

Regionalbus Augsburg GmbH

Elektrifizierung im ÖPNV:

**Ganzheitliche Machbarkeitsstudie an
ausgewählten Standorten für die
batterieelektrische Mobilität und Vergleich von
Antriebsalternativen**

GESAMTPROJEKTBERICHT

Förderkennzeichen: 03TB1547S

Thema: MAA_RBA_Regionalbus Augsburg GmbH_Studie

aufgestellt:

Neusäß, 30.06.2024

Projekt-Nr. 123220

SSTE/BDIE

Steinbacher-Consult
Ingenieurgesellschaft mbH & Co. KG
Richard-Wagner-Straße 6
86356 Neusäß

unterstützt durch:

Hochschule für angewandte
Wissenschaften Kempten
Forschungszentrum Allgäu (FZA)
Bahnhofstr. 61
87435 Kempten

Gefördert durch:



Koordiniert durch:



Projektträger:



0.	Hinweise zur Verwendung und allgemeine Anmerkungen	7
1.	Hintergrund	8
1.1	Ausgangslage	8
1.2	Zielsetzung	11
1.3	Arbeitspakete	11
2.	Standorte	14
3.	Recherche zu alternativen Antriebstechnologien	17
3.1	Grundlagen alternativer Antriebstechnologien	17
3.1.1	Fossil-Bio-Kraftstoff-(Mix)	18
3.1.2	Synthetische Kraftstoffe	19
3.1.3	Ammoniak	21
3.1.4	Wasserstoff (H ₂) mit Brennstoffzelle	22
3.1.5	Oberleitungsbus	22
3.1.6	Batterieelektrischer Bus	23
3.1.7	Auswahl relevanter Antriebstechnologien	24
3.2	Vergleich einer Antriebsalternative zum rein-batterieelektrischen Betrieb je Standort	25
3.2.1	Wasserstoffrecherche	26
3.2.2	Fazit und Festlegung der fokussierten Antriebstechnologie je Standort	29
3.3	eBusTOOL für Technologieauswahl	32
4.	Elektrifizierung	33
4.1	Grundlagen/Bedarf für Elektrifizierung	33
4.2	Anforderungen Brandschutz	36
4.3	Anforderungen Werkstatt	37
5.	Standortelektrifizierung	38
5.1	Umlaufsimulationen	38
5.2	Datenbeschaffung	40
5.3	Auswertung der Simulationen	41
5.4	Kernergebnisse der Standortelektrifizierung	43
5.4.1	Standort Gaimersheim (Ingolstadt, IN)	43
5.4.1.1	Ergebnisse Auswertung	43
5.4.1.2	Bestand am Betriebshof	48
5.4.1.3	Maßnahmenkatalog	50
5.4.1.4	Konkreter Umsetzungsplan	55
5.4.2	Standort Kempten/Wiggensbach (KE)	61
5.4.2.1	Ergebnisse Auswertung	61
5.4.2.2	Bestand an den Betriebshöfen	68
5.4.2.3	Maßnahmenkatalog	71
5.4.2.4	Konkreter Umsetzungsplan	79

5.4.3	Standort Neu-Ulm (NU)	86
5.4.3.1	Ergebnisse Auswertung	86
5.4.3.2	Bestand am Betriebshof	90
5.4.3.3	Maßnahmenkatalog	92
5.4.3.4	Konkreter Umsetzungsplan	100
6.	Übergreifender Maßnahmenkatalog	105
6.1	Maßnahme M1: Lademanagement	105
6.2	Maßnahme M2: Testphase mit Elektrobussen	106
6.3	Maßnahme M3: Standortübergreifende Strombeschaffung	108
6.4	Maßnahme M4: Mobile Lademöglichkeit für Werkstätten	108
6.5	Maßnahme M5: Nutzen von Fördermöglichkeiten	109
6.6	Maßnahme M6: Ausblick und Weiterführung des Konzepts	111
7.	Anhang	114
7.1	Anhang Gaimersheim (Ingolstadt, IN)	114
7.1.1	Ladepläne (IN)	114
7.1.2	Umläufe (IN)	115
7.1.3	Standorte (IN)	117
7.1.4	Batteriegrößen (IN)	119
7.1.5	Umstecken in der Nacht (IN)	120
7.1.6	Planskizze Betriebshof (IN)	121
7.2	Anhang Kempten/Wiggensbach (KE)	122
7.2.1	Ladepläne (KE)	122
7.2.2	Umläufe (KE)	123
7.2.3	Standorte (KE)	125
7.2.4	Batteriegrößen (KE)	128
7.2.5	Umstecken in der Nacht (KE)	129
7.2.6	Planskizzen Betriebshöfe (KE)	131
7.3	Anhang Neu-Ulm (NU)	132
7.3.1	Ladepläne (NU)	132
7.3.2	Umläufe (NU)	133
7.3.3	Standorte (NU)	134
7.3.4	Batteriegrößen (NU)	136
7.3.5	Umstecken in der Nacht (NU)	137
7.3.6	Planskizze Betriebshof (NU)	138
7.4	Technische Beispielprodukte	139

Abb. 1: Vorgaben durch das SaubFahrzeugBeschG	9
Abb. 2: Standortsteckbriefe	15
Abb. 3: Elektrifizierung RBA	17
Abb. 4: Übersicht über alternative Kraftstoffe	18
Abb. 5: Beispielhafter Oberleitungsbus	22
Abb. 6: Grundlagen zum Element Wasserstoff	26
Abb. 7: Wasserstoffpreisentwicklung nach Szenarien	27
Abb. 8: Leuchtturmprojekte H ₂	29
Abb. 9: Einsatzbereiche sauberen Wasserstoffs	31
Abb. 10: Antrieb durch Mild- /Vollhybrid, Batterie und Wasserstoff	33
Abb. 11: Pantographenladen	34
Abb. 12: Beispielhafte Umlaufgrafik	40
Abb. 13: Ladeplan bei Ladesäulen mit 50 kW (IN)	43
Abb. 14: Ladeplan bei Ladesäulen mit 80 kW (IN)	44
Abb. 15: Verlauf Gesamtladeleistung und Anzahl der Ladepunkte bei Ladeleistung von 50 kW (IN)	44
Abb. 16: Verlauf Gesamtladeleistung und Anzahl der Ladepunkte bei Ladeleistung von 80 kW (IN)	45
Abb. 17: Verlauf der Gesamtladeleistung am Standort Sillner (IN)	46
Abb. 18: Verlauf der Gesamtladeleistung am Standort Wellheim (IN)	46
Abb. 19: Verlauf der Gesamtladeleistung am Standort Riedenburg (IN)	46
Abb. 20: Umlaufkarte (IN)	47
Abb. 21: Luftbild des Betriebshofs (IN)	49
Abb. 22: Standortbilder (IN)	50
Abb. 23: Zusätzlicher Ladevorgang in Umlauf 206 (IN)	52
Abb. 24: Potenzielle Fläche für PV-Anlagen (IN)	53
Abb. 25: Ladeleistung und PV-Leistung nach Jahreszeiten (IN)	54
Abb. 26: Planskizze (IN)	56
Abb. 27: Ladeplan bei Ladesäulen mit 50 kW (KE)	61
Abb. 28: Ladeplan bei Ladesäulen mit 80 kW (KE)	62
Abb. 29: Verlauf Gesamtladeleistung und Anzahl der Ladepunkte bei Ladeleistung von 50 kW (KE)	62
Abb. 30: Verlauf Gesamtladeleistung und Anzahl der Ladepunkte bei Ladeleistung von 80 kW (KE)	63
Abb. 31: Verlauf Gesamtladeleistung und Anzahl der Ladepunkte bei Ladeleistung von 50 kW (KE/Wigg)	63
Abb. 32: Verlauf Gesamtladeleistung und Anzahl der Ladepunkte bei Ladeleistung von 80 kW (KE/Wigg)	64
Abb. 33: Verlauf der Gesamtladeleistung am Standort Immenstadt (KE)	65
Abb. 34: Verlauf der Gesamtladeleistung am Standort Gromer (KE)	65
Abb. 35: Verlauf der Gesamtladeleistung am Standort Badenber (KE)	66
Abb. 36: Verlauf der Gesamtladeleistung am Standort Altusried (KE)	66
Abb. 37: Umlaufkarte (KE)	67
Abb. 38: Luftbild des Betriebshofs (Haslach, KE)	68
Abb. 39: Standortbilder (Haslach, KE)	69
Abb. 40: Luftbild des Betriebshofs (KE/Wigg)	70
Abb. 41: Standortbilder (KE/Wigg)	71
Abb. 42: Zusätzlicher Ladevorgang in Umlauf 4904 (KE)	73
Abb. 43: Zusätzlicher Ladevorgang in Umlauf 5808 (KE)	74
Abb. 44: Potenzielle Fläche für PV-Anlagen (blau), zusätzliche Überdachung mit PV-Anlage (grau) (KE/Wigg) ..	76
Abb. 45: Ladeleistung und PV-Leistung nach Jahreszeiten (KE/Wigg)	77
Abb. 46: Öffentlicher Ladepunkt bei Standort Gromer (KE)	79
Abb. 47: Planskizze (KE)	79
Abb. 48: Planskizze (KE/Wigg)	80
Abb. 49: Ladeplan bei Ladesäulen mit 50 kW (NU)	86
Abb. 50: Ladeplan bei Ladesäulen mit 80 kW (NU)	86
Abb. 51: Verlauf Gesamtladeleistung und Anzahl der Ladepunkte bei Ladeleistung von 50 kW (NU)	87
Abb. 52: Verlauf Gesamtladeleistung und Anzahl der Ladepunkte bei Ladeleistung von 80 kW (NU)	87
Abb. 53: Verlauf der Gesamtladeleistung am Standort Egner (NU)	88

Abb. 54: Verlauf der Gesamtladeleistung am Standort Fromm (NU)	88
Abb. 55: Verlauf der Gesamtladeleistung am Standort Probst (NU)	89
Abb. 56: Umlaufkarte (NU)	89
Abb. 57: Luftbild des Betriebshofs (NU).....	91
Abb. 58: Standortbilder (NU)	92
Abb. 59: Zusätzlicher Ladevorgang in Umlauf 6301 (NU)	94
Abb. 60: Zusätzlicher Ladevorgang in Umlauf 6302 (NU)	94
Abb. 61: Zusätzlicher Ladevorgang in Umlauf 6303 (NU)	94
Abb. 62: Zusätzlicher Ladevorgang in Umlauf 9701 (NU)	95
Abb. 63: Zusätzlicher Ladevorgang in Umlauf 9705 (NU)	95
Abb. 64: Zusätzlicher Ladevorgang in Umlauf 9708 (NU)	96
Abb. 65: Potenzielle Fläche für PV-Anlagen (NU)	97
Abb. 66: Ladeleistung und PV-Leistung nach Jahreszeiten (NU)	98
Abb. 67: Öffentlicher Ladepunkt bei Standort Fromm (NU)	99
Abb. 68: Planskizze (NU)	100

Tab. 1: Liste der ursprünglich betrachteten Standorte	14
Tab. 2: Vor- und Nachteile der betrachteten alternativen Antriebstechnologien	24
Tab. 3 Kostenvergleich und Klimaauswirkungen von Batterie- und Brennstoffzellenbus	32
Tab. 4: Ladestrategien im Vergleich	34
Tab. 5: Weitere Ladestandorte (IN)	45
Tab. 6: Elektrifizierbarkeit der Linien mit unterschiedlichen Batteriegrößen (IN)	48
Tab. 7: Anzahl der Ladepunkte bei Umstecken in der Nacht (IN)	51
Tab. 8: Kennzahlen zur Stromerzeugung durch PV-Anlage (IN)	53
Tab. 9: Weitere Ladestandorte (IN)	58
Tab. 10: Grobe, vorläufige und unverbindliche Kostenindikation für die Umsetzung (IN)	58
Tab. 11: Klimaauswirkungen von Dieselbus und Batteriebus im Vergleich (IN)	59
Tab. 12: Zeitplan für die Umsetzung (IN)	60
Tab. 13: Weitere Ladestandorte (KE)	65
Tab. 14: Elektrifizierbarkeit der Linien mit unterschiedlichen Batteriegrößen (KE).....	68
Tab. 15: Anzahl der Ladepunkte bei Umstecken in der Nacht (KE).....	73
Tab. 16: Anzahl der Ladepunkte bei Umstecken in der Nacht (KE/Wigg).....	73
Tab. 17: Kennzahlen zur Stromerzeugung durch PV-Anlage (KE/Wigg).....	76
Tab. 18: Weitere Standorte (KE)	82
Tab. 19: Grobe, vorläufige und unverbindliche Kostenindikation für die Umsetzung (KE/Wigg)	82
Tab. 20: Klimaauswirkungen von Dieselbus und Batteriebus im Vergleich (KE)	83
Tab. 21: Zeitplan für die Umsetzung (KE).....	85
Tab. 22: Weitere Ladestandorte (NU)	88
Tab. 23: Elektrifizierbarkeit der Linien mit unterschiedlichen Batteriegrößen (NU)	90
Tab. 24: Anzahl der Ladepunkte bei Umstecken in der Nacht (NU).....	93
Tab. 25: Kennzahlen zur Stromerzeugung durch PV-Anlage (NU)	97
Tab. 26: Weitere Ladestandorte (NU)	102
Tab. 27: Grobe, vorläufige und unverbindliche Kostenindikation für die Umsetzung (NU)	102
Tab. 28: Klimaauswirkungen von Dieselbus und Batteriebus im Vergleich (NU)	103
Tab. 29: Zeitplan für die Umsetzung (NU).....	104



Hinweise zur Verwendung und allgemeine Anmerkungen

0. Hinweise zur Verwendung und allgemeine Anmerkungen

Anmerkung des Verfassers

In dieser Arbeit wird stellenweise aus Gründen der besseren Lesbarkeit das generische Maskulinum verwendet. Weibliche und anderweitige Geschlechteridentitäten werden dabei ausdrücklich inkludiert, soweit es für die Aussage erforderlich ist.

