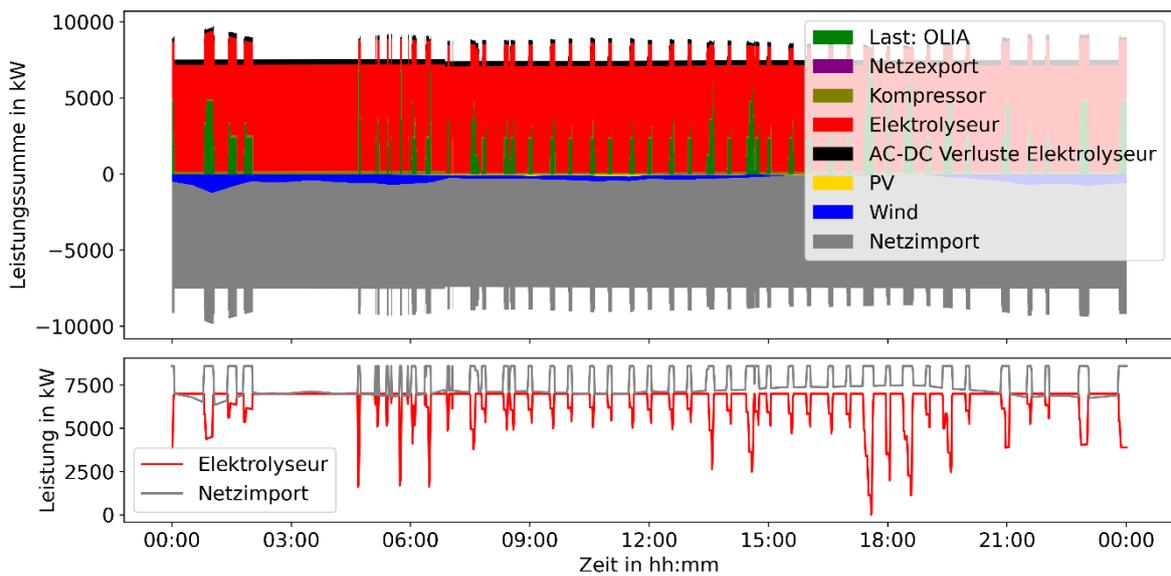


Abbildung 3-45: Wasserstoffproduktion am OLIA-Standort Gerolstein zur Erhöhung der Auslastung. (Fall B: Die nominelle Leistung des Elektrolyseurs beträgt 7.000 kW)

Im Fall C, dargestellt in Abbildung 3-46, ist die nominelle Leistung des Elektrolyseurs größer als die Last durch die OLIA. Die Leistung des Elektrolyseurs wird vergleichbar häufig zum Fall B reduziert. Das Netz wird allerdings sehr gleichmäßig ausgelastet. Über den Zeitraum von 14 Uhr bis 20 Uhr ist die Netzauslastung annäherungsweise konstant.

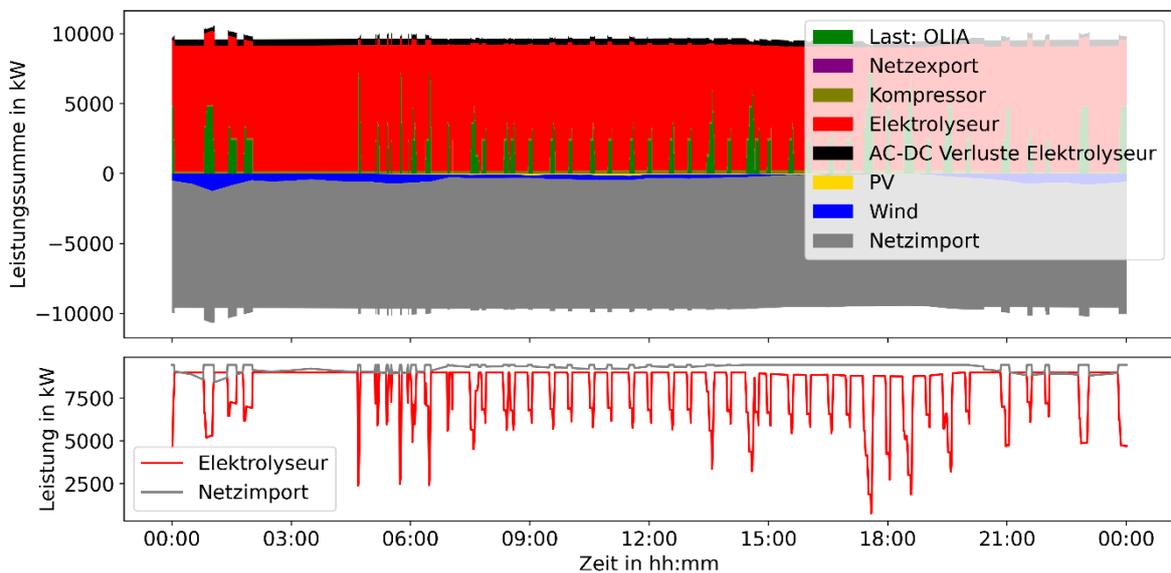


Abbildung 3-46: Wasserstoffproduktion am OLIA-Standort Gerolstein zur Erhöhung der Auslastung. (Fall C: die nominelle Leistung des Elektrolyseurs beträgt 9.000 kW)

Abbildung 3-47 zeigt das Potenzial zur Wasserstofferzeugung am Standort Gerolstein. Es ist zu sehen, dass die Volllaststunden des Elektrolyseurs über einen Großteil der untersuchten Nominalleistungen bei etwa 8.700 Stunden liegen, was nah am theoretischen Maximum von 8.760 Stunden liegt. Erst bei etwa 7.500 kW sinken die Volllaststunden. Bei einer nominellen Leistung von 10.000 kW werden noch etwa 8.300 Volllaststunden erzielt. Die hohen Volllaststunden resultieren in großen Mengen an Wasserstoff, die durch eine stärkere Auslastung des Netzanschlusspunktes produziert werden können und einem

dementsprechend erhöhten Energieverbrauch. Die annähernd konstanten Volllaststunden bewirken eine quasi lineare Skalierung der produzierten Menge Wasserstoff mit der nominellen Leistung des Elektrolyseurs, bis zu dem Knick bei 7.500 Volllaststunden. Es ist außerdem zu beobachten, dass die Volllaststunden des Netzes bei niedrigen nominellen Leistungen des Elektrolyseurs relativ schwach ansteigen, obwohl eine Last in das System integriert wird. Der Grund dafür ist, dass er Elektrolyseur überschüssige EE nutzt, wenn diese verfügbar ist. Je geringer die Nominalleistung des Elektrolyseurs, desto größer ist der Anteil der Leistungsaufnahme des Elektrolyseurs, welcher durch EE bedient wird.

Abbildung 3-48 zeigt das Potenzial zur Wasserstoffherzeugung am OLIA-Standort Füssen. Dieses ist generell vergleichbar mit dem OLIA-Standort Gerolstein. Die Volllaststunden beginnen in diesem Fall schon bei niedrigeren Nominalleistungen zu sinken (ab ca. 4.000 kW). Der wesentlichste Unterschied ist, dass Wasserstoffproduktionskurve und die Volllaststundenkurve des Netzes nahezu deckungsgleich sind (siehe die roten und blauen Punkte in Abbildung 3-48). Die Ursache liegt darin, dass am Standort Füssen in dieser Systemkonfiguration deutlich weniger EE vorhanden sind. Dadurch kann der Elektrolyseur weniger aus lokaler EE-Erzeugung betrieben werden und muss die benötigte Energie nahezu vollständig aus dem Netz beziehen.

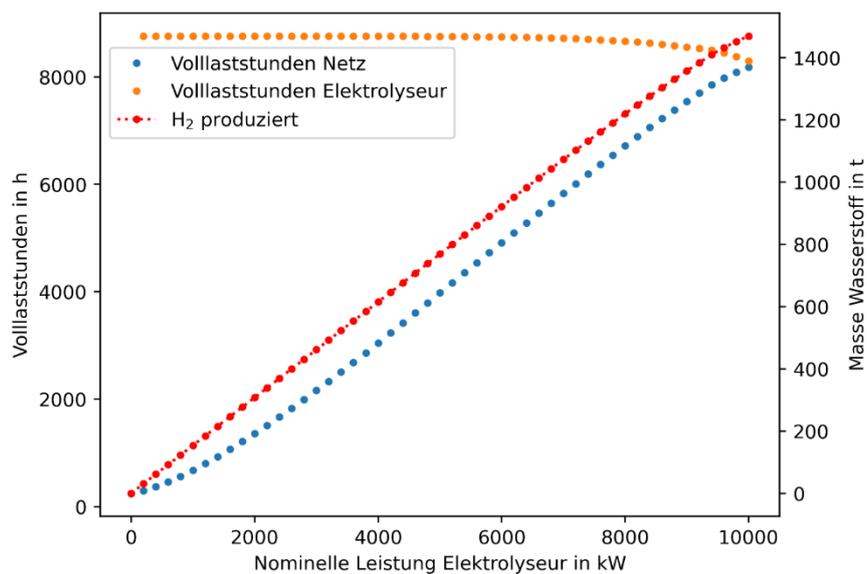


Abbildung 3-47: Volllaststunden des Netzes und Elektrolyseurs sowie erzeugte Masse an Wasserstoff für variierende Nominalleistungen des Elektrolyseurs (am Beispiel der OLIA-Standort Gerolstein)

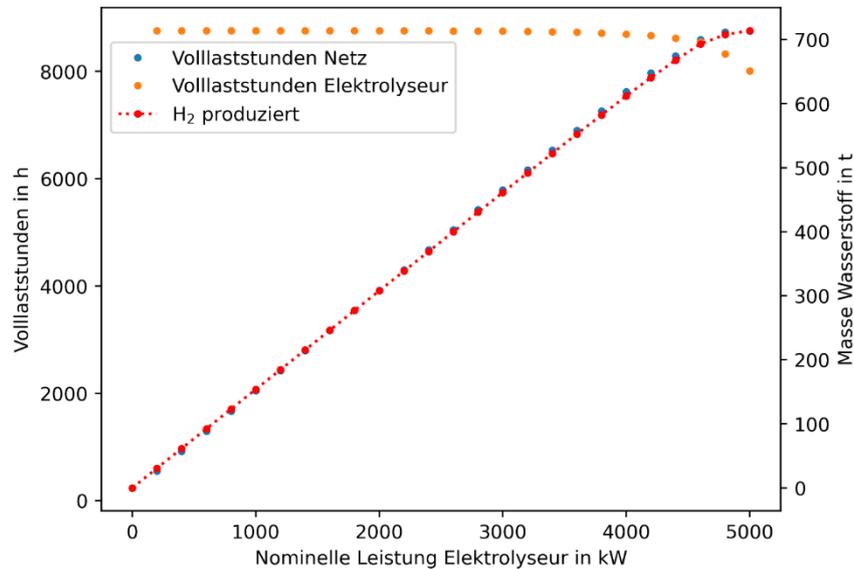


Abbildung 3-48: Volllaststunden des Netzes und Elektrolyseurs sowie erzeugte Masse an Wasserstoff für den Standort Füssen

Bei dieser Untersuchung gilt es zu beachten, dass der Transportbedarf für den erzeugten Wasserstoff nicht Teil der Modellierung ist. Dieser ist abhängig von der Distanz zum Abnehmer sowie der produzierten Menge. Je höher die erzeugte Menge an Wasserstoff, desto höher ist auch der Transportaufwand. Ein Wasserstofftrailer kann 270 bis 1.100 kg an Wasserstoff transportieren, abhängig vom Trailertyp (Reddi et al. 2018). Dies bedeutet, dass bei der Auslegung des Elektrolyseurs mit maximal möglicher Leistung mehr als ein Trailer am Tag notwendig ist, um den Wasserstoff abzutransportieren. Die erhöhten Volllaststunden wirken sich positiv auf die Netzentgelte aus (siehe AP 2, Abbildung 3-19). Des Weiteren ist ein vorhersehbares Profil besser zur Auslastungsplanung des Stromnetzes geeignet, unter der Voraussetzung, dass die zusätzliche Last nicht zu Einschränkungen anderer Betriebsparameter führt. Es ist allerdings zu beachten, dass Wartungs- und Reparaturphasen in dieser Modellierung nicht modelliert sind. Dadurch ist zu erwarten, dass bei Einsatz dieses Konzeptes die Volllaststunden des Elektrolyseurs im Betrieb geringer ausfallen.

## 3.6 Zusammenfassung und Ausblick (AP 3)

### 3.6.1 OLIA-Versorgungskonzept

Eine Integration von EEA an einem OLIA-Standort zur Nachladung von BEMU zeigt großes Potenzial im Hinblick auf die Reduktion von Kosten im Vergleich zu reinem Netzbezug. Ein ausschließlicher Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz würde am Standort Gerolstein 863 k€/a an Kosten und 1703 t/a an CO<sub>2</sub>-Emissionen verursachen, am Standort Füssen wurden Kosten von 248 k€/a und CO<sub>2</sub>-Emissionen in Höhe von 489 t/a ermittelt. Eine Systemdimensionierung gemäß der Kompromisslösung (Systemdimensionierung, welche mittlere Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen in Bezug auf die anderen Dimensionierungen auf der Pareto-Front aufweist) verursacht am Standort Gerolstein 404 k€/a an Kosten und 1287 t/a an CO<sub>2</sub>-Emissionen. Dies entspricht einer gegenüber der Variante 100 % Netzstrombezug einer Kostenreduktion am Standort Gerolstein von 53 % bei gleichzeitiger Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 24 %. Eine Systemdimensionierung nach der Kompromisslösung verursacht am Standort Füssen 216 k€/a an

Kosten und 500 t/a an CO<sub>2</sub>-Emissionen. Dies entspricht einer Kostenreduktion von 13 % bei gleichzeitiger Erhöhung der (lokalen) CO<sub>2</sub>-Emissionen um knapp 2 %. Es ist eine weitere Kostenreduktion im Vergleich zu reinem Netzbezug bei beiden analysierten OLIA-Standorten durch die Integration von zusätzlichen EEA möglich.

Es gilt zu beachten, dass die Systemgrenze in den Betrachtungen das lokale Energiesystem ist. Dementsprechend wird nicht bilanziert, dass die in das Netz eingespeiste Energie theoretisch CO<sub>2</sub>-Emissionen durch einen anderen Erzeuger vermeiden könnte. Wird dieser Effekt miteingerechnet, würde es deutlich attraktiver werden, große Mengen von EE hinzuzubauen. Die Zielstellung würde sich aber weg von einer lokalen hin zu einer globalen Betrachtung (das Einbeziehen von Komponenten außerhalb der Systemgrenzen) ändern. In diesem Zusammenhang ist zu erwähnen, dass Erträge durch Netzeinspeisung mitbetrachtet wurden, da diese mit dem aktuellen regulatorischen Rahmen direkt einem Erzeuger zugeordnet werden können. Wird die Netzeinspeisung bei der Berechnung der Pareto-Fronten vernachlässigt, so ist davon auszugehen, dass insbesondere bei dem OLIA-Standort Gerolstein weniger WEA implementiert werden und in Füßen der Bereich von geringen Kosten und hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen (Kosten < 200 k€/a) nicht mehr Teil der Pareto-Front ist.

Die Pareto-Fronten für die Systemkonfigurationen an den OLIA-Standorten Gerolstein und Füßen unterscheiden sich strukturell hinsichtlich des Einsatzes von WEA. Im Fall der OLIA Gerolstein werden zum Erreichen des Kostenminimums fünf WEA (insg. 10.000 kW) zugebaut, was aufgrund der guten Windressourcen und höheren Lasten sinnvoll ist. Für den Standort Füßen hingegen sind die Windressourcen schlechter. Hier wird nur eine WEA zur Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen eingesetzt. Im Kostenminimum für den BEMU-Standort Füßen wird keine WEA zugebaut. PV-Systeme werden bei beiden Standorten zur Kostenreduktion modellseitig hinzugebaut. Am OLIA-Standort Gerolstein wird eine variierende Anzahl WEA mit bis zu knapp 60 PVA (1148 kW<sub>Peak</sub>) kombiniert. Am OLIA-Standort Füßen wird in Richtung des Kostenminimums eine zunehmende Anzahl von PVA zugebaut. Im Kostenminimum werden 167 PVA (3196 kW<sub>Peak</sub>) zugebaut. Die Batteriespeicher werden über alle Systemkonfigurationen hinweg installiert. Die Kompromisslösungen implementieren bspw. 1.172 kWh und 270 kWh an Batteriespeicherkapazität für Gerolstein bzw. Füßen. Bei beiden Standorten sind sehr großer Speicher für das Erreichen des CO<sub>2</sub>-Minimums erforderlich, am OLIA-Standort in Gerolstein beträgt die benötigte Kapazität 5.500 kWh und am OLIA-Standort in Füßen ist eine Kapazität von etwa 3.000 kWh erforderlich.

Am OLIA-Standort Füßen wird ein Eigenverbrauch der EE-Erzeugung von über 90 % erreicht, wohingegen am OLIA-Standort Gerolstein die maximalen Werte im Bereich von knapp 60 % liegen. Die Autarkiegrade der Pareto-Fronten der Standorte Gerolstein und Füßen unterscheiden sich weniger in ihren Werten, dafür in ihrer Lage. In Füßen wird der höchste Autarkiegrad von etwa 81 % auf der Pareto-Front erreicht (Systemkonfiguration: 2 MW WEA, 287 kW PVA, 1.777 kWh Batteriekapazität) und befindet sich dementsprechend nicht an den Rändern. In Gerolstein wird der höchste Autarkiegrad von etwa 87 % in der Nähe des Kostenminimums erreicht (Systemkonfiguration: 8 MW WEA, 880 kW PVA, 1.172 kWh Batteriekapazität). Die Spitzenlast zeigt bei beiden Standorten eine geringe Abhängigkeit von der Systemdimensionierung, stattdessen wird die Spitzenlast in erster Linie durch die Lastzeitreihe der OLIA bestimmt. Dies zeigt, dass es bei allen Systemkonfigurationen Zeiträume gibt, in dem das Netz zur Energiebereitstellung benötigt wird. Um die Spitzenlast zu verringern, könnte man dies als Ziel in der Einsatzoptimierung mitaufnehmen. Ein ähnliches Bild zeigt die Spitzeneinspeisung. Je mehr EEA installiert sind, desto höher ist auch die Spitzeneinspeisung.

Die verwendeten Last- und Wetterzeitreihen beeinflussen die Simulationsergebnisse insbesondere für den Standort Gerolstein. Bei diesem bewirkt das Einfügen von Extremlast in je zwei Wochen eine Verschiebung der Pareto-Front hin zu etwas schlechteren Werten in Bezug auf Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen. In Füßen ist dies in erster Linie im Teil ohne Windenergie zu erkennen. Noch deutlicher fällt diese Abhängigkeit bei dem Vergleich der Pareto-Fronten bei virtuellem Austausch der Wetterzeitreihen auf. Für den Standort Füßen hat dies einen geringen Effekt, wohingegen die Analyse „Gerolstein Last“ mit

„Füssen Wetter“ zu höheren Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen führt im Vergleich zur nativen Gerolstein-Konfiguration.

Generell sind die Ergebnisse von der Parametrierung abhängig. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen basieren auf dem IPCC-Bericht von 2014 und sind auf die von einer EEA-Anlage erzeugten kWh bezogen. Eine WEA- oder PVA-bezogene Parametrierung würde die Einflüsse der Wetterzeitreihen besser abbilden. Außerdem werden die netzbezogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen als statisch über die Betrachtungsdauer angenommen, was in der Realität nicht der Fall ist (EUPD Research 2021). Im Allgemeinen sinken darüber hinaus die Kosten von Energiesystemen im Verlauf der Zeit aufgrund von Skaleneffekten und Technologieentwicklungen (Mongird et al. 2020, Williams et al. 2017). Die Diskretisierung der WEA (Leistungsgröße pro WEA) zeigt sich sowohl am Standort Gerolstein und auch am Beispiel Füssen. WEA mit geringerer Leistung könnten zu einer besseren Auflösung der Pareto-Front und somit geringeren zu Kosten bzw. CO<sub>2</sub>-Emissionen führen.

Die regulatorischen Rahmenbedingungen haben an verschiedenen Stellen Einfluss auf die Systemauslegung. Die regulatorischen Rahmenbedingungen finden sich in dieser Studie in Form der Einspeisevergütung wieder. Diese wird aktuellen Referenzen entnommen, wobei nicht zwischen WEA und PVA unterschieden wird. In der Vergangenheit ist ein fallender Trend der Einspeisevergütungen zu beobachten gewesen (Bundesnetzagentur 2022b, Bundesnetzagentur 2022a). Neben der Einspeisevergütung sind für das Geschäftsmodell Eigenverbrauch die regulatorischen Rahmenbedingungen in Bezug auf eventuelle Gebühren für den Eigenverbrauch oder Regularien bezüglich Leistungskappung der EEA zu beachten. Wird die Stromlieferung nicht On-Site, sondern durch ein Off-Site Power Purchase Agreement (PPA) realisiert, sind zudem Netzentgelte als Kostenfaktor zur Produktion von EE-Strom zu beachten, was den Kostenvorteil von EEA gegenüber einer reinen Netznutzung reduziert. Des Weiteren wird die EEG-Umlage vernachlässigt, welche allerdings in Zukunft abgeschafft werden soll (Bundesregierung 2022).

Eine Herausforderung ist die Integration von WEA in räumlicher Nähe zum OLIA-Standort, da es Abstandsregeln zwischen WEA und insbesondere Wohngebieten gibt. Des Weiteren muss eine ausreichende freie Fläche zum Errichten der WEA bzw. PVA verfügbar sein, damit ein Anschluss der Erzeugungsanlage an die OLIA wirtschaftlich sinnvoll ist.

Für PV-Freiflächenanlagen kann ein Platzbedarf von 0,7-1,5 ha/MW angenommen werden (Energieagentur Rheinland-Pfalz 2021). Darauf basierend ist für die Kompromisslösung am Standort Gerolstein eine Fläche von 0,26-0,57 ha für PV-Systeme erforderlich und für die Kompromisslösung am Standort Füssen wären 0,24-0,51 ha erforderlich. Da am Standort Füssen in der beschriebenen Dimensionierung keine WEA vorgesehen sind entspricht dies dem gesamten Flächenbedarf zu Errichtung der EEA. Der Flächenbedarf ist im städtischen Umfeld schwer zu realisieren. Alternativ könnten allerdings Dachanlagen installiert werden.

### 3.6.2 HRS-Versorgungskonzept

Die Einbindung von EEA für die Versorgung von alternativ angetriebenen SPNV-Fahrzeugen ist durch den Einsatz von Wasserstoff kosteneffizient möglich. Der in dieser Studie am Beispiel der HRS Gerolstein ermittelte Bedarf von 1.380 t Wasserstoff pro Jahr deckt den gesamten Energiebedarf des untersuchten Bahnbetriebs ab und kann durch die hier vorgestellten Versorgungskonzepte zu jeder Zeit bereitgestellt werden.

Die Einbindung von EEA eignet sich insbesondere für HRS-Versorgungskonzepte mit On-Site-Elektrolyse. Durch die kombinierte Einbindung von WEA sowie PVA zur Produktion von Wasserstoff können die restlichen Komponenten des Energiesystems variabel dimensioniert werden. Gestehungskosten zwischen ca. 5,2 €/kg und 14,3 €/kg Wasserstoff können realisiert werden (Gerolstein On-Site). Gleichzeitig

kann ein Versorgungskonzept mit On-Site-Elektrolyseur die zur Verfügung gestellte EE effizient nutzen und muss nur wenig Energie aus dem Stromnetz beziehen oder dahin einspeisen.

Weniger gut geeignet für die Einbindung von EEA zur Betankung von HEMU sind Versorgungskonzepte mit Off-Site-Elektrolyseur. Hauptursache dafür ist, dass diese Versorgungskonzepte simulativ nur für die Versorgung der Triebzüge an der HRS ausgelegt worden sind. Der notwendige Aufbau von Speichern und Kompressoren an den Produktionsstandorten sowie die Trailer-Anlieferung mit Lkw steigern die Kosten und Emissionen im Vergleich zum On-Site-Versorgungskonzept erheblich. Die Gestehungskosten bei den hier untersuchten Versorgungskonzepten mit Off-Site-Elektrolyseur betragen zwischen ca. 8,3 €/kg und 13,7 €/kg. Im Vergleich zu den Versorgungskonzepten mit On-Site-Elektrolyseur sind die minimalen Gestehungskosten der Versorgungskonzepte mit Off-Site-Elektrolyseur wesentlich höher. Die Anlagen des Off-Site-Versorgungskonzeptes könnten jedoch weitere Verbraucher mit Wasserstoff beliefern, um die Kosten zu reduzieren, was jedoch nicht Gegenstand dieser Studie war.

Eine Trailerbelieferung wird erst dann eine realistische Option, wenn Wasserstoff zu einem festgelegten Preis bei einer Großanlage in Verbindung mit Windparks oder Freiflächen-PV mit Elektrolyseur bezogen werden kann. Dann kann der Betrieb der Großanlage die Produktion des Wasserstoffs auf minimale Gestehungskosten optimieren. Davon profitiert der Tankstellenbetreiber, weil niedrigere Bezugskosten entstehen und nur die Lieferkosten noch ergänzt werden müssen.

Der Vorteil einer Trailerbelieferung ist die flexible Wahl eines Produktionsstandorts für Wasserstoff. Örtliche Voraussetzungen wie PV- und Windpotenziale müssen nicht berücksichtigt werden, da die Produktion des Wasserstoffs an einem Standort mit geeigneten Bedingungen stattfinden kann. Dadurch kann die Ausbeute und die Betriebsweise des Elektrolyseurs optimiert werden.

Zudem ist es möglich, ein Geschäftsmodell zu entwickeln, bei dem ein Elektrolyse-Standort mehrere Tankstellen (auch für mehrere Verkehrsträger) bzw. Abnahme-Standorte versorgen kann. Der Elektrolyseur kann dadurch weitaus wirtschaftlicher betrieben werden als eine reine bedarfsabhängige Produktion für einen Standort zur Betankung von SPNV-Triebzügen. Zusätzlich sind unter Umständen niedrigere Wasserstoffgestehungskosten realisierbar, womit die Gesamtkosten für den Betrieb der Zugtankstelle reduziert werden.

Der Transport des Wasserstoffs vom Produktionsstandort zur Tankstelle muss regelmäßig erfolgen und für Betriebsstörungen (Verkehrsbehinderungen, Lkw-Ausfall, etc.) muss eine redundante Lösung entwickelt werden. Dies wirkt sich negativ auf die Gesamtkosten aus, da z. B. eine größere Speicherkapazität am Tankstellenstandort eingeplant werden muss. Diese Faktoren wurden in den hier vorgestellten Ergebnissen nicht berücksichtigt.

Die bis zu sieben notwendigen Trailerfahrten pro Tag sind im Realbetrieb wenig sinnvoll. Für eine Tankstelle von dieser Größenordnung kann die Option Trailerbelieferung nur mit größeren Speicherkapazitäten realisiert werden, wodurch die Gesamtkosten dieser Variante im Vergleich zur On-Site-Elektrolyse weiter steigen.

### 3.6.3 Vergleich OLIA- und HRS-Versorgungskonzept am Beispielstandort Gerolstein

Die OLIA- und HRS-Versorgungskonzepte am Standort Gerolstein unterscheiden sich deutlich. Im Fall der Kompromisslösung des OLIA-Versorgungskonzeptes werden insgesamt ca. 4,4 MW an EEA zugebaut. Bei der Kompromisslösung des HRS-Versorgungskonzeptes sind es ca. 44 MW, was dem 10-fachen des OLIA-Versorgungskonzeptes entspricht. Der Unterschied basiert zum einen darauf, dass das HRS-Versorgungskonzept für die Energieversorgung aller Fahrzeuge auf der gesamten Linie zuständig ist, wohingegen die OLIA in Gerolstein nur einen Anteil des Gesamtenergiebedarfes bedient und der

größere Anteil durch den Fahrstrombezug aus den Bestandsüberleitungen erfolgt. Zum anderen verursacht die direkte Nutzung von Elektrizität geringere Umwandlungsverluste (sowohl bei der Energiebereitstellung als auch im jeweiligen Fahrzeugantriebssystem selbst) als die indirekte Nutzung über den Wasserstoffpfad.

Die Kompromisslösung des OLIA-Versorgungskonzeptes hat, bedingt durch eine höhere Netzeinspeisung als auch durch höheren Netzbezug, größere Auswirkungen auf das Netz als die Kompromisslösung des HRS-Versorgungskonzeptes. Der Netzbezug des OLIA-Versorgungskonzeptes beträgt 1.059 MWh/a, wohingegen das HRS-Versorgungskonzept einen Netzbezug von lediglich 54 MWh/a aufweist. Die Kompromisslösung des OLIA-Versorgungskonzeptes resultiert in einer Netzeinspeisung von 8.026 MWh/a, die Kompromisslösung des HRS-Versorgungskonzeptes in einer Netzeinspeisung von 2.936 MWh/a.

Die unterschiedlichen Systemgrößen finden sich in den Kosten wieder. Die Energiesystemkosten (CAPEX und OPEX der EEA und des Batteriespeichers, Kosten des Netzbezuges und Erträge durch Einspeisung) des OLIA-Versorgungskonzept betragen 410 k€/a, die für des HEMU-Versorgungskonzeptes 8.900 k€/a. Es muss allerdings noch miteingerechnet werden, dass zur Realisierung des OLIA-Versorgungskonzeptes zusätzliche Infrastruktur (OLA, Umrichter und Schaltanlagen) notwendig ist. Werden die Kosten der Ladeinfrastruktur auf Basis mittlerer Werte des AP 2 (Tabelle 1-6) berechnet, so ergibt sich eine Annuität von 716 k€/a (Kalkulationszinssatz 3 % (Tabelle 3-3), Lebenszeit 40 a (Aufschläger et al. 2019)). Werden diese Kosten miteingerechnet, betragen die Kosten des OLIA-Versorgungskonzeptes 1.126 k€/a. Darauf basierend betragen die Gesamtkosten (CAPEX und OPEX für HRS sowie EEA, zusätzlich variable Energiekosten) des HRS-Versorgungskonzeptes das 7,9-fache des OLIA-Versorgungskonzeptes. Es gilt hierbei zu beachten, dass das HRS-Versorgungskonzept vollständig den Energiebedarf alle betrachteten Fahrten deckt, wohingegen das OLIA-Versorgungskonzept am Standort Gerolstein nur einen Anteil des Gesamtbedarfes der betrachteten Fahrten deckt. Der größere Anteil des BEMU-Energiebedarfs wird unter Bestandselektrofizierung gedeckt. In Abhängigkeit der Positionierung der OLIA im Streckenkontext (Zwischenhalt oder Wendebahnhof) sowie der Fahrzeit unter Bestandselektrofizierung, liegt der Anteil der durch die BEMU an der OLIA Gerolstein bezogenen Energie zwischen 20,4 % (OLIA Gerolstein als Zwischenhalt) und 43,8 % (OLIA Gerolstein als Wendebahnhof) des Gesamtenergiebedarfs für einen vollständigen Umlauf. Wenn berücksichtigt wird, dass an der OLIA nur ein Anteil des Gesamtenergiebedarfs gedeckt wird, lassen sich die Mehrkosten des HRS-Versorgungskonzeptes im Vergleich zum OLIA-Versorgungskonzept in der Größenordnung von Faktor 1,6 bis 3,5 abschätzen.