Hinweise zur Nutzung des vorliegenden Berichtsdocuments

Um die zahlreichen interaktiven Elemente in diesem Dokument verwenden zu können, sind folgende Hinweise für die Nutzung zu berücksichtigen.

Sämtliche Dateien und Dokumente zum Projekt, insb. Ladepläne, Kartenausschnitte und Planskizzen werden gesondert zur Verfügung gestellt. Dennoch wird dringend nahegelegt mit dem (vorliegenden) interaktiven Berichtsdocument in PDF-Form zu arbeiten, um unnötiges und unübersichtliches Scrollen, Blättern und Hin- und Herspringen zu vermeiden. Dafür ist es notwendig, den Bericht bspw. mit Adobe Reader zu öffnen, da die interaktiven Schaltflächen in der (Internet-)Browseransicht nicht funktionieren!

Mittels Verlinkungen und Anhängen ist das Berichtsdocument interaktiv nutzbar. Durch Klicken auf entsprechende Symbole bzw. Schaltflächen, wie z.B. ...



...im vorliegenden Bericht öffnen sich jeweilige Kartenmaterialien oder weiterführende Darstellungen der Ladepläne.

Querverweise und Verlinkungen im Text selbst und in den Fußnoten sind durch das einheitliche Format *kursiv und unterstrichen* zu erkennen.

Hintergrund

1. Hintergrund

1.1 Ausgangslage

Der Öffentliche Personennahverkehr (ÖPNV) ist ein zentraler Bestandteil der Verkehrswende hin zu einer nachhaltigen, bedarfsgerechten Mobilität. Durch seinen verhältnismäßig geringen spezifischen Energie- und Flächenbedarf sowie geringe spezifische Abgas- und Lärmemission ist er eine vergleichsweise umweltverträgliche Verkehrsform. Neben der klimaschädlichen Wirkung von Treibhausgasen sind auch gesundheitsschädliche Stickoxide in den Fokus der öffentlichen Diskussion gerückt. Diese werden vor allem durch Dieselmotoren ausgestoßen, welche die dominante Antriebsform im Bereich der Omnibusse sind. Um eine Abkehr von der Verwendung von Dieselmotoren im Busverkehr zu forcieren, haben sowohl die EU als auch die Bundesregierung eine Reihe von Maßnahmen umgesetzt, allen voran eine Beschaffungsquote für emissionsfreie Fahrzeuge in Form der **Clean-Vehicles-Directive**. Verkehrsverbände und Busbetreiber stehen dadurch vor der Herausforderung, einen Technologiewandel zu vollziehen und die hierfür nötigen Kompetenzen aufzubauen sowie Investitionen in Infrastruktur und Fuhrparks zu tätigen.

Im Januar 2021 hat das Bundeskabinett den Gesetzentwurf zur Umsetzung der überarbeiteten EU-Richtlinie 2019/1161 über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge (Clean Vehicles Directive, kurz CVD) beschlossen. Mit dem Gesetzentwurf werden bei der öffentlichen Auftragsvergabe erstmals verbindliche Mindestziele für emissionsarme und -freie Pkw sowie leichte und schwere Nutzfahrzeuge, insbesondere für Busse im ÖPNV, für die Beschaffung vorgegeben. Die Vorgaben gelten seit dem 02. August 2021 und verpflichten die öffentliche Hand sowie eine Auswahl bestimmter privatrechtlich organisierter Akteure (z.B. Post- und Paketdienste, Müllabfuhr) dazu, dass ein Teil der angeschafften Fahrzeuge emissionsarm oder -frei sein muss. Seit August 2021 müssen demnach mindestens 45 % der beschafften Busse im ÖPNV und ab 2025 65 % der Neuanschaffungen „sauber“ sein, also alternative Kraftstoffe wie Strom nutzen. Jeweils die Hälfte dieser Fahrzeuge muss emissionsfrei sein, also weniger als 1 g CO₂/km ausstoßen.

Das hierfür einzuhaltende nationale Recht, welches oben genannte Quoten und weitere Einordnungsdetails enthält, ist das sog. Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz (**SaubFahrzeugBeschG** - Gesetz über die Beschaffung von emissionsarmen und emissionsfreien Fahrzeugen).

Die Umstellung auf einen elektrisch betriebenen ÖPNV bietet neben den ökologischen und sozialen Vorteilen auch potenzielle betriebswirtschaftliche Vorteile. So können mit E-Bussen über niedrigere Kraftstoff- und Wartungskosten Einsparungen im Betrieb realisiert werden. Dem zuvor stehen jedoch größere Investitionen in die Erneuerung der Fahrzeugflotte sowie die Errichtung von Ladeinfrastruktur. In den Anwendungsbereich des Gesetzes fällt die Beschaffung von als „sauber“ definierten Straßenfahrzeugen der Klassen M1, M2 und M3 sowie N1, N2 und N3 durch Gebietskörperschaften, kommunale Eigenbetriebe oder Öffentliche Verkehrsbetriebe, demnach also auch die **RBA Regionalbus Augsburg GmbH (RBA)**.

Abb. 1 verdeutlicht die zu erfüllenden Quoten bei der Beschaffung von Fahrzeugen, wobei für RBA insb. die Fahrzeugklasse „Busse (> 5 t zGM)“ von entscheidender Bedeutung ist:



Hintergrund

Fahrzeug-klasse	Definition „sauberes Fahrzeug“		Beschaffungsquoten 1. Referenzzeitraum, 02.08.2021 bis 31.12.2025	Beschaffungsquoten 2. Referenzzeitraum, 01.01.2026 bis 31.12.2030
Pkw	50 g CO ₂ / km, 80% Luftschadstoffe (Prozentsatz der Emissionsgrenzwerte nach RDE)	ab 2026: 0 g CO ₂ / km, k.A. zu Luftschadstoff- emissionen	38,5 %	
leichte Nfz (< 3,5 t zGM)	50 g CO ₂ / km, 80% Luftschadstoffe (Prozentsatz der Emissionsgrenzwerte nach RDE)		38,5 %	
Lkw (> 3,5 t zGM)	Nutzung alternativer Kraftstoffe (lt. Art. 2 AFID bspw. Strom, Wasserstoff, Erdgas, synthetische Kraftstoffe**, Biokraftstoffe**)		10 %	15 %
Busse (> 5 t zGM)			45 % *	65 % *

Abb. 1: Vorgaben durch das SaubFahrzeugBeschG¹

* Die Hälfte der beschafften Busse muss emissionsfrei sein, d.h. weniger als 1 g CO₂/km ausstoßen, z.B. Elektro- bzw. Brennstoffzellenfahrzeuge.

Busse gelten als sauber, sobald sie mit alternativen Kraftstoffen wie Strom, Wasserstoff, Biokraftstoffen, synthetischen und paraffinhaltigen Kraftstoffen oder Gas betrieben werden und als emissionsfrei demnach nur noch, wenn sie als rein batterieelektrische Fahrzeuge, Fahrzeuge mit Brennstoffzelle oder mit einem Wasserstoff-betriebenen Verbrennungsmotor betrieben werden.

In der Pressemeldung der Europäischen Kommission vom 19.01.2024 wurden für Omnibusse (insb. Stadtbusse) nochmal neue, strengere CO₂-Standards kommuniziert, auf welche sich das EU-Parlament und der Rat geeinigt hatten. Die verschärften Ziele sollen den Übergang zu einem emissionsfreien öffentlichen Verkehr in ganz Europa beschleunigen und zu den Klimazielen der EU beitragen. Demnach müssen neue Stadtbusse die Emissionen ab 2030 um 90 % senken und bis 2035 müssen alle neuen Stadtbusse emissionsfrei sein.²

¹ Quelle: <https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/clean-vehicles-directive.html>

² Quelle: https://germany.representation.ec.europa.eu/news/eu-parlament-und-rat-einigen-sich-auf-neue-co2-standards-fur-lkw-und-busse-2024-01-19_de



Hintergrund

Exkurs: CO₂-Preis und THG-Quotenhandel:

Der potenzielle Zusatzerlös für den Betreiber durch THG-Quotenhandel pro Jahr setzt sich zusammen aus einer Pauschale für die jeweilige Fahrzeugklasse und **zusätzlich** die geladene Strommenge (kWh) an öffentlich zugänglichen Ladepunkten. Der Pauschalbetrag für die anrechenbare Strommenge für Elektrobusse liegt derzeit bei 72 MWh (72.000 kWh)³ pro Jahr.

Zwar wurden die vergangenen Jahre steigende Preise für den THG-Quotenhandel prognostiziert, jedoch kam es in den letzten beiden Jahren auf den realen Handelsplattformen eher zu leichten Preisverfällen. Als Grund hierfür wird unter anderem ein extremer Angebotsüberschuss durch den Import asiatischer, teils fraglich zertifizierter Biokraftstoffe gesehen, welcher das Angebot-Nachfrage Gleichgewicht in Extremsituationen verschoben hat. Im Jahr 2022 konnte für einen Elektrobus noch ein Erlös von durchschnittlich ca. 13.300 € (Pauschale als jährliche Verbrauchsgrundlage) erzielt werden. Zwischenzeitlich wurden im Jahr 2024 nur noch etwa 2.500 bis 4.500 € pro Elektrobus (Fahrzeugklasse M3) als Mindestbetrag garantiert.⁴ Die weiteren Preisentwicklungen hängen entscheidend von Angebot und Nachfrage sowie den Zertifizierungsvorgaben sowie Standards in der Qualitätssicherung ab. Derzeit wird für das Jahr 2024 mit Preisen im Bereich von 105 €/tCO₂ (Stand Juni 2024) gerechnet.

Parallel dazu gibt es noch die Entwicklung der Abgabe auf CO₂-Emissionen (CO₂-Preis bzw. -Steuer). Diese Preisentwicklung hängt zwar auch mehr oder weniger mit dem THG-Quotenhandel zusammen bzw. beeinflusst diesen, ist jedoch als unabhängige Entwicklung zusätzlich zu betrachten. Im Jahr 2024 liegen die Abgaben bei 45 €, 2025 bei 55 € und 2026 voraussichtlich zwischen 55 und 65 €/tCO₂. Anders als der THG-Quotenhandel, welcher ein großes Erlöspotenzial darstellt, ist diese Abgabe jedoch als reiner Kostenfaktor zu berücksichtigen.

Um für die Elektrifizierung der eigenen Fahrzeugflotte sowie der dafür notwendigen Infrastrukturentwicklungen verschiedener Standorte von RBA vorbereitet zu sein, liefert vorliegende Studie Analysen, Empfehlungen und Ergebnisse für letztendlich fokussierte Standorte und Umsetzungsvorhaben, welche bei Interesse unmittelbar in die Umsetzung gegeben werden können. Im Projekt werden erste standortindividuelle Planunterlagen (Planskizzen) erstellt, auf deren Basis weiterführende Planungsphasen ohne zusätzliche Vorarbeit in Angriff genommen werden können (Grundlagenermittlung, Vorplanung). Zudem werden Entscheidungsgrundlagen durch Kostenindikationen (erste, grobe Kostengrundlage) für strategische Ausrichtung durch die Geschäftsführung von RBA ausgefertigt, um rechtzeitig Maßnahmenempfehlungen in die Umsetzung zu bringen und die dafür notwendigen Mittel durch entsprechende Gesellschafterbeschlüsse bei Bedarf zu sichern (Haushaltsplanungen).

³Quelle:

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/366/dokumente/banz_at_28.08.2023_b2.pdf

⁴ Bspw. <https://www.thgquoten.com/>



Hintergrund

1.2 Zielsetzung

Die strategische Ausrichtung der Elektrifizierung verfolgt neben den übergreifenden Zielen der Reduktion von Treibhausgasemissionen (insb. CO₂-Einsparungen), Verbesserung von Luftqualität, Kosteneinsparungen bei Betriebsmittel/Energiekosten, generelle Förderung der Nachhaltigkeit und Vorbildfunktion für andere ÖPNV-Betreiber, vor allem auch die grundlegende Sicherung der Zukunftsfähigkeit des Unternehmens, da sukzessive mehr Linienausschreibungen und Konzessionen batterieelektrische Fahrzeuge fordern und RBA frühzeitig und standortübergreifend dafür gewappnet und vorbereitet sein möchte.

Ziel der vorliegenden Studie ist demnach, den Herausforderungen technischer, finanzieller und organisatorischer Natur zu begegnen und geeignete Lösungsansätze für standortindividuelle Auslegung zu identifizieren, auf deren Basis weiterführende Planungen erfolgen können.

Dabei werden technische Aspekte, also die Implementierung zuverlässiger Ladeinfrastruktur, die Anpassung der Stromnetzkapazitäten an den erhöhten Energiebedarf, der Einsatz fortschrittlicher Lademanagement-Systeme sowie die Optimierung des Eigenverbrauchs von Photovoltaikstrom auf Basis exakt bestimmter Stromnachfrage bzw. Ladevorgänge erarbeitet. Darüber hinaus werden aber auch organisatorische Herausforderungen durch die Umstellung auf elektrifizierte Busflotten adressiert, welche umfassende Schulungen des Personals beinhalten, die Anpassung interner Prozesse sowie Entwicklung neuer Wartungs- und Betriebsroutinen. Übergreifende Maßnahmen, welche standortunabhängig als Empfehlung für RBA Teil des Umsetzungsplans (zentrale Projektergebnisse) sind, adressieren ebendiese Herausforderungen.

1.3 Arbeitspakete

Aufgrund der oben erläuterten Ausgangslage sowie Zielsetzung wurden nachfolgende Arbeitspakete definiert, um eine strukturierte Erarbeitung sowie sukzessiv messbaren und evaluierbaren Projektfortschritt zu garantieren. Zudem können dadurch Leistungsbestandteile sowie einzelne Aufgaben besser zwischen den beteiligten Auftragnehmern aufgeteilt und Verantwortungen zugeordnet werden.

Hierzu gehört auch, dass neben der reinen Machbarkeit hinsichtlich der batterieelektrischen Elektrifizierung bzw. dem Konzept für die standortindividuelle Elektromobilität, weitere **alternative Antriebstechnologien** gegenübergestellt werden.

Die allgemeinen Ziele und inhaltlichen Schwerpunkte der Machbarkeitsstudie umfassen verschiedene Bereiche. Für eine ganzheitliche Erarbeitung werden standortspezifische Fuhrpark- und Betriebshofanalysen durchgeführt, in deren Rahmen umfängliche Grundlagen für die Umstellung auf eine batterieelektrische Flotte als alternativer Antrieb zusammengetragen werden. Parallel dazu erfolgen umfassende Strecken- und Einsatzanalysen mit dem Ziel, elektrifizierbare Linien und insb. Umläufe zu identifizieren sowie bei Bedarf Strategien für einen optimierten Fahrzeugeinsatz auszuarbeiten, sodass sukzessive eine vollständige Elektrifizierung des Fuhrparks sowie der Linien ermöglicht wird.



Hintergrund

Auf Basis dessen werden Bedarfe konkretisiert und genaue infrastrukturelle Anforderungen abgeleitet, welche die Grundlage für die Umsetzung des Vorhabens bilden. Auf der technischen Seite wird die notwendige Ladeinfrastruktur standortindividuell bestimmt, deren (ggf. stufenweiser) Aufbau definiert sowie die Bestandsinfrastruktur im Bereich Energiebereitstellung und -verteilung analysiert und notwendige Maßnahmen durch den künftigen Bedarf ausgearbeitet. Neben Themen wie Netzanschluss liegt zudem ein besonderes Augenmerk auf Eigenenergieerzeugung, die Einbindung von erneuerbaren Energien sowie Eigenverbrauchsoptimierung. Zudem werden auf konzeptioneller Ebene gesteuertes Laden als standortbezogenes Lademanagement zur Effizienzsteigerung des Gesamtsystems sowie theoretisch mögliche Nutzung von Synergien betrachtet.

Vollumfänglich werden die erarbeiteten Inhalte, Erkenntnisse und Ergebnisse in ökonomischen und ökologischen Betrachtungen zusammengeführt, um die Antriebsumstellung auf batterieelektrische Mobilität bewerten zu können.

Die Machbarkeitsstudie gliedert sich dabei in folgende Arbeitspakete und Bearbeitungsschwerpunkte:

AP 0: Übergreifendes Projektmanagement, Berichterstattung und Standortauswahl

AP 1: Analyse der Ausgangssituation – Status quo

- Bestandsanalyse Busbetrieb, Umsetzbarkeit der Elektrifizierung einzelner Linien
- Analyse zeitlicher und energetischer Abläufe von Fahrstrecken/Routen
- Standortanalyse: Infrastruktur, Erzeugungsanlagen, Flächenverfügbarkeit, verkehrliche Anbindung, Stromnetzsituation, Anschlussleistung (betrachtete Standorte siehe nachfolgendes Kapitel)
- Analyse der Fuhrparkflotte sowie Einbezug weiterer Informationen aus Konzepten und internen Strategien

AP 2: Bedarfsanalyse

- Prüfung zur Elektrifizierung von Fahrzeugumläufen, Buslinien, Fahrzeugkategorien und einzelnen Standorten
- Technische Anforderungen an Versorgungsinfrastruktur: Netzanschluss, Bestandsintegration, erneuerbare Erzeugungsanlagen, Eigenverbrauch
- Infrastruktureller Bedarf: Lade-/Lastmanagement, Betriebshofmanagement, interne Prozesse
- Markanalyse: Ermittlung, Vergleich und Bewertung der Passung für den Einsatzzweck (Fahrzeuge und Ladeinfrastruktur, ggf. weitere Soft- und Hardwarekomponenten)
- Auswahl genauer, potenzieller Standorte und geeigneter Linien für die weitere Betrachtung

AP 3: Maßnahmenkatalog: Entwicklung von Handlungsoptionen

- Gesamtkonzept und Umsetzungsstrategie 2035 hinsichtlich Erfüllung der CVD
- Routenauswahl: monetäre und zeitliche Bewertung und Erstellung eines Maßnahmenkatalogs mit Aufwandsgrundlagen



Hintergrund

- Standortindividuelles Konzept: elektrotechnische und ingenieurstechnische Konzeption der jeweiligen Netzanschlüsse, grundlegenden Versorgungsinfrastruktur, Energieerzeugung und -versorgung, Bestandsintegration (Grundlage Maßnahmenkatalog und Umsetzungsstrategie)
- Hebung von Synergiepotenzialen: Bewertung von Kooperationsmöglichkeiten mit weiteren, lokalen Akteuren an den Standorten (Kommunen, Unternehmen, Versorger, ÖPNV etc.)

AP 4: Vergleich von einer Antriebsalternative je ausgewähltem Standort

- Bestimmung notwendiger Infrastrukturmaßnahmen
- Vergleich verschiedener Antriebsarten
- Bewertung der Energieeffizienz sowie resultierender (THG-)Emissionen
- Wirtschaftliche Betrachtung anhand von Infrastrukturinvestition, Flächenverfügbarkeit, Betriebsphase und Energieverbrauch (Einsatzplan)
- Neubewertung und Anpassung der Umsetzungsstrategie hinsichtlich Erfüllung der CVD

AP 5: Umsetzungsplan: Konkrete Empfehlungen hinsichtlich Maßnahmenumsetzung

- Ausbau- und Umsetzungsplan mit konkreten Maßnahmen und Darstellung
- Standortkonzepte unter Berücksichtigung von: Versorgungsinfrastruktur und individuellen Vorortverhältnissen
- Erarbeitung einer ganzheitlichen (Elektro-)Mobilitätsstrategie inkl. Berichterstattung, Dokumentation, Abstimmungsrunden und Ergebnispräsentation
- Betriebshofbewirtschaftungskonzept: Auswirkungen der geänderten Rahmenbedingungen durch alternative Antriebe (bspw. Ladezeiten) auf die Betriebsabläufe abbilden und konzeptionell planen (Ladekonzepte siehe „Ergebnisse Auswertung“)
- Allgemeine Gegenüberstellungen alternativer Antriebstechnologien, Kommunikation zu emissionsfreien Antrieben im ÖPNV, Öffentlichkeitsarbeit, Gremienbeiträgen etc.



Standorte

2. Standorte

Ursprünglich standen eine Gesamtzahl von 339 Fahrzeugen, darunter Standardbusse, 15 m-Busse, Gelenkbusse sowie vereinzelt Klein- bzw. 8-10 m-Busse verteilt auf 20 Standorte, mit teilweise jedoch identischen Adressen zur Diskussion (s. Tab. 1). Da in einer einzelnen Machbarkeitsstudie nicht oben aufgeführte Leistungen im gewünschten Detailgrad für eine derart große Zahl an Fahrzeugen und Standorten durchgeführt werden können, wurden verschiedene Kriterien einbezogen, um die Standortauswahl durch einen geeigneten Prozess gemeinsam zu treffen.

Tab. 1: Liste der ursprünglich betrachteten Standorte

PLZ	Standort	Adresse	Gesamtbusflotte (Anzahl)	Planungshorizont
86199	Augsburg	Eichleitnerstraße 19	1	2032
89407	Dillingen	Rudolf-Diesel-Straße 4	3	2026
85080	Gaimersheim	Carl-Benz-Ring 20	40	2026
87439	Kempten	Memminger Straße 123	16	2026
87616	Marktoberdorf	Bahnhofstraße 12	4	2026
85125	Kinding		6	2026
93339	Riedenburg	Großparkplatz	2	2026
91809	Wellheim		1	2026
89231	Neu-Ulm	Böttgerstraße 3	19	2027
	Neu-Ulm 2	Böttgerstraße 3	14	2027
89077	Ulm	bei SWU	3	2027
89439	Kempten	Memminger Straße 123	5	2027
86199	Augsburg	Eichleitnerstraße 19	82	2032
	Augsburg 2	Eichleitnerstraße 19	33	2032
89407	Dillingen	Rudolf-Diesel-Straße 4	28	2026
86825	Bad Wörishofen	Stadionring 18	5	2032
89623	Finning	Lerchenberg 5	5	2032
86830	Schwabmünchen	Bahnhofstraße 35	5	2032
87487	Wiggensbach	Am Mühlbach 16	12	2026
87600	Kaufbeuren	Therese-Studer-Str.4	55	2026
	SUMME		339	

Bedingt durch laufende Linienkonzessionen und Ausschreibungen wurden Standorte, deren Planungshorizont über das Jahr 2030 hinaus gehen, zurückgestellt bzw. für die weitere Betrachtung ausgeklammert, da bis dahin der Dieselbetrieb dort weitergeführt wird und im Vergleich dazu andere Standorte bei der Untersuchung klar priorisiert werden müssen, um die notwendigen Vorlaufzeiten für die Umsetzung einhalten zu können.

Im Zuge der weiterführenden Diskussionen wurden kleine Nebenstandorte, welche teilweise lediglich Parkplätze für Busse über Nacht sind, die nicht standardmäßig an einem der größeren Betriebshöfe untergebracht werden, wie bspw. der Großparkplatz in Riedenburg oder Wellheim aus der Einzelbetrachtung ausgeschlossen, da der Aufwand für teilweise nur ein bis zwei Busse in keinem adäquaten Verhältnis zum Nutzen steht. Diese wurden jedoch auf Basis der Umlaufdaten (VDV-Solldaten, siehe Kapitel 5.2) und bezogen auf die jeweils zugehörigen größeren Betriebshöfe integrativ



Standorte

betrachtet, sodass die Umlaufdaten und damit der Ladebedarf durch den Energieverbrauch erfasst, simuliert und ausgewertet wurden. Somit werden diese kleinen Nebenstandorte in der Auswertung berücksichtigt, sind in den Ladekonzepten abgebildet (siehe standortindividuelle Ergebnisse in Kapitel 5.4) und werden jeweils unter „Ergebnisse Auswertung“ (jeweils Kapitel 5.4.X.1) bei – sofern vorhanden – den zugehörigen Betriebshöfen hinsichtlich notwendiger Anzahl an Ladepunkten sowie benötigter Ladeleistung, als Angabe für die Dimensionierung des Netzanschlusses, konkretisiert und aufbereitet. Weitere Umsetzungsdetails im Sinne von Lageplänen oder Planskizzen wurden für diese vereinzelt Ladepunkte nicht extra angefertigt.

Durch die übrigen, größeren Betriebshöfe und beschriebener Zusammenführung der Nebenstandorte mit nur vereinzelt Fahrzeugen wurden die in Abb. 2 aufgeführten Standorte mit weiteren Detailinformationen angereichert, aufbereitet sowie der individuelle Kontakt zu den jeweiligen Betriebshofleitern bzw. Verantwortlichen hergestellt.