Des Weiteren sind die Rahmenbedingungen der Optimierungen unterschiedlich. Das OLIA-Versorgungskonzept integriert den Speicher als ein optimierendes Element, er ist keine Notwendigkeit. Außerdem kann das OLIA-Versorgungskonzept direkt auf das Stromnetz zurückgreifen um die BEMU zu versorgen, wenn nicht ausreichend Energie durch die EEA bereitgestellt wird. Bei dem HRS-Versorgungskonzept ist zwar auch das Stromnetz verfügbar, es muss aber der gesamte Wasserstoffbedarf über den Umweg der Elektrolyse erzeugt werden, auch in den Extremlastzeiten. Dies erfordert eine entsprechende Dimensionierung des Elektrolyseurs und/oder des Wasserstoffspeichers.

Die Integration von Erneuerbaren Energien in die Tank- und Ladeinfrastrukturen für HEMU respektive HEMU zeigt großes Potenzial sowohl in Bezug auf eine Kostenreduktion gegenüber einem ausschließlich auf Netzbezug basierenden Versorgungskonzept sowie der Optimierung der durch das lokale Energiesystem verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Dies wird durch die Integration von EEA entlang der gesamten Pareto-Fronten der optimierten Systemkonfigurationen für beide Versorgungskonzepte gezeigt. Perspektivisch lässt sich ein noch größeres Kostensenkungspotenzial durch die Direktstromnutzung aus lokalen EEA erwarten, wenn von zukünftig steigenden Kosten für aus dem öffentlichen Stromnetz bezogene Energie ausgegangen wird. Dies wird weiter durch einen fallenden Trend der Anlagenkosten von WEA, PVA, und Batteriespeichern unterstützt (Mongird et al. 2020, Williams et al. 2017). Ebenso kann durch eine Skalierung der Wasserstoffinfrastruktur eine weitere Kostenreduktion erwartet werden. Aus

volkswirtschaftlicher Sicht ist dies im Bereich eines Hochfahrens der Produktion von Wasserstoffinfrastruktur zu verorten. Des Weiteren kann das lokale Energiesystem skaliert werden, etwa durch Einbinden weitere Verbraucher, was im folgenden Kapitel, „Erweiterte Nutzung der Tank- und Ladeinfrastrukturen (AP 4)“, näher untersucht wird.

## 3.7 Quellenverzeichnis (AP 3)

ABB (2012): PCS 6000 Rail Statische Frequenzumrichter für Netzkupplungen [Online], [Zugriff am: 27. Mai 2022]. Verfügbar unter: [https://library.e.abb.com/public/f7aa6542418d464ec1257d4e004fdaf0/Brochure\\_PCS%206000%20Rail\\_DE\\_RevA.pdf](https://library.e.abb.com/public/f7aa6542418d464ec1257d4e004fdaf0/Brochure_PCS%206000%20Rail_DE_RevA.pdf)

Aufschläger, F., A. Dölling und A. Stephan (2019): Modellierung der Lebenszykluskosten von Oberleitungsanlagen, in: Eisenbahn Ingenieur, Jg. 2019, August, S. 12-17.

Baumann, M., J. F. Peters, M. Weil und A. Grunwald (2017): CO<sub>2</sub> Footprint and Life-Cycle Costs of Electrochemical Energy Storage for Stationary Grid Applications, in: Energy Technology, Vol. 5, Issue: 7, S. 1071-1083.

Bruckner, T. et al. (2014): Chapter-7 - Energy Systems. Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. S. 511-598, doi: <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415416.013>.

Bundesnetzagentur (2022a): Anzulegende Werte für Solaranlagen [Online], [Zugriff am: 11. Februar 2022]. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/PV\\_Datenmeldungen/DegressionsVergSaetze\\_02bis0422.xlsx?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/PV_Datenmeldungen/DegressionsVergSaetze_02bis0422.xlsx?__blob=publicationFile&v=2)

Bundesnetzagentur (2022b): Ergebnisse der Ausschreibungen für Windenergie 2021 [Online], [Zugriff am: 11. Februar 2022]. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Ausschreibungen/Wind\\_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html)

Bundesnetzagentur (2022c): Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Solar-Anlagen 2021 [Online], [Zugriff am: 11. Februar 2022]. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/start.html>

Bundesregierung (2022): Stromkunden werden entlastet [Online], [Zugriff am: 2. Juni 2022]. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/eeg-umlage-faellt-weg-2011728>

Burkhardt, J., A. Patyk, P. Tanguy und C. Retzke (2016): Hydrogen mobility from wind energy – A life cycle assessment focusing on the fuel supply, in: Applied Energy, Vol. 181, Issue C, S. 54-64.

Deutscher Bundestag (2019): Sicherstellung der Stromversorgung bei Dunkelflauten [Online], [Zugriff am: 25. Mai 2022]. Verfügbar unter: <https://www.bundestag.de/resource/blob/627898/b65deea51fdb399e4b64f1182465658d/WD-5-167-18-pdf-data.pdf>

Energieagentur Rheinland-Pfalz (2021): Rahmenbedingungen für PV-Freiflächenanlagen - Die Rolle der Kommune als Planungsträger und Gestalter, Kaiserslautern.

EUPD Research (2021): CO<sub>2</sub>-Emissionen im deutschen Strommix schwanken im Jahresverlauf 2020 sehr stark [Online], [Zugriff am: 2. Juni 2022]. Verfügbar unter: <https://www.eupd-research.com/co2-emissionen-im-deutschen-strommix-schwanken-im-jahresverlauf-2020-sehr-stark/>

Holmgren, W., C. Hansen und M. Mikofski (2018): pvlib python: a python package for modeling solar energy systems, in: Journal of Open Source Software, Vol. 3(29), S. 884, doi: 10.21105/joss.00884.

International Eletrotechnical Comission (2005): IEC 614-0 - Wind turbines – Part 1: Design requirements.

Kost, C., S. Shammugam, V. Fluri, D. Peper, A. D. Memar und T. Schlegl (2021): Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE), Freiburg.

K. Mongird, V. Viswanathan, J. Alam, C. Vartanian, V. Sprenkl und B. Richard (2020): 2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment, U.S. Department of Energy.

oemof Entwicklungsteam (2016): windpowerlib [Online], [Zugriff am: 25. Mai 2022]. Verfügbar unter: <https://github.com/wind-python/windpowerlib>

Olalla, C., D. Maksimovic, C. Deline und L. Martinez-Salamero (2017): Impact of distributed power electronics on the lifetime and reliability of PV systems, in: Progress in Photovoltaics: Research and Applications, Vol. 25, Issue 10, S. 821-835, doi: <https://doi.org/10.1002/pip.2893>.

photovoltaik.org (2022): Ausrichtung der Photovoltaikanlage [Online], [Zugriff am: 25. Mai 2022]. Verfügbar unter: <https://www.photovoltaik.org/wirtschaftlichkeit/ausrichtung>

Rana, A. S., M. Nasir und H. A. Khan (2018): String lev222ptimizationion on grid-tied solar PV systems to reduce partial shading loss, in: IET Renewable Power Generation, Vol. 12, Issue: 2, S. 143-148, doi: [10.1049/iet-rpg.2017.0229](https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2017.0229).

Reddi, K., A. Elgowainy, N. Rustagi, und E. Gupta (2018): Techno-economic analysis of conventional and advanced high-pressure tube trailer configurations for compressed hydrogen gas transportation and refuelin, in: International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 42, Issue 34, S. 4428-4438.

RLI (2018): open Feed-in time series based on a Renewable Energy Database [Online], [Zugriff am: 25. Mai 2022]. Verfügbar unter: <https://github.com/open-fred>

RLI (2021): smooth github Repository [Online], [Zugriff am: 2. Juni 2022]. Verfügbar unter: <https://github.com/rl-institut/smooth>

Schmeling, L., P. Schönfeldt, P. Klement, S. Wehkamp, B. Hanke und C. Agert (2020): Development of a Decision-Making Framework for Distributed Energy Systems in a German District, in: Energies, 13(3), S. 552, doi: <https://doi.org/10.3390/en13030552>.

statista (2020): Strompreise für die Industrie in Deutschland bis 2020 [Online], [Zugriff am: 3. Juni 2022]. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/155964/umfrage/entwicklung-der-industriestrompreise-in-deutschland-seit-1995/>

TWI (2022): How long do wind turbines last? Can Their Lifetime be extended? [Online], [Zugriff am: 27. Mai 2022]. Verfügbar unter: <https://www.twi-global.com/technical-knowledge/faqs/how-long-do-wind-turbines-last>

Umweltbundesamt (2021): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2020 [Online], [Zugriff am: 25. Mai 2022]. Verfügbar unter: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-26\\_cc-45-2021\\_strommix\\_2021.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-26_cc-45-2021_strommix_2021.pdf)

Weniger, J., T. Tjaden und V. Quaschnig (2014): Sizing of Residential PV Battery Systems, in: Energy Procedia, Vol. 46, S. 78-87, doi: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.160>.

Williams, E., E. Hittinger, R. Carvalho und R. Williams (2017): Wind power costs expected to decrease due to technological progress, in: Energy Policy, Vol. 106, S. 427-435.

## 3.8 Anhänge

### 3.8.1 OLIA-Versorgungskonzept

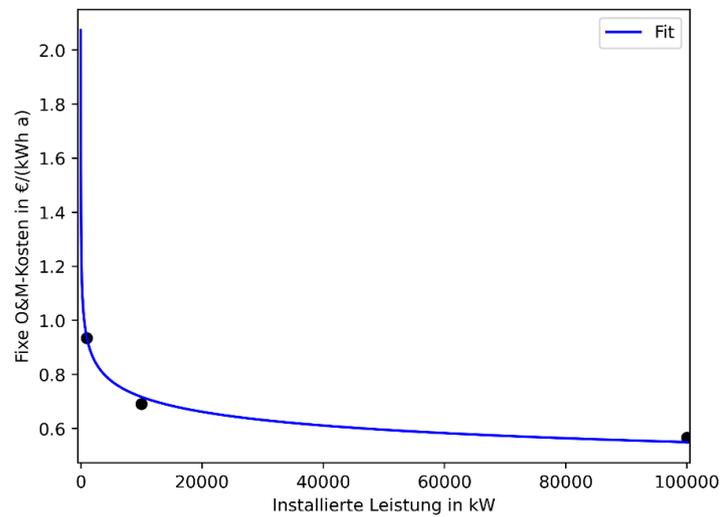


Abbildung 3-49: Kostenfunktion (fixe O&M) des Batteriespeichers mit einem Verhältnis von Leistung zu Kapazität von  $P/E = 1/h$

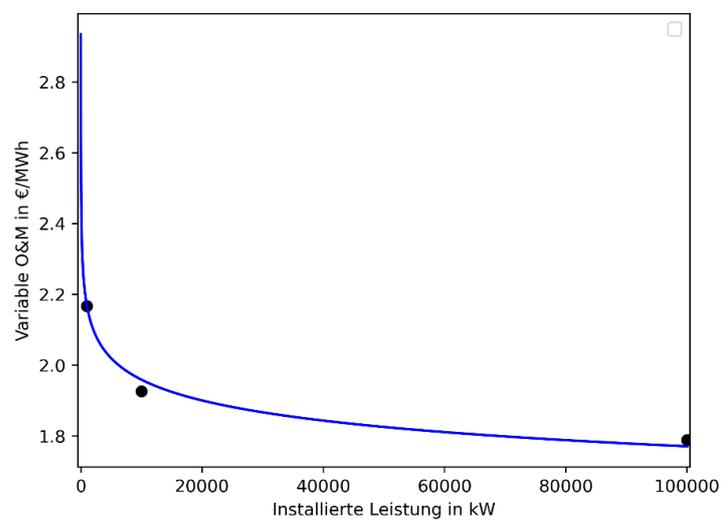


Abbildung 3-50: Kostenfunktion (variable O&M) des Batteriespeichers mit einem Verhältnis von Leistung zu Kapazität von  $P/E = 1/h$

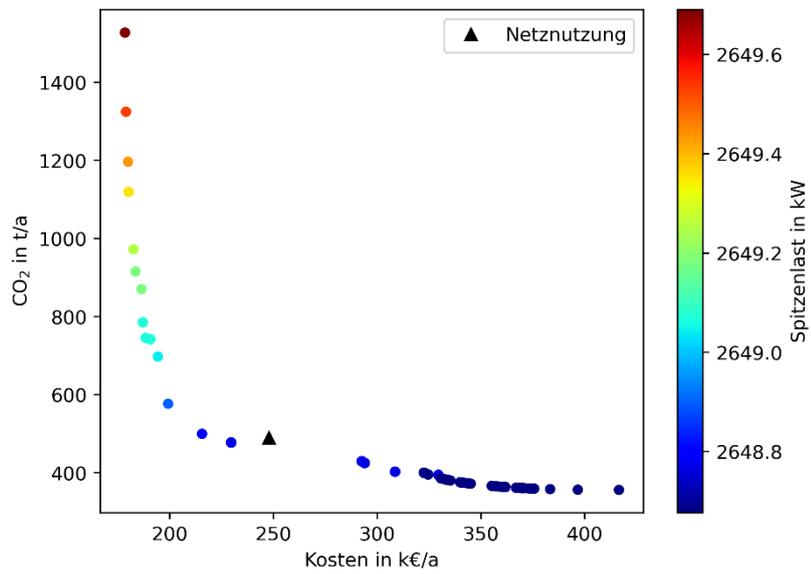


Abbildung 3-51: Spitzenlasten der Pareto-Front für den Standort Füssen

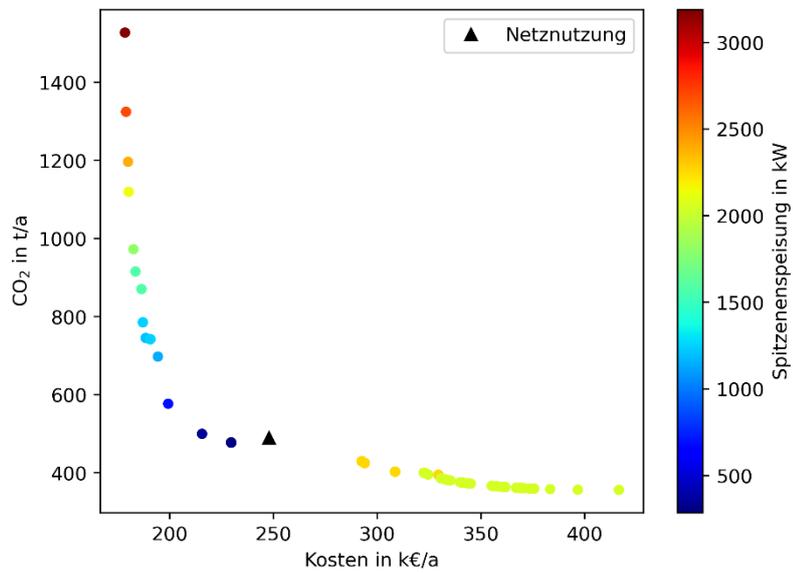


Abbildung 3-52: Spitzeneinspeisung der Pareto-Front für den Standort Füssen

### 3.8.2 HRS-Versorgungskonzept Standort Osnabrück

TABELLE 3-15: DIMENSIONIERUNG DER ENERGIESYSTEME AUF DER PARETO-FRONT FÜR DAS ON-SITE-VERSORGUNGSKONZEPT AM STANDORT OSNABRÜCK

Nr.	Kosten [Mio €/a]	Emissionen [t CO <sub>2</sub> ]	PVA [MW]	Elektrolyseur [MW]	H <sub>2</sub> -Speicher [kg]
1	4,9	6.139	30,0	17	4.500
2	5,1	5.983	30,0	19	4.500
3	5,2	5.726	34,0	20	7.000
4	5,5	5.616	34,0	25	7.000
5	5,7	5.486	39,0	27	7.000
6	5,7	5.356	43,0	27	9.500
7	5,8	5.312	41,0	26	12.000
8	5,9	5.275	43,0	28	11.000
9	5,8	5.201	40,0	22	19.000
10	6,0	5.095	37,0	21	24.000
11	5,9	5.078	39,0	21	24.000
12	6,0	5.003	40,0	22	25.000
13	6,5	4.878	30,0	20	36.000
14	6,5	4.872	30,0	19	37.500
15	6,2	4.840	43,0	20	34.000
16	6,5	4.702	37,0	21	36.000
17	6,6	4.646	37,0	21	38.000
18	6,6	4.555	40,0	21	40.000
19	6,8	4.507	37,0	25	37.500
20	6,9	4.456	34,0	22	43.500
21	7,1	4.450	37,0	29	38.000
22	7,1	4.445	30,0	21	48.500
23	7,1	4.308	37,0	26	43.000
24	7,2	4.277	37,0	26	44.000
25	7,2	4.143	37,0	24	49.500
26	7,3	4.138	43,0	26	47.500
27	7,4	4.119	40,0	26	48.000
28	7,4	4.106	37,0	26	49.500

Nr.	Kosten [Mio €/a]	Emissionen [t CO <sub>2</sub> ]	PVA [MW]	Elektrolyseur [MW]	H <sub>2</sub> -Speicher [kg]
29	7,3	4.103	43,0	25	49.500
30	7,5	4.062	39,0	27	49.500
31	7,6	3.987	44,0	29	49.500
32	8,0	3.949	42,0	34	49.500
33	8,1	3.925	43,0	34	49.500
34	8,4	3.917	43,0	36	49.500
35	8,7	3.870	43,0	46	49.500
36	9,3	3.860	42,0	53	49.500
37	10,0	3.811	43,0	70	47.500
38	14,2	3.802	41,0	131	48.000
39	15,1	3.782	34,0	153	47.500
40	15,1	3.676	43,0	154	48.000
41	15,4	3.661	41,0	157	48.000

TABELLE 3-16: BETRIEBSPARAMETER BZW. KPIS DER ENERGIESYSTEME AUF DER PARETO-FRONT FÜR DAS ON-SITE-VERSORGUNGSKONZEPT AM STANDORT OSNABRÜCK

Nr.	Kosten [Mio €/a]	Emissionen [t CO <sub>2</sub> ]	Netzbezug [MWh]	Einspeisung [MWh]	Volllast [Stunden]	LCOH [€/kg]
1	4,9	6.139	10.280	3.255	2.359	7,3
2	5,1	5.983	9.842	1.989	2.155	7,7
3	5,2	5.726	8.480	3.192	2.147	7,8
4	5,5	5.616	8.122	780	1.799	8,3
5	5,7	5.486	6.876	1.484	1.803	8,5
6	5,7	5.356	5.854	2.990	1.877	8,5
7	5,8	5.312	6.098	2.705	1.883	8,7
8	5,9	5.275	5.623	2.448	1.821	8,8
9	5,8	5.201	6.067	4.835	2.077	8,7
10	6,0	5.095	6.318	3.993	2.067	8,9
11	5,9	5.078	5.938	5.059	2.106	8,9
12	6,0	5.003	5.549	4.834	2.054	9,0
13	6,5	4.878	6.951	1.468	1.931	9,7

<b>Nr.</b>	<b>Kosten [Mio €/a]</b>	<b>Emissionen [t CO2]</b>	<b>Netzbezug [MWh]</b>	<b>Einspeisung [MWh]</b>	<b>Volllast [Stunden]</b>	<b>LCOH [€/kg]</b>
<b>14</b>	6,5	4.872	6.954	1.981	2.006	9,8
<b>15</b>	6,2	4.840	4.701	8.367	2.213	9,3
<b>16</b>	6,5	4.702	5.292	3.992	2.019	9,8
<b>17</b>	6,6	4.646	5.143	3.992	2.012	9,8
<b>18</b>	6,6	4.555	4.412	5.622	2.062	9,8
<b>19</b>	6,8	4.507	4.697	1.664	1.765	10,2
<b>20</b>	6,9	4.456	5.134	1.999	1.856	10,4
<b>21</b>	7,1	4.450	4.499	421	1.557	10,6
<b>22</b>	7,1	4.445	5.810	1.041	1.806	10,7
<b>23</b>	7,1	4.308	4.161	1.252	1.692	10,7
<b>24</b>	7,2	4.277	4.081	1.252	1.689	10,8
<b>25</b>	7,2	4.143	3.763	2.147	1.780	10,8
<b>26</b>	7,3	4.138	2.693	3.583	1.808	10,9
<b>27</b>	7,4	4.119	3.152	2.295	1.745	11,0
<b>28</b>	7,4	4.106	3.634	1.251	1.673	11,1
<b>29</b>	7,3	4.103	2.627	4.233	1.852	10,9
<b>30</b>	7,5	4.062	3.155	1.479	1.668	11,2
<b>31</b>	7,6	3.987	2.062	2.325	1.681	11,4
<b>32</b>	8,0	3.949	2.250	299	1.432	12,0
<b>33</b>	8,1	3.925	2.004	436	1.454	12,1
<b>34</b>	8,4	3.917	1.967	169	1.380	12,6
<b>35</b>	8,7	3.870	1.806	0	1.080	13,1
<b>36</b>	9,3	3.860	1.949	0	918	13,9
<b>37</b>	10,0	3.811	1.597	6	706	15,0
<b>38</b>	14,2	3.802	1.896	0	362	21,2
<b>39</b>	15,1	3.782	3.142	0	267	22,6
<b>40</b>	15,1	3.676	1.257	2.855	300	22,6
<b>41</b>	15,4	3.661	1.492	11	300	23,1

TABELLE 3-17: DIMENSIONIERUNG DER KOMPONENTEN AN DEN WASSERSTOFFERZEUGUNGSTANDORTEN DER ENERGIESYSTEME AUF DER PARETO-FRONT FÜR DAS OFF-SITE-VERSORUNGSKONZEPT AM STANDORT OSNABRÜCK

Nr.	WEA [MW]	Elektrolyseur (WEA-Standort) [MW]	Speicher (WAE-Standort) [kg]	PVA [MW]	Elektrolyseur (PVA-Standort) [MW]	Speicher (PVA-Standort) [kg]
1	4,0	5	9.000	26,0	11	3.500
2	7,0	5	3.500	18,0	22	3.500
3	5,0	5	16.000	20,0	17	5.000
4	7,0	5	6.000	18,0	22	3.500
5	6,0	4	11.500	18,0	22	3.500
6	6,0	8	11.500	18,0	22	3.500
7	5,0	4	6.000	20,0	13	47.000
8	5,0	4	9.500	19,0	16	49.500
9	5,0	5	16.000	18,0	15	48.500
10	5,0	5	16.000	18,0	43	49.500
11	6,0	6	19.500	17,0	27	49.500
12	5,0	13	16.000	18,0	40	48.500
13	5,0	131	14.000	17,0	39	49.500

TABELLE 3-18: ERGEBNISSE DER KOSTEN UND EMISSIONEN SOWIE SPEICHERDIMENSIONIERUNG AN DER WASSERSTOFFTANKSTELLE DER PARETO-FRONT FÜR DAS ON-SITE-VERSOR- GUNGSKONZEPT AM STANDORT OSNABRÜCK

<b>Nr.</b>	<b>Kosten</b> [Mio €/a]	<b>Emissionen</b> [t CO <sub>2</sub> ]	<b>Speicher</b> <b>(H<sub>2</sub>-Tankstelle)</b> [kg]	<b>LCOH</b> [€/kg]
<b>1</b>	5,2	4.083	12.000	7,7
<b>2</b>	5,8	3.548	16.000	8,6
<b>3</b>	6,4	3.482	8.000	9,5
<b>4</b>	6,4	3.476	15.000	9,5
<b>5</b>	6,5	3.471	18.500	9,7
<b>6</b>	7,0	3.324	18.500	10,5
<b>7</b>	7,6	2.710	16.000	11,3
<b>8</b>	8,4	2.595	15.500	12,5
<b>9</b>	8,9	2.553	18.500	13,3
<b>10</b>	9,7	2.540	8.000	14,5
<b>11</b>	10,0	2.519	15.500	15,0
<b>12</b>	11,2	2.504	18.000	16,7
<b>13</b>	17,7	2.479	14.500	26,5

## 4 Erweiterte Nutzung der Tank- und Ladeinfrastrukturen (AP 4)

### 4.1 Kurzbeschreibung (AP 4)

Im Rahmen des AP 4 werden weitere Nutzungspotenziale der OLIA- und HRS-Versorgungskonzepte (Hydrogen Refuelling Station) mit lokalen Erneuerbaren Energieanlagen (EEA) identifiziert und im Hinblick auf ihre technische, betriebliche Umsetzbarkeit sowie die Synergieeffekte bewertet.

Der Zwischenbericht zu AP 4 gliedert sich in folgende Kapitel:

- Kapitel 4.2: Identifikation und Kategorisierung weiterer Nutzungspotenziale
- Kapitel 4.3: Netzdienliche Leistungen und flexible Lasten
- Kapitel 4.4: Quantifizierung und Bewertung synergetischer Nutzungspotenziale

In Kapitel 4.2 wird zunächst die Über- und Unterdeckung der Last- und Erzeugungscharakteristik der in AP 3 modellierten Versorgungskonzepte analysiert. Im nächsten Schritt werden weitere Nutzungspotenziale der Tank- und Ladeinfrastruktur identifiziert und kategorisiert.

In Kapitel 4.3 werden Varianten für die Erbringung von netzdienlichen Leistungen durch die vorgestellten OLIA- und HRS-Versorgungskonzepte sowie Möglichkeiten zur Flexibilisierung der Lastprofile diskutiert.

In Kapitel 4.4 wird die Erweiterung der OLIA- und HRS-Versorgungskonzepte für ausgewählte synergetische Verbraucher hinsichtlich ihres Energie- und Leistungsbedarfs analysiert und in Bezug auf die Synergieeffekte bewertet. Im Fall des OLIA-Versorgungskonzeptes wird die Einbindung von Ladeinfrastruktur für Batteriebusse und die Versorgung von Bahnhofsinfrastruktur diskutiert. Im Fall des HRS-Versorgungskonzeptes mit On-Site-Elektrolyse wird die synergetische Mitversorgung von Brennstoffzellen-Bussen (BZ-Bussen) sowie die Nutzung der Abwärme des Elektrolyseurs diskutiert.

### 4.2 Identifikation und Kategorisierung weiterer Nutzungspotenziale

In Kapitel 1 dieses AP wird zunächst die Über- und Unterdeckung der Last- und Erzeugungscharakteristik der in AP 3 modellierten Versorgungskonzepte analysiert. Im nächsten Schritt werden weitere Nutzungspotenziale der Tank- und Ladeinfrastruktur identifiziert und kategorisiert.

#### 4.2.1 Analyse Lastverläufe der Kernaufgabe

Auf Basis der im Rahmen von AP 3 simulierten Pareto-optimalen Systemkonfigurationen zur Versorgung von Triebzügen mit alternativen Antrieben (Hydrogen Electric Multiple Unit – HEMU, Battery Electric Multiple Unit – BEMU) wird im Folgenden die Last- und Erzeugungscharakteristik für die OLIA- und HRS-Versorgungskonzepte in Bezug auf Über- und Unterdeckung analysiert.

#### 4.2.1.1 OLIA-Versorgungskonzepte

Die Last- und Erzeugungscharakteristik der OLIA-Versorgungskonzepte wird für die in AP 3 vorgestellten Szenarien OLIA Gerolstein und OLIA Füssen analysiert. Dafür wird auf die Ergebnisse der Systemkonfiguration, welche einen Kompromiss aus CO<sub>2</sub>- und kostenoptimierter Lösung darstellt (Kompromisskonfiguration bei synthetischem Lastprofil), zurückgegriffen.

In Tabelle 4-1 sind die Systemparameter der Kompromisskonfiguration der OLIA-Versorgungskonzepte am Standort Gerolstein und Füssen dargestellt.

TABELLE 4-1: SYSTEMPARAMETER DER KOMPROMISSKONFIGURATION DER OLIA-VERSOR- GUNGSKONZEPTE DER STANDORTE GEROLSTEIN UND FÜSSEN

Parameter	Einheit	OLIA Gerolstein	OLIA Füssen
<b>Nominallast</b>	[MW]	10	5
<b>Jahresenergiebedarf BEMU</b>	[MWh]	4.467	1.270
<b>Nominalleistung PVA</b>	[kW <sub>peak</sub> ]	383	345
<b>Nominalleistung WEA</b>	[kW]	4.000	0
<b>Kapazität Batteriespeicher</b>	[kWh]	1.172	270

Für die Bewertung der synergetische Nutzungspotenziale der OLIA-Versorgungskonzepte werden folgende Systemgrößen betrachtet:

- Netzeinspeisung bzw. Netzexport (Nutzung des Überschusses des lokal erzeugten EE-Stroms)
- Leistungsreserve des Netzanschlusses (Differenz zwischen nominaler Netzanschlusskapazität und momentaner Last an der OLIA)
- Verfügbare Kapazität des Batteriespeichers

#### OLIA-Versorgungskonzept Gerolstein

##### Analyse der Last- und Erzeugungscharakteristik im Wochen- und Tagesgang

Abbildung 4-1 zeigt das Last- und Erzeugungsprofil des Versorgungskonzeptes der OLIA Gerolstein auf Basis der in Tabelle 4-1 gegebenen Systemkonfiguration anhand einer Beispielwoche im April. Die gezeigte Last- und Erzeugungscharakteristik basiert auf den 10-minütigen Durchschnittsleistungen, wodurch die kurzzeitigen Leistungsspitzen in dieser Betrachtung unterschätzt werden.