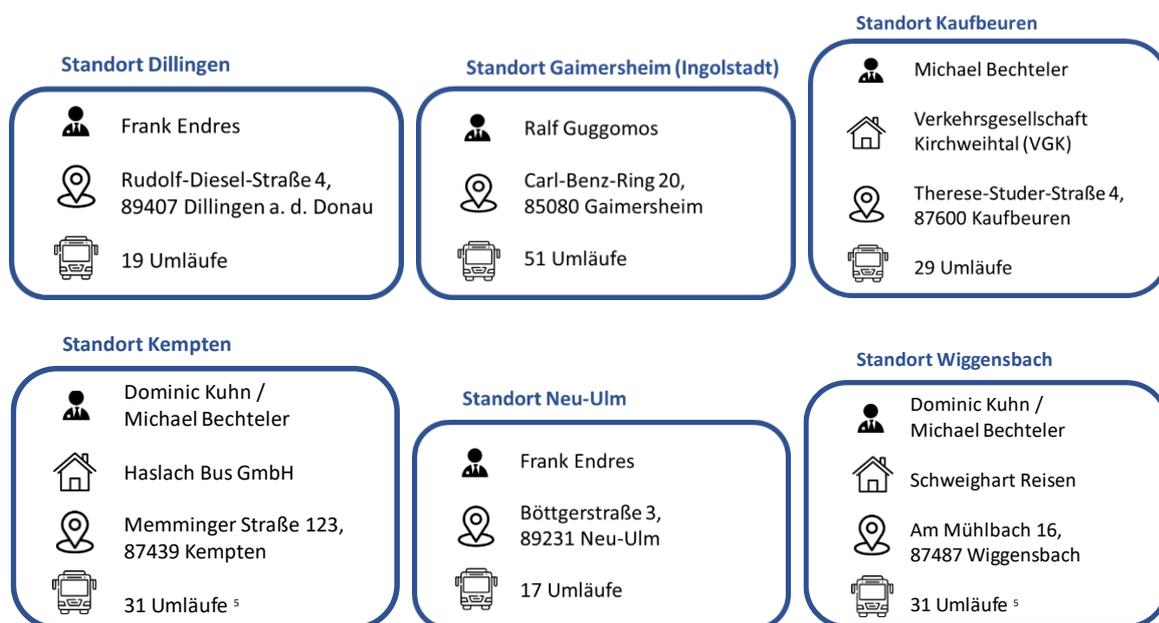


Abb. 2: Standortsteckbriefe⁶

Die Abweichungen zwischen der Anzahl der Fahrzeuge je Standort (s. Tab. 1) und der einbezogenen Umläufe für die exakte Energieverbrauchssimulation, wie hier abgebildet, ergibt sich durch die verfügbaren VDV-Solldaten. Teilweise stehen Fahrzeuge dritter Betreiber auf den RBA-Betriebshöfen und anders herum kommen weitere Umläufe hinzu durch Fahrzeuge, welche teilweise keine regulären Standzeiten am zugehörigen Betriebshof haben.

Durch die weiterführenden, individuellen Gespräche mit den Standortleitern wurden von den (nach oben erläuterten Ausklammerung verschiedener Standorte) übriggebliebenen 197 Fahrzeugen laut ursprünglicher Angaben zur Gesamtflotte erneut Standorte aussortiert, um der Zielsetzung, dem Fokus sowie dem Projektumfang gerecht zu werden.

⁵ Umläufe von Kempten und Wiggensbach zusammengefasst

⁶ Standorte auf Google Maps durch Klick auf -Symbol abrufbar



Standorte

Da im Rahmen der Machbarkeitsstudie neben der batterieelektrischen Antriebsalternative zur Reduktion von Treibhausgasen auch andere, marktreife Alternativen analysiert und gegenübergestellt werden sollten, wurden die verantwortlichen Standortleiter hinsichtlich der jeweilig favorisierten Technologiealternativen für die weiteren Analysen befragt und somit eine inhaltlich passende Zuordnung zum Projektgegenstand hergestellt. Das Ergebnis davon war, dass letztendlich folgende Standorte mit den jeweiligen Fahrzeugumläufen sowie zu vergleichenden Antriebsalternativen in den weiterführenden Fokus des Projekts aufgenommen wurden:

- **Gaimersheim (Ingolstadt)**
- **Kempten**
- **Neu-Ulm**
- **Wiggensbach**

Auf Basis der ursprünglich angegebenen Fahrzeugzahlen je Standort werden damit noch 106 Busse (wobei nicht zu allen Bussen Fahrzeugumlaufdaten geliefert werden konnten) unterschiedlicher Gefäßgrößen im Rahmen der weiterführenden Untersuchungen und Auswertungen durch die vorliegende Machbarkeitsstudie im Detail analysiert und konkrete Umsetzungspläne mit Maßnahmenempfehlungen für die jeweilig zugehörigen Standorte individuell erarbeitet.

Recherche zu alternativen Antriebstechnologien

3. Recherche zu alternativen Antriebstechnologien

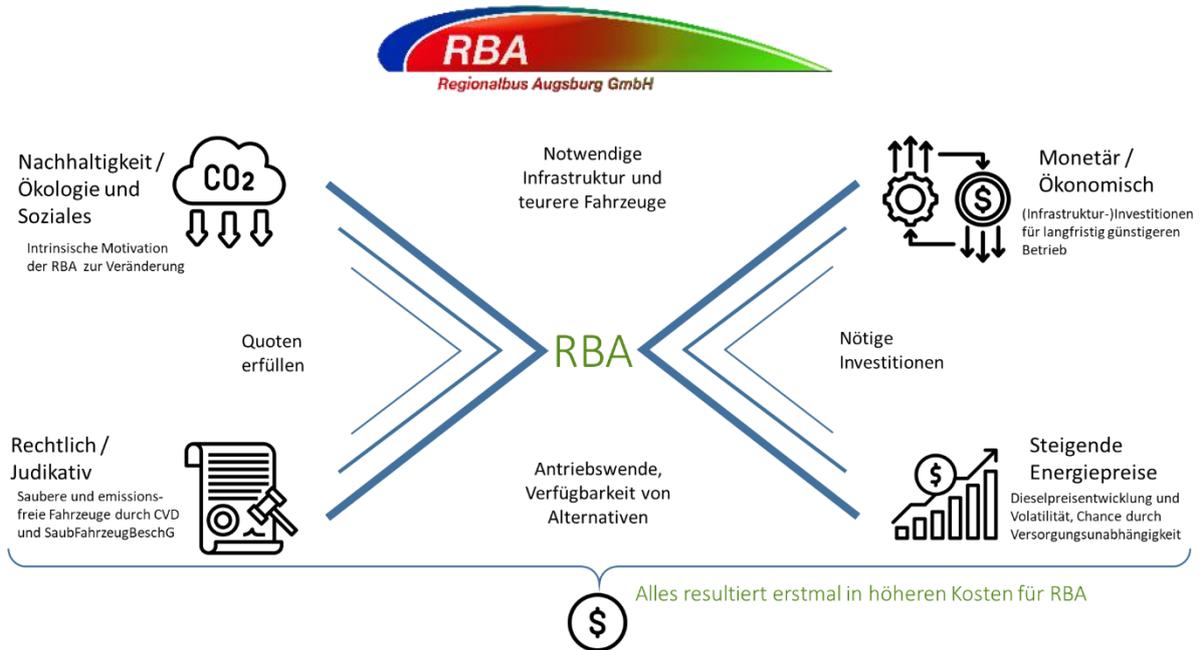


Abb. 3: Elektrifizierung RBA

Um die CO₂-Emissionen der Busflotten zu reduzieren und so die CVD einzuhalten, kommen verschiedene alternative Antriebstechnologien in Frage. In der vorliegenden Machbarkeitsstudie werden die für Busse relevanten Kraftstoffe untersucht und auf die Realisierbarkeit an den ausgewählten Standorten analysiert.

3.1 Grundlagen alternativer Antriebstechnologien

Abb. 4 zeigt eine Übersicht über die vorhandenen Kraftstoffe. Die markierten Kraftstoffe sowie elektrische Antriebstechnologien werden aufgrund ihrer Kompatibilität mit Bussen im Folgenden näher betrachtet und auf ihre Stärken und Schwächen überprüft.

Recherche zu alternativen Antriebstechnologien

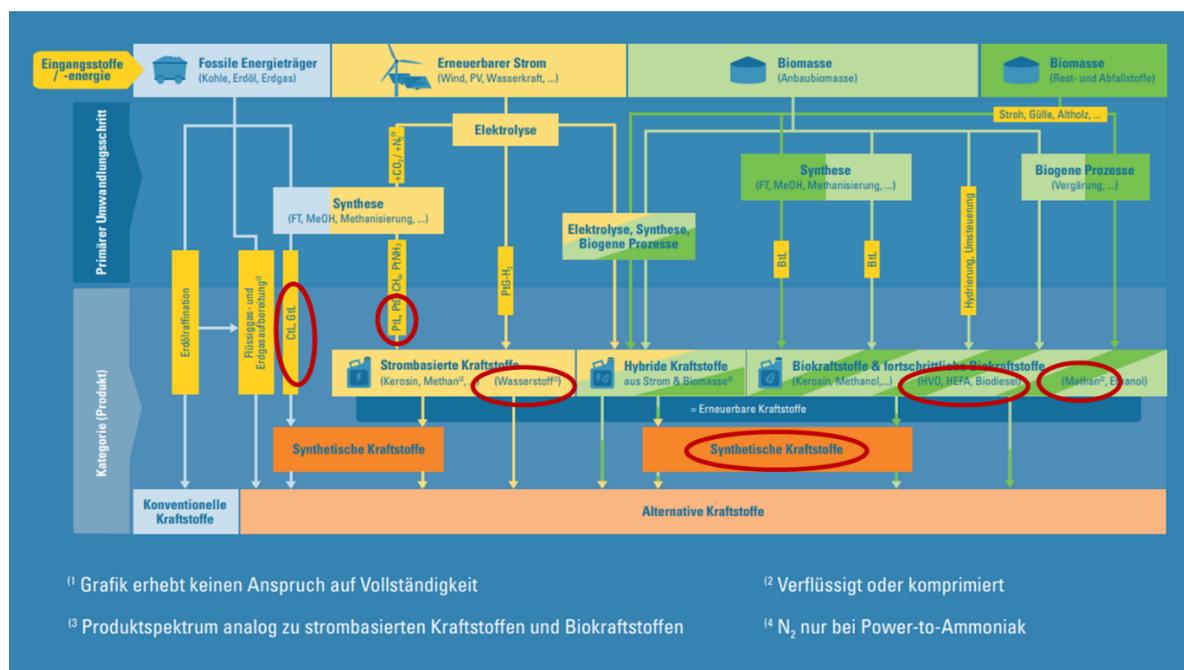


Abb. 4: Übersicht über alternative Kraftstoffe ⁷

3.1.1 Fossil-Bio-Kraftstoff-(Mix)

Biodiesel

Biodiesel (DIN EN590 / EN 14214) wird vorwiegend aus Pflanzenölen hergestellt und ist seit 2017 fester Bestandteil im Dieseldieselkraftstoff. Bei einer Nutzung von 100 % Biodiesel (B100) werden 61 % CO₂-eq. eingespart, der Anteil des Biodiesels im Dieseldieselkraftstoff ist jedoch aufgrund der spezifischen Eigenschaften begrenzt. Standardmäßig liegt dieser Anteil bei 7 % (B7), für ÖPNV sind jedoch Werte von 20-30 % möglich.⁸

Blue Diesel

Für Blue Diesel wird der regenerative Anteil im Dieseldieselkraftstoff erhöht. Mit 7 % Biodiesel (EN 14214) und 26 % paraffinischem Kraftstoff (EN 15940) aus Reststoffen wie Altspeisefett liegt der Anteil derzeit bei bis zu 33 %, wodurch Einsparungen von mindestens 22 % CO₂ resultieren. Der Kraftstoff ist uneingeschränkt verwendbar, bis -20°C kältestabil und weist eine Qualität auf, die die Vorgaben der Dieselnorm EN 590 übertrifft. Blue Diesel ist jedoch nur an ausgewählten Tankstellen zu beziehen.⁹

⁷ https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2021/11/Factsheet_alternative-Kraftstoffe_NOW-GmbH.pdf

⁸ <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0360.pdf>

⁹ <https://www.edi-hohenlohe.de/produkte/kraftstoffe/blue-diesel/>



Recherche zu alternativen Antriebstechnologien

(Bio)gas/Methan

Biogas bzw. Methan wird durch die Verarbeitung von Gülle bzw. durch den Anbau von Pflanzen in Biogasanlagen gewonnen. Bei einer CNG-Mischung (80:20) können gegenüber dem Dieselfbus bis zu 30 % CO₂ eingespart werden. Bei Bio-CNG liegt die Ersparnis bei bis zu 80 %. Für die Verwendung von Biogas als Kraftstoff sind Gasbusse notwendig und es entstehen Mehrkosten von etwa 3-4 % gegenüber dem Betrieb mit Dieselfbussen.¹⁰

SWOT-Analyse



3.1.2 Synthetische Kraftstoffe

GTL (Gas to Liquid)

GTL-Kraftstoffe werden aus hochwertigem Erdgas gewonnen und sind nur unwesentlich teurer als herkömmlicher Diesel. Wegen der fossilen Rohstoffbasis liegen die CO₂-Einsparungen gegenüber Diesel jedoch nur bei ca. 4-5 %. Der Kraftstoff kann ca. sieben Jahre gelagert werden, ist kältestabil bis -22°C, resistent gegen bakteriellen Befall und für jeden Motor geeignet. Die Verbrennung findet sauberer statt als beim Dieselfkraftstoff und ist mit diesem in jedem beliebigen Verhältnis mischbar.¹¹

¹⁰ <https://www.vdv.de/alternative-kraftstoffe-und-elektrische-energie-als-antrieb-des-oepnv.pdf>

¹¹ <https://www.vdv.de/alternative-kraftstoffe-und-elektrische-energie-als-antrieb-des-oepnv.pdf>



Recherche zu alternativen Antriebstechnologien

BTL (Biomass to Liquid)