Die Last an der OLIA liegt nur in kurzen Zeitintervallen vor (grüne Balken) und dabei nur für wenige Minuten pro Tag zu mehr als 50 % der nominal verfügbaren Leistung des OLIA-Ladeunterwerks (vgl. AP 2 Absatz 3.1.1). Der Netzanschlusspunkt ist somit zu vielen Zeitpunkten nur gering ausgelastet. Im Hinblick auf eine höhere Nutzung der lokalen Erzeugung aus EEA durch die Einbindung weiterer lokaler Verbraucher ist die Energiemenge maßgeblich, welche ins öffentliche Stromnetz eingespeist wird (Netzexport, violette Fläche in Abbildung 4-1). Anhand der Last- und Erzeugungscharakteristik der gezeigten Beispielwoche ist zu erkennen, dass der Netzexport bedingt durch das volatile Erzeugungsprofil der

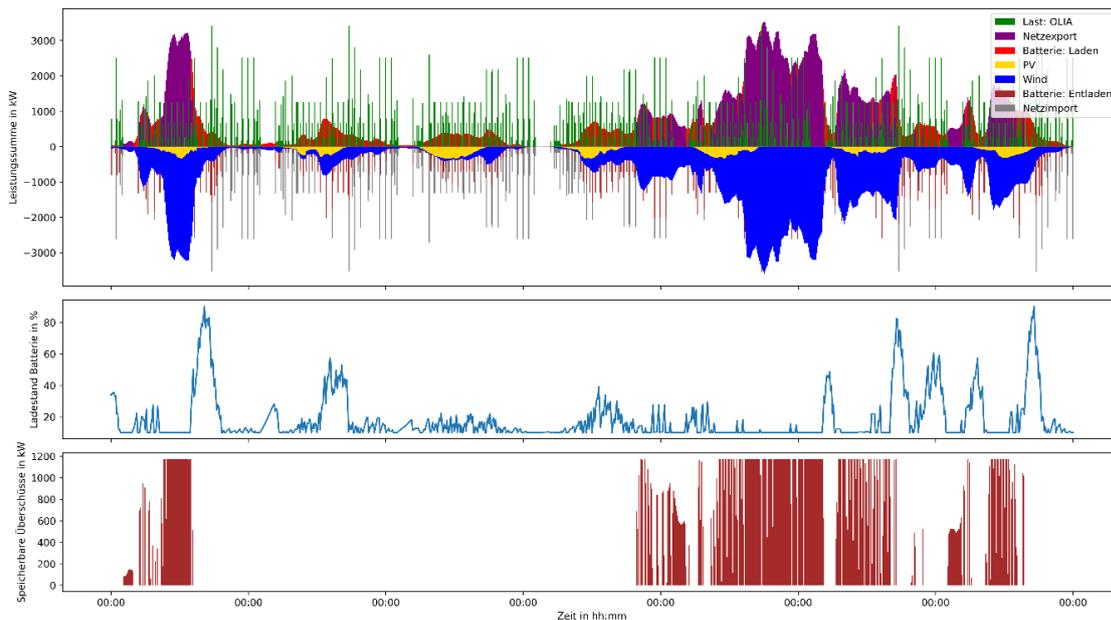


Abbildung 4-1: Last- und Erzeugungsprofil (10-Minuten-Durchschnittsleistungen), SoC-Verlauf des Batteriespeichers und speicherbare Überschüsse des OLIA-Versorgungskonzeptes Gerolstein

WEA am Standort Gerolstein stark variiert, insbesondere wenn man die Erzeugung aus WEA auf Tagesbasis vergleicht. Der Einfluss der Erzeugung aus PVA fällt relativ gering aus, da die installierte Leistung im Vergleich zur Last und zur WEA-Kapazität niedrig ist.

### Höhere Auslastung des Batteriespeichers

Für die direkte Nutzung des Überschusses aus EEA ist davon auszugehen, dass für viele Verbraucher die zeitliche Entkopplung von der EE-Erzeugung mit Hilfe eines Batteriespeichers nötig ist, wenn keine zeitliche Überstimmung von Verbraucher und EE-Erzeugung für einen Direktverbrauch gegeben ist.

Anhand des SoC-Verlaufs (s. mittlere Grafik in Abbildung 4-1) lässt sich erkennen, dass der Ladezustand der Batteriespeicher den Großteil des betrachteten Zeitraums weniger als 50 % beträgt und teilweise nahezu vollständig entladen ist, was auf die Betriebsführung des in AP 3 angewendeten Optimierungsmodells zurückzuführen ist.

Weiterhin sind in Abbildung 4-1 (unteres Diagramm) die „Speicherbaren Überschüsse“ über die Beispielwoche dargestellt. Der Indikator gibt die Leistung in Abhängigkeit des SoC an, welche zum jeweiligen Zeitpunkt zusätzlich in den Batteriespeicher geladen werden könnte. Die potenziell einspeicherbaren Überschüsse aus lokaler EE-Erzeugung werden modellseitig durch den Netzexport (violette Fläche) angegeben. Für die Berechnung der „Speicherbaren Überschüsse“ wurde angenommen, dass der stationäre Batteriespeicher zum jeweiligen Zeitpunkt nur zusätzlichen Ladestrom aufnehmen kann, wenn

- nicht entladen wird,
- der Batteriespeicher nicht maximal geladen ist,
- die maximale Ladeleistung nicht bereits genutzt wird und
- wenn lokal erzeugter EE-Strom in das Stromnetz eingespeist wird.

Im betrachteten Zeitraum ist zu erkennen, dass zu den Zeiten hoher Erzeugung aus WEA (blaue Kurve) häufig eine zusätzliche Zwischenspeicherung in den Speicher möglich ist, was die Einbindung weiterer Verbraucher unterstützt. Hier ist zu erwähnen, dass zusätzlich eingespeicherter EE-Strom wieder entla-

den werden muss, bis die Batterie nach Referenzbetriebsszenario vollständig geladen ist. Um das Einsatzprofil des Batteriespeichers sowie den Eigenverbrauch des Versorgungskonzeptes unter Einbindung weiterer Verbraucher im Detail zu analysieren, müsste das Versorgungskonzept für das erweiterte Lastprofil entsprechend separat optimiert werden.

#### Analyse der Last- und Erzeugungscharakteristik – durchschnittlicher Netzexport und -bezug

Ausgehend von der Kompromisskonfiguration für das OLIA-Versorgungskonzept Gerolstein werden anhand der Jahreszeitreihe die Mittelwerte für Netzexport und -bezug auf Tagesbasis bestimmt (s. Abbildung 4-2). Hieraus wird ersichtlich, dass der Netzexport (eingespeiste Überschüsse aus EE-Erzeugung) saisonale Unterschiede aufweist. So liegt die zwischen Oktober und März monatliche eingespeiste Leistung im Mittel etwa um den Faktor zwei über den Werten, die zwischen April und September erreicht werden. Diese Tendenz ist auch in den Tageswerten zu erkennen. In sechs Monaten des Jahres (Oktober bis März) kann hier von einem durchschnittlichen Netzexport von etwa 1.000 – 1.200 kW ausgegangen werden. In den anderen sechs Monaten liegt der Netzexport in der Größenordnung von 500 kW, basierend auf den Mittelwerten auf Monatsbasis. Die Saisonalität des Netzbezugs (rechtes Bild, Abbildung 4-2) zeigt eine gegenläufige Tendenz, allerdings weniger stark saisonal geprägt. Im Jahresvergleich liegt die zuvor betrachtete Beispielwoche (01. – 07. April) im Hinblick auf den Netzexport eher im niedrigen Bereich. Der Netzbezug weist in diesem Zeitraum mittlere Werte im Jahreskontext auf.

Ausgehend von der zugrunde liegenden Basissystemkonfiguration könnten somit weitere Verbraucher mit einem Durchschnittsleistungsbedarf von 500 bis 1.000 kW versorgt werden.

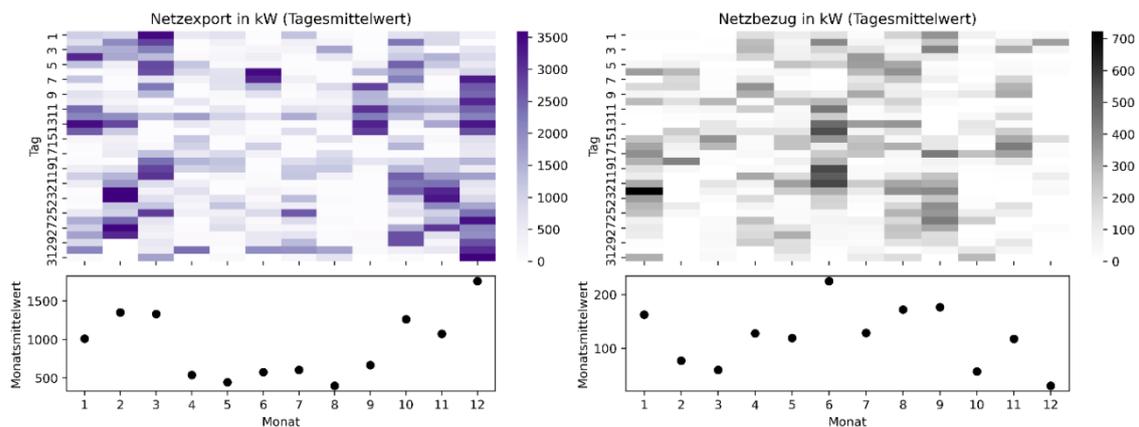


Abbildung 4-2: Durchschnittlicher Netzexport und Netzbezug/-import (in kW) je Tag und Monat für das OLIA-Versorgungskonzept Gerolstein

### **OLIA-Versorgungskonzept Füssen**

#### Analyse der Last- und Erzeugungscharakteristik im Wochen- und Tagesgang

In Abbildung 4-3 ist das Erzeugungs- und Lastprofil des Versorgungskonzeptes der OLIA Füssen für die oben genannte Systemkonfiguration (Tabelle 4-1) anhand einer Beispielwoche im April dargestellt. Die gezeigte Last- und Erzeugungscharakteristik basiert auf 10-minütigen Durchschnittsleistungen (analog zur Vorgehensweise im Szenario Gerolstein), wodurch die kurzzeitigen Leistungsspitzen in dieser Betrachtung unterschätzt werden.

Die Last an der OLIA Füssen tritt, ähnlich wie bei der OLIA Gerolstein, nur in kurzen Zeitintervallen auf (grüne Balken) und dabei nur zu wenigen Minuten pro Tag zu mehr als 50 % der nominal verfügbaren

Leistung des OLIA-Ladeunterwerks (vgl. AP 2 Unterkapitel 2.4.1). Der Netzanschlusspunkt wird somit zu vielen Zeitpunkten nur gering ausgelastet.

Am Standort Füssen erfolgt die lokale EE-Erzeugung in dieser Systemkonfiguration vollständig durch PVA und es sind keine zusätzlichen WEA vorgesehen. Diese sind hier so dimensioniert, dass der erzeugte Strom entweder direkt durch die OLIA zur Nachladung der Triebzüge genutzt wird oder im stationären Speicher eingespeist wird. Im Hinblick auf die höhere Nutzung der lokalen Erzeugung aus EEA durch die Einbindung weiterer lokaler Verbraucher ist die Energiemenge, welche ins öffentliche Stromnetz eingespeist wird (Netzexport, violette Fläche in Abbildung 4-3), von Interesse. Anders als im oben analysierten Versorgungskonzept der OLIA Gerolstein, entsteht im Fall des Versorgungskonzeptes der OLIA Füssen nahezu keine Überschussproduktion, da die vorgesehene Kapazität der EEA wesentlich geringer ist (vgl. Tabelle 4-1).

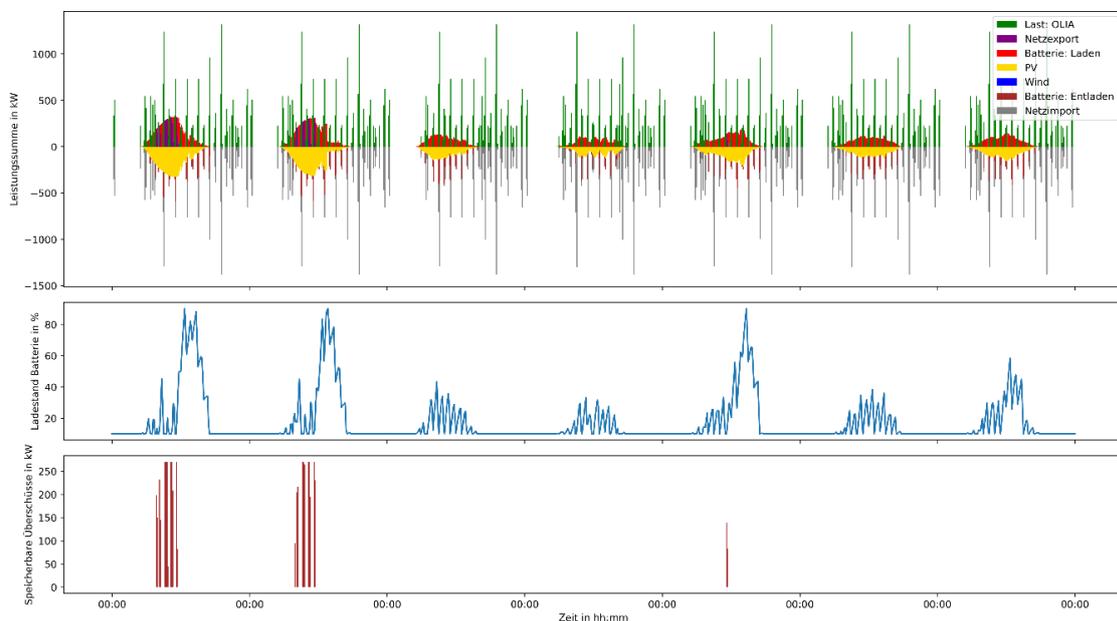


Abbildung 4-3: Last- und Erzeugungsprofil (10-Minuten-Durchschnittsleistungen), SoC-Verlauf des Batteriespeichers und speicherfähige Überschüsse des OLIA-Versorgungskonzeptes Füssen

### Höhere Auslastung des Batteriespeichers

Anhand des SoC-Verlaufs (Abbildung 4-3, Mitte) lässt sich erkennen, dass der Batteriespeicher den Großteil des betrachteten Zeitraums zu weniger als 50 % gefüllt ist und teilweise nahezu vollständig entladen ist, was auf die Betriebsführung des Optimierungsmodells zurückzuführen ist und von dem EE-Dargebot im jeweiligen Zeitfenster abhängt.

In Abbildung 4-3 (unteres Diagramm) sind die „Speicherbaren Überschüsse“ über die Beispielwoche dargestellt. Der Indikator gibt die Leistung in Abhängigkeit des SoC an, welche zum jeweiligen Zeitpunkt zusätzlich in den Batteriespeicher geladen werden kann (analoge Methodik wie bei der OLIA Gerolstein).

Die potenziell einspeicherbaren Überschüsse aus lokaler EE-Erzeugung (Netzexport) sind im betrachteten Fall sehr gering, entsprechend sind die „Speicherbaren Überschüsse“ in der Systemkonfiguration häufig null. Der Speicher wird zu Zeiten hoher PV-Erzeugung gut ausgelastet (SoC > 50 %) und in diesen Fällen am selben Tag wieder entladen.

### Analyse der Last- und Erzeugungscharakteristik – durchschnittlicher Netzexport und -bezug

Für die Kompromisskonfiguration des Versorgungskonzeptes der OLIA Füssen werden anhand der Jahreszeitreihe die Mittelwerte für Netzexport und -bezug auf Tagesbasis bestimmt (s. Abbildung 4-4). Hieraus wird ersichtlich, dass der Netzexport (eingespeiste Überschüsse aus EE-Erzeugung) im Mittel zwischen 10 und 15 kW schwankt, was im Vergleich zum Versorgungskonzept der OLIA Gerolstein sehr gering ist. Das heißt die erzeugten Überschüsse könnten lediglich den Energiebedarf kleinerer zusätzlicher Verbraucher abdecken.

Der Netzbezug (Abbildung 4-4, rechtes Bild) zeigt wiederum eine relative gleichmäßige Charakteristik im Bereich von 100 bis 125 kW basierend auf den Monatsmittelwerten. Die zwei Ausreißer auf Monats-ebene resultieren aus der Zusammensetzung des synthetischen Lastprofils (je zwei Wochen im Januar und Juni mit Leistungsbedarf des Auslegungsfalls).

Anders als im Versorgungskonzept der OLIA Gerolstein liegen bei der OLIA Füssen in der betrachteten Systemkonfiguration wenig Überschüsse aus der EE-Erzeugung vor. Der Netzanschluss mit einer Nennleistung von 5 MW und der Batteriespeicher mit einer Kapazität von 270 kWh werden jedoch auch hier nur zu geringen Teilen ausgelastet.

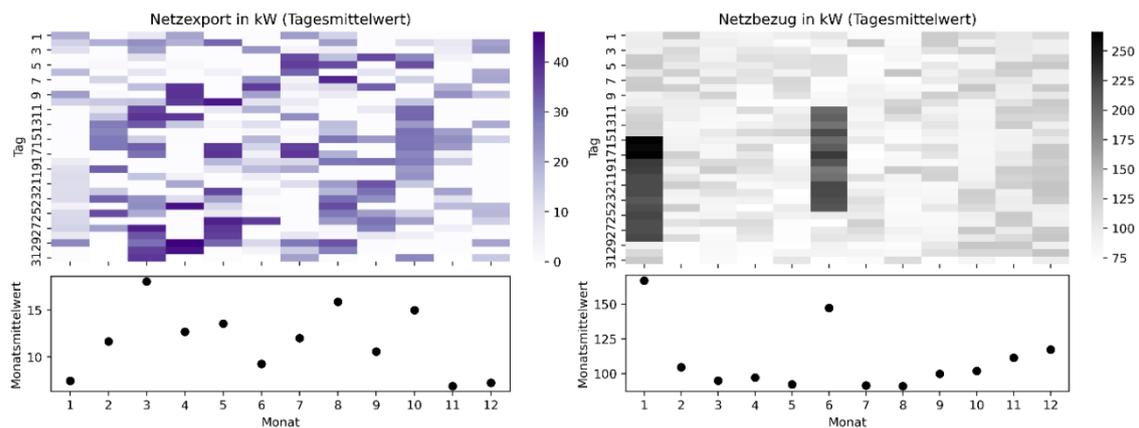


Abbildung 4-4: Durchschnittlicher Netzexport und Netzbezug/-import (in kW) pro Tag und Monat für das OLIA-Versorgungskonzept Füssen

#### 4.2.1.2 HRS-Versorgungskonzepte

Die synergetische Nutzung der Betankungsinfrastruktur sowie der H<sub>2</sub>-Produktion ist in den in AP 3 analysierten Versorgungsvarianten (On-Site-Elektrolyse, Off-Site-Elektrolyse, Trailerbelieferung) prinzipiell möglich. Im Rahmen der Betrachtung in AP 4 wird die Einbindung weiterer Verbraucher insbesondere für den Fall der On-Site-Elektrolyse untersucht, da hier die weitere Nutzung von vor Ort erzeugtem Wasserstoff im Fokus steht. Der weitere ortsübergreifende Vertrieb von Wasserstoff mittels Trailer-Belieferung stellt in der Regel eine weitere Erlösmöglichkeit dar, wird aber in dieser Untersuchung nicht im Detail diskutiert.

Auf Basis der in AP 3 erzeugten Pareto-optimalen Systemkonfigurationen für die HRS-Versorgungskonzepte wird im Folgenden die Last- und Erzeugungscharakteristik der HRS-Standorte sowie der H<sub>2</sub>-Produktion analysiert. Dafür wird auf die Ergebnisse der Systemkonfiguration, welche einen Kompromiss aus CO<sub>2</sub>- und kostenoptimierter Lösung darstellt (Kompromisskonfiguration), zurückgegriffen.

Für die synergetische Nutzung des H<sub>2</sub>-Versorgungskonzeptes werden die Potenziale für die zusätzliche Produktion und Vorhaltung von Wasserstoff am Beispiel des H<sub>2</sub>-Versorgungskonzeptes Gerolstein analysiert. In Tabelle 4-2 sind die Systemparameter der Kompromisskonfiguration für das HRS-Versorgungskonzept am Standort Gerolstein (Systemkonfiguration Nr. 12 aus Tabelle 3-8 in AP 3) gezeigt.

TABELLE 4-2: SYSTEMPARAMETER DER KOMPROMISSKONFIGURATION DES H<sub>2</sub>-VERSORGUNGSKONZEPTES FÜR DAS SZENARIO GEROLSTEIN (VARIANTE: ON-SITE-ELEKTROLYSE)

Parameter	Einheit	HRS Gerolstein
Tagesbedarf H <sub>2</sub> (Durchschnitt)	[t H <sub>2</sub> ]	3,78
Nominalleistung PVA	[MW <sub>peak</sub> ]	25
Nominalleistung WEA	[MW]	19
Nominalleistung Elektrolyseur	[MW]	21
Kapazität H <sub>2</sub> -Speicher	[t H <sub>2</sub> ]	45,5

In Abbildung 4-5 ist der Füllstand des Wasserstoffspeichers und die Summe der lokalen Erzeugung aus WEA und PVA (WPV-Erzeugung) des H<sub>2</sub>-Versorgungssystems am Standort Gerolstein (Systemkonfiguration Nr. 12, s. AP 3 Unterkapitel 3.4.2.1) dargestellt. In Relation zum durchschnittlichen H<sub>2</sub>-Tagesbedarf der HEMU-Betankung von 3.780 kg H<sub>2</sub> ist der H<sub>2</sub>-Speicher um etwa den Faktor 12 größer dimensioniert. Auf Basis der simulierten Systemkonfiguration kann der H<sub>2</sub>-Speicher für den Großteil des betrachteten Jahres in der oberen Hälfte seiner Kapazität betrieben werden und fällt nur in zwei Zeiträumen auf einen signifikant niedrigeren Füllstand, was durch eine temporär niedrige EE-Erzeugung zu erklären ist.

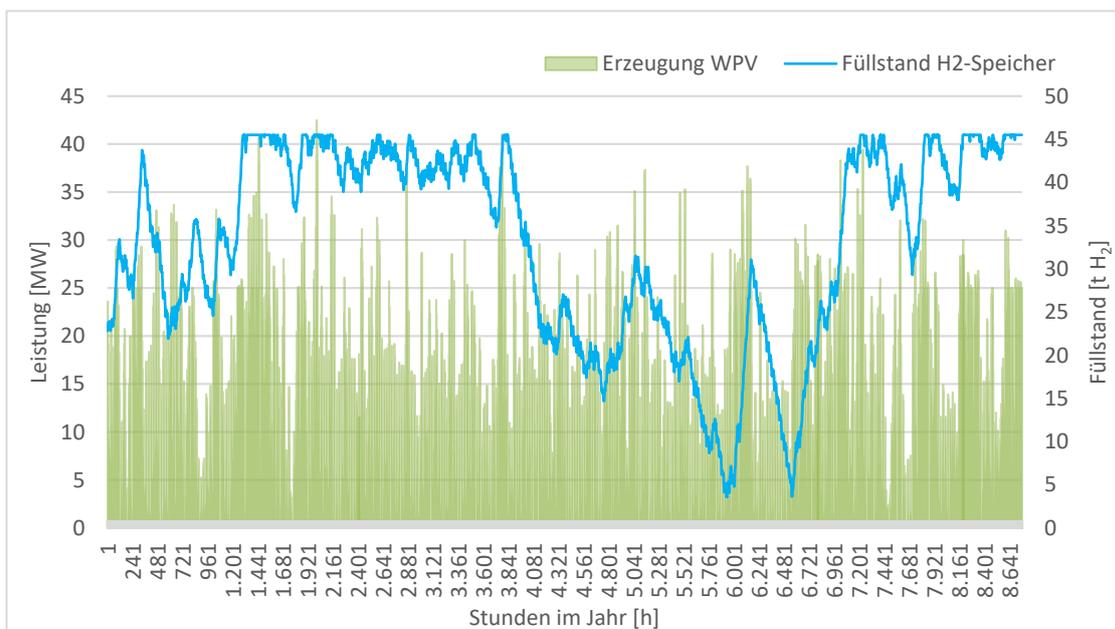


Abbildung 4-5: Füllstand des H<sub>2</sub>-Speichers und WPV-Erzeugung (Summe aus WEA- und PVA-Erzeugung) im Jahresgang für das Szenario HRS Gerolstein mit On-Site-Elektrolyse

TABELLE 4-3: KPIS FÜR DAS HRS-VERSORGUNGSKONZEPT HRS GEROLSTEIN MIT ON-SITE-ELEKTROLYSE

Parameter	Einheit	Wert
Netzbezug	[MWh/a]	54
Netzeinspeisung	[MWh/a]	2.936
Volllaststunden Elektrolyseur	[h/a]	4.082

In Tabelle 4-3 sind die wesentlichen Systemgrößen für die betrachtete Beispielsystemkonfiguration aufgeführt. Der Elektrolyseur wird in der betrachteten Systemkonfiguration (im Fall der On-Site-Elektrolyse am Standort Gerolstein) für 4.082 Stunden pro Jahr betrieben. Die Einspeisung von Überschussstrom in Höhe von 2.936 MWh/a könnte alternativ für die weitere Erzeugung von Wasserstoff genutzt werden, wobei im jeweiligen Zeitfenster eine entsprechende Restkapazität im Wasserstoffspeicher verfügbar sein muss und auch beim Elektrolyseur Leistungsreserven verfügbar sind. Durch Zubau bzw. Integration weiterer EEA oder durch Bezug aus dem öffentlichen Stromnetz könnte der Elektrolyseur höher ausgelastet werden und mehr Wasserstoff lokal erzeugt werden, um weitere Verbraucher zu versorgen. Wenn der Elektrolyseur (Nominalleistung 21 MW) pro Jahr für weitere 1.000 Stunden betrieben würde, könnten (unter der Annahme eines mittleren Wirkungsgrads von 65 % für den Elektrolyseur und eines Heizwerts von 33,3 kWh/kg H<sub>2</sub>) zusätzlich etwa 410 t Wasserstoff produziert werden, was einer durchschnittlichen Tagesproduktion von 1.123 kg H<sub>2</sub> entspricht.

#### Last- und Erzeugungscharakteristik im Tages- und Wochenprofil

Abbildung 4-6 zeigt den Wasserstoffbedarf der HEMU-Betankung (im Auslegungsfall) für einen Beispieltag auf Basis des generischen Betankungsplans (Szenario HRS Gerolstein, vgl. Unterkapitel 3.2.1.3). Aus der Darstellung lässt sich ableiten, dass die HRS am Vormittag und am frühen Abend nicht genutzt wird, wodurch sich die Versorgung weiterer Verbraucher in diesen Zeitfenstern sinnvoll integrieren lässt, um eine gleichmäßige Verteilung des H<sub>2</sub>-Bedarfs im Tagesgang zu erreichen. Ausgehend von der oben abgeschätzten zusätzlichen H<sub>2</sub>-Produktion durch höhere Auslastung des Elektrolyseurs können in den Leerlaufzeiten der HEMU-Betankung (ca. zehn Stunden pro Tag) durchschnittlich 112 kg H<sub>2</sub> pro Stunde zur Verfügung gestellt werden.

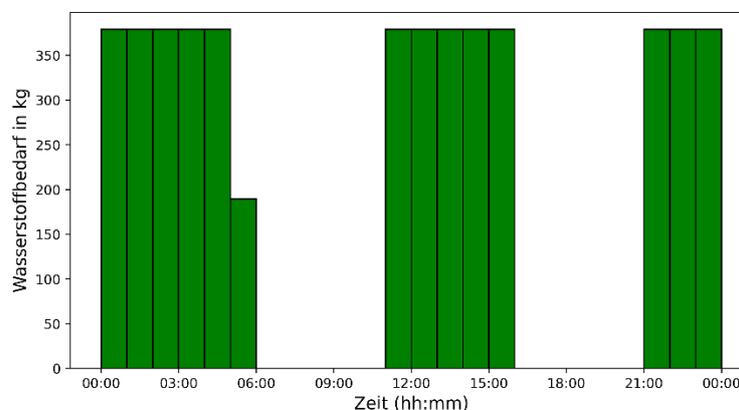


Abbildung 4-6: HEMU-Wasserstoffbedarf im Auslegungsfall an der HRS in Gerolstein für einen generischen Beispieltag

In Abbildung 4-7 sind die Erzeugung aus WEA und PVA, der Leistungsbedarf des Elektrolyseurs (jeweils als Durchschnittsleistung pro Stunde) sowie die Füllmenge des Wasserstoffspeichers für das HRS-Versorgungskonzept (Standort Gerolstein mit On-Site-Elektrolyse) anhand einer Beispielwoche (01.04. bis 07.04.) gezeigt. Da Netzbezug und -export der H<sub>2</sub>-Versorgungskonzepten im Vergleich zum OLIA-Versorgungskonzept gering sind, entspricht die Leistungsaufnahme des Elektrolyseurs in vielen Zeitschritten der Summe aus WEA- und PVA-Erzeugung (insbesondere im betrachteten Zeitraum). Entsprechend wird der Elektrolyseur nur zu den Zeiten betrieben, wenn Energie durch WEA/PVA erzeugt wird. Somit entstehen im Tagesgang regelmäßig Zeiträume, in denen der Elektrolyseur nur wenig oder gar nicht betrieben wird. Obwohl die Wasserstoffproduktion im Tagesgang, bedingt durch die fluktuierende Erzeugung aus den EEA, stark variiert, bewegt sich der Füllstand des H<sub>2</sub>-Speichers im betrachteten Zeitraum in einem relativ kleinen Band bezogen auf die Gesamtkapazität. Im betrachteten Zeitraum weist der H<sub>2</sub>-Speicher ausreichende Kapazitäten auf, um im Tagesgang weitere Verbraucher zu integrieren.

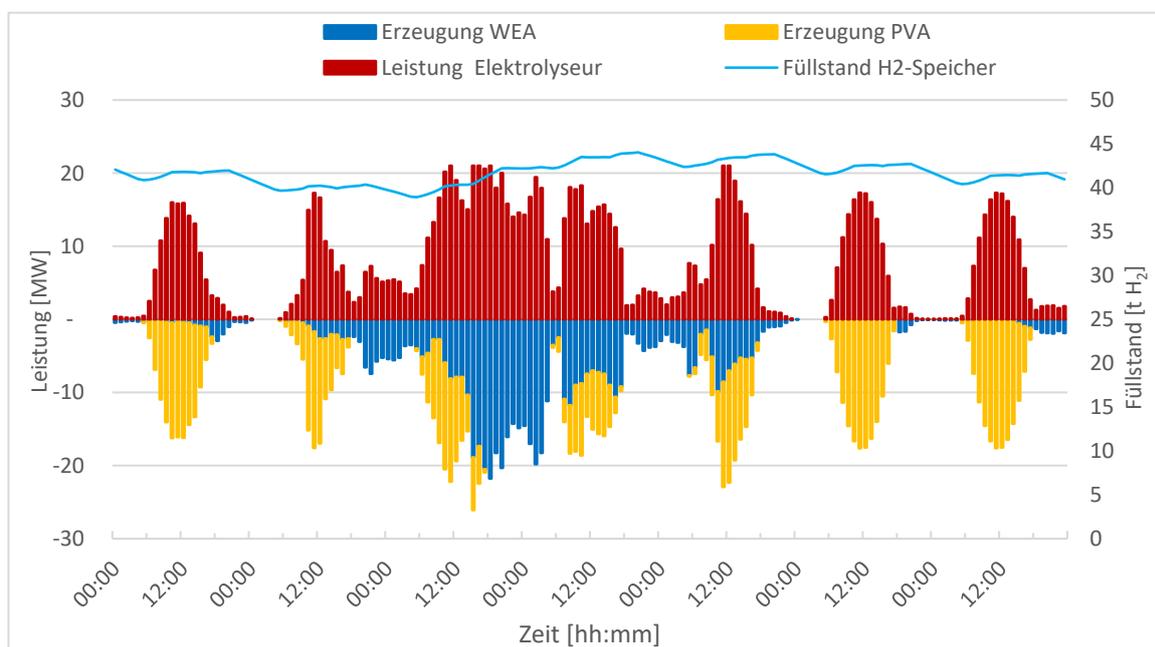


Abbildung 4-7: Erzeugung aus WEA und PVA, Leistungsbedarf des Elektrolyseurs sowie Füllstand des H<sub>2</sub>-Speichers für eine Beispielwoche des simulierten HRS-Versorgungskonzeptes am Standort Gerolstein

## 4.2.2 Überblick weitere synergetische Verbraucher

Die synergetische Nutzung der analysierten Versorgungskonzepte für Schienenfahrzeuge mit alternativen Antrieben durch die Integration weiterer Verbraucher umfasst im Rahmen dieses APs folgende Aspekte:

1. Erhöhung des lokalen Verbrauchs aus EE-Erzeugung durch Mitversorgung weiterer Verbraucher
2. Verbesserte Auslastung der Tank- und Ladeinfrastruktur, sowie der Anlagen der Energievorhaltung und -verteilung durch die Einbindung weiterer Verbraucher

Weiterhin werden in diesem Kontext Möglichkeiten für die Erbringung von netzdienlichen Leistungen (wie z. B. Primärregelleistung) und die Flexibilisierung des Lastprofils diskutiert (s. Kapitel 4.3).

### Varianten der Einbindung weiterer Verbraucher

Für die Einbindung weiterer Verbraucher in die vorgestellten OLIA- und HRS-Versorgungskonzepte bieten sich verschiedene Möglichkeiten im Hinblick auf die technische Integration an.

So kann im OLIA-Versorgungskonzept (s. Abbildung 4-8) die Einbindung direkt an den EEA erfolgen (bei 3-phasigem Wechselstrom bzw. 3 AC – Alternating Current, Variante a), am DC-Zwischenkreis des Batteriespeichers (DC – Direct Current, Variante b) oder auch an der Energiezuführung der Schienenfahrzeuge, also an der Fahrleitung (bei 1-phasigem Wechselstrom bzw. 1 AC, Variante c). Die Integration weiterer Verbraucher erfordert die Erweiterung des Basisversorgungssystems um entsprechende Transformatoren, Umrichter sowie die entsprechende Anlagenperipherie und die Integration in das Energiemanagement.

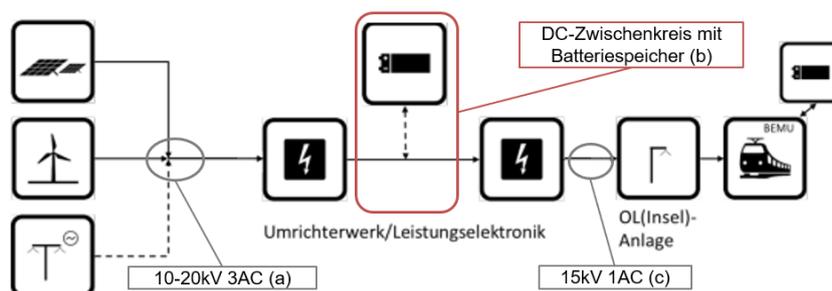


Abbildung 4-8: Modellschema des OLIA-Versorgungskonzeptes mit Varianten für die Einbindung weiterer Verbraucher

Abbildung 4-9 zeigt schematisch die wesentlichen Komponenten des HRS-Versorgungskonzeptes für die Variante der On-Site-Elektrolyse. Der elektrolytisch hergestellte Wasserstoff kann prinzipiell an verschiedene Verbraucher abgegeben bzw. vertrieben werden, wenn entsprechende Anlagen für Verteilung und Speicherung von Wasserstoff sowie benötigte Übergabesysteme (HRS für Straßenfahrzeuge, Trailerbelieferung oder Pipelines) errichtet werden. Prinzipiell ist auch die Direktstromnutzung aus dem lokal erzeugten EE-Strom denkbar. Im Rahmen dieser Untersuchung liegt der Fokus auf der Einbindung weiterer Wasserstoffverbraucher in das HRS-Versorgungskonzept.

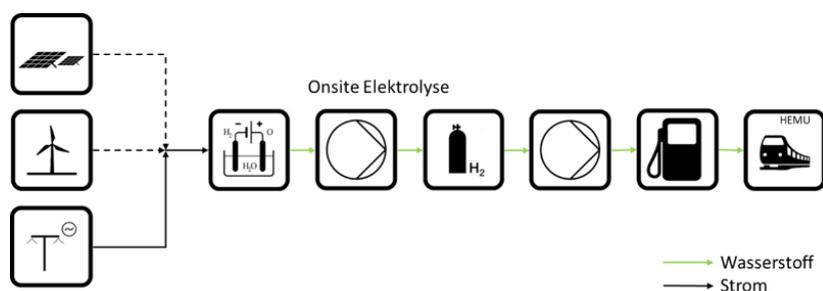


Abbildung 4-9: Vereinfachtes Schema des HRS-Versorgungskonzeptes mit On-Site-Elektrolyse.

Weiterhin ist auch die Verknüpfung des OLIA-Versorgungskonzeptes mit einem Elektrolyseur denkbar (s. AP 3, Absatz 4.2). Dabei würde überschüssig erzeugter Strom, welcher andernfalls in das Stromnetz gespeist und nicht zur Deckung der Last an der OLIA benötigt wird, zur elektrolytischen Wasserstoffproduktion genutzt. Damit ließen sich ÖPNV-Busse, Nutzfahrzeuge oder andere H<sub>2</sub>-Anwendungen versorgen.

Im Folgenden werden beispielhaft weitere Nutzer aus verschiedenen Verbrauchssektoren für die synergetische Nutzung der analysierten Tank- und Ladeinfrastrukturen für Triebzüge identifiziert (s. Tabelle 4-4). Dafür werden die weiteren Verbraucher (z. B. weitere Verkehrsmittel, Wärme- oder Gebäudeanwendungen) dem entsprechenden Energiebereitstellungspfad bzw. Energieträger (Strom oder Wasserstoff) sowie den Verbrauchssektoren (z. B. Gewerbe-Handel-Dienstleistungen (GHD)) zugeordnet. Die Verbraucher werden im Hinblick auf die synergetische Nutzung der Lade- und Betankungsinfrastruktur charakterisiert. Es wird angenommen, dass die Einbindung weiterer Verbraucher auch zu einer höheren Nutzung des lokal erzeugten EE-Stroms führt. Dies hängt jedoch maßgeblich von den installierten Kapazitäten der EEA und der Last der Kernaufgabe, der Versorgung von Triebzügen des Regionalverkehrs, ab. Es wird davon ausgegangen, dass die Integration von Verbraucher insbesondere dann vorteilhaft ist, wenn dadurch die Anlagen der Energieverteilung und -speicherung im jeweiligen Versorgungskonzept mitgenutzt werden und somit die Kosteneffizienz des Versorgungskonzeptes bzw. der Lade- und Betankungsinfrastruktur erhöht wird.

Auf Basis des in Tabelle 4-4 gegebenen Überblicks werden für die weitere Untersuchung der synergetischen Nutzungspotenziale je OLIA- und HRS-Versorgungskonzept zwei Anwendungsfälle ausgewählt, welche in Kapitel 0 analysiert und qualitativ bewertet werden. Im Kontext des OLIA-Versorgungskonzeptes wird die Integration der Ladeinfrastruktur für Batteriebusse und die Versorgung von Verbrauchern der Bahnhofsinfrastruktur im Hinblick auf das Synergiepotenzial betrachtet. Auf Seiten des HRS-Versorgungskonzeptes wird zum einen die Nutzung der Abwärme des Elektrolyseurs und zum anderen die Versorgung von BZ-Bussen diskutiert.

TABELLE 4-4: KATEGORISIERUNG WEITERER VERBRAUCHER FÜR DIE SYNERGETISCHE NUTZUNG DER OLIA- UND HRS-VERSORGUNGSKONZEPTE

<b>Pfad</b>	<b>Verbraucher</b>	<b>Sektor</b>	<b>technische &amp; betriebliche Integration</b>	<b>synergetischer Nutzen</b>
<b>Strom</b>	Bahnhofs- und Bahnanlagen	GHD	Versorgung der Bahnhofs- und Streckeninfrastruktur (Weichen, Signalsysteme) aus Ladeunterwerk	Nutzung des lokal erzeugten EE-Stroms
<b>Strom</b>	Wärmepumpen	Wärme	Versorgung von Wärmepumpen (AC) zur Einspeisung von Wärme in Nahwärmenetze	Nutzung des lokal erzeugten EE-Stroms
<b>Strom</b>	Elektrodenheizkessel	Wärme	Wärmeversorgung lokaler Verbraucher Einbindung des Elektrodenheizkessels in DC-Zwischenkreis	Nutzung des lokal erzeugten EE-Stroms höhere Auslastung des DC-Zwischenkreises mit Batteriespeicher
<b>Strom</b>	Batterieelektrische ÖPNV-Busse	Mobilität	Versorgung von Batteriebussen mit Oberleitungs- oder Steckerladesystemen (DC) Ladestrategie: Depot- oder Gelegenheitsladung	Nutzung des lokal erzeugten EE-Stroms höhere Auslastung des DC-Zwischenkreises mit Batteriespeicher
<b>Strom</b>	Kleintransporter, Pkw	Mobilität	Versorgung der Ladeinfrastruktur (DC-Steckerladung) Ladestrategie: Park&Ride (Gelegenheitsladung)	Nutzung des lokal erzeugten EE-Stroms Höhere Auslastung des DC-Zwischenkreises mit Batteriespeicher
<b>Strom</b>	Batteriefahrzeuge für Müllabfuhr	Mobilität	Versorgung der Ladeinfrastruktur (DC-Steckerladung) Ladestrategie: Depotladung	Nutzung des lokal erzeugten EE-Stroms höhere Auslastung des DC-Zwischenkreises mit Batteriespeicher

<b>Pfad</b>	<b>Verbraucher</b>	<b>Sektor</b>	<b>technische &amp; betriebliche Integration</b>	<b>synergetischer Nutzen</b>
<b>Strom</b>	Quartiere, Gewerbe, kritische Infrastruktur	Haushalte, GHD	Einbindung von Verbrauchern (z. B. Gebäudeenergiebedarf) mit Direktleitung	Nutzung des lokal erzeugten EE-Stroms
<b>H<sub>2</sub></b>	BZ-Busse / BZ-Lkws	Mobilität	Erweiterung H <sub>2</sub> -Versorgungsinfrastruktur für die Betankung von Straßenfahrzeugen	Nutzung des lokal erzeugten EE-Stroms für zusätzliche H <sub>2</sub> -Produktion höhere Auslastung von Elektrolyseur / Betankungsinfrastruktur
<b>H<sub>2</sub></b>	Wärmeauskopplung in Nahwärmenetz	Wärme	Nutzung der Abwärme des Elektrolyseurs zur Wärmeauskopplung in Nahwärmenetz zur Quartiersversorgung	Verbesserung der Gesamteffizienz des Versorgungssystems
<b>H<sub>2</sub></b>	Variabler H <sub>2</sub> -Vertrieb	variabel	H <sub>2</sub> -Verteilung mit Trailer oder Pipeline	Nutzung des lokal erzeugten EE-Stroms für zusätzliche H <sub>2</sub> -Produktion höhere Auslastung von Elektrolyseur / Betankungsinfrastruktur

## 4.3 Netzdienliche Leistungen und flexible Lasten

In diesem Kapitel werden Varianten für die Erbringung von netzdienlichen Leistungen durch die vorgestellten OLIA- und HRS-Versorgungskonzepte sowie Möglichkeiten zur Flexibilisierung der Lastprofile diskutiert.

### 4.3.1 Varianten für die Erbringung netzdienlicher Leistungen

Der Begriff Netzdienlichkeit erfordert eine konkrete Definition der Bilanzgrenzen und der Zielsetzung. Es können unterschiedliche Indikatoren zur Bewertung von netzdienlichen Verhalten herangezogen werden, diese beinhalten die Gleichzeitigkeit von lokaler Erzeugung und Last, Auslastung der Netzanbindung sowie momentan vorhandene Flexibilität zur Leistungsanpassung (BINE Informationsdienst, 2018).

Im öffentlichen Stromnetz kommen verschiedene Maßnahmen zum Einsatz, um die Frequenz möglichst konstant auf einer Nennfrequenz von 50 Hz zu halten. Die Übertragungsnetzbetreiber setzen hierbei Instrumente ein, die sich technisch hinsichtlich ihrer Aktivierungsform und zeitlichen Anforderungen unterscheiden. Die zeitlichen Anforderungen bestimmen, wie schnell auf eine Abweichung der aktuellen Frequenz von der Nennfrequenz reagiert werden und dementsprechend Leistung in das System eingespeist oder entnommen werden muss. Die Aktivierungsform bestimmt, ob lokale Messungen oder ein externes Signal relevant zur Aktivierung sind. Es wird zwischen drei Kategorien von Regelleistung sowie zwei Kategorien von abschaltbaren Lasten unterschieden.

#### Regelleistung

Regelleistung wird genutzt, um die Erzeugung an den Verbrauch anzupassen und damit die Frequenz möglichst konstant auf 50 Hz zu halten. Wird zusätzliche elektrische Energie in das Netz eingespeist um einer sinkenden Frequenz entgegenzuwirken, wird dies als positive Regelenergie bezeichnet. Wird Energie aus dem Netz entnommen bzw. die Erzeugung verringert, um einer steigenden Frequenz entgegenzuwirken, wird dies als negative Regelleistung bezeichnet (Heuck, Dettmann und Schulz, 2013). Bei der Bereitstellung von Regelleistung wird zwischen Primär-, Sekundär- und Minutenreserve unterschieden (Next Kraftwerke GmbH):

- *Primärregelleistung*
  - Primärregelleistung wird nicht durch einen zentralen Mechanismus aktiviert. Die Teilnehmer messen stattdessen an ihren jeweiligen Netzverknüpfungspunkten die Frequenz und stellen anhand dieser die benötigte Leistung bereit. Die bereitzustellende Leistung muss innerhalb von 30 Sekunden erbracht werden und wird für einen Zeitraum von 0 – 15 Minuten nach einem Störfall genutzt.
- *Sekundärregelleistung*
  - Sekundärregelleistung wird automatisiert durch den verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber abgerufen. Die Teilnehmer müssen die volle Leistung innerhalb von fünf Minuten erbringen. Nach einem Störfall wird Sekundärregelleistung in einem Zeitraum von 0,5 – 15 Minuten eingesetzt.
- *Minutenreserve*
  - Minutenreserve wird nicht durch einen automatisierten Regler abgerufen. Stattdessen fragt der Übertragungsnetzbetreiber diese manuell ab. Die volle Leistung muss innerhalb von 15 Minuten erbracht werden und stabilisiert das Netz in einem Störfall über einen Zeitraum von 15 – 60 Minuten.

## Abschaltbare Lasten

Abschaltbare Lasten werden eingesetzt, um den Verbrauch im Netz zu reduzieren. Hierbei ist es notwendig, dass die jeweiligen Lasten zuverlässig über einen Zeitraum von 15-Minuten abgeschaltet werden können. Generell werden zwei Arten abschaltbarer Lasten unterschieden (Regelleistung.net):

- *Sofort abschaltbare Lasten (SOL)*
  - Lasten dieser Kategorie müssen innerhalb von 350 ms abschalten, wenn ein definierter Frequenzwert unterschritten ist. Zusätzlich kann ein Netzbetreiber SOL ferngesteuert abschalten.
- *Schnell abschaltbare Lasten (NOL)*
  - Das Abschalten dieser Lasten wird ferngesteuert vom Netzbetreiber angeordnet, woraufhin die Last innerhalb von 15 Minuten die Leistung reduziert haben muss.

Neben der Netzstabilisierung durch Regelleistung und Lastabwurf gibt es verschiedene Konzepte um netzdienliches Verhalten umzusetzen. Bei diesen profitiert die implementierende Partei in der Regel direkt von der Umsetzung.

Im Folgenden werden die Spitzenlastreduktion und das Lastmanagement als Varianten der Lastflexibilisierung näher beschrieben.

### Spitzenlastreduktion (Peak-Shaving)

Spitzenlastreduktion beschreibt eine Reduktion der maximal auftretenden Last bzw. Leistung. Hierbei gibt es verschiedene Möglichkeiten hinsichtlich der Zielstellung. Zum einen besteht die Möglichkeit, Leistungswerte an einem Netzverknüpfungspunkt zu reduzieren, um etwa technische Betriebsgrenzen einzuhalten, was die Notwendigkeit von Netzausbau verringern kann (Pimm, Cockerill und Taylor, 2018). Zum anderen bezeichnet Peak-Shaving auch die Verringerung der abrechnungsrelevanten maximalen Leistung. Dies kann Kosten durch Netzentgelte reduzieren, da etwa der Leistungspreis auf Basis dieser Leistung berechnet wird (Martins et al., 2018).

### Lastmanagement (Demand-Side-Management -DSM)

Lastmanagement beschreibt das Anpassen von Verbraucheraktivitäten mit dem Ziel, die Netzlast hinsichtlich ihres zeitlichen Musters zu verändern (GELLINGS, 2017). Ein Beispiel dafür ist die Anpassung an zeitlich variable Elektrizitätskosten. Hierdurch kann auch die Belastung des Elektrizitätsnetzes und eventueller Netzausbau verringert werden (Venizelou et al., 2018). Durch den Einsatz von Lastmanagement werden unterschiedliche Größen optimiert, wie das Verhältnis von Spitzen- und Durchschnittsleistung (peak-to-average ratio), Energiekosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen (Sarker et al., 2021).

## 4.3.2 Anwendbarkeit dieser Varianten auf das OLIA-/HRS-Versorgungskonzept

### OLIA-Versorgungskonzept

Die Bereitstellung von Regelleistung bei Einsatz einer OLIA ohne Speicher bzw. Batteriespeicher ist nicht möglich, da eine OLIA nur kurzzeitig belastet wird, wodurch die geforderte Zuverlässigkeit der Leistungserbringung, insbesondere im Hinblick auf die benötigten Zeiträume, nicht gewährleistet werden kann. Primärregelleistung erfordert das Einspeisen wie auch Beziehen von Leistung aus dem öffentlichen Stromnetz. Sekundärregelleistung erfordert die Möglichkeit, einen stationären Betrieb für zehn Minuten aufrecht zu erhalten (www.regelleistung.net, 2022a). Dies kann aufgrund der un stetigen Last an der OLIA mit ausgedehnten Leerlaufphasen nicht zu jedem Zeitpunkt gewährleistet werden.

Unter Mitbetrachtung des Batteriespeichers erweitert sich der Handlungsspielraum für die Erbringung von Regelleistung. Bei Sekundärregelleistung bzw. der Minutenreserve werden Batteriespeicher hingegen kaum bis gar nicht eingesetzt (www.regelleistung.net, 2022b). Daher kann bei entsprechender Betriebsplanung und Dimensionierung das OLIA-Versorgungskonzept (mit Batteriespeicher) zur Bereitstellung von Primärleistung eingesetzt werden.

Wird die Nachladung von Batteriebusen in das Versorgungskonzept integriert, kann grundsätzlich die Flexibilität des Systems erhöht werden, insbesondere wenn die Batteriebusse durch Depotnachladung versorgt werden. Eine genauere Betrachtung erfordert allerdings durch eine Analyse der Fahrpläne bzw. der Ladestrategie. Außerdem kann die Integration von flexiblen Lasten aus dem Bahnhofsumfeld oder das gesteuerte Laden von Batterieautos und Batteriebusen die Flexibilität des Gesamtsystems erhöhen, indem diese so eingesetzt werden, dass sie an günstigen Zeitpunkten, etwa bei Leerlaufzeiten der OLIA, Leistung beziehen. Dies bedarf allerdings einer detaillierten Analyse hinsichtlich des zeitlichen Verschiebungspotenzials der flexiblen Lasten.

Peakshaving ist mit Hilfe eines Batteriespeichers für das OLIA-System denkbar. In AP 2 wurde dies mit dem Ziel einer Verringerung der leistungsabhängigen Netzentgelte analysiert. Hierbei hat sich gezeigt, dass dieses Geschäftsmodell unter den betrachteten Kostenfaktoren nicht tragfähig ist. Dies kann sich jedoch je nach Höhe der Netzentgelte sowie einer Verringerung der Investitionskosten und Verlängerung der Lebensdauer des Batteriespeichers ändern. Potenziale und Limitationen für Lastmanagement mit BEMU wurden im Rahmen von AP 2 (vgl. Unterkapitel 2.4.5) diskutiert. Wenn zeitabhängige Strompreise zu Grunde gelegt werden, dann kann eine Verschiebung des Verbrauchsmusters die Kosten verringern, vergleichbar mit der in AP 3 (Unterkapitel 3.4.1) gezeigten Analyse zur Erhöhung des Eigenverbrauches von lokalen EE durch den Batteriespeicher. Die Voraussetzung dafür bildet eine zeitaufgelöste Erfassung des Verbrauchs, was bei großen Verbrauchern (100 MWh/a Energiebedarf oder mindestens 30 kW Leistungsbedarf) gegeben ist (Schnellstrom).

### **HRS-Versorgungskonzept**

Ein Elektrolyseur ist wesentlicher Teil der hier diskutierten HRS-Versorgungskonzepte, welche durch die Integration eines Wasserstoffspeichers Flexibilität hinsichtlich der Betriebszeiten des Elektrolyseurs ermöglichen. Der Elektrolyseur kann netzstabilisierend eingesetzt werden indem er Primärregelleistung erbringt, was in der Literatur bereits aus einer Optimierungsperspektive betrachtet wurde (Dadkhah et al., 2020). Des Weiteren ist die Eignung eines Elektrolyseurs im Rahmen des Projektes HyBalance gezeigt worden, in dem ein Elektrolyseur mit 1,2 MW Leistung zur Erbringung von Primärregelleistung qualifiziert wurde (Solarserver, 2020).

Generell könnte ein Elektrolyseur als abschaltbare Last eingesetzt werden (ZSW – Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, 2012). Bei diesem Konzept müssten allerdings die Auswirkungen hinsichtlich der Anlagengröße (es ist eine Mindestleistung von 1 MW erforderlich) und der Einfluss eines eventuellen Produktionsausfalls auf die Versorgung des HEMUs näher betrachtet werden.

In AP 3 ist der Einsatz eines Elektrolyseurs an verschiedenen Standorten betrachtet worden, wobei zusätzlich EE-Anlagen integriert werden. Die Betriebsweise bzw. der Energiebezug des Elektrolyseurs werden auf die momentane Verfügbarkeit von EE-Strom angepasst. Dies stellt daher eine Form von DSM dar. Weiterhin kann das Betriebsprofil des Elektrolyseurs auch an variable Strompreise angepasst werden, um eine Kostenersparnis zu erzielen.

Generell ist eine netzdienliche Integration eines Elektrolyseurs möglich, indem überschüssige Netzeinspeisung durch die Produktion von Erneuerbarer Energie reduziert wird und Spannungsbandverletzungen im Nieder- oder Mittelspannungsnetz verhindert werden (Reiner Lemoine Institut, 2022). Des Weiteren wurde in AP 3 gezeigt, dass ein Elektrolyseur das Lastprofil an einem OLIA-Standort glätten kann.

Dies resultiert zwar in einer höheren Auslastung des Netzanschlusspunktes, ermöglicht aber eine bessere Vorhersagbarkeit der Last am Netzanschlusspunkt durch eine Erhöhung der Vollaststundenzahl mit der Aussicht z. B. den Arbeitspreisanteil der Netzentgelte deutlich zu reduzieren (siehe AP 2, Abbildung 2-50).

## 4.4 Quantifizierung und Bewertung synergetischer Nutzungspotenziale

In diesem Kapitel werden die weiteren Nutzungspotenziale des OLIA- und HRS-Versorgungskonzeptes hinsichtlich ihres Energie- und Leistungsbedarfs analysiert und in Bezug auf mögliche Synergieeffekte bewertet.

### 4.4.1 Synergetische Nutzung des OLIA-Versorgungskonzeptes

Basierend auf den in Abschnitt 4.2.2 gezeigten Varianten für die Integration weiterer Verbraucher in das OLIA-Versorgungskonzept wird im Folgenden die Einbindung von Ladeinfrastruktur für Batteriebusse und die Versorgung von Verbrauchern im Bahnhofskontext diskutiert.

#### 4.4.1.1 Erweiterte Nutzung von Ladeunterwerken

Aktuelle Projektvorhaben wie G UW<sup>+16</sup> und DC-Leo<sup>17</sup>, untersuchen die Kopplung von Gleichrichter-Unterwerken (GUw) der DC-Bahnenergieversorgung mit DC-Ladeinfrastrukturen für elektrische bzw. batterieelektrische Stadtbusse.

Ziel des Vorhabens G UW<sup>+</sup> ist die Kostenreduktion von Bus-Ladeinfrastruktur, indem auf bestehende kommunale Infrastruktur der DC-Bahnenergieversorgung (u. a. Gebäude, Netzanschluss, Leistungselektronik) zurückgegriffen wird (*Projekt G UW<sup>+</sup>*, 2022). Abbildung 4-10 zeigt schematisch die Systemkomponenten des G UW<sup>+</sup>-Versorgungskonzeptes. Die Einbindung von Batteriespeichern im Unterwerk ermöglicht eine Verstetigung des Lastprofils, die Erbringung von Netzdienstleistungen sowie die Rückspeisung von Bremsenergie elektrischer Stadtbahnen. Weiterhin sieht das Konzept die Nachnutzung der Traktionsbatterien der Fahrzeuge nach ihrer ersten Nutzungsphase als stationäre Speicher im Gleichrichterunterwerk vor (Second-Use). Das Konzept wird im Rahmen eines Demonstrators bei der Üstra AG (Hannover) im Fahrbetrieb getestet.

---

<sup>16</sup><https://www.guwplus.de/index.php/de/>

<sup>17</sup><https://www.se-ndh.de/firma/projekt-dc-leo>

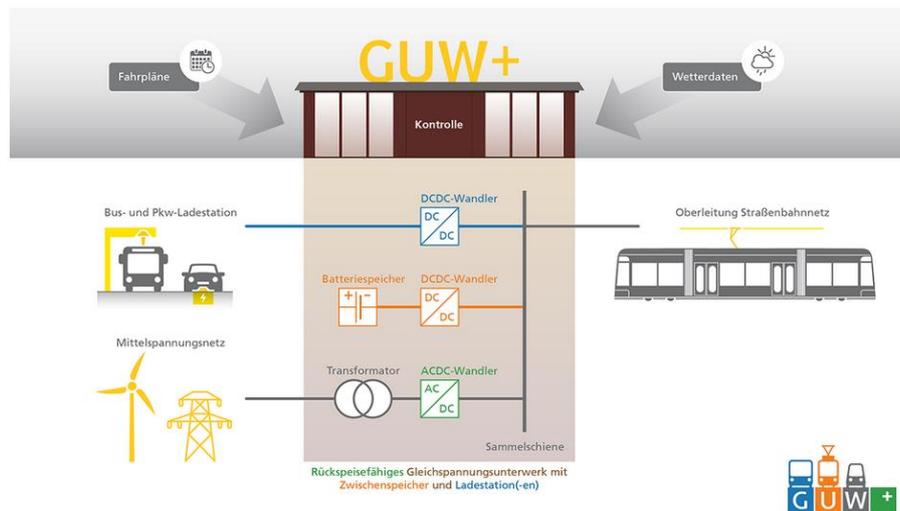


Abbildung 4-10: Schematische Darstellung des Projekts GUV+ zur synergetischen Versorgung von Stadtbahnen und ÖPNV-Bussen (<https://www.guwplus.de/index.php/de/konzept-guw>, abgerufen am 25.06.2022)

Ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal zu dem im Rahmen dieser Studie untersuchten OLIA-Versorgungskonzept mit Batteriespeicher besteht darin, dass die OLIA bzw. Ladestation für BEMU neu errichtet wird und die batterieelektrischen Triebzüge über Umrichterwerke mit 1-phasigem Wechselstrom geladen werden.

#### 4.4.1.2 Integration von Ladeeinrichtungen für batterieelektrischen Bussen

Bei der Einbindung von Ladeinfrastruktur für batterieelektrische Busse und Hybrid-Oberleitungsbusse (im Folgenden als Batteriebusse verallgemeinert) in das OLIA-Versorgungskonzept wird im Hinblick auf die Ladestrategie zwischen der Depotladung in einer Abstellanlage einerseits und der Gelegenheitsladung während des Fahrgastbetriebs an Zwischen- und Endhaltestellen andererseits unterschieden.

Die Depotladung in Betriebshöfen stellt die derzeit wichtigste Variante zur Ladung von Batteriebussen dar (vgl. Faltenbacher und Knotte, 2021). Hier erfolgt die Nachladung in der Abstellung, in der Regel nachts, aber auch tagsüber. Hier kann von langen Ladezeiten ausgegangen werden, weshalb auch kleinere Ladeleistungen genügen, um die benötigte Energiemenge nachzuladen. Weiterhin ist im Falle der Depotladung insbesondere in Verbindung mit einem Batteriespeicher auch die Umsetzung von DSM-Strategien und Peakshaving denkbar. Im Hinblick auf die Integration der Depotnachladung von Batteriebussen in das diskutierte OLIA-Versorgungskonzept mit Batteriespeicher muss eine entsprechende räumliche Nähe zwischen Ladeunterwerk bzw. dem Batteriespeicher und dem Bus-Depot bzw. der Abstellanlage gegeben sein.

Gelegenheits- bzw. Zwischenladen stellt das Nachladen von Batteriebussen während des Fahrgastbetriebs, also an Wende- bzw. Zwischenhaltestellen, dar. Typischerweise sind hier nur relativ kurz Ladezeiten realisierbar, weshalb höhere Ladeleistungen vorteilhaft sind. Die Einbindung von Ladepunkten zur Zwischenladung im direkten Umfeld eines Bahnhofs ist denkbar. Insbesondere wenn der Bahnhof mit den Start- bzw. Endpunkten von einer oder mehrerer Buslinien örtlich zusammenfällt, stellen Ladepunkte z. B. in Form von Pantografsystemen eine Möglichkeit dar, um eine Ladestrategie für Batteriebusse umzusetzen.