BTL-Kraftstoffe entstehen, indem Biomasse wie Stroh, Restholz oder Energiepflanzen vergast und verflüssigt werden (Fischer-Tropsch-Synthese). Dabei wird im Gegensatz zur Herstellung von Biodiesel die komplette Biomasse verwendet. Der Kraftstoff ist DIN EN 590 konform und kann ohne Anpassung der Motoren verwendet werden. Das freiwerdende CO₂ gilt als neutral, da es vorher in den Pflanzen gespeichert war, jedoch ist Energie zur Herstellung notwendig.¹²

HVO

Bei Hydrotreated Vegetable Oil (HVO) handelt es sich um einen nicht-fossilen Biokraftstoff, der aus Pflanzenölen, Öl- und Fettabfällen, altem Speiseöl oder Schlachtabfällen besteht, die meist gemischt mit Diesel angeboten werden, wobei eine beliebige Mischung möglich ist. Da die chemische Zusammensetzung weitestgehend der von Diesel entspricht, sind nahezu identische Leistungsparameter zu messen, während die Verbrennung von HVO jedoch sauberer stattfindet und die Treibhausgasemissionen gegenüber Diesel um 48 % reduziert werden kann (bei HVO100 90 % CO₂-Ersparnis). Der Kraftstoff ist kältestabil bis -22°C, äußerst lagerfähig und kann aufgrund der sehr guten Motorverträglichkeit ohne Umstellung der Logistik, Tanks, Fahrzeuge oder Motoren kurzfristig eingesetzt werden. Außerdem ist der Kraftstoff mit Diesel mischbar, wodurch Tankstellen und Tanks nicht gereinigt werden müssen. Im Eisenbahnbereich und teilweise im Automobil- und ÖPNV-Bereich wird HVO bereits verwendet, aufgrund der momentan noch geringen Verbreitung liegen die Kosten aber derzeit noch höher als bei Dieselmotorkraftstoff (ca. 20-86 ct. teurer¹³). Bestehende Regelungen geben vor, dass HVO100-Kraftstoff ausschließlich aus Abfall und (pflanzlichen) Reststoffen bestehen und extra zur Kraftstoffherstellung angebaute Biomasse hingegen nicht verwendet werden soll. Außerdem ist die Verwendung von z.B. Palmöl und Palmfettsäure-Destillate (PFAD) ausgeschlossen und der Kraftstoff sollte der DIN EN 1590 entsprechen.

PTL (Power to Liquid)

PTL-Kraftstoffe (auch E-Fuels genannt) werden mithilfe von Strom durch die Elektrolyse von Wasser und CO₂ hergestellt. Bisher findet diese Elektrolyse nur im Labor statt und weist hohe Verluste auf. Da nur etwa 10 % der Energie nutzbar ist, ist dieser Kraftstoff deutlich weniger effektiv als der batterieelektrische Antrieb. Momentan liegt der Preis für größere Mengen E-Fuels bei 4-5 € pro Liter. Es existieren jedoch Studien, die die Herstellungskosten bei konsequenter Weiterentwicklung der Produktionstechnik auf ca. 1 € pro Liter prognostizieren.¹⁴

¹² <https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/IFEU-BTL-Studie-FNR.pdf>

¹³ Die Zahl der Mehrkosten wurde im Rahmen von Projektmeetings bezogen auf Kleinstmengen ermittelt

¹⁴ <https://www.transportenvironment.org/>



Recherche zu alternativen Antriebstechnologien

SWOT-Analyse

<p style="text-align: center;">Stärken</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Aktuelle Verbrennungsmotoren können weiter genutzt werden ▪ Hohe Reichweiten 	<p style="text-align: center;">Schwächen</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Sehr geringer Gesamtwirkungsgrad ▪ Herstellungskosten noch sehr hoch ▪ (je nach Art) geringes CO₂-Einsparpotential ▪ Wirtschaftliche Produktionsprozesse noch im Entwicklungsstadium ▪ Keine Großserienproduktion in Planung
<p style="text-align: center;">Chancen</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Schnelle Umstellung ▪ Hohe Flexibilität im Betrieb 	<p style="text-align: center;">Risiken</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Lieferquellen ▪ Konkurrenz zu „alternativlosen“ Verbrauchern (Flug- und Schiffsverkehr)

3.1.3 Ammoniak

Mithilfe von Ammoniak ist eine lange Speicherung von regenerativ erzeugter Energie möglich. Derzeit sind nur Test- und Erprobungsanlagen verfügbar, da sich das Verfahren noch im Prototypstadium befindet. Lieferketten sind deshalb noch nicht vorhanden.

SWOT-Analyse

<p style="text-align: center;">Stärken</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Aktuelle Verbrennungsmotoren können weiterentwickelt werden ▪ Schnell betankbar 	<p style="text-align: center;">Schwächen</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Motorenentwicklung im Prototypstadium ▪ Herstellungskosten sehr hoch ▪ Keine Logistikkette vorhanden
<p style="text-align: center;">Chancen</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Gute Transportfähigkeit ▪ Neues Syntheseverfahren (SSAS) sichert energieeffizientere Herstellung 	<p style="text-align: center;">Risiken</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Aktuell hoher Energiebedarf zur Herstellung

3.1.4 Wasserstoff (H₂) mit Brennstoffzelle

Wasserstoff kann in einer Brennstoffzelle in elektrische Energie umgewandelt werden, mit der der Bus angetrieben wird. Momentan existieren in Deutschland 86 Wasserstoff-Tankstellen, 18 weitere befinden sich in der Realisierung. Der Wasserstoff wird entweder importiert (aus Norwegen, Russland oder Nordafrika) oder durch die Elektrolyse von Wasser mit erneuerbaren Energien produziert (grüner Wasserstoff). Der Energiewirkungsgrad der Verwendung von Wasserstoff als Kraftstoff liegt lediglich bei ca. 22 % und die verfügbare Menge von grünem Wasserstoff ist momentan nicht ausreichend, um den zukünftigen Bedarf zu decken.¹⁵

SWOT-Analyse

<p style="text-align: center;">Stärken</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Emissionsfrei möglich ▪ Hohe Reichweiten bis 400 km (www.solarisbus.com) ▪ Abwärme für Heizung nutzbar ▪ Tankzeiten ähnlich zu fossilen (5-15 Minuten) 	<p style="text-align: center;">Schwächen</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Sehr geringer Gesamtwirkungsgrad ▪ Unzureichende Verfügbarkeit von grünem H₂ ▪ Hohe Sicherheitsanforderungen ▪ Teuer ▪ Kaum Potenziale der Kostenreduktion durch zunehmenden techn. Reifegrad
<p style="text-align: center;">Chancen</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Möglich für H₂ Wirtschaft in DE ▪ Zwischenspeicherung von ungenutzter Windenergie 	<p style="text-align: center;">Risiken</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ H₂ wird für Sektor Energie und Industrie priorisiert ▪ Nutzungsdauer Infrastruktur >20 a notwendig ▪ Preissenkung unwahrscheinlich ▪ Tankstelleninfrastruktur

3.1.5 Oberleitungsbus

Bei Oberleitungsbussen (O-Bussen) wird die Traktionsbatterie über eine Oberleitung während des Betriebs geladen, was eine Flexibilisierung der betrieblichen Einsatzmöglichkeiten bietet und insbesondere in anspruchsvollem Gelände mit vielen Steigungen, hohen Kapazitäten und/oder Geschwindigkeiten auf en Linien sowie für den Einsatz von Großraumfahrzeugen von Vorteil ist. Der Wirkungsgrad der Energie liegt bei dieser Antriebsart bei 77 %. Die notwendigen Planungs- und Genehmigungsprozesse sind jedoch



Abb. 5: Beispielhafter Oberleitungsbus

¹⁵ <https://www.vdv.de/alternative-kraftstoffe-und-elektrische-energie-als-antrieb-des-oePNV.pdf>



Recherche zu alternativen Antriebstechnologien

äußerst aufwendig, obwohl der Prozess bereits vereinfacht wurde.¹⁶

SWOT-Analyse



3.1.6 Batterieelektrischer Bus

Batterieelektrische Busse (Battery electric vehicle, BEV) werden mithilfe von Batterien angetrieben und erreichen so Reichweiten von ca. 250-300 km, wobei aufgrund der aktuellen Entwicklungen eine 15 % größere Energiedichte der Batterien bis 2030 wahrscheinlich ist. BEV weisen ein sehr hohes CO₂-Einsparungspotenzial sowie einen Energiewirkungsgrad von 66 % auf. Momentan ist die öffentliche Ladeinfrastruktur noch nicht weitreichend ausgebaut und es sind zentrale Lademöglichkeiten nötig, die auf dem Betriebshof viel Platz beanspruchen. Durch die Kopplung mit einer eigenen PV-Anlage sind jedoch erhebliche Kostensenkungen in Bezug auf die Stromkosten möglich.

¹⁶ <https://www.vdv.de/alternative-kraftstoffe-und-elektrische-energie-als-antrieb-des-oepnv.pdf>
Bildquelle: <https://de.wikipedia.org/wiki/Oberleitungsbus>



Recherche zu alternativen Antriebstechnologien

SWOT-Analyse

Stärken <ul style="list-style-type: none"> ▪ Lokal emissionsfrei ▪ Hoher Wettbewerb ▪ Hohe Flexibilität ▪ Reichweiten ca. 250-350 km (ausreichend für die meisten Linien) ▪ Kopplung mit eigener PV 	Schwächen <ul style="list-style-type: none"> ▪ Reichweite (250 km) ▪ Lange Ladezeiten ▪ Hohe Kosten für Infrastruktur und Fahrzeuge ▪ Verringerte Fahrgastkapazität durch hohes Gewicht der Batterie
Chancen <ul style="list-style-type: none"> ▪ Unterwegs Laden besonders im regionalen Verkehr ▪ Green Mobility als Vorreiter ▪ Steuern und Abgaben auf Strom sollen deutlich gesenkt werden 	Risiken <ul style="list-style-type: none"> ▪ Infrastruktur muss langfristig (>20 a) genutzt werden ▪ Verkürzte Batterielebensdauer führt zu hohen Zusatzkosten ▪ Ladeinfrastruktur entwickelt sich weiter

3.1.7 Auswahl relevanter Antriebstechnologien

Tab. 2: Vor- und Nachteile der betrachteten alternativen Antriebstechnologien

	Stärkste Pro +	Stärkste Contra -	Top Auswahl
Biodiesel	61 % CO ₂ eq-Ersparnis (bei B100)	Zu geringer Anteil im Dieselmisch	
Blue Diesel	Erhöhung des regenerativen Anteils im Diesel	Zu wenig CO ₂ -Ersparnisse, zu viel Diesel	
Biogas	Bis zu 80 % CO ₂ -Ersparnisse	Biogas in Zukunft knapp (für Verkehrssektor)	
GTL	Für jeden Motor geeignet	Fossil, nur 4-5 % CO ₂ -Ersparnis, nicht SFBG Konform	
BTL	Je nach Herstellung fast CO ₂ -neutral	In manchen ökologischen Aspekten negativ	
HVO (XTL)	Drop-In Ersatz, 48 % THG, 90 % CO ₂ Ersparnis	+20(-86) ct./l, zur Zeit meist nur Dieselbeigemisch	✓
PTL (E-fuels)	Preisentwicklung in Sicht, Drop-In	Nur 5 % CO ₂ -Ersparnis, 4-5 €/l, 10 % Wirkungsgrad	
Wasserstoff	Überschüssige EE können speicherbar	Nur 22 % W2W, 9-15 €/kg, zu wenig (grüner) H ₂	✓
Ammoniak	Lange Speicherung ähnlich zu H ₂	Noch in Entwicklungsphase	
O-Busse	Fahren mit EE ohne Batterie, auch hybrid mgl.	Infrastruktur teuer, eher in Stadtgebiet	✓
BEV-Busse	W2W 66 %, Sehr hohes CO ₂ Einsparpotential, Kopplung mit PV Anlage	Reichweite von 250-350 km	✓

Durch die Analyse der Antriebstechnologien (zusammengefasst in Tab. 2) wurden **HVO**, **Wasserstoff**, **O-Busse** und **BEV-Busse** als sinnvollste Alternativen identifiziert und werden in dieser Machbarkeitsstudie als mögliche alternative Antriebe für Dieselbusse berücksichtigt.



3.2 Vergleich einer Antriebsalternative zum rein-batterieelektrischen Betrieb je Standort

In Kapitel 2 wurde bereits durch den Einbezug verschiedener Rahmenbedingungen die genaue Auswahl der Standorte, welche im vorliegenden Projekt bearbeitet wurden, erläutert und durchgeführt. Mit den jeweiligen Standortleitern, ProduktionsleiterInnen, Regionalleitern und vereinzelt auch mit Fahrmeistern wurden auf Basis der oben vorgestellten Grundlagen zu Kraftstoffalternativen offen diskutiert, ob und falls ja welche Antriebs- oder Kraftstoffalternative mit einbezogen und dem batterieelektrischen Ansatz standortbezogen und detailliert gegenübergestellt werden soll.

Am Standort **Gaimersheim bei Ingolstadt** kommt derzeit nur der batterieelektrische Betrieb als Zukunftsstrategie in Frage, nicht zuletzt, weil der Stadtbus Ingolstadt der Stadtwerke bereits konkret in der Elektrifizierung der Flotte aktiv ist und damit die Richtung bereits klar ist, wenn RBA in Zukunft standortbezogen kooperationsfähig sein und Potenzial zur Hebung von Synergien haben möchte.