Eine weitere Option stellt die Positionierung des Ladeunterwerks der OLIA in räumlicher Nähe zu einem Busdepot, welches sich in Gleisnähe befindet, dar. Wenn sich das Ladeunterwerk in technisch-ökonomisch sinnvoller Entfernung zum Regionalverkehrsbahnhof befindet, kann die Fahrleitung entsprechend verlängert werden, wodurch sich auch die Nachladezeit der Schienenfahrzeuge unter Oberleitung erhöht. Eine solche räumliche Entkopplung von Ladeunterwerk und Bahnhof ist auch bei limitierten Freiflächen in baulich hochverdichteter städtischer Umgebung vorteilhaft.

### Charakteristik des Leistungs- und Energiebedarfs von Batteriebusen

Der Energiebedarf von Batterie- und Hybridoberleitungsbusen ist von diversen Faktoren abhängig, wie z. B. Fahrzeuggröße (Solo- oder Gelenkbus), Streckenprofil, Fahrplan oder Klimatisierungsbedarf. Der Energiebedarf liegt typischerweise im Bereich von 1 – 2 kWh/km, wobei Laufleistungen von 100 bis 200 km pro Tag üblich sind (vgl. Faltenbacher et al., 2021).

Aktuelle Batteriebusse weisen Batteriekapazitäten von 200 bis 400 kWh im Fall von Solobussen bzw. 400 – 500 kWh im Fall von Gelenkbussen auf, wobei der Trend nach einer Datenerhebung im Rahmen der Studie „Begleitforschung Innovative Antriebe im straßengebundenen ÖPNV“ (Faltenbacher et al., 2021) hin zu größeren Fahrzeugtraktionsbatterien geht. Wie viel Energie für die Nachladung von Batteriebusen zusätzlich bereitgestellt werden muss, hängt neben dem Energiebedarf je Fahrzeug auch von der Anzahl der versorgten Linien und des jeweiligen Betriebstaktes ab.

Im Hinblick auf die für die Nachladung von Batteriebusen benötigte Ladeleistung wird zwischen zwei Varianten von Ladesystemen unterschieden. Die Nachladung von Batterie- und Hybridoberleitungsbusen ist über Pantografsysteme oder über ein Steckerladesysteme (z. B.: Combined Charging System – CCS) realisierbar. Die Wahl des Ladesystems ist weitestgehend unabhängig von der Ladestrategie (vgl. Berthold, 2018).

In dieser Studie steht die Untersuchung der Einbindbarkeit der Bus-Ladesysteme in den DC-Zwischenkreis des OLIA-Versorgungskonzeptes im Fokus. Es stehen marktseitig verschiedene Ladesysteme und Leistungsspezifikationen zur Verfügung. Die Ladeleistung für Pantografsysteme liegen im Bereich 200-600 kW, wohingegen typische DC-Steckerladesysteme Ladeleistungen von 50 bis 200 kW ermöglichen (Hofstädter und Klausner, 2018, Berthold, 2018).

### Lastprofil BEMU an der OLIA Gerolstein

In Abbildung 4-11 sind der Lastgang und die Dauerlastlinie eines Beispieltages für das OLIA-Versorgungskonzept für Gerolstein gezeigt (vgl. AP 2, Absatz 2.4.1.1).

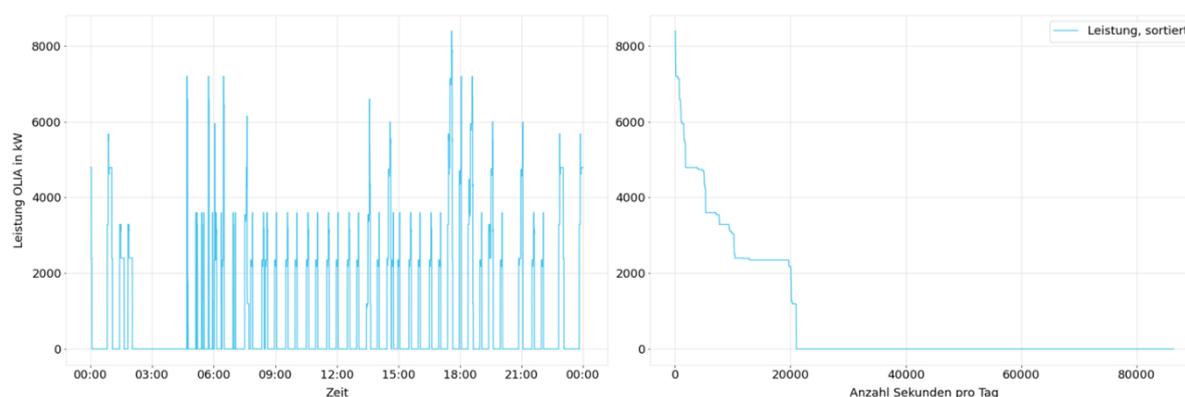


Abbildung 4-11: Lastgang (links) und Dauerlastlinie (rechts) an der OLIA Gerolstein für einen Beispieltag

Aus der Dauerlastlinie wird ersichtlich, dass an der OLIA an in Summe ca. 18 Stunden pro Tag keine Last und für weitere drei Stunden des Tages eine Last von bis zu 2,5 MW (entspricht zwei Triebzügen) abgerufen wird, somit wird in ca. 21 von 24 Stunden pro Tag eine Last von 2,5 MW nicht überschritten. Die durchschnittliche Ladezeit eines BEMU (bzw. eines Zugs in Doppeltraktion) beträgt sieben Minuten (vgl. AP 2, Absatz 2.4.1.1). Für BEMU liegen die Ladezeiten an OLIA typischerweise zwischen fünf und zehn Minuten, wenn die OLIA einen Start- bzw. Endbahnhof bildet. Wenn eine OLIA an einem Zwischenhalt vorgesehen ist, stehen üblicherweise nur kürzere Ladezeiten im Bereich von 30 Sekunden bis zwei Minuten zur Verfügung. In der Regel ist davon auszugehen, dass die Ladezeit vollständig benötigt wird und somit wenig Spielraum für eine Verschiebung der Ladeleistung zur Verfügung steht.

Sowohl die Ladezeitfenster von Batteriebussen als auch von BEMU sind fahrplanbedingt und durch das Auftreten von Verspätungen wenig flexibel, sodass davon ausgegangen werden muss, dass alle Ladepunkte (Oberleitungen für Triebzüge, Pantografen oder Ladesäulen für Batteriebusse) parallel genutzt werden und somit die volle Ladeleistung benötigt wird.

Auf Basis des Lastgangs an der OLIA Gerolstein (s. Abbildung 4-11) lässt sich erkennen, dass eine Einbindung von weiteren Verbrauchern bis 2,5 MW sinnvoll ist. Prinzipiell ließe sich mit dem OLIA-Versorgungskonzept im Szenario Gerolstein auch ein höherer Leistungsbedarf decken. Allerdings muss davon ausgegangen werden, dass dadurch die abrechnungsrelevanten 15-Minuten Leistungsspitzen steigen. Der im OLIA-Versorgungskonzept vorgesehene Speicher kann in diesem Kontext auch sinnvoll für die Deckung des Spitzenbedarfs genutzt werden. Der im OLIA-Versorgungskonzept (Standort Gerolstein) vorgesehene Batteriespeicher mit einer Kapazität von 1,2 MWh würde so 1,2 MW puffern können (unter der Annahme einer C-Rate von  $1 \text{ h}^{-1}$ ). Ausgehend von einer verfügbaren Leistung von 2,5 MW, was in etwa der maximalen Ladeleistung von zwei BEMU entspricht, ließe sich das OLIA-Versorgungskonzept zur Nachladung von Batteriebussen beispielsweise wie folgt erweitern:

- fünf Pantografen-Ladesysteme mit einer Ladeleistung von je 500 kW
- 15 Steckerladesysteme mit einer Ladeleistung von je 150 kW

Ausgehend von den ins Netz eingespeisten Überschüssen aus lokaler EE-Erzeugung in der Größenordnung von 500 kW im Monatsdurchschnitt (s. Absatz 4.2.1.1) ließen sich somit pro Tag etwa 12 MWh zur Versorgung weiterer Verbraucher nutzen. Wenn man von einem durchschnittlichen Tagesbedarf von 200 kWh je Batteriebus ausgeht, ließen sich 60 Fahrzeuge versorgen.

### Technische Integration

Die Systemerweiterung des DC-Zwischenkreises im OLIA-Versorgungskonzept um Ladesysteme für Batteriebusse mit Pantografen- oder Steckerladesystemen erfordert die Einbindung entsprechender Gleichrichter und Transformatoren sowie die Verknüpfung des Ladeunterwerks mit den Ladepunkten (Ladesysteme am Haltepunkt oder im Bus-Betriebshof). Für die Bereitstellung von Regelleistung mithilfe des Batteriespeichers ist zudem die Verwendung von bidirektionalen Gleichrichtern im DC-Zwischenkreis notwendig. Weiterhin ist eine räumliche Abgrenzung des Batteriespeichers von den anderen Komponenten des Ladeunterwerks sinnvoll (vgl. Hüttig, Stephan und Lehninger, 2022).

### Standortwahl

Das Ladeunterwerk sollte in der Nähe des zu elektrifizierenden Gleisabschnitts liegen, um die Errichtung längerer Erdleitungen zu vermeiden. Die Ladepunkte zur Batteriebusnachladung, entweder als Gelegenheitsladung an Haltestellen oder als Depotladung im Betriebshof, sollten sich in räumlicher Nähe zum Ladeunterwerk der OLIA bzw. zum Bahnhof befinden. Prinzipiell ist auch die Integration von Depots zur Nachladung von Nutzfahrzeugen gewerblicher Flotten denkbar. Für die Einbindung von Ladepunkten

zur Gelegenheits- bzw. Zwischenladung von Batteriebussen sind insbesondere End- oder Zwischenhaltstellen von Interesse, welche mehrere Linien verbinden und in dichtem Takt bedient werden. Um möglichst lange Ladezeiten realisieren zu können, sind insbesondere Haltestellen mit längeren Haltezeiten oder Wendepunkte vorteilhaft, um so eine hohe Ausnutzung des Ladepunktes und des vorgelagerten Ladeunterwerks zu erzielen.

### **Regulatorische Rahmenbedingungen**

Insbesondere wenn weitere Verbraucher am DC-Zwischenkreis integriert werden, eröffnen sich verschiedene Varianten im Hinblick auf die Betreiberrolle der Ladeinfrastruktur, da der Betreiber der Ladeinfrastruktur zum Stromlieferanten wird und somit Konsequenzen auf die energiewirtschaftliche und steuerrechtliche Einordnung entstehen (vgl. Klausner et al., 2018). Die Funktion des Charge-Point-Operator, also des Betreibers der Ladeinfrastruktur, kann sowohl von Verkehrsunternehmen als auch von Energieversorgern bzw. anderen privaten Unternehmen übernommen werden. Es kann davon ausgegangen werden, dass das Ladeunterwerk der OLIA durch ein Energieversorgungsunternehmen (z. B. DB Energie) betrieben wird und der Betrieb der zusätzlichen Ladeinfrastruktur zur Nachladung von Batteriebussen durch einen separaten Charge-Point-Operator erfolgt.

Weiterhin muss berücksichtigt werden, welche energierechtlichen und steuerrechtlichen Rahmenbedingungen gelten, wenn verschiedene Endverbraucher, wie z. B. Eisenbahnverkehrsunternehmen, Verkehrsbetriebe oder andere Betreiber von Fahrzeugflotten, Ladestrom aus einer gemeinsamen Ladeinfrastruktur beziehen.

### **Energiemanagement**

Die Implementierung eines Energie- bzw. Lademanagementsystems ist ein wichtiger Bestandteil, wenn verschiedene Endverbraucher von einem Ladeunterwerk versorgt werden. Für die Einbindung von Ladestationen, welche durch verschiedene gewerbliche oder auch private Nutzerinnen und Nutzer verwendet werden, müssen entsprechende Abrechnungssysteme und standardisierte Kommunikationsschnittstellen wie z. B. Open Charge Point Protocol (OCPP 1.6) vorgesehen werden.

Energiemanagementlösungen (z. B. The Mobility House, 2022) sind für Straßenfahrzeugflotten verfügbar und unterstützen die Flexibilisierung des Lastprofils, z. B. in Form von Lastspitzenglättung und Lastverschiebung.

Abbildung 4-12 zeigt schematisch das GUW+ Konzept mit den relevanten Komponenten und Datenflüssen (gestrichelte Linien) zur Versorgung von Stadtbahnen und Bussen aus einem Gleichrichterunterwerk mit Batteriespeicher. Für ein ganzheitliches Energiemanagement müssen entsprechende Prognosedaten der Bus- und Bahnfahrten, des Stromnetzes sowie Wetterdaten verfügbar sein, damit betriebliche Randbedingungen berücksichtigt und Ziele wie Eigenbedarfsdeckung, Lastglättung und Peak-Shaving umgesetzt werden können.

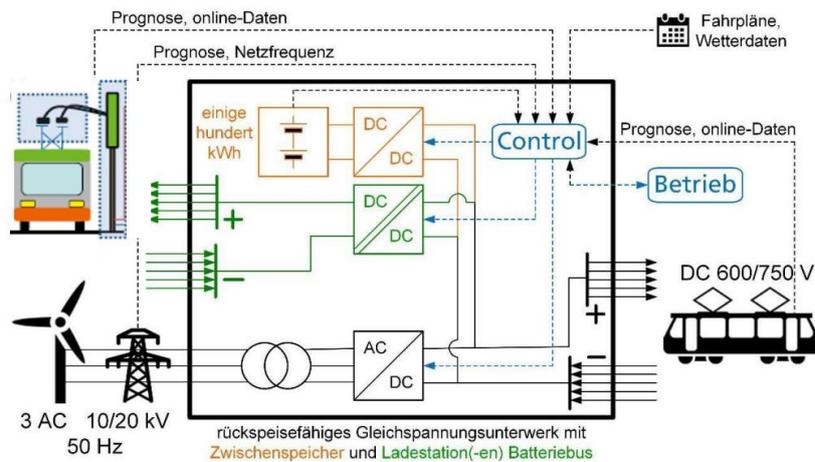


Abbildung 4-12: Komponenten und Datenflüsse am Beispiel des GUV+ Konzepts zur synergetischen Versorgung von Stadtbahnen und Batteriebusen (Hofstädter und Klausner, 2018)

### Bewertung der Synergieeffekte

Das OLIA-Versorgungskonzept wird durch die Integration von Ladestationen für Batterie- und/oder Hybridoberleitungsbusse besser ausgelastet. Insbesondere die hohen Leerlaufzeiten, welche durch die ausschließliche Versorgung von SPNV-Triebzügen entsteht, können sowohl durch Nachladung im Depot als auch in Form von Gelegenheitsladung reduziert werden, wodurch eine gleichmäßigere Auslastung des Netzanschlusspunktes ermöglicht wird. Im Fall der Nachladung von Batteriebusen in der Abstellung (Depotladung) besteht die Möglichkeit das Lastprofil der Nachladung zu verstetigen, z. B. indem die Ladezeit verlängert wird und entsprechend niedrigere Ladeleistungen benötigt werden. Im Fall der Gelegenheitsladung sind die Potenziale für die Flexibilisierung des Ladeprofiles begrenzt, da die kurzen Ladezeiten in der Regel vollständig genutzt werden.

Durch die Integration weiterer Verbraucher erhöht sich jedoch die Spitzenbelastung am Netzanschlusspunkt und somit auch die abrechnungsrelevanten Lastspitzen. Die Einbindung eines geeigneten Energiemanagements kann zu einer zusätzlichen Verstetigung des Lastprofils am Netzanschlusspunkt beitragen, wodurch der Batteriespeicher stärker genutzt wird.

Die in der Basiskonfiguration des OLIA-Versorgungskonzeptes für die Netzeinspeisung vorgesehenen Überschüsse aus lokal erzeugtem EE-Strom könnten durch die Einbindung von Ladesystemen für Batteriebusse lokal genutzt werden, insbesondere wenn das Energiemanagement eine Erhöhung des Eigenverbrauchs unterstützt.

#### 4.4.1.3 Einbindung von Bahnverkehrsverbrauchern

Die Mitversorgung von Energieverbrauchern am und im Bahnhof stellt ein naheliegendes synergetisches Nutzungspotenzial für das OLIA-Versorgungskonzept dar. Der Energiebedarf des Bahnhofs hängt insbesondere von seiner Größe bzw. der Nutzfläche ab. Weiterhin unterscheidet sich der Endenergiebedarf des Gebäudes für Bestands- und Neubauten sowie in Abhängigkeit des Sanierungsstands und des Gebäudeenergieeffizienzstandards.

Im Kontext der Errichtung von OLIA und deren Versorgung durch entsprechende neu zu errichtende Ladeunterwerke ist davon auszugehen, dass eher kleinere Stationsgebäude vorzufinden sind, welche typischerweise durch einen Niederspannungsanschluss aus dem öffentlichen Stromnetz versorgt werden.

Im Rahmen der Initiative „Grüner Bahnhof“ der Deutschen Bahn (DB Station&Service AG, 2019) wurden pilothaft klimaneutrale Bahnhöfe als Neubau projektiert, wie z. B. der Bahnhof Horrem oder Lutherstadt Wittenberg. Abbildung 4-13 zeigt das Gebäudekonzept für den CO<sub>2</sub>-neutralen Bahnhof Horrem. Der Bahnstromeenergiebedarf für Heizen, Kühlen, Lüften, Warmwasserbereitung und Beleuchtung wird am Beispiel des Bahnhofs Horrem aus PV-Aufdachanlagen mit einer jährlichen Erzeugung von 35,5 MWh/a gedeckt (Pott-Stahmeyer und Heibel, 2014). Im Fall des Bahnhofs Lutherstadt Wittenberg beträgt die jährliche Erzeugung aus PV-Aufdachanlagen in etwa 20,5 MWh/a (Deutsche Bahn AG, 2016).

Ein Bahnstromeenergiebedarf in dieser Größenordnung sowie der zu erwartende Leistungsbedarf lassen sich mit den vorgestellten OLIA-Versorgungskonzepten decken. Die Einbindung der Bahnstromeverbraucher würde durch ein entsprechendes Umspannen ausgehend von der Mittelspannungsebene auf der Eingangsseite des Ladeunterwerks (50 Hz-Seite) auf die Niederspannungsebene des Bahnhofstromnetzes realisiert werden. Durch den Batteriespeicher des Ladeunterwerks lässt sich der Energiebedarf des Bahnhofs von dem Erzeugungsprofil der lokalen EEA entkoppeln und Überschüsse entsprechend nutzen. Weiterhin kann durch die Installation von PV-Aufdachanlagen am Bahnhofsgebäude Energie in das OLIA-Versorgungskonzept eingespeist werden oder direkt genutzt werden.

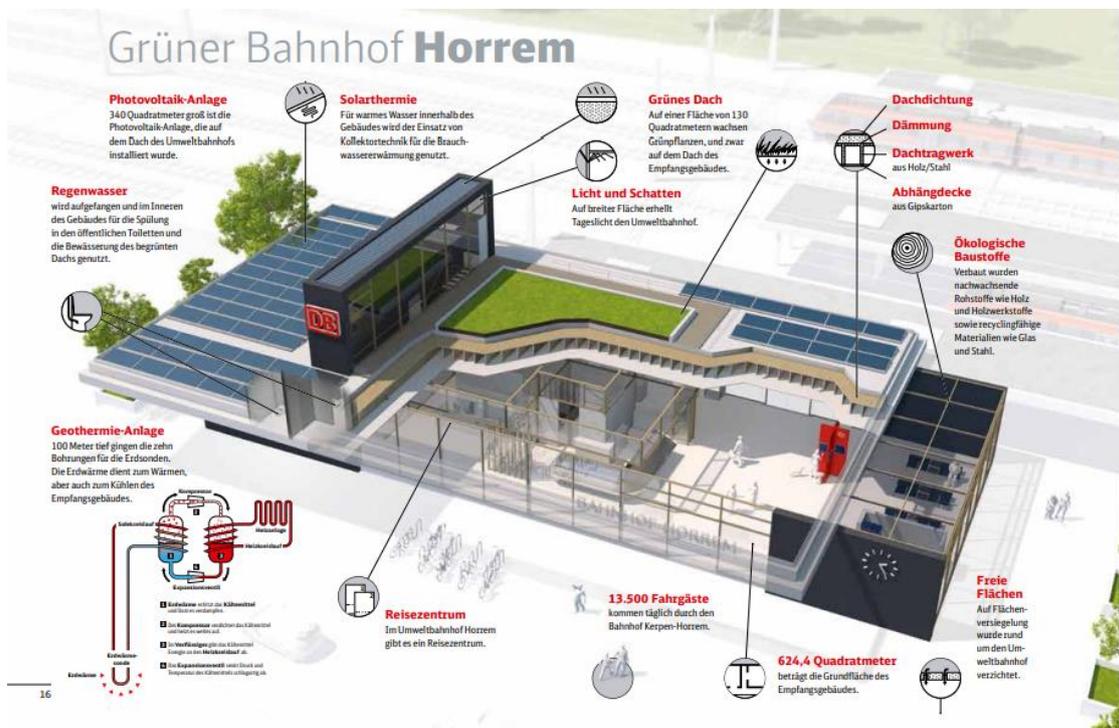


Abbildung 4-13: Nachhaltiges Bahnhofskonzept des „Grünen Bahnhofs“ Horrem (DB Station&Service AG, 2019)

Damit ließe sich der Netzanschluss des OLIA-Versorgungskonzeptes, der DC-Zwischenkreis mit Batteriespeicher und die lokalen EEA durch weitere Verbraucher nutzen, wodurch die Kosteneffizienz des Versorgungskonzeptes gesteigert werden kann.

Die zusätzliche Versorgung der Streckeninfrastruktur, wie z. B. von Stellwerken für Weichen, Weichenheizungen oder Signaltechnik, ist prinzipiell ebenfalls denkbar. Im Hinblick auf Energiebedarf und vorzuhaltende Leistungsreserven ist hier eher von einem relativ niedrigen Bedarf auszugehen.

#### 4.4.1.4 Zwischenfazit

##### Allgemein

- Die Systemerweiterung zur Versorgung von Ladesystemen für Batteriebusse und die Bahnhofsinfrastruktur erfordert die Einbindung entsprechender Gleichrichter, Transformatoren, sowie von Schalt- und Peripherieanlagen.
- Die Implementierung eines Energie- bzw. Lademanagementsystems ist ein wichtiger Bestandteil, wenn verschiedene Endverbraucher von einem Ladeunterwerk versorgt werden und eine Flexibilisierung des Lastprofils, z. B. durch Peakshaving und Lastverschiebung, vorgesehen ist.
- Weiterhin muss berücksichtigt werden, welche energierechtlichen und steuerrechtlichen Rahmenbedingungen gelten, wenn verschiedene Endverbraucher, wie z. B. Eisenbahnverkehrsunternehmen, ÖPNV-Betriebe, gewerbliche Betreiber von Bahnhofsanlagen oder Bahninfrastrukturanlagen Energie aus einem gemeinsamen Ladeunterwerk beziehen.
- Die im betrachteten OLIA-Versorgungskonzept (Szenario Gerolstein) verfügbaren Überschüsse aus lokaler EE-Erzeugung in Höhe von durchschnittlich 12 MWh pro Tag können zur Versorgung weiterer Abnehmer genutzt werden. Hier ist anzumerken, dass das Szenario Gerolstein einen für OLIA-Verhältnisse hohen Leistungs- und Energiebedarf aufweist und entsprechende installierte EEA-Kapazitäten vorgesehen sind.

##### Integration der Ladeinfrastruktur für Batteriebusse

- Die Integration der Nachladeinfrastruktur für Batteriebusse mittels Pantograf- oder Steckerladesysteme (DC-Versorgung) erfolgt am DC-Zwischenkreis des OLIA-Versorgungskonzeptes. Die Ladepunkte zur Batteriebusnachladung können dabei sowohl als Gelegenheitsladung an Haltestellen aber auch als Depotladung im Bus-Betriebshof eingebunden werden.
- Sowohl die Ladezeitfenster von Batteriebussen (Gelegenheitslader) als auch von BEMU sind fahrplanbedingt wenig flexibel, sodass davon ausgegangen werden muss, dass alle Ladepunkte (Oberleitungen für Triebzüge, Pantografen oder Ladesäulen für Batteriebusse) parallel genutzt werden und somit die volle Ladeleistung benötigt wird.
- Ausgehend von einer zusätzlich verfügbaren Leistung von 2,5 MW des Ladeunterwerks (Szenario OLIA Gerolstein), ließen sich beispielsweise fünf Pantografen-Ladesysteme (je 500 kW) oder 15 Steckerladesysteme (je 150 kW) zur Nachladung von Batteriebussen integrieren.
- Wie viel Energie für die Nachladung von Batteriebussen zusätzlich bereitgestellt werden muss, hängt neben dem Energiebedarf je Fahrzeug auch von der Anzahl der versorgten Linien und des jeweiligen Betriebstaktes ab.
- Es kann davon ausgegangen werden, dass das Ladeunterwerk der OLIA durch ein Energieversorgungsunternehmen betrieben wird und der Betrieb der Bus-Ladeinfrastruktur durch einen separaten Charge-Point-Operator erfolgt.

##### Versorgung von Bahnhofsinfrastruktur

- Der Energie- und Leistungsbedarf eines Bahnhofs, welcher typischerweise im Kontext einer neu zu errichtenden OLIA und dem zugehörigen Ladeunterwerk zu erwarten ist, lässt sich mit den vorgestellten OLIA-Versorgungskonzepten decken. Die Einbindung der Bahnverkehrsverbraucher erfordert das Umspannen von Mittelspannung auf der Eingangsseite des Ladeunterwerks (50 Hz-Seite) auf die Niederspannungsebene des Bahnhofenergiesystems.
- Durch den Batteriespeicher des Ladeunterwerks kann das Energieverbrauchsprofil des Bahnhofs von dem Erzeugungsprofil der EEA entkoppelt werden und lokal erzeugter EE-Strom für

die Energieversorgung des Bahnhofs genutzt werden. Durch die Installation von PV-Aufdachanlagen am Bahnhofsgebäude kann zusätzliche Energie in das OLIA-Versorgungskonzept eingespeist werden oder direkt durch die Bahnhofsinfrastruktur genutzt werden.

### **Bewertung Synergiepotenzial**

- Durch die Mitversorgung von Ladeinfrastruktur für Batteriebusse oder der Bahnhofsinfrastruktur lassen sich die Überschüsse des OLIA-Versorgungskonzeptes aus lokaler EE-Erzeugung, welche andernfalls in das Stromnetz eingespeist würden, lokal nutzen.
- Die Integration von weiteren Verbrauchern, wie z. B. Batteriebusse oder Bahnhofsinfrastruktur, verbessert die Auslastung des Netzanschlusses des OLIA-Versorgungskonzeptes und des DC-Zwischenkreises mit Batteriespeicher, wodurch die Kosteneffizienz des Versorgungskonzeptes gesteigert werden kann. Die hohen Leerlaufzeiten, welche bei der exklusiven Versorgung von SPNV-Triebzügen entstehen, werden reduziert.
- Durch die Integration weiterer Verbraucher erhöht sich jedoch die vorzuhaltende Leistungsreserve am Netzanschlusspunkt. Das Lastprofil am Netzanschlusspunkt des Ladeunterwerks kann durch die Integration eines geeigneten Energiemanagements unter Nutzung des stationären Batteriespeichers verstetigt und somit die abrechnungsrelevanten Lastspitzen reduziert werden.
- Im Fall der Nachladung von Batteriebussen in der Abstellung (Depotladung) besteht die Möglichkeit das Lastprofil des Ladeunterwerks zu verstetigen oder auch für netzdienliche Leistungen zu flexibilisieren. Im Fall der Gelegenheitsladung sind die Potenziale für die Flexibilisierung des Ladeprofiles begrenzt.
- Räumliche Nähe von Busbetriebshöfen zum Ladeunterwerk des OLIA-Versorgungskonzeptes sowie die strategisch günstige Standortwahl des Ladeunterwerks begünstigt die kosteneffiziente Mitversorgung von Batteriebussen durch die Ladeinfrastruktur für BEMU.

## **4.4.2 Synergetische Nutzung der HRS und des Elektrolyseurs**

Abbildung 4-14 zeigt schematisch das HRS-Versorgungskonzept mit Wasserstoffherzeugung aus Off-Site Elektrolyse und Trailer-Belieferung (zentrale H<sub>2</sub>-Produktion) sowie aus On-Site-Elektrolyse (dezentraler H<sub>2</sub>-Produktion). Für die Betrachtung der synergetischen Nutzung des HRS-Versorgungskonzeptes liegt der Fokus auf der Variante mit H<sub>2</sub>-Produktion über eine On-Site-Elektrolyse.

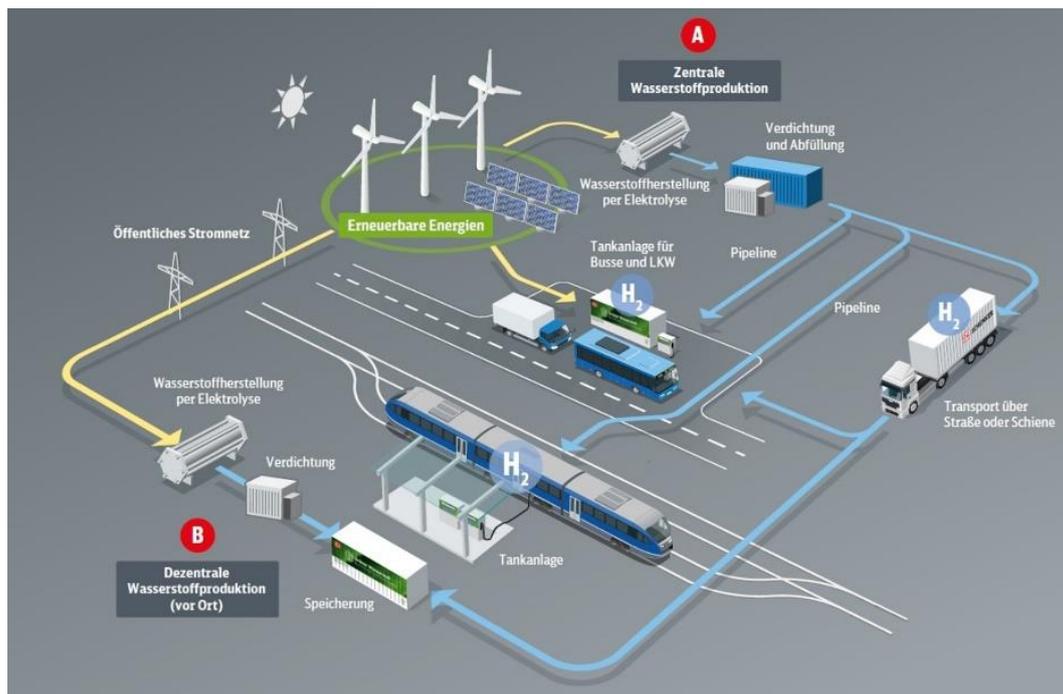


Abbildung 4-14: H<sub>2</sub>-Versorgungskonzept mit zentraler H<sub>2</sub>-Produktion mit Trailer oder Pipeline-Belieferung (A) und dezentraler H<sub>2</sub>-Produktion bzw. On-Site-Elektrolyse (B) (DB Energie GmbH)

Die Basissystemkonfiguration des Szenarios Gerolstein (basierend auf der Optimierung in AP 3) ist in Absatz 4.2.1.2 im Hinblick auf die Auslastung der Betankungsinfrastruktur und die H<sub>2</sub>-Produktion durch den Elektrolyseur diskutiert worden. Ausgehend von der Basiskonfiguration des HRS-Versorgungskonzeptes mit On-Site-Elektrolyse, zugeschnitten auf die Versorgung von HEMU, wird in diesem Abschnitt die synergetische Mitversorgung von BZ-Bussen sowie die Nutzung der Abwärme des Elektrolyseurs diskutiert.