Konkret wurde eine potenzielle Zusammenarbeit im Rahmen des Projekts besprochen, da für eine städtische Linie zeitnah zwölf Gelenkbusse in drei Abschnitten (2024 bis 2026) angeschafft und in Betrieb genommen werden.

Da eine zweite Technologie bzw. doppelte Infrastruktur nicht denkbar ist, wird für Gaimersheim die Machbarkeit rein auf den batterieelektrischen Antrieb mit konduktivem Laden am Betriebshof gesetzt. Nichtsdestotrotz wird der Vollständigkeit halber ein Abgleich der Gegebenheiten mit dem Brennstoffzellenantrieb durchgeführt, um keine vermeintlich besseren Lösungen zu übersehen.

Aufgrund der umfangreichen regionalspezifischen Aktivitäten im Bereich Wasserstoff wurden für die Standorte **Kempton und Wiggensbach** zusätzliche Detailauswertungen und Betrachtungen vorgenommen, um im Rahmen der Machbarkeit eine fundierte Entscheidung für die weiterführenden Schritte fällen zu können. Die Grundlagen hierzu wurden im Rahmen des Förderprojekts HyAllgäu geschaffen. Hintergründe, Gegebenheiten, aktueller Stand, Potenziale für die RBA-Standorte etc. sowie der umfangreiche Austausch mit dem Landkreis Oberallgäu (als Treiber und Auftraggeber der H₂-Studien) werden in den nachfolgenden Absätzen erläutert und dann ganzheitlich eingeordnet und als potenzielle Antriebsalternative standortspezifisch bewertet.

Am Standort in **Neu-Ulm** setzten zwar die Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm ab 2027 auf Elektrobusse, welche insb. auch im betroffenen Gewerbegebiet eingesetzt werden, dennoch wurde für die ganzheitliche Bewertung das Thema Wasserstoff grob beleuchtet und als mögliche Kraftstoffalternative in Betracht gezogen.

3.2.1 Wasserstoffrecherche

Grundlagen

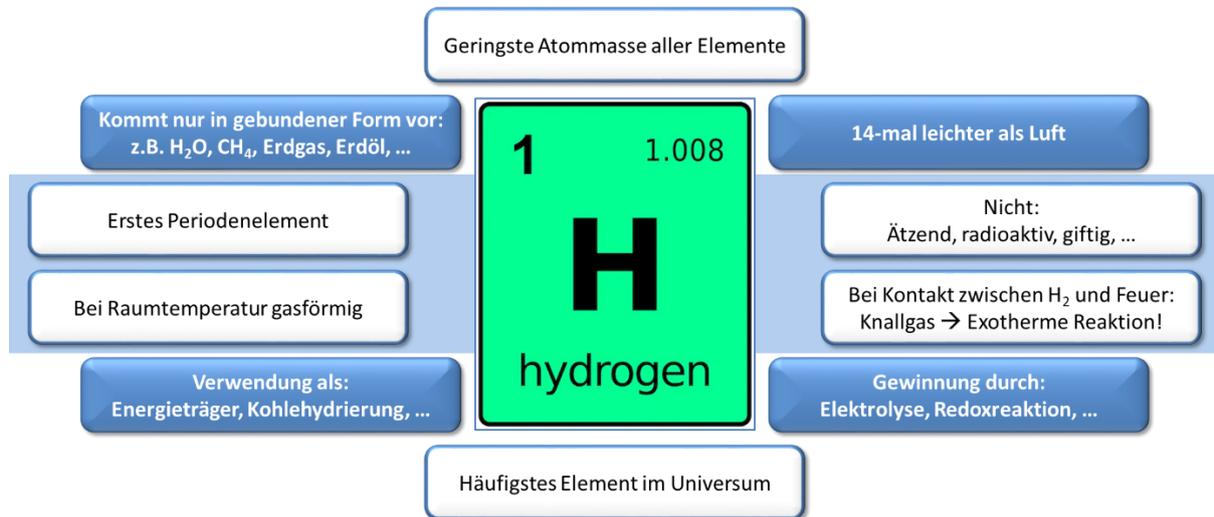


Abb. 6: Grundlagen zum Element Wasserstoff

H₂ besitzt einen Heizwert von 241,8 kJ/mol, wodurch aus 1 kg H₂ ca. 33 kWh Energie gewonnen werden können (Vergleich Diesel: 10 kWh). Grundsätzlich wird Wasserstoff durch Elektrolyse gewonnen. Heutig betriebene Wasserstoff-Tankstellen, in der Regel der Größe S, halten etwa 200 kg Wasserstoff für die Betankung bei 700 bar vor. Das reicht für ca. 40 Fahrzeuge und die Integration einer solchen Tankstelle in eine konventionelle Station kostet von der groben Größenordnung her in etwa 1,2 Mio. Euro. Ab 2021 wurden auch größere Stationen gebaut, welche Nutzfahrzeuge mit 350 bar versorgen und 400 bis 800 kg Wasserstoff vorhalten. Grob geschätzte Kosten hiervon liegen dann bereits bei über 2,5 Mio. Euro.

Die aktuell aktiven Wasserstoffhersteller wie Air Liquide, Linde, Iwatani, Air Products oder Nel ASA haben laut H₂.LIVE insgesamt etwa 28 % grünen Wasserstoff im Netzdurchschnitt (Angabe für das Jahr 2020), 30 % aus ungenutzten Nebenprodukten in der chemischen Industrie sowie 42 % aus Erdgas gewonnenen Wasserstoff.

Wasserstoff Herstellung:

- **Grünes H₂**: Elektrolyse von Wasser mit erneuerbaren Energien
- **Blaues H₂**: Dampf Reduzierung → dekarbonisierter Wasserstoff (Erdgas Spaltung, CO₂ wird nicht in Atmosphäre ausgestoßen)
- **Graues H₂**: Dampf Reformierung (Hitze spaltet Erdgas in H₂ und CO₂, CO₂ wird frei)
- **Türkises H₂**: Methan Pyrolyse (Methan → Wasserstoff und Kohlenstoff)
- **Rotes H₂**: Elektrolyse von Wasser mit Atomkraft
- **Oranges H₂**: Elektrolyse von Wasser mit Biomasse

Der Import des Wasserstoffs erfolgt überwiegend aus Norwegen, Russland und Nordafrika.

Damit Brennstoffzellenfahrzeuge eine ernsthafte Alternative zu batterieelektrischen Bussen werden, muss Wasserstoff zwingend kostengünstig in der Region produziert und zudem emissionsfrei als grüner Wasserstoff mit erneuerbaren Energien hergestellt werden. Es braucht demnach günstigen

Recherche zu alternativen Antriebstechnologien

Grünstrom, im besten Fall die Produktion des Wasserstoffs direkt beim Verbraucher (hier Omnibus), ohne groß Logistik oder Infrastruktur für Speicherung dafür aufbauen zu müssen und die Betankung womöglich auf der Linie, indem die Fahrzeugumläufe, welche an möglichen Wasserstoffquellen oder Tankstellen vorbeiführen, bevorzugt auf H₂ als Kraftstoff umsteigen, um den Aufbau einer eigenen Betriebshoftankstelle für H₂ bestenfalls zu vermeiden.

Ein Beispielfahrzeug für einen Brennstoffzellenbus ist der Arthur BUS 12 m:

680.000 Euro, 600 km Reichweite, 6 kg H₂/100 km, 350 bar, 37,5 kg TYP4 und 45 kWh Batterie (LTO)

Im Rahmen verschiedener Studien wurden die Themen Preise und Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff bewertet und auch in übergreifenden Veröffentlichungen untereinander gegenübergestellt, da recht deutlich unterschiedliche Ergebnisse herauskamen (Bsp. Studie Fraunhofer ISI, 2023)¹⁷.

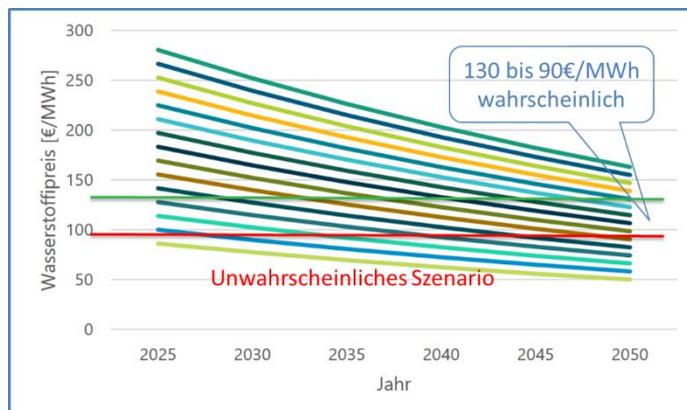


Abb. 7: Wasserstoffpreisentwicklung nach Szenarien

Preise zwischen 60 und 90 Euro je MWh sind unwahrscheinlich und insb. im Hinblick auf die Jahreszahlen, wenn überhaupt, erst in ferner Zukunft erreichbar.

In der Mobilität werden erste Anwendungen ab einem Preis von 98 €/MWh erwartet (Lkw und Pkw).

1 MWh entspricht 30,3 kg Wasserstoff.

Die Studie geht zudem davon aus, dass Elektrolyse, Elektroautos, Wärmepumpen

und Wärmenetze um überschüssigen Strom konkurrieren werden. Die Nachfrage bzw. der Verbrauch wird dagegen unangefochten durch die Industrie und Wasserstoff als Industrierohstoff sowie in Industrieöfen dominiert, Mobilität spielt keine Rolle.

Um diese Angaben standortspezifisch bewerten zu können, wurden regionale Gegebenheiten recherchiert, Studien und laufende Maßnahmen ausgewertet, mit ÖPNV-Verantwortlichen der Landkreise in Kontakt getreten etc.

Kempton und Wiggensbach: standortindividuelle Bewertung der Kraftstoffalternative Wasserstoff

Im Rahmen des HyAllgäu Projekts wurde die regionale wirtschaftliche Gewinnung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien untersucht. Mittlerweile ist das Allgäu eine HyExpert Region.

Zu den ursprünglich angestoßenen Erzeugungsmaßnahmen gehörten: Kläranlage, Windkraft, Wasserkraft und Müllheizkraftwerk

¹⁷ https://www.hypat.de/hypat-wAssets/docs/new/publikationen/HyPAT_Working-Paper-01_2023_Preiselastische-Nachfrage.pdf

Recherche zu alternativen Antriebstechnologien

Übersichtliche Kurzdarstellungen der Maßnahmen können hierüber aufgerufen werden:

zu Übersicht
H₂-Maßnahmen 

Im Zuge des Austauschs mit dem Landkreis Oberallgäu, als Auftraggeber der HyAllgäu Studie und dem ÖPNV-Verantwortlichen, wurde der aktuelle Status der Maßnahmen sowie laufende und geplante Umsetzungen besprochen. Die Ergebnisse daraus waren eindeutig, dass die Maßnahmen zur regionalen Wasserstoffproduktion nicht weiterverfolgt wurden, lediglich an der Kläranlage wird wohl ein 600 kW Elektrolyseur vorgesehen, dessen H₂ Menge rein theoretisch drei bis vier Busse über ein Trailersystem bzw. als mobile Wasserstofftankstelle versorgen könnte.

- Müllverbrennungsanlage: Parallele Studie, Strom kann an sich auch gut vermarktet werden, Pläne aber in der Schublade. Könnte bei Fahrzeugangebot auf dem Markt schnell gebaut werden, aber aktuell wird nichts gemacht
- Wasserkraft Füssen: Nicht wirtschaftlich
- Windkraft Wildpoldsried: Strom an sich auch schon gewinnbringend genug, kann in Wildpoldsried nicht nah genug an Buslinien gebaut werden für lokale, direkte Versorgung

Andere Busbetreiber in der Region sorgen derzeit selbst für ihre Versorgung, öffentliche Tankstellen im Bestand gibt es derzeit lediglich eine einzige in Memmingen. RBA müsste demnach nicht zuletzt aus Wirtschaftlichkeitsgründen die Erzeugung selbst in der Hand haben.

Neu-Ulm: standortindividuelle Bewertung der Kraftstoffalternative Wasserstoff

Bis Dezember 2022 wurde im Rahmen des Projekts H₂ Pure eine Studie zum Wasserstoff in der Region Ulm, bestehend aus dem Landkreis Ulm und Alb-Donau, durchgeführt mit dem Ziel, eine Wasserstoffregion aufzubauen und zu etablieren. Hierzu wurde Erzeugung, Speicherung und Bedarf analysiert und darauf aufbauend wurde die Region in der Zwischenzeit als HyExperts zertifiziert.

Im Zuge des Projekts „Hy-FIVE – Modellregion Grüner Wasserstoff Baden-Württemberg“ wurde dem Projektkonsortium aus Landkreisen, Hochschulen, Stadtwerken und privatwirtschaftlichen Unternehmen eine Fördersumme von insg. rund 32 Millionen Euro übergeben.