Die Mitversorgung weiterer Fahrzeuge, wie z. B. Lkw oder Pkw, mit Liquid Hydrogen (LH<sub>2</sub>) oder Compressed Gaseous Hydrogen (CGH<sub>2</sub>) sowie die Auskopplung von Wasserstoff für die Trailer-Belieferung sind prinzipiell mit der Erweiterung der Speicher- und Distributionsanlagen möglich, wodurch aber der Investitionsaufwand steigt. Wenn die Betankung auf anderen Druckniveaus oder in Form von LH<sub>2</sub> erfolgen soll, muss das Distributionssystem um weitere Druckstufen bzw. Kompressorstufen und ggf. um ein LH<sub>2</sub>-Tanksystem mit Kryopumpe erweitert werden. Abbildung 4-15 zeigt exemplarisch den Aufbau eines H<sub>2</sub>-Distributions- und Betankungssystems mit LH<sub>2</sub>-Speicherung.

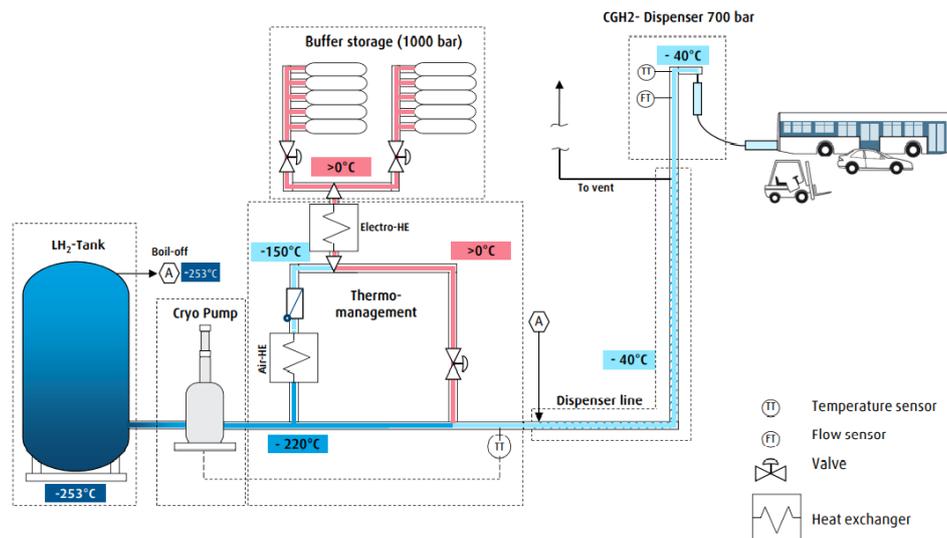


Abbildung 4-15: Schematische Darstellung eines HRS-Versorgungskonzeptes mit 700 bar Dispenser und LH<sub>2</sub>-Speicher (Bild: Linde, aus Decker, L., 2019)

#### 4.4.2.1 Integration H<sub>2</sub>-Betankungsinfrastruktur für Brennstoffzellen-Busse

Für die Betankung von Straßenfahrzeugen, wie z. B. BZ-Busse, muss das Basis-Versorgungskonzept um entsprechende Distributions- und Speichersysteme ergänzt sowie die Einbindung weiterer Dispenser vorgesehen werden. Synergieeffekte sind vor allem dann zu erwarten, wenn die Straßenfahrzeuge ebenfalls mit 350 bar betankt werden können bzw. im Allgemeinen die Straßen- und Schienenfahrzeuge mit Wasserstoff gleicher Art (Druck und Aggregatzustand) betankt werden.

Die parallele Versorgung von Fahrzeugen mit 350 bar und 700 bar, wie es am Beispiel des Projekts eFarm Nordfriesland (2022) umgesetzt wird, verbessert jedoch auch die Auslastung der Wasserstoffbevorratung und der Tankstelle, da sowohl Pkw und BZ-Busse als auch weitere Nutzfahrzeuge variabel betankt werden können.

Wenn der nominale Wasserstoffbedarf durch Integration weiterer Dispenser steigt, muss jedoch auch die H<sub>2</sub>-Produktion bzw. H<sub>2</sub>-Belieferung entsprechend erhöht werden.

##### Betriebliche Integration von BZ-Bussen

Durch die Integration von BZ-Bussen wird die Anlagenauslastung der H<sub>2</sub>-Versorgungsinfrastruktur erhöht werden, wodurch die Kosteneffizienz steigt. Dies betrifft insbesondere die Ausnutzung der bei der HEMU-Betankung auftretenden Leerlaufzeiten (s. HEMU-Betankungsplan Abbildung 4-6). Wenn auch die BZ-Busse nach einem definierten Betankungsplan versorgt werden, lässt sich durch ein integriertes Energiemanagement ein gleichmäßiger H<sub>2</sub>-Bedarf im Tages- bzw. Wochengang erzielen.

Die parallele Nutzung der HRS durch verschiedene Verkehrsträger und betreibende Entitäten muss unter Berücksichtigung der entsprechenden Sicherheitsanforderungen (z. B. Arbeitssicherheit, Zugangsberechtigungen usw.) erfolgen.

Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit für öffentliche Verkehrsmittel müssen entsprechende Rückfallebenen vorgesehen werden. So kann z. B. der Ausfall des Elektrolyseurs durch zusätzliche Back-Up H<sub>2</sub>-Trailer-Belieferung kompensiert werden.

### Standortseitige Gegebenheiten

Die synergetische Versorgung von BZ-Bussen und HEMU durch eine gemeinsame HRS-Versorgungsinfrastruktur mit On-Site-Elektrolyse unter Einbindung von lokalen EEA erfordert die Verfügbarkeit von entsprechenden Freiflächen, einen Zugang zu den Schienenwegen und eine Straßenanbindung. Für die zusätzliche Betankung von BZ-Bussen sind Bus-Betriebshöfe oder deren räumliche Nähe vorteilhaft, um die Betankungsvorgänge effizient in die Betriebsabläufe der Verkehrsbetriebe zu integrieren. Die gemeinsame Versorgung von Straßen- und Schienenfahrzeugen erfordert eine entsprechende Wegeführung und Stellplätze für BZ-Busse sowie ggf. für die H<sub>2</sub>-Trailer-Belieferung mit Lkw.

Die Standortwahl im urbanen Umfeld stellt somit einen limitierenden Faktor dar. Es ist im jeweiligen Anwendungsfall zu prüfen inwieweit sich Bestandsflächen von Dieseltankstellen für Schienenfahrzeuge oder Bus-Betriebshöfe nutzen bzw. erweitern lassen. Im suburbanen oder ländlichen Umfeld hingegen ist mit einer besseren Flächenverfügbarkeit zu rechnen.

Im Fall der H<sub>2</sub>-Versorgung aus Off-Site-Elektrolyse ergibt sich bei der Standortwahl durch die Entkopplung von H<sub>2</sub>-Produktion und verschiedener HRS-Standorte in der Regel mehr Spielraum.

### Hürden und Limitationen

Die gemeinsame Nutzung von H<sub>2</sub>-Betankungsinfrastruktur durch SPNV-Triebzüge, Stadtbusflotten oder auch andere Nutzfahrzeugflotten erfordert eine frühzeitige Einbindung der beteiligten Akteure, wie Eisenbahnverkehrsunternehmen, ÖPNV-Betriebe und Energieversorgungsunternehmen in der Konzept- und Planungsphase des Vorhabens. Eine modulare Erweiterbarkeit des Versorgungskonzeptes und auch der H<sub>2</sub>-Produktion ist vorteilhaft, um die perspektivische Einbindung weiterer Verbraucher zu erleichtern. So kann z. B. die Umstellung von Stadtbusflotten von Diesel- auf Brennstoffzellenfahrzeuge stufenweise erfolgen. Die Umsetzung von H<sub>2</sub>-Tankstellen für Straßenfahrzeuge ist sowohl als öffentlich zugängliche, aber auch als private Tankstelle realisierbar.

### Wasserstoffbedarf von BZ-Bussen

Der Wasserstoffbedarf von BZ-Bussen ist, analog zum Energiebedarf von Batteriebussen, von diversen Faktoren abhängig. Dazu gehören z. B. Fahrzeuggröße (Solo- oder Gelenkbus), Streckenprofil, Fahrplan oder Klimatisierungsbedarf. Typische H<sub>2</sub>-Tankgrößen von BZ-Bussen weisen eine H<sub>2</sub>-Kapazität von 35 bis 40 kg auf.

Der durchschnittliche Wasserstoffbedarf je gefahrenem Kilometer wird wie folgt angenommen (Faltenbacher und Knote, 2021):

- Solobusse: 0,09 bis 0,1 kg/km
- Gelenkbusse: 0,12 bis 0,14 kg/km

Je nach Linienlänge und Umlaufplanung der Fahrzeuge variiert die tägliche Laufleistung der Fahrzeuge. Im Rahmen dieser Abschätzung wird eine Umlauflänge von 250 km angesetzt, woraus sich ein durchschnittlicher Wasserstoffbedarf je täglichem Betankungsvorgang von 25 kg für Solobusse respektive 33 kg für Gelenkbusse ergibt. Das entspricht in etwa 1/5 des modellierten Wasserstoffbedarfs je HEMU von 135,9 kg H<sub>2</sub> je Betankungsvorgang im Beispiel-Szenario der HRS Gerolstein (s. AP 2, Absatz 2.3.4.3).

Die Potenziale für eine höhere H<sub>2</sub>-Produktion durch Nutzung von überschüssig ins Stromnetz exportierter Erneuerbarer Energie sind mit 2.936 MWh/a in der betrachteten Systemkonfiguration begrenzt (vgl. Betrachtung in Absatz 4.2.1.2). Durch eine höhere Auslastung des Elektrolyseurs ließe sich zusätzlich eine relevante H<sub>2</sub>-Menge erzeugen. So könnte der Elektrolyseur beispielsweise weitere 1.000 Stunden

im Jahr betrieben werden (ausgehend von bisher 4.082 h/a in der Basissystemkonfiguration), was in einer zusätzlichen H<sub>2</sub>-Menge von etwa 1.123 kg pro Tag resultieren würde (vgl. Absatz 4.2.1.2). Damit ließen sich größere BZ-Busflotten mit Wasserstoff aus On-Site-Elektrolyse versorgen. Die dafür benötigte Energie müsste entweder aus dem öffentlichen Stromnetz oder durch die Einbindung zusätzlicher EEA gedeckt werden.

### **Bewertung der Synergiepotenziale**

Die Integration von BZ-Bussen und auch allgemein von Straßenfahrzeugen erhöht die Auslastung der Tankstelleninfrastruktur. Dies betrifft insbesondere die Nutzung der bei der HEMU-Betankung auftretenden Leerlaufzeiten. Gleichzeitige Betankungsvorgänge von Bussen und Zügen, z. B. in Betriebspausen oder über Nacht, resultieren jedoch auch in einer höheren Auslastung der Kompressoren und des Hochdruckspeichers, wodurch ggf. eine Erweiterung der Anlagenkapazitäten erforderlich wird. Das Basisversorgungskonzept zur H<sub>2</sub>-Produktion und -Betankung von HEMU muss für die Betankung von BZ-Bussen um entsprechende H<sub>2</sub>-Distributionssysteme, Dispenser sowie eine entsprechende Wegeführung erweitert werden.

Die Einbindung von BZ-Bussen ist insbesondere dann vorteilhaft, wenn Fahrzeuge mit gleicher Speicherart und bei gleichem H<sub>2</sub>-Druckniveau wie die Schienenfahrzeuge betankt werden. Die Erweiterung des Versorgungskonzeptes auf eine LH<sub>2</sub>-Betankung erfordert eine umfassende Anlagenerweiterung (Speicher, Kryopumpen, etc.), wodurch die synergetische Nutzung nur in geringem Maße gegeben ist.

Insbesondere wenn sich die HRS für Schienenfahrzeuge in räumlicher Nähe zu einem Busbetriebshof befindet, ist die synergetische H<sub>2</sub>-Versorgung aus On-Site-Elektrolyse gegeben. Eine effektive Standortwahl ist projektspezifisch je nach Verfügbarkeit von Freiflächen oder Nutzung von Bestandsflächen zu prüfen.

Die synergetische Nutzung der H<sub>2</sub>-Produktion durch On-Site-Elektrolyse ist im untersuchten Szenario sinnvoll, da durch die Steigerung der jährlichen Nutzung des Elektrolyseurs (Erhöhung der Volllaststunden) eine signifikante Menge an Wasserstoff zusätzlich bereitgestellt werden kann. Weitere Betriebsstunden des Elektrolyseurs würden jedoch einen höheren Energiebezug aus dem Stromnetz erfordern oder den Zubau von weiteren EEA erfordern, da in der untersuchten Systemkonfiguration die Erzeugungskapazitäten der EEA auf den Wasserstoffbedarf der HEMU zugeschnitten sind.

Insgesamt lässt sich durch die Einbindung von BZ-Bussen die Kosteneffizienz der H<sub>2</sub>-Betankungsinfrastruktur und H<sub>2</sub>-Produktion steigern. Weiterhin ist bei den Komponenten der H<sub>2</sub>-Speicherung und Distribution eine degressive Kostenzunahme zu erwarten.

#### **4.4.2.2 Nutzung der Elektrolyseurabwärme**

Die Nutzung von Abwärme eines Elektrolyseurs bietet einen hohen Synergieeffekt, da Abwärme Teil des H<sub>2</sub>-Produktionsprozesses ist und damit als Beiprodukt entsteht. Die Nutzung dieser Abwärme erhöht daher den Gesamtwirkungsgrad des Elektrolyseur-Systems. Die Abwärmeproduktion eines Elektrolyseurs kann mit 20 % der nominellen elektrischen Leistung abgeschätzt werden (Forstmeier, 2019). Dementsprechend erhöht eine vollständige Nutzung der Abwärme auch den Wirkungsgrad des Gesamtsystems um 20 %. Ein PEM-Elektrolyseur produziert typischerweise Abwärme auf einem Temperaturniveau von 50 – 60 °C (Fraunhofer IEG, 2022). Im Folgenden wird die Nutzung der Abwärme als Wärmequelle von Nahversorgungsnetzen beschrieben.

### **Technische Anforderungen**

Die Nutzung der Elektrolyseur-Abwärme bei 60 °C zur Nahwärmeversorgung ist unter Einsatz eines modernen Warmwärmenetzes (Wärmenetze der 4. Generation) möglich. Dies ermöglicht die Raumwärmeversorgung von Gebäuden mit einem wohnflächenspezifischen Wärmebedarf von bis zu 150 kWh/m<sup>2</sup> (entspricht einem Wohngebäude, welches ca. 1995 errichtet wurde). Werden diese Warmwärmenetze zusätzlich zur Warmwasserbereitstellung genutzt, sind je nach Vorlauftemperatur des Wärmenetzes effiziente Wärmetauscher bzw. zusätzliche Wärmepumpen an den jeweiligen Anschlusspunkten notwendig (Lund et al., 2014). Eine weitere Möglichkeit der Nutzung von Elektrolyseur-Abwärme durch Auskopplung in ein Nahwärmenetz stellt die „kalte Nahwärme“ dar. Bei diesem Konzept wird an jeder Abnahmestelle des Nahwärmenetzes eine Wärmepumpe installiert. Diese Wärmepumpen nutzen das Nahwärmenetz als Wärmereservoir und erhöhen das Temperaturniveau an der jeweiligen Abnahmestelle (Giel, 2022).

### **Betriebliche Anforderungen**

Der Betrieb eines Wärmenetzes setzt voraus, dass vertragliche Lieferverpflichtungen von Wärme jederzeit erfüllt werden. Dies macht in der Regel Backup-Lösungen notwendig, insbesondere da in dem betrachteten Anwendungsbeispiel des Elektrolyseurs die Erzeugung von Wasserstoff gegenüber der Wärmebereitstellung Priorität hat. Es ist zu vermeiden, dass die benötigte Wärme nicht bereitgestellt werden kann (Unterdeckung) oder aber die Wärmelast der an das Wärmenetz angeschlossenen Verbraucher geringer ist als die erzeugte Abwärme des Elektrolyseurs (Überdeckung). Im Fall von Unterdeckung sind zusätzliche Wärmeerzeuger, wie z. B. Erdgasbrenner, notwendig. Im Fall von Überdeckung sind Kühlaggregate notwendig. Die Ursache für Über- oder Unterdeckung kann in dem saisonalen Bedarfsprofil von Raumwärme (Unterschiede zwischen Sommer und Winter) oder den Schwankungen des Trinkwarmwasserbedarfs über einen einzelnen Tag liegen. Eine Pufferung durch Wärmespeicher stellt eine mögliche Lösung dar. Insbesondere Wärmespeicher zum Ausgleich von Angebot und Bedarf über etwa einen Tag (Warmwasser-Schichtenspeicher) sind am Markt etabliert. Saisonale Wärmespeicher sind hingegen weitaus aufwendiger in Bezug auf Platz und Kosten.

### **Standortseitige Gegebenheiten**

In Bezug auf räumliche Anforderungen sind zwei Faktoren entscheidend. Zum einen die Distanz zwischen Wärmeerzeugung und Wärmebedarf, und zum anderen zu bedienender Wärmebedarf. Im Allgemeinen steigen bei zunehmender Länge des Wärmenetzes die Verluste des Systems durch die Abgabe von Wärme an die Umgebung. Die maximale ökonomisch mögliche Länge eines Wärmenetzes liegt, für Wärme mit einem geringen Temperaturniveau, im Bereich von 15 bis 86,5 km (Kavvadias und Quoilin, 2018). Außerdem muss eine Mindestwärmelast vorliegen, damit ein ökonomischer Betrieb sichergestellt werden kann. Diese ist im Bereich von 100 angeschlossenen Verbrauchern bzw. 3 GWh/a Gesamtwärmebedarf anzusiedeln (Pehnt, Martin, 2017).

### **Hürden und Limitationen**

Wie auch bei der Nutzung der H<sub>2</sub>-Betankungsinfrastruktur ist ein frühzeitiges Einbinden aller beteiligten Akteure notwendig. Diese umfassen den Betreiber des Elektrolyseurs, den Betreiber des Nahwärmenetzes und die angeschlossenen bzw. anzuschließenden Wärmeverbraucher. Insbesondere die Verbraucher stellen ein zentrales Element dar, da ohne eine ausreichende Last ein Nahwärmenetz wirtschaftlich nicht tragfähig ist. Unter Umständen können Anschlusspflichten bei der Errichtung von Wärmenetzen vereinbart werden, um die Investitionssicherheit zu erhöhen (Klimainitiative – Landkreis Osnabrück). Des Weiteren findet hier das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) und Energieeinsparverordnung (EnEV) Anwendung.

### **Alternative Nutzungsmöglichkeiten der Elektrolyseurabwärme**

Eine Absorptionskälteanlage nutzt ein Wärmereservoir um Kälte (Temperatur unterhalb der Umgebungstemperatur) bereitzustellen. In der Literatur wurde gezeigt, dass ein Temperaturniveau von 60 °C ausreichend ist, um als Antrieb (Wärmequelle) einer Absorptionskälteanlage zu dienen. Die Nutzung der Elektrolyseurabwärme mittels Absorptionskälteanlage setzt entsprechende Abnehmer für die Kälte in räumlicher Nähe voraus. Eine Möglichkeit ist z. B. die Kühlung einer Technikzentrale (Christopher Paitazoglou et al., 2013).

Eine weitere Nutzungsmöglichkeit der Elektrolyseurabwärme liegt in der Bereitstellung von Wärme mit einem höheren Temperaturniveau für z. B. industrielle Prozesse. Das Temperaturniveau der Elektrolyseurabwärme kann durch den Einsatz einer Wärmepumpe angehoben werden (Fraunhofer IEG, 2022). Eine Wärmepumpe kann Temperaturen von bis zu 160 °C erzeugen (Arpagaus, 2020). Allerdings ist der COP-Wert (Coefficient of Performance) von Wärmepumpen mit einem großen Temperaturhub relativ gering. Bei einem Temperaturhub von 100 °C kann ein COP von etwa zwei erreicht werden, wohingegen bei einem Temperaturhub von lediglich 40 °C ein COP von etwa vier erreicht werden kann (Arpagaus et al., 2018). Des Weiteren steigen durch die Integration einer Wärmepumpe die Kosten und der Platzbedarf des HRS-Versorgungskonzeptes.

#### **4.4.2.3 Zwischenfazit**

##### **Integration der Betankungsinfrastruktur für BZ-Busse**

- Für die Betankung von Straßenfahrzeugen, wie z. B. BZ-Busse, muss das Basis-Versorgungskonzept um entsprechende Distributions-, Wasserstoffbevorratungssysteme sowie um weitere Dispenser erweitert werden.
- Die gemeinsame Versorgung von Straßen- und Schienenfahrzeugen erfordert eine entsprechende Wegeführung und Stellplätze für BZ-Busse.
- Der H<sub>2</sub>-Bedarf je Betankungsvorgang von 25 kg für Solobussen / 33 kg für Gelenkbussen (bei 250 km Umlauflänge) entspricht in etwa 1/5 des H<sub>2</sub>-Bedarfs der HEMU (135,9 kg H<sub>2</sub> je Betankungsvorgang) im Szenario Gerolstein.
- Wenn der nominale Wasserstoffbedarf durch die Einbindung weiterer Verbraucher steigt, muss die H<sub>2</sub>-Produktion bzw. H<sub>2</sub>-Belieferung entsprechend erhöht werden. Durch eine höhere Auslastung des Elektrolyseurs (ausgehend von bisher 4.082 h/a in der Basissystemkonfiguration) ließe sich zusätzlich eine relevante H<sub>2</sub>-Menge erzeugen, um damit BZ-Busflotten zu versorgen. Die dafür benötigte zusätzliche Energie erfordert entweder einen höheren Strombezug aus dem öffentlichen Stromnetz oder die Einbindung zusätzlicher EEA.

##### **Nutzung der Elektrolyseur-Abwärme**

- Der wichtigste Faktor zur Integration von Wärmeabnehmern ist das Temperaturniveau der Abwärme. PEM-Elektrolyseure erreichen ein Abwärmemeterniveau von etwa 60 °C, welches durch moderne Wärmenetze genutzt werden kann. Es müssen sich allerdings in räumlicher Nähe eine hohe Anzahl von Verbrauchern anschließen lassen. Die Wärmenetze nutzen Wasser als Wärmeträgermedium bei niedrigen Temperaturen (30 bis 70 °C).
- Eine Herausforderung bei der Nutzung von Abwärme durch Wärmenetze ist der volatile Wärmeverbrauch durch die Abnahmestellen sowie die im Tagesgang schwankende Abwärmeproduktion durch den Elektrolyseur, welche die Vorhaltung von Back-Up Anlagen erfordern kann (Wärmeerzeuger, Kühlaggregate und Speicher).

- Alternativen zur Wärmeauskopplung in Wärmenetzen sind die Einbindung von Absorptionskälteanlagen oder Hochtemperaturwärmepumpen.

### **Bewertung der Synergiepotenziale**

- Die Integration von BZ-Bussen, und auch allgemein von Straßenfahrzeugen, erhöht die Auslastung der Betankungsinfrastruktur und steigert somit die Kosteneffizienz. Hohe Synergieeffekte sind zu erwarten, wenn die Straßenfahrzeuge ebenfalls mit Wasserstoff gleicher Art und mit gleichem Druckniveau betankt werden.
- Die Erweiterung des Versorgungskonzeptes auf eine LH<sub>2</sub>-Betankung erfordert umfassende Anlagenerweiterung (Speicher, Kryopumpen, etc.).
- Wenn sich die HRS für Schienenfahrzeuge in räumlicher Nähe zu einer HRS für BZ-Busse und dem Busbetriebshof befindet, kann der On-Site-Elektrolyseur beide Verbraucher synergetisch versorgen, wodurch der Nutzungsgrad und somit die Kosteneffizienz des Elektrolyseurs gesteigert werden.
- Die Potenziale für eine höhere H<sub>2</sub>-Produktion durch Nutzung der überschüssig ins Stromnetz exportierter EE in Höhe von 2.936 MWh/a sind im betrachteten Szenario der HRS Gerolstein begrenzt.
- Durch die Nutzung der Abwärme des Elektrolyseurs lässt sich die Effizienz der H<sub>2</sub>-Produktion um etwa 20 % steigern. Die Verfügbarkeit von Wärmeverbrauchern sowie die räumliche Nähe zu den Wärmeverbrauchern bilden die Voraussetzungen für die wirtschaftliche Abbildbarkeit der Anbindung an ein Nahwärmenetz.

## **4.5 Zusammenfassung und Ausblick (AP 4)**

Im Rahmen dieses AP wurden weitere Nutzungspotenziale der OLIA- und HRS-Versorgungskonzepte mit lokalen Erneuerbaren Energieanlagen (EEA) identifiziert und im Hinblick auf ihre technische und betriebliche Umsetzbarkeit sowie die Synergieeffekte bewertet. Weiterhin werden je Versorgungskonzept Möglichkeiten zur Flexibilisierung der Lastprofile und für die Erbringung von netzdienlichen Leistungen diskutiert. Dafür wurden zunächst die Last- und Erzeugungsscharakteristik der in AP 3 modellierten Versorgungskonzepte analysiert.

### **Ableitung der Synergiepotenziale anhand der Last- und Erzeugungsscharakteristik der untersuchten OLIA- und HRS-Versorgungskonzepte**

Die beiden untersuchten OLIA-Versorgungskonzepte an den Standorten Gerolstein und Füssen unterscheiden sich sowohl im Hinblick auf die Nennleistung des Ladeunterwerks (10 MW an der OLIA Gerolstein und 5 MW OLIA Füssen) als auch im Hinblick auf die Kapazität der Batteriespeicher (1.172 kWh im Szenario Gerolstein gegenüber 270 kWh im Szenario Füssen). Beide Szenarien weisen außerdem unterschiedliche EE-Erzeugungsprofile auf, bedingt durch ihren Standort und die jeweils vorgesehene Leistung der WEA und PVA. Durch die Unterschiede der jeweiligen Last- und Erzeugungsprofile ist die Charakteristik der Über- und Unterdeckung im Vergleich der OLIA-Szenarien unterschiedlich.

Die Lastcharakteristik an den beiden OLIA-Standorten ist geprägt durch die kurzzeitigen Lastspitzen der BEMU-Nachladung, welche für den Großteil des Betriebs nur bis zu 50 % der Nominalleistung des Ladeunterwerks nutzen. Dadurch ist der Netzanschlusspunkt nur sehr gering ausgelastet. Der Batteriespeicher weist regelmäßig niedrige SoC-Werte auf und bietet somit das Potenzial einer stärkeren Nutzung. Dadurch könnten ausgehend von den Leistungsreserven des Netzanschlusses bzw. Ladeunterwerkes einerseits, und des Batteriespeichers der untersuchten Systemkonfiguration andererseits weitere Verbraucher in das Versorgungskonzept integriert werden. Ausgehend von der überschüssigen (nicht durch die

OLIA genutzt) Stromgestehung aus lokalen EEA lassen sich weitere Verbraucher durch das OLIA-Versorgungskonzept mitversorgen. So können im Szenario OLIA Gerolstein weitere Verbraucher mit einem mittleren Leistungsbedarf von 500 kW mitversorgt werden. Im Szenario OLIA Füssen liegen die Überschüsse aus lokaler EE-Erzeugung im Bereich von 10 bis 15 kW (im Monatsmittel), womit nur kleinere zusätzliche Lasten gedeckt werden können.

Im Kontext der H<sub>2</sub>-Versorgung wurde im Rahmen dieses APs die Last- und Erzeugungscharakteristik anhand des Szenario HRS Gerolstein mit On-Site-Elektrolyse betrachtet. In der Systemkonfiguration wird ein Elektrolyseur mit einer Nennleistung von 21 MW eingesetzt und produziert durchschnittlich 3,8 t H<sub>2</sub> pro Tag für die Betankung der HEMUs. In Relation zum H<sub>2</sub>-Tagesbedarf der HEMU ist der H<sub>2</sub>-Speicher mit 45,5 t um etwa den Faktor 12 größer dimensioniert. Der Speicher ist in Bezug auf den Tages- bzw. Wochenenergiebedarf ausreichend groß dimensioniert, wodurch weitere H<sub>2</sub>-Verbraucher in das Versorgungskonzept integriert werden könnten.

Im Szenario HRS Gerolstein könnten in den Leerlaufzeiten der HEMU-Betankung (ca. zehn Stunden pro Tag) durchschnittlich weitere 112 kg H<sub>2</sub> pro Stunde für weitere Verbraucher zur Verfügung gestellt werden, wenn die Volllaststunden des Elektrolyseurs von etwa 4.000 auf 5.000 Stunden pro Jahr erhöht werden. Die EEA sind im betrachteten Szenario so dimensioniert, dass sie den H<sub>2</sub>-Bedarf der HEMU decken, weshalb die nutzbaren Überschüsse aus lokaler EE-Erzeugung (2.936 MWh/a) im Vergleich zum Gesamtenergiebedarf der H<sub>2</sub>-Produktion von etwa 46.200 MWh/a relativ gering sind. Für die zusätzliche H<sub>2</sub>-Produktion zur Versorgung weiterer Verbraucher müsste entsprechend mehr Energie aus dem Stromnetz bezogen werden oder die Kapazitäten der EEA erhöht werden.

Bedingt durch die Unterschiede zwischen den Systemkonfigurationen (Anzahl WEA und PVA, Speicherkapazität, Anteil Strom aus dem Stromnetz) und den Standorten variiert die Last- und Erzeugungscharakteristik der OLIA- und HRS-Versorgungskonzepte erheblich.