In der Modellregion wird zudem mit vier Leuchtturmprojekte der Energieträger Wasserstoff praktisch erfahrbar. Ziel ist dabei, die gesamte Wertschöpfungskette von grünem Wasserstoff zu demonstrieren: von Wasserstoff-Erzeugung, über Speicherung und Transport bis hin zu verschiedenen Wasserstoff-Anwendungen

Recherche zu alternativen Antriebstechnologien

Leuchtturmprojekte:

1. H₂-Factory: Grüner Wasserstoff für existierende Verbraucher
 - Realisierung 2022-2025
 - Bau Elektrolyseanlagen im ZSW (Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff Forschung)
 - Nur für Bedarf von ZSW
 - Bau dezentrale Elektrolyseanlage im Industriegebiet Ulm (H₂-Bridge)
2. H₂-ToGo: Wasserstoff für Lkw-Brennstoffzellenantriebe in der Logistik
 - Mobile Wasserstoffversorgung für LKW (mobile Tankstelle)
 - Realisierung 2024-2027
3. H₂-Aspen: Wasserstoff-Technologiepark in Schwäbisch Gmünd
 - Realisierung stufenweise ab 2024
 - Elektrolyseur, Forschungsunternehmen, Startups
4. H₂-Grid: Vernetzung von dezentraler Wasserstoffherzeugung und Verbrauch
 - Realisierung ab 2023 erste Wasserstoffproduktion
 - Dezentrale Integration von Elektrolyseuren in Haushalte, Industriebetriebe und Kommunen

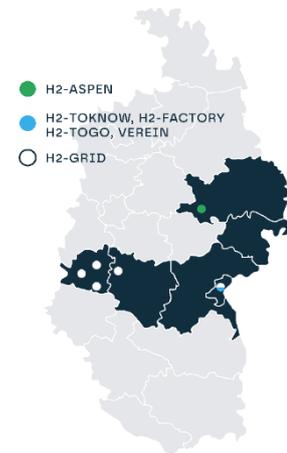


Abb. 8: Leuchtturmprojekte H₂

3.2.2 Fazit und Festlegung der fokussierten Antriebstechnologie je Standort

Das Fazit nach der Detailbewertung hinsichtlich der Wasserstoffalternative ist, dass das Angebot, selbst wenn die Erzeugungsmaßnahmen in die Umsetzung bekommen wäre, nur für einen Bruchteil der Busse gereicht hätte, nicht aber für eine flächige Lösung für die Region. Hinzu kommt, dass die Erzeugung außer an der Kläranlage nicht weiterverfolgt wurde, da Maßnahmen mit Gestehungskosten für Wasserstoff von über fünf bis sechs Euro, auch ohne Logistik und Infrastrukturinvestition, nicht wirtschaftlich sind. Des Weiteren muss noch angemerkt werden, dass es durchaus potenzielle Abnehmer in der Region gibt, welche eine höhere Zahlungsbereitschaft für die Reduktion von Emissionen als Busbetreiber haben. Dazu gehören bspw. metallverarbeitende Betriebe, Aluminium-Werk, Eisengießerei, Bosch mit 4.000 MitarbeiterInnen etc.

Was konkret den Busbetrieb angeht, kommt noch erschwerend hinzu, dass unabhängig von der H₂-Untersuchung im Rahmen von HyAllgäu der Landkreis ab 2026 die Konzessionen verlängert und sich dabei klar abzeichnet, dass Wasserstoff keine Rolle spielen wird. Der entsprechende Kreistagsbeschluss wird im Laufe des Sommers 2024 erwartet.



Recherche zu alternativen Antriebstechnologien

Die Linie 10 würde an der Kläranlage mit Elektrolyseur vorbeiführen und Busse, welche dieses bedienen, könnten rein theoretisch auf der Strecke ohne großen Zusatzaufwand Wasserstoff nachtanken. Hierfür jedoch eine komplett zusätzliche Sonderstrategie aufzubauen wird nicht empfohlen und für Betriebshöfe sollte sich auf eine Infrastruktur konzentriert werden.

Auch der Verband Deutscher Verkehrsunternehmen (VDV) äußert sich dem Wasserstoffantrieb gegenüber skeptisch und fasst zusammen: „*Verschiedene Studien, wie z. B. auch die Studie von AURORA Energy Research, zeigen auf, dass bis 2030 nicht ausreichend grüner Wasserstoff zur Verfügung stehen wird.*“¹⁸

Weiterhin heißt es, „*Der von der Bundesregierung vorgesehene Ausbau von regenerativ erzeugter Energie bis 2030 wird nicht ausreichen, um die geplanten Stilllegungen der Kohle- und Kernkraftwerke zu 100 Prozent auszugleichen. Hinzu kommt der **notwendige Aufbau von alternativen Lieferketten für Erdgas/LNG als Substitut für russisches Erdgas**, das zur flexiblen Steuerung der Netzstabilität eingesetzt wurde. Kurz- und mittelfristig werden sowohl aus regenerativen Energien erzeugter Wasserstoff als auch Biogas **vorrangig als Substitut für russisches Gas** verwendet werden, d. h. **vorrangig in den Sektoren Energie und Industrie** eingesetzt.*

Deshalb wird die Verfügbarkeit der Energieträger Biogas und Wasserstoff kurz- bis mittelfristig für den Verkehrssektor eingeschränkt sein, wobei Elektroenergie aus Fahrleitung bzw. Batterien ein höheres Potenzial besitzen, wenngleich in den nächsten Jahren nicht nur regenerative Elektroenergie zur Verwendung kommt.“¹⁹

Abschließend lässt sich zusammenfassen, dass der Wasserstoff voraussichtlich eine sehr untergeordnete und gleichzeitig teure Rolle im ÖPNV spielen wird. Laut nachfolgend aufgeführter Schätzung von Michael Liebreich (s. Abb. 9) gibt es zahlreiche Branchen und Industrien, welche aufgrund von Alternativlosigkeit sehr viel höhere Zahlungsbereitschaften haben werden und damit den verfügbaren Wasserstoff in den kommenden Jahren bereits aufbrauchen werden. Der Mobilitätsbereich, insb. Stadtbusse und Pkw, stehen ganz unten in der Übersicht, aber auch Lkw-Verkehre und Reisebusse bewegen sich im unteren Mittelfeld und werde damit ebenfalls bei der Nachfrage nach Wasserstoff in einem absehbaren Zeitraum nicht zum Zuge kommen.

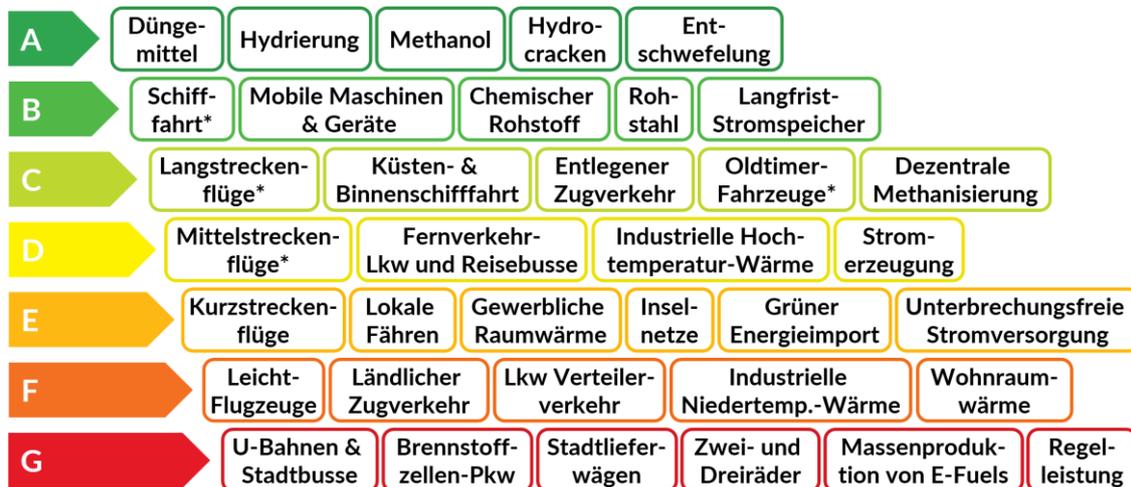
¹⁸ <https://www.vdv.de/alternative-kraftstoffe-und-elektrische-energie-als-antrieb-des-oepnv.pdf>

¹⁹ <https://www.vdv.de/alternative-kraftstoffe-und-elektrische-energie-als-antrieb-des-oepnv.pdf>

Einsatzbereiche sauberen Wasserstoffs

(Schätzungen, nach Michael Liebreich, 2021)

Alternativlos



Unwirtschaftlich

* Sehr wahrscheinlich in Form von mittels Wasserstoff erzeugten E-Fuels oder Ammoniak.

© Geogr. Heppeler, Wolf Peter Söll & Martin Klotz, based on Michael Liebreich/Edinburgh Associates, Clean Hydrogen Label, Version 4.1, 2021. Concept credit: Adrian Hill, Energy Office & Paul Martin, CC BY 4.0

Abb. 9: Einsatzbereiche sauberen Wasserstoffs

Um die standortindividuellen Bewertungen nochmal einzuordnen, nachfolgenden Zusammenfassungen:

Kempton: Eine andere Infrastruktur für alternative Antriebe als konduktive Ladeinfrastruktur kommt am Standort Kempton nicht in Frage, da die Busse dort am Betriebshof von Haslach stehen und dieser bereits Ladeinfrastruktur im großen Stil aufgebaut hat. Als Mieter auf dem Betriebshof sind RBA demnach die Hände gebunden und als Kraftstoffalternative kommt lediglich Strom (batteriebetriebenen) in Frage. Eine Kooperation dahingehend wurde bereits in Aussicht gestellt und laut Herrn Haslach können auch RBA Busse an den bestehenden und sukzessive erweiterten Ladepunkten laden, sofern diese sich genau an das Betriebsmanagement und die übergreifenden Vorgaben halten.

Wiggensbach: In Wiggensbach reichen die Platzverhältnisse nicht für zwei parallele Versorgungsinfrastrukturen aus. Da es in der Region auf absehbare Zeit keine öffentliche H₂-Tankstelle gibt, müsste eine betriebshofeigene Tankstelle errichtet werden, welche sich jedoch für lediglich neun zugehörige Fahrzeugumläufe nicht rechnet und es des Weiteren keine H₂-Quelle mit wirtschaftlichen Gestehungskosten als Erzeuger in der Region gibt. Da sich die logistischen Aufwände für nur eine Handvoll Fahrzeuge nicht rechnen, müsste der Wasserstoff mittels erneuerbarer Energien direkt vor Ort produziert werden. Ein dafür notwendiger Elektrolyseur kommt jedoch am Standort Wiggensbach nicht in Frage. Der Aufbau von Ladeinfrastruktur und darüber hinaus der Ausbau der Eigenerzeugungsanlagen werden demnach im weiteren Projekt fokussiert.

Neu-Ulm: Die Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm werden ab 2027 definitiv Elektrobusse haben und damit im Gewerbe- und Industriegebiet fahren. Im Umkehrschluss heißt das für RBA, dass, wenn dort noch Dienste gefahren werden sollen, diese mit aller Voraussicht nach mit batterieelektrischen Fahrzeugen bedient werden müssen. Alternativ dazu könnte die Strategie für RBA auch sein, einen Schulteranschluss mit den Stadtwerken anzustreben und als Standortpartner im Einsatzgebiet der betroffenen Linien zu



Recherche zu alternativen Antriebstechnologien

fungieren. Die Standortstrategie könnte dann sein, den Stadtwerken Lademöglichkeiten zur Verfügung zu stellen. In beiden Herangehensweisen ist die Betriebshofelektrifizierung und der Aufbau von Ladeinfrastruktur am Standort die einzige Option für alternative Antriebe. Ergänzt um Eigenerzeugungsanlagen kann die Wirtschaftlichkeit der Maßnahme weiter verbessert werden und wird im weiteren Projektverlauf fokussiert.

3.3 eBusTOOL für Technologieauswahl

Als Unterstützung für die Entscheidung der alternativen Antriebstechnologie wurde das **eBusTOOL des BMVI**²⁰ genutzt, mit dem anhand der Umlaufpläne Angaben zum Fahrzeug- und Fahrpersonalbedarf batterieelektrischer Busse sowie Brennstoffzellenbusse im Vergleich zum Dieselbus gemacht werden. Außerdem können durch einen Vergleich der kilometerbezogenen Kosten sowie der jährlichen CO₂-Emissionen die drei Antriebstechnologien miteinander verglichen werden.

Für diese Auswertungen wurden für jeden Standort die Daten der einzelnen Umläufe (Start- und Endzeit am Betriebshof, Fahrleistung in km) eingegeben. Für die zusätzlichen Angaben (z.B. technische Daten zu den Bussen, diverse Kostenangaben usw.) wurden größtenteils die vom Programm empfohlenen Werte übernommen.²¹ Tab. 3 zeigt die Ergebnisse, die durch das Tool ermittelt wurden.