### **Erbringung von netzdienlichen Leistungen und Flexibilisierung des Lastprofils**

Für die Implementierung von netzdienlichen Leistungen sowie Möglichkeiten zur Lastflexibilisierung des OLIA-Versorgungskonzeptes sind zusammenfassend folgende Ergebnisse festzustellen:

- Die Bereitstellung von Regelleistung bei Einsatz einer OLIA ohne Batteriespeicher ist aufgrund der punktuellen Lastcharakteristik der BEMU-Nachladung in Verbindung mit längeren Leerlaufzeiten nicht zu realisieren. Wenn das OLIA-Versorgungskonzept hingegen einen Batteriespeicher beinhaltet, lässt sich bei entsprechender Dimensionierung die Erbringung von Primärregelleistung umsetzen, das Stromnetz stabilisieren und ein weiterer Erlöspfad erschließen.
- Peakshaving ist mit dem vorgestellten OLIA-Versorgungskonzept durch die Einbindung des Batteriespeichers denkbar, wobei die ökonomische Vorteilhaftigkeit von den Netzentgelten sowie Investitionskosten des Batteriespeichers abhängt.
- Die zeitliche Verschiebung des Lastprofils des Versorgungskonzeptes stellt insbesondere dann einen Anreiz dar, wenn durch zeitabhängige Strompreise eine Verschiebung des Verbrauchsprofils die Energiekosten verringert werden können.
- Durch Integration von Ladestationen für Batteriebusse erhöht sich die Flexibilität des Versorgungskonzeptes, insbesondere wenn die Batteriebusse in Depotnachladung versorgt werden.
- Zusätzlich kann die Integration von flexiblen Lasten aus dem Bahnhofsumfeld oder das gesteuerte Laden von batterieelektrischen Pkw die Flexibilität des Versorgungskonzeptes erhöhen (sowohl durch Nutzung von Leerlaufzeiten als auch durch gezielte Nutzung von Ladezeitfenstern mit Überschussproduktion aus EEA).
- Für die Bereitstellung von Regelleistung mithilfe des Batteriespeichers ist die Verwendung von bidirektionalen Gleichrichtern zwischen Stromnetz und DC-Zwischenkreis erforderlich.

Für die Implementierung von netzdienlichen Leistungen sowie Möglichkeiten zur Lastflexibilisierung des HRS-Versorgungskonzeptes sind zusammenfassend folgende Aspekte festzustellen:

- Der netzdienliche Betrieb eines Elektrolyseurs ist in Verbindung mit einem H<sub>2</sub>-Speicher grundsätzlich möglich, indem die Betriebsweise des Elektrolyseurs netzstabilisierend angepasst wird. Auf diese Weise ist die Erbringung von Primärregelleistung realisierbar.
- Die Last des Elektrolyseurs kann flexibilisiert werden, indem z. B. priorisiert Wasserstoff aus der lokalen EE-Erzeugung produziert wird (Eigenverbrauch) oder wenn bei Strombezug aus dem Stromnetz variable Strompreise Anreize zur Lastverschiebung schaffen.
- Generell könnte ein Elektrolyseur (ab einer Mindestleistung von 1 MW) als abschaltbare Last eingesetzt werden. Bei diesem Konzept muss der Einfluss eines eventuellen Produktionsausfalls auf die Versorgung des HEMUs analysiert werden.

Die Umsetzung von Ansätzen des Lastmanagements und netzdienlichen Leistungen erfordert eine entsprechende Anpassung der Betriebsstrategie unter Berücksichtigung der notwendigen Betriebszeiten zur Versorgung der Kernaufgabe.

### **Bewertung der synergetischen Nutzung der Versorgungskonzepte**

Die synergetische Nutzung der OLIA- und HRS-Versorgungskonzepte wurde anhand von Beispielen zum einen im Hinblick auf die Erhöhung des Eigenverbrauchs des lokal erzeugten EE-Stroms, und zum anderen im Hinblick auf die gesteigerte Nutzung der Anlagen zur Energievorhaltung und -verteilung qualitativ bewertet. Die technische und betriebliche Einbindbarkeit der Verbraucher wurde im Fall des OLIA-Versorgungskonzeptes für die Integration der Ladeinfrastruktur von Batteriebusen und die Mitversorgung der Bahnhofsinfrastruktur, und im Fall des HRS-Versorgungskonzeptes für die Betankung von BZ-Bussen sowie die Potenziale der Abwärmenutzung des Elektrolyseurs diskutiert. Die wesentlichen Aspekte für die Eignung der synergetischen Nutzung der Versorgungskonzepte sind für die Nutzungsbeispiele in Tabelle 4-5 zusammengefasst. Darauf basierend wurde je Nutzungsbeispiel zusammenfassend das Eignungspotenzial auf einer Skala von niedrig bis hoch bewertet. Die Auswahl der Nutzungsbeispiele stellt hierbei die als vorteilhaft einzuschätzende Varianten im Vergleich zu den weiteren Möglichkeiten (vgl. Tabelle 4-4) dar und werden somit mit mittel oder hoch eingeschätzt.

Eine modulare Erweiterung der Versorgungskonzepte sowie auch der H<sub>2</sub>-Produktionskapazitäten des Elektrolyseurs sind vorteilhaft, um die perspektivische Einbindung weiterer Verbraucher zu erleichtern. So kann z. B. die Umstellung von Stadtbusflotten von Diesel- auf Brennstoffzellenfahrzeuge stufenweise erfolgen.

TABELLE 4-5: TECHNISCH-BETRIEBLICHE EIGNUNG DER SYNERGETISCHEN NUTZUNG DER OLIA-/HRS-VERSORGUNGSKONZEPTE ANHAND VON NUTZUNGSBEISPIELEN.

<b>Zusätzlicher Verbraucher</b>	<b>Eignung der synergetischen Nutzung der OLIA-/HRS-Versorgungskonzepte</b>	<b>Bewertungspotenzial*</b>
<b>Ladeinfrastruktur für Batteriebusse (Pfad OLIA)</b>	Bessere Auslastung der Betriebsmittel des OLIA-Versorgungskonzeptes sowie Reduzierung der Leerlaufzeiten Erhöhung der Spitzenbelastung am Netzanschlusspunkt sowie der abrechnungsrelevanten Lastspitzen Depotnachladung ermöglicht die Verstetigung des Lastprofils am Netzanschlusspunkt, Einbindung eines entsprechenden Energiemanagements vorausgesetzt	Hoch

Zusätzlicher Verbraucher	Eignung der synergetischen Nutzung der OLIA-/HRS-Versorgungskonzepte	Bewertungspotenzial*
	<p>Begrenztes Potenzial zur Lastflexibilisierung bei Gelegenheitsladung</p> <p>Räumliche Nähe von Bus-Betriebshof und OLIA / Ladeunterwerk ist techno-ökonomisch vorteilhaft</p>	
<b>Bahnhofsinfrastruktur (Pfad OLIA)</b>	<p>Mindestens anteilige Deckung des Energiebedarfs eines Bahnhofs, welcher typischerweise im Kontext einer OLIA zu erwarten ist, durch das OLIA-Versorgungskonzept</p> <p>PV-Aufdachanlagen am Bahnhofsgebäude können Energie in das OLIA-Versorgungskonzept einspeisen oder direkt den Bahnhofsenergiebedarf decken</p>	Mittel
<b>Tankstelle für Brennstoffzellenbusse (Pfad HRS)</b>	<p>Hohe Synergien in Bezug auf das H<sub>2</sub>-Distributions- und Speichersystem, wenn Betankung von BZ-Bussen und HEMU bei gleichem H<sub>2</sub>-Druckniveau bzw. H<sub>2</sub>-Form</p> <p>Synergetische Nutzung sinkt, wenn das HRS-Versorgungskonzept um Komponenten zur LH<sub>2</sub>-Betankung (Speicher, Kryopumpen, etc.) erweitert wird</p> <p>Räumliche Nähe zwischen HRS für Schienenfahrzeuge und Busbetriebshof ist für die synergetische H<sub>2</sub>-Versorgung aus On-Site-Elektrolyse vorteilhaft</p> <p>Erhöhung des H<sub>2</sub>-Bedarfs verbessert Auslastung des Elektrolyseurs, erfordert jedoch zusätzliche EEA oder Erhöhung des Netzbezugs</p> <p>Steigerung der Kosteneffizienz der H<sub>2</sub>-Betankungsinfrastruktur und des On-Site-Elektrolyseurs durch höheren H<sub>2</sub>-Bedarf</p>	Hoch
<b>Abwärmernutzung des elektrolyseurs (Pfad HRS)</b>	<p>Elektrolyseur-Abwärme auf einem Temperaturniveau von etwa 60 °C kann in Wärmenetze gespeist werden</p> <p>Verfügbarkeit hoher Anzahl von Wärmeverbrauchern muss in räumlicher Nähe gegeben sein</p> <p>Durch Abwärmeproduktion in Höhe von ca. 20 % der nominellen elektrischen Leistung des Elektrolyseurs wird Effizienz des Gesamtsystems um etwa 20 % gesteigert</p> <p>Schwankungen auf Last- und Erzeugungsseite stellen Herausforderungen bei der Wärmeauskopplung in Wärmenetze dar</p> <p>Alternativen zur Einspeisung in Wärmenetze stellen Absorptionskälteanlagen oder Hochtemperaturwärmepumpen dar</p>	Mittel

\*Bewertung basiert auf der Spalte „Eignung der synergetischen Nutzung der OLIA- / HRS-Versorgungskonzepte“

### Ausblick

Durch die gleichförmigen planbaren Leistungs- und Energiebedarfe bei der Nachladung von BEMU bzw. der Betankung von HEMU bietet sich die Möglichkeit die dafür benötigte Tank- und Ladeinfrastruktur mit moderatem Aufwand der Anlagenerweiterung kosteneffizient für weitere Nutzer zugänglich zu machen. Bei der Neuerrichtung von Ladeunterwerken für OLIA oder H<sub>2</sub>-Tankstellen mit Vor-Ort Elektrolyse sollte bei der Standortwahl eine mögliche Mitversorgung von Ladestationen oder -depots für Stadtbusse und Nutzfahrzeugen gewerblicher Flotten in Erwägung gezogen werden.

Die Standortwahl für Tank- und Ladeinfrastrukturen zur synergetischen Nutzung durch Triebzüge und ÖPNV-Busse ist projektspezifisch je nach Verfügbarkeit von Freiflächen oder Nutzung von Bestandsflächen, wie z. B. Busbetriebshöfe oder bestehende Dieseltankstellen, zu prüfen und bildet dabei ein wesentliches Kriterium für die Beurteilung der Vorteilhaftigkeit des Vorhabens. Die gemeinsame Nutzung der hier diskutierten OLIA- und HRS-Versorgungskonzepte für SPNV-Triebzüge, Stadtbusflotten sowie andere Nutzfahrzeugflotten erfordert eine frühzeitige Einbindung der beteiligten Akteure, wie Eisenbahnverkehrsunternehmen, Verkehrsbetriebe und Energieversorgungsunternehmen, in der Konzept- und Planungsphase des Vorhabens. Dies kann z. B. durch den zuständigen Aufgabenträger im Rahmen von Vergabeverfahren initiiert werden.

Jenseits der technischen Machbarkeit und der betrieblich-ökonomischen Erwägungen sind bei einer praktischen Umsetzbarkeit dieser Versorgungskonzepte jedoch noch eine Reihe regulatorischer, rechtlicher sowie finanzierungsseitiger Aspekte zu berücksichtigen, welche jedoch nicht den Schwerpunkt dieser Untersuchung gebildet haben.

Ob eine techno-ökonomische Vorteilhaftigkeit der synergetischen Versorgung von SPNV-Triebzügen und weiteren Verbrauchern durch eine gemeinsame Tank- und Ladeinfrastruktur erreicht werden kann, hängt von einer Vielzahl von Einflussfaktoren ab und ist je nach Anwendungsfall zu untersuchen. Die Analyse und Quantifizierung der kostenseitigen Vorteilhaftigkeit der synergetischen Versorgung von SPNV-Triebzügen und ÖPNV-Bussen auch unter Erschließung weiterer Erlöspfade, wie z. B. Flexibilisierungsansätzen der Lastprofile oder die Erbringung von netzdienlichen Leistungen, bietet Potenzial für zukünftige Untersuchungen.

## 4.6 Quellenverzeichnis (AP 4)

Arpagaus, C. (2020): Hochtemperatur Wärmepumpen. Literaturstudie zum Stand der Technik, der Forschung, des Anwendungspotenzials und der Kältemittel., NTB Interstaatliche Hochschule für Technik Buchs, Buchs.

Arpagaus, C., F. Bless, M. Uhlmann, J. Schiffmann und S. S. Bertsch (2018): High temperature heat pumps: Market overview, state of the art, research status, refrigerants, and application potentials, in: Energy, Vol. 152, S. 985-1010.

Berthold, K. (2018): Techno-ökonomische Auslegungsmethodik für die Elektrifizierung urbaner Busnetze, Dissertation, Karlsruhe.

BINE Informationsdienst (2018): Netzdienliche Gebäude und Quartiere. Gebäude entlasten Stromnetze, BINE-Themeninfo I/2018.

Paitazoglou, C., S. Petersen, S. Hunt, W. Lanser, J. Albers, A. Hanßke, C. Hennrich, W. Hüls, M. Schröder und F. Ziegler (2013): Möglichkeiten und Einsatzpotentiale neuer Absorptionskälteanlagen, DKV-Tagung, 2013, Hannover, doi: 10.13140/2.1.2060.7363.

Dadkhah, A., D. Bozalakov, J. D. M. de Kooning und L. Vandeveld, 2020. Optimal Sizing and Economic Analysis of a Hydrogen Refuelling Station Providing Frequency Containment Reserve, in: 2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I & CPS Europe), 9-12 June 2020, Madrid, Spain.

DB Station&Service AG (2019): Grüner Bahnhof [Online], [Zugriff am: 7. Juni 2022]. Verfügbar unter: <https://www.bahnhof.de/resource/blob/511986/a09e6711b9497a0d175dff8d3870d46c/Gruener-Bahnhof-data.pdf>

Decker, L. (2019): Liquid Hydrogen Distribution Technology (Linde), Hyper, 2019, Brüssel.

Deutsche Bahn AG (2016): Faktenblatt Bahnhof Lutherstadt Wittenberge [Online], [Zugriff am: 7. Juni 2022]. Verfügbar unter: <https://www1.deutschebahn.com/resource/blob/264842/993f4ed0367ec079f273734f9c05ee00/Gruener-Bahnhof-data.pdf>

eFarm GmbH & Co. KG (2022): eFarm Nordfriesland [Online], [Zugriff am: 7. Juni 2022]. Verfügbar unter: <https://www.efarm.nf/efarm-nordfriesland/>

Faltenbacher, M. und T. Knotte (2021): Leitfaden für Busse mit alternativen Antrieben, Berlin.

Faltenbacher, M., H. Klingenberg, C. Schwärzel-Lnage, T. Knotte, S. Krug und S.-E. Kratz (2021): Programmbegleitforschung Innovative Antriebe und Fahrzeuge, Innovative Antriebe im straßengebundenen ÖPNV, Berlin.

Forstmeier, M. (2019): Neue Post-EEG Geschäftsmodelle, 28. Windenergietage, 2019, Potsdam [Online], [Zugriff am: 7. Juni 2022]. Verfügbar unter: [https://windenergietage.de/2019/wp-content/uploads/sites/4/2019/11/28WT07\\_F13\\_1130\\_Speicher1.pdf](https://windenergietage.de/2019/wp-content/uploads/sites/4/2019/11/28WT07_F13_1130_Speicher1.pdf)

Fraunhofer IEG (2022): IntegrH2ate - Untersuchung der Nebenprodukte Wärme und Sauerstoff von PEM-Elektrolysesystemen anhand theoretischer und experimenteller Untersuchungen [Online], [Zugriff

am: 7. Juni 2022]. Verfügbar unter: <https://www.ieg.fraunhofer.de/de/referenzprojekte/integrh2ate.html>

Gellings, C.W. (2017): Evolving practice of demand-side management, in: *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, Vol. 5(1), S. 1-9, doi: 10.1007/s40565-016-0252-1.

Giel, T. (2022): Leitfaden Kalte Nahwärme [Online], [Zugriff am: 7. Juni 2022]. Verfügbar unter: [https://www.energieagentur.rlp.de/fileadmin/user\\_upload/Waermewende/Leitfaden\\_Kalte\\_Nahwaerme.pdf](https://www.energieagentur.rlp.de/fileadmin/user_upload/Waermewende/Leitfaden_Kalte_Nahwaerme.pdf)

Heuck, K., K.-D. Dettmann und D. Schulz (2013): *Elektrische Energieversorgung*, ISBN 978-3-8348-1699-3, Wiesbaden: Springer Fachmedien.

Hofstädter, R. und S. Klausner (2018): *G UW+ - Integrierte Energieversorgung von Elektrobussen und Gleichstrombahnen*, IZBE / VDE - Fachtagung, Dresden, 2018.

Hüttig, F., A. Stephan und H. Lehninger (2022): Installation und Erprobung des neuartigen Gleichrichter-Unterwerks G UW+ bei der ÜSTRA in Hannover, in: *Elektrische Bahnen*, Jg. 2022, Nr. (3), S. 83-90.

Kavvadias, K. C. und S. Quoilin (2018): Exploiting waste heat potential by long distance heat transmission: Design considerations and techno-economic assessment, in: *Applied Energy*, Vol. 216, S. 452-465, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.02.080.

Klausner, S., C. Jehle, C. Söffker, R.N. Hofstädter und J. Thiede (2018): Energieversorgung für Bahn und Bus, G UW+ nutzt Bestandsinfrastruktur für Elektromobilität, in: *Der Nahverkehr*, Jg. 2018, Nr. 1+2, S. 46-52.

Klimainitiative - Landkreis Osnabrück (2019): Leitfaden Rahmenbedingungen für Nahwärmenetze [Online], [Zugriff am: 7. Juni 2022]. Verfügbar unter: <https://www.civic-energy.eu/2019/06/03/district-heating-report-and-guidelines/>

Lund, H., S. Werner, R. Wiltshire, S. Svendsen, J.E. Thorsen, F. Hvelplund und B.V. Mathiesen (2014): 4th Generation District Heating (4GDH), in: *Energy*, Vol. 68, S. 1-11, doi: 10.1016/j.energy.2014.02.089.

Martins, R., H. Hesse, J. Jungbauer, T. Vorbuchner und P. Musilek (2018): Optimal Component Sizing for Peak Shaving in Battery Energy Storage System for Industrial Applications, in: *Energies*, Vol: 11(8), S. 2048, doi: 10.3390/en11082048.

Next Kraftwerke GmbH (2022): Wissen – Regelleistung [Online], [Zugriff am: 26. Juni 2022]. Verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie>

Pehnt, Martin (2017): *Wärmenetze 4.0. Endbericht - Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme „Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen“*, Heidelberg, April 2017.

Pimm, A. J., T. T. Cockerill und P. G. Taylor (2018): The potential for peak shaving on low voltage distribution networks using electricity storage, in: *Journal of Energy Storage*, Vol. 16, S. 231-242, doi: 10.1016/j.est.2018.02.002.

Pott-Stahmeyer, M. und A. Heibel (2014): Der Bahnhof als Umweltvorreiter, in: *Eisenbahntechnische Rundschau (ETR)*, Jg. 2014, Nr. 5, S. 30-34.

Projekt GUW+: Konzept GUW+ [Online], [Zugriff am: 25. Juni 2022]. Verfügbar unter: <https://www.guwplus.de/index.php/de/konzept-guw>

Regelleistung.net: Abschaltbare Lasten [Online], [Zugriff am: 7. Juni 2022]. Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ext/static/abla>

Reiner Lemoine Institut (2022): Netzdienliche Wasserstoffherzeugung. Studie zum Nutzen kleiner, dezentraler Elektrolyseure, Berlin.

Sarker, E., P. Halder, M. Seyedmahmoudian, E. Jamei, B. Horan, S. Mekhilef und A. Stojcevski (2021): Progress on the demand side management in smart grid and optimization approaches, in: International Journal of Energy Research, Vol. 45(1), S. 36-64. ISSN 0363-907X, doi: 10.1002/er.5631.

Schnellstrom: Registrierende Leistungsmessung (RLM) [Online], [Zugriff am: 7. Juni 2022]. Verfügbar unter: [https://www.schnellstrom.de/faq.php?stromfrage=rlm\\_strom](https://www.schnellstrom.de/faq.php?stromfrage=rlm_strom)

Solarserver (2020): Pionierprojekt HyBalance: Wasserstoff für Primärregelung [Online], [Zugriff am: 9. Juni 2022]. Verfügbar unter: <https://www.solarserver.de/2020/11/30/pionierprojekt-hybalance-wasserstoff-fuer-primarregelung>

The Mobility House (2022): Ladelösungen für elektrische Busflotten [Online], [Zugriff am: 25. Juni 2022]. Verfügbar unter: [https://www.mobilityhouse.com/de\\_de/loesungen/loesungen-fuer-elektrische-busflotten#ladetechniken](https://www.mobilityhouse.com/de_de/loesungen/loesungen-fuer-elektrische-busflotten#ladetechniken)

Venizelou, V., N. Philippou, M. Hadjipanayi, G. Makrides, V. Efthymiou und G. E. Georghiou (2018): Development of a novel time-of-use tariff algorithm for residential prosumer price-based demand side management, in: Energy, Vol. 142, S. 633-646, doi: 10.1016/j.energy.2017.10.068.

www.regelleistung.net (2022a): Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland [Online], [Zugriff am: 7. Juni 2022]. Verfügbar unter: [https://www.regelleistung.net/ext/download/PQ\\_Bedingungen\\_FCR\\_aFRR\\_mFRR\\_2022](https://www.regelleistung.net/ext/download/PQ_Bedingungen_FCR_aFRR_mFRR_2022)

www.regelleistung.net (2022b): Präqualifizierte Leistung in Deutschland [Online], [Zugriff am: 7. Juni 2022]. Verfügbar unter: [https://www.regelleistung.net/ext/download/pq\\_capacity](https://www.regelleistung.net/ext/download/pq_capacity)

ZSW - Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (2012): Technik und Ziele der 250 kW-Power-to-Gas-Forschungsanlage [Online], [Zugriff am: 9. Juni 2022]. Verfügbar unter: [https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user\\_upload/PDFs/REG\\_Projekte/Vortrag\\_MichaelSpecht\\_Anlagen-Einweihung.pdf](https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/PDFs/REG_Projekte/Vortrag_MichaelSpecht_Anlagen-Einweihung.pdf)

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Methodikschema für AP 1.....	14
Abbildung 1-2: Betriebsleistung Schienenpersonenverkehr (SPV) 2020 .....	16
Abbildung 1-3: Betriebsleistung und Elektrifizierung SPNV 2020 .....	16
Abbildung 1-4: Betriebsleistung der Fahrten in Dieseltraktion 2020 nach Elektrifizierungsgrad der Strecke .....	17
Abbildung 1-5: Fahrprofil der Nordthüringenbahn im Abschnitt Erfurt-Nordhausen.....	18
Abbildung 1-6: Beispiel für den Sampling-Prozess. Den schwarzen Stützpunkten des Gleisverlaufes im Vektorformat werden die hinterliegenden Höhenwerte aus dem Rasterdatensatz zugewiesen. ....	19
Abbildung 1-7: Bikubische Interpolation. a): Schematische Darstellung von Cmglee (Wikimedia). Lizenz: <u>CC-BY-SA-4.0</u> ; b): Vergleich eines unbearbeiteten Höhenprofils mit einem interpolierten Höhenprofil. ....	19
Abbildung 1-8: Beispiel von der Verwendung örtlicher Minima zur Reduzierung von Fehlern durch Objekte auf der Erdoberfläche.....	20
Abbildung 1-9: Kompensation der Geländehöhe bei hoher Varianz .....	20
Abbildung 1-10: Glättung mit Savitzky-Golay-Filter .....	21
Abbildung 1-11: Lineare Interpolation bei Tunneln und Brücken .....	22
Abbildung 1-12: Generierung von künstlichen Tunneln und Brücken.....	22
Abbildung 1-13: Höhenprofil nach der Elevation-Pipeline.....	23
Abbildung 1-14: Höhenprofil der Strecke Neumünster – Flensburg. ....	24
Abbildung 1-15: Gleisverläufe von OSM und GTFS (Grün GTFS, gelb OSM) .....	25
Abbildung 1-16: Zugkraftkennlinie sowie zugehörige Maximalbeschleunigung und Widerstandskurve nach Davis-Formel.....	26
Abbildung 1-17: Antriebstopologien und Wirkungsgrade der generischen Fahrzeuge in Anlehnung an (Schenker, Schirmer und Dittus, 2020).....	28
Abbildung 1-18: Betriebsstrategien .....	28
Abbildung 1-19: Schema Ermittlung des Strom- und Wasserstoffbedarfs.....	31
Abbildung 1-20: Elektrifizierungsvorhaben in Deutschland.....	33
Abbildung 1-21: SPNV-Wettbewerbsnetze in Dieseltraktion 2020.....	34
Abbildung 1-22: Betriebsleistung 2030 für XMU-Fahrten .....	36
Abbildung 1-23: Prozentuale Steigerung von 2020 zu 2030 der Vergabebetriebsleistung je Vergabernetz.....	37
Abbildung 1-24: Änderung der Verkehrsbelastung 2030 gegenüber 2020 .....	37
Abbildung 1-25: Prozentuale Änderung der Verkehrsbelastung 2030 gegenüber 2020 .....	38
Abbildung 1-26: Boxplots der betrachteten Fahrten.....	39
Abbildung 1-27: Elektrifizierungsgrade und nicht-elektrifizierte Abschnitte .....	40
Abbildung 1-28: Streckenparameter nach RE/RB-Klassen.....	41

Abbildung 1-29: Verteilung der Fahrten nach Steigungsklassen .....	42
Abbildung 1-30: Spezifischer Traktionsenergiebedarf $E_{\text{Rad}}$ .....	43
Abbildung 1-31: Zusammenhang zwischen Höhenparameter und Traktionsenergiebedarf (Szenario Coasting) .....	44
Abbildung 1-32: Traktionsenergiebedarf am Rad und Geländeoberfläche .....	44
Abbildung 1-33: Zusammenhang zwischen Betriebs- und Streckenparameter und Traktionsenergiebedarf (Szenario Coasting) .....	45
Abbildung 1-34: Energiebedarf in Abhängigkeit der Steigung und der Betriebsklasse (Szenario Coasting) .....	45
Abbildung 1-35: Spezifischer Energiebedarf BEMU .....	48
Abbildung 1-36: Aggregierter spezifischer Energiebedarf BEMU .....	48
Abbildung 1-37: Spezifischer Wasserstoffbedarf HEMU .....	49
Abbildung 1-38: Aggregierter spezifischer Wasserstoffbedarf HEMU .....	50
Abbildung 1-39: Traktionsarten im SPNV .....	51
Abbildung 1-40: Elektrifizierungslücken im SPNV (Zielnetz 2030, ohne Berücksichtigung von OLIA und Ladestationen) .....	54
Abbildung 2-1: Energieversorgungssystem mit zugehörigen Spannungs- und Frequenzniveaus für OLIA bzw. Ladestationen (aus VDB, 2021, S. 21) .....	60
Abbildung 2-2: Varianten der Energiezuführung für BEMU (aus Bruns und Wittig, 2021).....	62
Abbildung 2-3: Ausführungsform Elektrant (a) und EZVA (b) (aus Wittig, 2021).....	64
Abbildung 2-4: Prinzipschaltbilder für Varianten der Versorgung von Ladestationen (a: Vollumrichter für 16,7 Hz; b: 50 Hz mit Scott-Transformator; c: 50 Hz mit Steinmetz-Symmetrierschaltung; d: Hz mit Symmetrierumrichter) (Bild: RPS, aus Lindenmüller et al., 2021).....	66
Abbildung 2-5: Varianten Energieverteilung für Ladeinfrastrukturen und der Energieübertragung aus zentraler und dezentraler Erzeugung sowie Möglichkeiten der Einbindung von EEA.....	67
Abbildung 2-6: H <sub>2</sub> -Erzeugungs-, -Anlieferungs- und -Versorgungskonzepte. ....	70
Abbildung 2-7: H <sub>2</sub> -Anlieferungs- und Versorgungskonzepte für Schienenfahrzeuge.....	71
Abbildung 2-8: HRS-Investitionskosten für unterschiedliche H <sub>2</sub> -Bereitstellungspfade (Ernst & Young GmbH, 2016, S. 59) .....	78
Abbildung 2-9: Schematische Vorgehensweise zur Aufstellung der XMU-Szenarien und der Modellierung des aus dem XMU-Betrieb resultierenden Lastgangs an der Tank- bzw. Ladeinfrastruktur .....	83
Abbildung 2-10: Zugkraftkennlinie des generischen zweiteiligen Triebzugs, sowie zugehörige Maximalbeschleunigung und Widerstandskurve nach Davis-Formel.....	84
Abbildung 2-11: Mögliche Fahrstrategien in der längsdynamischen Simulation.....	85
Abbildung 2-12: Schematische Darstellung der vereinfachten Betriebsstrategie für die BEMU-Modellierung.....	87
Abbildung 2-13: Schematische Darstellung der Berechnung des HEMU-Energiebedarfs .....	89
Abbildung 2-14: Streckenverlauf der Eifelstrecke und den derzeit betriebenen SPNV-Linien sowie Standorte der OLIA im BEMU-Szenario bzw. der Wasserstofftankstelle im HEMU-Szenario .....	91

Abbildung 2-15: Strecken- und Fahrtcharakteristik der Strecke Köln –Trier (Sollfahrplanzeiten, Bestandselektrifizierung, zulässige Geschwindigkeiten, modelliertes Höhenprofil).....	93
Abbildung 2-16: Bildfahrplan für Fahrten der Linien RE22/RB22, RE12 und RB24 (vereinfachte Darstellung für Montag bis Freitag).....	94
Abbildung 2-17: Leistungsverläufe eines BEMU-Umlaufs der Strecke Köln – Trier – Köln (Auslegungsfall).....	95
Abbildung 2-18: Verlauf des Batterie-Ladezustands (State-of-Charge – SoC) eines BEMU für den Umlauf Köln – Trier – Köln (Auslegungsfall) .....	96
Abbildung 2-19: Leistungsverläufe eines simulierten BEMU-Umlaufs der Strecke Köln – Gerolstein (Auslegungsfall).....	97
Abbildung 2-20: Verlauf des Batterie-Ladezustands (SoC) eines simulierten BEMU-Umlaufs auf der Strecke Köln – Gerolstein.....	98
Abbildung 2-21: Streckenverlauf der Strecken Augsburg – Füssen (Linie RB 77) und München – Füssen (Linie RB 68) sowie dem OLIA-Standort im analysierten BEMU-Szenario.....	103
Abbildung 2-22: Strecken- und Fahrtcharakteristik der Strecke Augsburg – Füssen (Sollfahrplanzeiten, Bestandselektrifizierung, zulässige Geschwindigkeiten, modelliertes Höhenprofil).....	104
Abbildung 2-23: Strecken- und Fahrtcharakteristik der Strecke München – Füssen (Sollfahrplanzeiten, Bestandselektrifizierung, zulässige Geschwindigkeiten, modelliertes Höhenprofil).....	104
Abbildung 2-24: Leistungsverläufe für einen simulierten BEMU-Umlauf auf der Strecke Augsburg – Füssen (Auslegungsfall).....	106
Abbildung 2-25: Verlauf des Batterie-Ladezustands (State-of-Charge – SoC) für einen simulierten BEMU-Umlauf auf der Strecke Augsburg – Füssen (Auslegungsfall) .....	107
Abbildung 2-26: Leistungsverläufe für einen simulierten BEMU-Umlauf auf der Strecke München – Füssen (Auslegungsfall).....	108
Abbildung 2-27: Verlauf des Batterie-Ladezustands (State-of-Charge – SoC) für einen simulierten BEMU-Umlauf auf der Strecke München – Füssen (Auslegungsfall).....	108
Abbildung 2-28: Gleisinfrastruktur am Bahnhof Füssen ( <a href="https://openrailwaymap.org/">https://openrailwaymap.org/</a> , OSMF, Lizenz: ODbL 1.0). .....	111
Abbildung 2-29: Streckenverlauf der Strecken Bremen – Osnabrück (Linie RB 58) und Wilhelmshaven – Osnabrück (Linie RE 18) sowie Standort der H <sub>2</sub> -Tankstelle im analysierten HEMU-Szenario .....	112
Abbildung 2-30: Strecken- und Fahrtcharakteristik der Strecke Bremen – Osnabrück (Sollfahrplanzeiten, Bestandselektrifizierung, zulässige Geschwindigkeiten, modelliertes Höhenprofil).....	112
Abbildung 2-31: Strecken- und Fahrtcharakteristik der Strecke Wilhelmshaven – Osnabrück (Sollfahrplanzeiten, Bestandselektrifizierung, zulässige Geschwindigkeiten, modelliertes Höhenprofil) .....	113
Abbildung 2-32: Lastgang an der OLIA Gerolstein über einen Werktag (Mo. – Fr.).....	118
Abbildung 2-33: Ausschnitt des Lastgangs an der OLIA Gerolstein über einen Werktag (Mo. – Fr.); vergrößerte Darstellung des Zeitpunkts der Spitzenbelastung .....	119
Abbildung 2-34: Tagesdauerlinie des Leistungsbedarfs an der OLIA Gerolstein über einen Werktag (Mo. – Fr.).....	119
Abbildung 2-35: Topologie Ladeunterwerk für OLIA Gerolstein .....	121

Abbildung 2-36: Lastgang an der OLIA Gerolstein über einen Werktag (Mo. – Fr.); Vergleich von 1-Sekunden und 15-Minuten-Werten.....	122
Abbildung 2-37 Tagesdauerlinie des abrechnungsrelevanten Leistungsbedarfs an der OLIA Gerolstein über einen Werktag; 15-Minuten-Werte.....	122
Abbildung 2-38: Lastgang der OLIA Füssen über einen Werktag (Mo. – Fr.).....	124
Abbildung 2-39: Ausschnitt des Lastgangs an der OLIA Füssen über einen Werktag (Mo. – Fr.); vergrößerte Darstellung des Zeitpunkts der Spitzenbelastung.....	124
Abbildung 2-40: Tagesdauerlinie des Leistungsbedarfs an der OLIA Füssen über einen Werktag.....	125
Abbildung 2-41: Leistungsbedarf an der OLIA Füssen über einen Werktag; Vergleich von 1-Sekunden und 15-Minuten Werten. ....	126
Abbildung 2-42: Topologie Ladeunterwerk für OLIA Füssen.....	126
Abbildung 2-43 Tagesdauerlinie des abrechnungsrelevanten Leistungsbedarfs an der OLIA Füssen über einen Werktag; 15-Minuten-Werte.....	127
Abbildung 2-44: Schematische Darstellung des H <sub>2</sub> -Versorgungsvariante 1: mit Vorort-Elektrolyse.....	129
Abbildung 2-45: Schematische Darstellung der H <sub>2</sub> -Versorgungsvariante 2: Anlieferung auf zentraler Elektrolyse.....	129
Abbildung 2-46: Leistungscharakteristiken und Kapitalkosten-Kapazitäts-Charakteristiken verschiedener Speichertechnologien (Witt et al., 2016).....	132
Abbildung 2-47: Errichtungskosten verschiedener Speichertechnologien in Bezug auf Leistung und Kapazität nach Mongird et al. (2019) und Mongird et al. (2020a), (Umgerechnete Kostenwerte von USD in EUR mit 1 \$ = 0,86 €).....	134
Abbildung 2-48: Zyklusfestigkeit und Effizienz von verschiedenen Speichertechnologien. Die Datenquellen entsprechen der vorherigen Abbildung. Die Effizienz beschreibt das Verhältnis von zugeführter zu entnommener Energie bei einem vollständigen Lade-/Entladezyklus (eng. round-trip efficiency).....	135
Abbildung 2-49: Kostenreduktionspotenzial der verschiedenen Speichertechnologien (Mongird et al., 2020b).....	136
Abbildung 2-50: Kostenaufschlüsselung der Netzentgelte von Westnetz (Westnetz, 2021).....	138
Abbildung 2-51: Darstellung des Algorithmus zur Spitzenlastverringerng.....	139
Abbildung 2-52: Verlauf der Leistungen und des SoCs für eine Simulation mit einem Speicher an der OLIA in Gerolstein. Die Kapazität des Speichers beträgt 1.900 kWh, P/E = 2 und die maximale Leistung des Speichers dadurch 3.800 kW. ....	140
Abbildung 2-53: Darstellung der Spitzenlast der OLIA Gerolstein in Abhängigkeit der Kapazität und des Leistungs-Energieverhältnis.....	141
Abbildung 2-54: Darstellung des minimalen Ladestands (SoC) eines Speichers an der OLIA Gerolstein in Abhängigkeit der Speicherkapazität und des Leistungs-Energieverhältnis.....	142
Abbildung 2-55: Darstellung der äquivalenten Vollzyklen für den simulierten Tag der OLIA Gerolstein in Abhängigkeit der Speicherkapazität und des Leistungs-Energieverhältnisses.....	142
Abbildung 2-56: Netzentgelte der OLIA Gerolstein in Abhängigkeit der Speicherkapazität und des Leistungs-Energieverhältnisses. Die Ergebnisse beziehen sich auf ein Jahr.....	143
Abbildung 2-57: Optima zur Reduzierung von Netzentgelten der OLIA in Gerolstein.....	144

Abbildung 2-58: Verlauf der Leistungen und des SoCs für eine Simulation mit einem Speicher an der OLIA in Füssen. Die Kapazität des Speichers beträgt 1.900 kWh, P/E = 2 und die maximale Speicherleistung dadurch 3.800 kW. ....	146
Abbildung 2-59: Spitzenlast der OLIA Füssen in Abhängigkeit der Speicherkapazität und des Leistungs-Energie- verhältnisses .....	147
Abbildung 2-60: Minimaler Ladezustand (SoC) eines Speichers an der OLIA Füssen in Abhängigkeit der Speicherkapazität und des Leistungs-Energieverhältnisses .....	148
Abbildung 2-61: Äquivalente Vollzyklen für den simulierten Tag der OLIA Füssen in Abhängigkeit der Speicherkapazität und des Leistungs-Energieverhältnisses .....	148
Abbildung 2-62: Netzentgelte der OLIA Füssen in Abhängigkeit der Speicherkapazität und des Leistungs-Energieverhältnisses. Die Ergebnisse beziehen sich auf ein Jahr. ....	149
Abbildung 2-63: Optima zur Reduzierung von Netzentgelten der OLIA in Füssen.....	150
Abbildung 2-64: Prinzipschaltbilder für Möglichkeiten der Versorgung von Ladestationen (Bild: RPS, aus Lindenmüller et al., 2021).....	152
Abbildung 3-1: Windenergieerzeugung an den drei zu untersuchenden Standorten. Der obere Teil der Abbildung zeigt den tageszeitlichen Verlauf über ein Jahr. Der untere Teil der Abbildung zeigt die jeweiligen Leistungsmittelwerte für eine Woche. ....	166
Abbildung 3-2: PV-Erzeugung an den drei zu untersuchenden Standorten. Der obere Teil der Abbildung zeigt den tageszeitlichen Verlauf über ein Jahr. Der untere Teil der Abbildung zeigt die jeweiligen Leistungsmittelwerte für eine Woche. ....	166
Abbildung 3-3: Lastzeitreihe des Normalfalles am Standort Gerolstein für das OLIA-Versorgungskonzept.....	167
Abbildung 3-4: Wasserstoffbedarf pro Stunde am Standort Gerolstein für das HRS-Versorgungskonzept.....	167
Abbildung 3-5: Datenbasis und Extrapolationspunkte zur Bestimmung der Kostenskalierungsfunktion des Batteriespeichers.....	171
Abbildung 3-6: Kostenfunktion des Batteriespeichers mit einem Verhältnis von Leistung zu Kapazität von P/E = 1/h .....	172
Abbildung 3-7: Komponenten des Einsatzplanungs-Modells im OLIA-Versorgungskonzept (generische Komponenten des oemof-solph Pakets).....	173
Abbildung 3-8: Basis für die Modellierung des Wirkungsgrades der Leistungselektronik. Die Daten entsprechen einem statischen Frequenzumrichter (ABB 2012).....	174
Abbildung 3-9: Wirkungsgrad über Leistung der Leistungselektronik in Gerolstein.....	174
Abbildung 3-10: Wirkungsgrad über Leistung für das der Leistungselektronik in Füssen .....	175
Abbildung 3-11: Übersicht des angewandten Optimierungsansatzes. Abbildung adaptiert nach (Schmeling et al. 2020).....	176
Abbildung 3-12: Versorgungskonzepte des HRS-Versorgungskonzeptes .....	177
Abbildung 3-13: Schematische Darstellung einer Pareto-Front des HRS-Versorgungskonzeptes .....	178
Abbildung 3-14: Pareto-Front für den OLIA-Standort in Gerolstein. Die roten Punkte markieren die Systemdimensionierung welche zu minimalen Kosten (oben links) und minimalen CO <sub>2</sub> -Emissionen (unten rechts) führen. ....	180
Abbildung 3-15: Einsatz von WEA auf der Pareto-Front für den OLIA-Standort Gerolstein. Eine WEA hat eine maximale Leistung von 2.000 kW.....	181

Abbildung 3-16: Einsatz von PV-Systemen auf der Pareto-Front für den OLIA-Standort Gerolstein. Ein PV-System hat eine Peakleistung von 19,14 kW. ....	181
Abbildung 3-17: Einsatz von Batteriesystemen auf der Pareto-Front für den OLIA-Standort Gerolstein. Das Verhältnis von Leistung zu Energie ist konstant mit 1 kW/kWh angenommen. ....	182
Abbildung 3-18: Spitzenlasten der Systemdimensionierungen auf der Pareto-Front des OLIA-Versorgungskonzeptes in Gerolstein .....	183
Abbildung 3-19: Spitzeneinspeisung der Systemdimensionierungen auf der Pareto-Front des OLIA-Versorgungskonzeptes in Gerolstein .....	184
Abbildung 3-20: Eigenverbrauch der Systemdimensionierungen auf der Pareto-Front des OLIA-Versorgungskonzeptes in Gerolstein .....	184
Abbildung 3-21: Autarkiegrade der Systemdimensionierungen auf der Pareto-Front des OLIA-Versorgungskonzeptes in Gerolstein .....	185
Abbildung 3-22: Pareto-Front für den OLIA-Standort Füssen. Die roten Punkte markieren die Systemdimensionierung welche zu minimalen Kosten (oben links) und minimalen CO <sub>2</sub> -Emissionen (unten rechts) führen. ....	186
Abbildung 3-23: Anzahl von WEA je Systemkonfiguration auf der Pareto-Front für den OLIA-Standort Füssen (Nominalkapazität je WEA: 2.000 kW). Notiz: Die dezimale Skala hat bei dieser Abbildung keinen Einfluss. Die Farbskala wird aus Konsistenzgründen beibehalten.....	187
Abbildung 3-24: Einsatz von PV-Systemen auf der Pareto-Front für den OLIA-Standort Füssen (Peakleistung je PV-System: 19,14 kW) .....	188
Abbildung 3-25: Einsatz von Batteriesystemen auf der Pareto-Front für den OLIA-Standort Füssen. Das Verhältnis von Leistung zu Energie ist konstant mit 1 kW/kWh angenommen. ....	188
Abbildung 3-26: Eigenverbrauch der Systemdimensionierungen auf Pareto-Front des OLIA-Versorgungskonzept in Füssen.....	189
Abbildung 3-27: Autarkiegrade der Systemdimensionierungen auf der Pareto-Front des OLIA-Versorgungskonzept in Füssen.....	190
Abbildung 3-28: Vergleich der Pareto-Fronten für Gerolstein und Füssen bei Modellierung der Last durch die synthetische Zeitreihe (Dreieck), welche Extremlastphasen beinhaltet, und ausschließlicher Modellierung durch den Normalfall (Stern) .....	191
Abbildung 3-29: Sensitivität der Pareto-Fronten in Bezug auf die Kombination von Wetter- und Lastzeitreihe (unter Verwendung des synthetischen Lastprofils) .....	192
Abbildung 3-30: Lage der Kompromissdimensionierung auf der Pareto-Front für den Standort Gerolstein.....	193
Abbildung 3-31: Lage der Kompromissdimensionierung auf der Pareto-Front für den Standort Füssen .....	194
Abbildung 3-32: Verlauf der Leistungen und des Speicherstandes für die erste Aprilwoche am Standort Gerolstein für eine Systemdimensionierung die einen Kompromiss zwischen Kosten und CO <sub>2</sub> -Emissionen darstellt.....	195
Abbildung 3-33: Jahresdauerlinie für Netz-Import, -Export, Windenergieerzeugung, PV-Erzeugung und Last an der OLIA für den Standort Gerolstein .....	196
Abbildung 3-34: Verlauf der Leistungen und des Speicherstandes für die erste Aprilwoche am OLIA-Standort Füssen für eine Systemdimensionierung die einen Kompromiss zwischen Kosten und CO <sub>2</sub> -Emissionen darstellt .....	196
Abbildung 3-35: Jahresdauerlinie für Netz-Import und -Export, Windenergieerzeugung, PV-Erzeugung und Last an der OLIA für den Standort Füssen .....	197

Abbildung 3-36: Pareto-Front für das On-Site-Versorgungskonzept am Standort Gerolstein .....	199
Abbildung 3-37: Dimensionierung (B) der On-Site-Elektrolyse für den Standort Gerolstein .....	201
Abbildung 3-38: Füllstand des Wasserstoffspeichers und erzeugte Leistung der WEA über dem Simulationszeitraum.....	202
Abbildung 3-39: Pareto-Front für das Off-Site Versorgungskonzept am Standort Gerolstein .....	203
Abbildung 3-40: Schematische Darstellung des Off-Site-Versorgungskonzeptes Nr. 6 für den Standort Gerolstein .....	205
Abbildung 3-41: Füllstand des Wasserstoffspeichers und PV-Erzeugung über ein Jahr am PV-Standort Gerolstein für das näher untersuchte Off-Site-Versorgungskonzept (Dimensionierung nach Variante Nr. 6) .....	206
Abbildung 3-42: Volllaststunden des Elektrolyseurs für das On-Site-Versorgungskonzept sowie der zwei Elektrolyseure, jeweils am WEA- und PV-Standort, für das Off-Site-Versorgungskonzept	208
Abbildung 3-43: Volllaststunden des Elektrolyseurs für das On-Site-Versorgungskonzept sowie der zwei Elektrolyseure, jeweils am WEA- und PV-Systemstandort, für das Off-Site- Versorgungskonzept in Osnabrück.....	209
Abbildung 3-44: Wasserstoffproduktion am OLIA-Standort Gerolstein zur Erhöhung der Auslastung. (Fall A: die nominelle Leistung des Elektrolyseurs beträgt 3.000 kW) .....	212
Abbildung 3-45: Wasserstoffproduktion am OLIA-Standort Gerolstein zur Erhöhung der Auslastung. (Fall B: Die nominelle Leistung des Elektrolyseurs beträgt 7.000 kW).....	213
Abbildung 3-46: Wasserstoffproduktion am OLIA-Standort Gerolstein zur Erhöhung der Auslastung. (Fall C: die nominelle Leistung des Elektrolyseurs beträgt 9.000 kW) .....	213
Abbildung 3-47: Volllaststunden des Netzes und Elektrolyseurs sowie erzeugte Masse an Wasserstoff für variierende Nominalleistungen des Elektrolyseurs (am Beispiel der OLIA-Standort Gerolstein).....	214
Abbildung 3-48: Volllaststunden des Netzes und Elektrolyseurs sowie erzeugte Masse an Wasserstoff für den Standort Füssen.....	215
Abbildung 3-49: Kostenfunktion (fixe O&M) des Batteriespeichers mit einem Verhältnis von Leistung zu Kapazität von $P/E = 1/h$ .....	223
Abbildung 3-50: Kostenfunktion (variable O&M) des Batteriespeichers mit einem Verhältnis von Leistung zu Kapazität von $P/E = 1/h$ .....	223
Abbildung 3-51: Spitzenlasten der Pareto-Front für den Standort Füssen .....	224
Abbildung 3-52: Spitzeneinspeisung der Pareto-Front für den Standort Füssen .....	224
Abbildung 4-1: Last- und Erzeugungsprofil (10-Minuten-Durchschnittsleistungen), SoC-Verlauf des Batteriespeichers und speicherbare Überschüsse des OLIA-Versorgungskonzeptes Gerolstein .....	232
Abbildung 4-2: Durchschnittlicher Netzexport und Netzbezug/-import (in kW) je Tag und Monat für das OLIA-Versorgungskonzept Gerolstein .....	233
Abbildung 4-3: Last- und Erzeugungsprofil (10-Minuten-Durchschnittsleistungen), SoC-Verlauf des Batteriespeichers und speicherfähige Überschüsse des OLIA-Versorgungskonzeptes Füssen .....	234
Abbildung 4-4: Durchschnittlicher Netzexport und Netzbezug/-import (in kW) pro Tag und Monat für das OLIA-Versorgungskonzept Füssen .....	235

Abbildung 4-5: Füllstand des H <sub>2</sub> -Speichers und WPV-Erzeugung (Summe aus WEA- und PVA-Erzeugung) im Jahresgang für das Szenario HRS Gerolstein mit On-Site-Elektrolyse.....	236
Abbildung 4-6: HEMU-Wasserstoffbedarf im Auslegungsfall an der HRS in Gerolstein für einen generischen Beispieltag.....	237
Abbildung 4-7: Erzeugung aus WEA und PVA, Leistungsbedarf des Elektrolyseurs sowie Füllstand des H <sub>2</sub> -Speichers für eine Beispielwoche des simulierten HRS-Versorgungskonzeptes am Standort Gerolstein .....	238
Abbildung 4-8: Modellschema des OLIA-Versorgungskonzeptes mit Varianten für die Einbindung weiterer Verbraucher .....	239
Abbildung 4-9: Vereinfachtes Schema des HRS-Versorgungskonzeptes mit On-Site-Elektrolyse.....	239
Abbildung 4-10: Schematische Dargestellung des Projekts G UW+ zur synergetischen Versorgung von Stadtbahnen und ÖPNV-Bussen ( <a href="https://www.guwplus.de/index.php/de/konzept-guw">https://www.guwplus.de/index.php/de/konzept-guw</a> , abgerufen am 25.06.2022) .....	247
Abbildung 4-11: Lastgang (links) und Dauerlastlinie (rechts) an der OLIA Gerolstein für einen Beispieltag.....	248
Abbildung 4-12: Komponenten und Datenflüsse am Beispiel des G UW+ Konzepts zur synergetischen Versorgung von Stadtbahnen und Batteriebusen (Hofstädter und Klausner, 2018) .....	251
Abbildung 4-13: Nachhaltiges Bahnhofskonzept des „Grünen Bahnhofs“ Horrem (DB Station&Service AG, 2019).....	252
Abbildung 4-14: H <sub>2</sub> -Versorgungskonzept mit zentraler H <sub>2</sub> -Produktion mit Trailer oder Pipeline-Belieferung (A) und dezentraler H <sub>2</sub> -Produktion bzw. On-Site-Elektrolyse (B) (DB Energie GmbH) .....	255
Abbildung 4-15: Schematische Darstellung eines HRS-Versorgungskonzeptes mit 700 bar Dispenser und LH <sub>2</sub> -Speicher (Bild: Linde, aus Decker, L., 2019) .....	256

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1: Fahrzeugdaten .....	27
Tabelle 1-2: Formelzeichen für die Berechnung der Hilfsbetriebeleistung .....	29
Tabelle 1-3: Monatswerte der mittleren Lufttemperatur in Deutschland und Leistungsbedarf für HLK (Deutscher Wetterdienst, 2021).....	30
Tabelle 1-4: Betriebsleistungen 2020 im Vergleich .....	34
Tabelle 1-5: Betriebsleistung 2030.....	35
Tabelle 1-6: Maße der Streckenparameter.....	39
Tabelle 1-7: Maße der Elektrifizierungen .....	40
Tabelle 1-8: Medianwerte der RB/RE-Klassen .....	41
Tabelle 1-9: Medianwerte des spez. Traktionsenergiebedarfs.....	46
Tabelle 1-10: Projizierte zukünftige Energiebedarfe .....	47
Tabelle 1-11: Mittelwerte der spezifischen Energieverbräuche nach Topografie und Zuggattung.....	47
Tabelle 1-12: Betriebsleistung 2030 nach aktueller Antriebstechnologie.....	50
Tabelle 1-13: Projizierte zukünftige Energiebedarfe BEMU nach Bundesländern.....	52
Tabelle 1-14: Projizierte zukünftige Wasserstoffbedarfe nach Bundesländern.....	53
Tabelle 1-15: Prognostizierte Energieverbräuche nach Traktionsart .....	54
Tabelle 2-1: Zuständigkeiten und Betreibermodell klassischer OLA und Ladestationen (nach VDB, 2021).....	61
Tabelle 2-2: Charakterisierung der Energiezuführungsvarianten .....	65
Tabelle 2-3: Eigenschaften der Varianten der Energieverteilung .....	68
Tabelle 2-4 Überblick Energiebereitstellungspfade und Anlagen der Energieverteilung für die HEMU- Betankung .....	71
Tabelle 2-5: Zusammenfassung aktuelle Entwicklungen – Stand der Technik HRS .....	73
Tabelle 2-6: Kostenansätze für Kapitalkosten (CAPEX) und OPEX von Ladeunterwerken und Oberleitungsanlagen sowie Energiekosten.....	76
Tabelle 2-7: Vergleich Investitionskosten für ausgewählte HRS-Projekte in Deutschland.....	79
Tabelle 2-8: Kostenansätze für H <sub>2</sub> -Betankungsinfrastruktur und -bereitstellung.....	80
Tabelle 2-9: Fahrzeugparameter des generischen Zweiteilers.....	84
Tabelle 2-10: Spezielle Modellierungsparameter für die Analyse der BEMU-Szenarien, ergänzend zu den allgemeinen Fahrzeugparametern .....	88
Tabelle 2-11: Spezielle Modellierungsparameter für die Analyse der HEMU-Szenarien, ergänzend zu den allgemeinen Fahrzeugparametern .....	89
Tabelle 2-12: Streckenseitige und bahnbetriebliche Charakteristika der ausgewählten Strecken.....	90
Tabelle 2-13: Informationen zum SPNV-Betrieb der Linien RE22, RE12 und RB24 auf der Eifelstrecke (NVR, 2021).....	93

Tabelle 2-14: Simulationskenngrößen für Auslegungs- und Normalfall für den Umlauf eines BEMU auf der Strecke Köln – Trier .....	97
Tabelle 2-15: Anzahl tägliche Fahrten auf den Strecken Köln – Gerolstein, Köln – Trier und Gerolstein – Trier (sowohl Hin- als auch Rückfahrten) mit BEMU-Nachladung an der OLIA Gerolstein ...	99
Tabelle 2-16: Energiebedarf an der OLIA Gerolstein für die simulierten Fahrten auf der Eifelstrecke .....	99
Tabelle 2-17: Spezifischer Wasserstoffbedarf eines HEMU (Zweiteiler) für die betrachteten Teilfahrten auf der Strecke Köln – Trier (bei vollständiger Rekuperation der Bremsenergie).....	100
Tabelle 2-18: Anzahl täglicher Fahrten auf der Eifelstrecke.....	101
Tabelle 2-19: Parameter zur Betankung von HEMU an der HRS Gerolstein.....	101
Tabelle 2-20: Auszug aus vereinfachtem Betankungsplan für generischen Betriebstag an der Wasserstofftankstelle Gerolstein im HEMU-Szenario.....	102
Tabelle 2-21: Simulationskenngrößen für Auslegungs- und Normalfall für den Umlauf eines BEMU auf der Strecke Augsburg – Füssen .....	107
Tabelle 2-22: Simulationskenngrößen für Auslegungs- und Normalfall für den Umlauf eines BEMU auf der Strecke München – Füssen .....	109
Tabelle 2-23: Anzahl tägliche Fahrten auf den Strecken Augsburg – Füssen und München – Füssen (sowohl Hin- als auch Rückfahrten) mit BEMU-Nachladung an der OLIA in Füssen.....	110
Tabelle 2-24: Energiebedarf an der OLIA Füssen für die simulierten Fahrten auf den Strecken Augsburg- Füssen und München-Füssen .....	110
Tabelle 2-25: Spezifischer Wasserstoffbedarf eines HEMU (Zweiteiler) je Fahrt der Linie RB 58 und RE 18 (bei vollständiger Rekuperation der Bremsenergie) .....	114
Tabelle 2-26: Anzahl täglicher Fahrten den Linien RB 58, RE 18 (Hin- und Rückfahrten einzeln eingerechnet) .....	114
Tabelle 2-27: Parameter zur Betankung von HEMU an der HRS Osnabrück.....	115
Tabelle 2-28: Auszug aus vereinfachtem Betankungsplan für einen generischen Betriebstag an der Wasserstofftankstelle Osnabrück im HEMU Szenario .....	116
Tabelle 2-29: Anschlussleistungen einzelner Kundenanlagen in Abhängigkeit der Spannungsebene (Westnetz, 2019) .....	121
Tabelle 2-30: Vergleich Netzbelastungscharakteristik OLIA Gerolstein und OLIA Füssen.....	128
Tabelle 2-31: Leistungsbedarf im Dauer- und Nominallastfall am Beispiel der HRS Gerolstein und HRS Osnabrück.....	131
Tabelle 2-32: Speichertechnologiebewertung der OLIA Gerolstein .....	145
Tabelle 2-33: Speichertechnologiebewertung der OLIA Füssen.....	151
Tabelle 2-34: Charakterisierung von Maßnahmen zur Lastverschiebung .....	154
Tabelle 3-1: Zusammensetzung der Synthetischen Lastzeitreihe bezogen auf die Kalenderwochen (angelehnt an das Wetterjahr 2016).....	168
Tabelle 3-2: Komponenten der jeweiligen Versorgungskonzepte und Relevanz für die Zielfunktion.....	169
Tabelle 3-3: Parameter für die Optimierung .....	170
Tabelle 3-4: Kostenmodellierung des batteriespeichers auf Basis des Kosten-zu-Kapazität-Modells. ....	172
Tabelle 3-5: Ermittelte Ersatzwirkungsgrade.....	175

Tabelle 3-6: Vergleich des Kostenminimums und CO <sub>2</sub> -Minimums zwischen dem OLIA-Standorten Gerolstein und Füssen .....	187
Tabelle 3-7: Dimensionierung der Kompromisslösungen der OLIA-Versorgungskonzepte für die Standorte Gerolstein und Füssen .....	194
Tabelle 3-8: Dimensionierung der Energiesysteme auf der Pareto-Front für das On-Site-Versorgungskonzept am Standort Gerolstein .....	200
Tabelle 3-9: Betriebsparameter bzw. KPIs der Energiesysteme auf der Pareto-Front für das On-Site-Versorgungskonzept am Standort Gerolstein .....	200
Tabelle 3-10: KPIs der Dimensionierung (B) der on-site-Elektrolyse für den Standort Gerolstein .....	202
Tabelle 3-11: Dimensionierung der Komponenten an den Wasserstofferzeugungstandorten der Energiesysteme auf der Pareto-Front für das Off-Site-Versorgungskonzept am Standort Gerolstein .....	204
Tabelle 3-12: Ergebnisse der Kosten und Emissionen sowie Speicherdimensionierung an der Wasserstofftankstelle der Pareto-Front für das Off-Site Versorgungskonzept am Standort Gerolstein .....	204
Tabelle 3-13: Zeit unter Oberleitung, Maximalleistung je PantograF und Energiemenge (simuliert und maximal) unter der Oberleitung in Köln für einen BEMU mit dem Lastgang der Strecke Köln – Gerolstein .....	210
Tabelle 3-14: Systemdimensionierung zur Integration von Wasserstofferzeugung um die Nezuauslastung an einem OLIA-Standort zu erhöhen .....	211
Tabelle 3-15: Dimensionierung der Energiesysteme auf der Pareto-Front für das On-Site-Versorgungskonzept am Standort Osnabrück .....	225
Tabelle 3-16: Betriebsparameter bzw. KPIs der Energiesysteme auf der Pareto-Front für das On-Site-Versorgungskonzept am Standort Osnabrück .....	226
Tabelle 3-17: Dimensionierung der Komponenten an den Wasserstofferzeugungstandorten der Energiesysteme auf der Pareto-Front für das Off-Site-Versorgungskonzept am Standort Osnabrück .....	228
Tabelle 3-18: Ergebnisse der Kosten und Emissionen sowie Speicherdimensionierung an der Wasserstofftankstelle der Pareto-Front für das On-Site-Versorgungskonzept am Standort Osnabrück .....	229
Tabelle 4-1: Systemparameter der Kompromisskonfiguration der OLIA-Versorgungskonzepte der Standorte Gerolstein und Füssen .....	231
Tabelle 4-2: Systemparameter der Kompromisskonfiguration des H <sub>2</sub> -VersorgungskonzeptEs für das Szenario Gerolstein (Variante: On-Site-Elektrolyse) .....	236
Tabelle 4-3: KPIs für das HRS-Versorgungskonzept HRS Gerolstein mit On-Site-Elektrolyse .....	237
Tabelle 4-4: Kategorisierung weiterer verbraucher für die synergetische nutzung der OLIA- und HRS-Versorgungskonzepte .....	241
Tabelle 4-5: Technisch-betriebliche Eignung der synergetischen nutzung der OLIA-/HRS-Versorgungskonzepte anhand von nutzungsbeispielen. ....	263