Tab. 3 Kostenvergleich und Klimaauswirkungen von Batterie- und Brennstoffzellenbus

	Kostenvergleich				
	Dieselbus	Batteriebus		Brennstoffzellenbus	
	Kilometerbezogene Kosten für Dieselbuseinsatz [€/Fz-km]	Kilometerbezogene Kosten für Batteriebusseinsatz (inkl. zusätzlicher Leerkilometer) [€/Fz-km]	Kilometerbezogene Kosten für Batteriebusseinsatz [€/Fz-km]	Kilometerbezogene Kosten für BSZ-Bus-Einsatz (inkl. zusätzlicher Leerkilometer) [€/Fz-km]	Kilometerbezogene Kosten für BSZ-Bus-Einsatz [€/Fz-km]
Gaimersheim	4,6	5,47	5,5	5,73	5,74
Kempten/ Wiggensbach	3,55	4,14	4,16	4,38	4,39
Neu-Ulm	4,75	5,78	5,81	6,05	6,05

	Klimaauswirkungen				
	Dieselbus	Batteriebus		Brennstoffzellenbus	
	Jährliche Gesamt-CO ₂ -Emissionen für Dieselbuseinsatz [t/a]	Jährliche Gesamt-CO ₂ -Emissionen für Batteriebusseinsatz - Voll-lader [t/a]	Jährliche Gesamt-CO ₂ -Emissionen für Batteriebusseinsatz - Voll-lader - 100 % erneuerbare Quellen [t/a]	Jährliche Gesamt-CO ₂ -Emissionen für BSZ-Bus-Einsatz [t/a]	Jährliche Gesamt-CO ₂ -Emissionen für BSZ-Bus-Einsatz - 100 % erneuerbare Quellen [t/a]
Gaimersheim	2.651	1.310	172	4.046	616
Kempten/ Wiggensbach	2.605	1.287	169	3.977	606
Neu-Ulm	975	482	63	1.486	226

Der Batteriebus weist bei diesem Abgleich an allen Standorten sowohl geringere Kosten als auch niedrigere CO₂-Emissionen als der Brennstoffzellenbus auf und kann somit als favorisierte Antriebstechnologie eingestuft werden.

²⁰ <http://ebustool.de/>

²¹ Mittlere Jahresfahrleistung durch Standortverantwortliche gegeben: Gaimersheim: 42.870 km; Neu-Ulm: 41.160 km; Kempten/Wiggensbach: nicht gegeben und deshalb Vorlage von 60.000 km verwendet

4. Elektrifizierung

4.1 Grundlagen/Bedarf für Elektrifizierung

Grundsätzlich werden bei den elektrifizierten Fahrzeugen Mild- und Vollhybride, reine batterieelektrische Fahrzeuge (BEV), Wasserstoffbusse mit Brennstoffzelle (FCEV) sowie Oberleitungsbusse (O-Busse) unterschiedene, wobei nur die drei letztgenannten als emissionsfreie Fahrzeuge in die jeweils geforderten Zulassungszahlen (siehe CVD und SaubFahrzeugBeschG in Kapitel 1.1) zur Erreichung der Quoten eingerechnet werden.

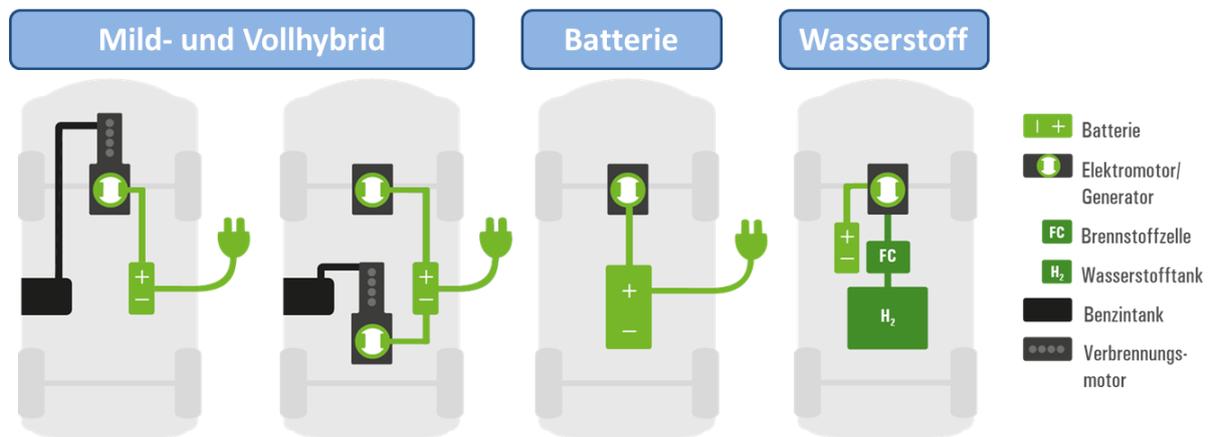


Abb. 10: Antrieb durch Mild- /Vollhybrid, Batterie und Wasserstoff²²

Oberleitungsbusse können direkt von vornherein ausgeschlossen werden, diese kommen lediglich in größeren Ballungsräumen mit rein städtischen Linien (üblicherweise von eigenen Stadtwerken spezifisch betrieben) und in der Regel einem vorhandenen Straßenbahnnetz zur Nutzung von Synergien in Frage. In Deutschland sind diese Systeme so gut wie gar nicht (mehr) anzutreffen. In der Schweiz und in Italien bspw. sind diese Ansätze teilweise noch in Betrieb, nicht zuletzt da sie insb. bei vielen Steigungen und ausgeprägten Höhenprofilen in den Ballungszentren von Vorteil sind.

Für die Standorte und insb. deren zugehörigen Fahrzeugumläufe, welche im Rahmen dieses Projekts betrachtet wurden, stellen Oberleitungen als Versorgungsinfrastruktur keine realistische Alternative dar. Grund dafür sind insb. Taktung, Stadt-Land-Kombinationen der Umläufe sowie der überwiegende Anteil der Überlandlinienverkehre.

Die Alternative, durch **Wasserstoff und Brennstoffzelle** den Elektromotor on-board zu versorgen, wurde bereits standortindividuell bewertet und aufgrund der mangelnden Wasserstoffquellen, Bestandsinfrastruktur, Tankstellennetz sowie hohen Kosten durch den Energieträger selbst sowie notwenige Infrastrukturinvestitionen für die betrachteten Standorte ausgeschlossen.

Für den **batterieelektrischen Betrieb** der Busflotten können unterschiedliche, übriggebliebene Strategien für die Beladung der Traktionsbatterien sowie Kombinationen daraus verfolgt werden. Grundsätzlich werden nachfolgende Ladestrategien unterschieden:

²² https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/10/NOW_Basics-Antriebskonzepte.png



Elektrifizierung

Tab. 4: Ladestrategien im Vergleich

Strategie/Ladeort	Standzeit	Ladeleistung	Investition je Ladepunkt
Depotladen	Lange, häufig über Nacht	50 kW – 150 kW	Niedrig
Opportunity Charging	kurz bis mittel (Pause)	150 kW – 300 kW	Mittel
Pantographen Laden	Sehr kurz, auf der Linie	> 300 kW	Sehr hoch

Beim reinen **Depotladen** ist die Reichweite und damit die Länge der möglichen Fahrzeugumläufe von der verbauten Batteriekapazität abhängig, da oftmals lediglich ein bis zwei Ladevorgänge bei längeren Standzeiten, also über Nacht und eventuell in Pausenzeiten (bspw. zwischen den Stoßzeiten durch Schülerverkehre), ermöglicht werden. Durch die zentrale Ladeinfrastruktur am jeweiligen Betriebshof sind zusätzlich notwendige Ladevorgänge in der Regel nicht ohne Umwege vorzusehen, weshalb das Ziel hierbei ist, Ladevorgänge bestmöglich in die fest geplanten Fahrzeugumläufe zu integrieren (ohne zusätzliche Leerfahrten zu generieren) und gleichzeitig die Batteriegrößen auf die individuell notwendige Kapazität zu beschränken, um unnötige Mehrkosten und Zusatzgewicht so gering wie möglich zu halten.

Beim **Opportunity Charging** werden Infrastrukturen außerhalb des eigenen Standorts bzw. Betriebshofes genutzt. Durch gemeinschaftliche bzw. (halb-)öffentliche Nutzung, können sich hierbei Synergieeffekte mit dem Ziel der Kosteneinsparung ergeben. Diese Ladevorgänge erfolgen konduktiv (also steckergebunden mit CCS-Stecker) und bei kurzen bis mittleren Standzeiten im Linienbetrieb, wie Pausenzeiten oder Endhaltestellen. Ein Beispiel aus der Region hierfür wäre das Unternehmen Egenberger, welches seine Elektrobusflotte an öffentlich zugänglichen Ladepunkten, wie dem Sortimo Innovationspark Zusmarshausen, lädt.

Beim speziellen **Pantographenladen** sind die Ladevorgänge in den ganztägigen Linienbetrieb integriert. Oftmals in Großstädten mit hohen Taktzeiten und wenigen Pausenzeiten sowie Standzeiten für die Fahrzeuge helfen die hohen Ladeleistungen durch das Pantographenladen bei regelmäßigen und kurzen Ladevorgängen, die Batterien quasi nach jedem Linienumlauf nachzuladen. Neben den sehr viel höheren Infrastrukturinvestitionen sind auch anderen Anforderungen und Umbauten an den Fahrzeugen notwendig, um damit kompatibel zu sein. Es wird hier nicht durch den gängigen CCS-Stecker geladen, sondern durch spezielle Dachträgeraufbauten als Stromabnehmer, wie sie von Straßenbahnen bekannt sind, durch bspw. entweder Scherenstromabnehmer auf dem Fahrzeugdach oder entsprechende Gegenstücke, welche vom Pantographen darüber nach unten in Richtung Fahrzeug anschließen.²³



Abb. 11: Pantographenladen

Im vorliegenden Projektvorhaben wurden die Fahrzeugumläufe hinsichtlich Machbarkeit und Elektrifizierung aus der Perspektive der eigenen Standorte heraus bewertet. Neben einigen wenigen zusätzlichen Ladestandorten für eventuelle Zwischenladungen oder um die notwendigen Batteriekapazitäten für die jeweiligen Fahrzeugumläufe zu optimieren (möglichst gering zu halten), wurden die betrachteten Standorte durch genaue Umlaufsimulationen bedarfstechnisch bewertet. Ziel war demnach, durch die genaue Bedarfsermittlung (Ladeleistung, Energiemenge) im jeweiligen

²³ Bildquelle: https://www.presseagentur.com/vector/detail.php?pr_id=5593&lang=en (Vector Informatik GmbH)



Elektrifizierung

Zeitraum und am entsprechenden Standort unter Berücksichtigung saisonaler Effekte etc. je Standort die exakte Nachfrage hinsichtlich Anzahl der Ladepunkte (durch gleichzeitig stattfindende Ladevorgänge), notwendige Ladeleistung (je Ladepunkt und als Anforderung an die Gesamtanschlussleistung für den Ausbau der Netzanschlusskapazität) und weiterführender Standortauslegungen (Lademanagement, Eigenerzeugung etc.) zu quantifizieren. Durch die genaue Bestandsaufnahme der betrachteten Betriebshöfe konnte als Folgeschritt für jeden Standort ein individuelles Konzept für die exakt bestimmte Bedarfsermittlung und optimale Bestandsintegration ausgearbeitet werden. Die Ergebnisse hierzu sind die Verortung der Ladepunkte an den jeweiligen Standorten (Lagepläne), die Bestimmung der vorzusehenden Ladeleistung je Ladepunkt, die Herstellung notwendiger Netzanschlusskapazitäten durch Ermittlung der Gleichzeitigkeit im Betriebsablauf sowie Energieversorgungsinfrastruktur wie Kabeltrassen, Verlegung, ggf. notwendige Transformatorstationen, Kabelquerschnitte etc.

Darauf aufbauend wiederum wurde durch fortlaufende Optimierungsschritte der individuelle Ladeplan (Ladekonzept) abgeleitet, welches die Grundlage für im Betriebsablauf notwendige **Lade- bzw. Lastmanagementsysteme** darstellt. Durch die theoretische Einführung derartiger Lademanagementsysteme, welche mit dem Betriebshofmanagement vernetzt werden und zum einen die Zuordnung der Fahrzeuge zu den jeweiligen Ladepunkten, zum anderen die Ladeleistung über einen Ladevorgang hinweg steuern, konnte erheblich an notwendiger Infrastrukturinvestition eingespart werden (Anzahl Ladepunkte, Ladeleistung, Netzanschlussleistung etc.).

Durch Kosten-Nutzen-Faktoren und zahlreiche Vergleichsprojekte in der Praxis haben sich Ladeleistungen im Bereich von **50 bis 80 kW** für Depotladen am Betriebshof sowie vereinzelt Ladepunkte mit höheren Ladeleistungen bis 150 kW als zielführende Rahmenbedingungen herauskristallisiert. Auch etablierte Betreiber und Hardwarehersteller liefern üblicherweise technische Lösungen mit Satellitenladepunkten mit Ladeleistungen in der Bandbreite oder Ladestationen mit der Aufteilung von 100 bis 160 kW Gesamtladeleistung auf jeweils zwei Ladepunkte. Dementsprechend sind in den Ergebnisdarstellungen oben genannte Ladeleistungen je Standort unterschieden (siehe Kapitel [5.4](#)).²⁴

Als weiterer Schritt wurde darauf aufbauend das Thema **Eigenstromerzeugung** je Standort bewertet. Hierzu wurden sämtliche Dachflächen erfasst, verfügbare Flächen theoretisch ermittelt und Ganzjahressimulationen für das theoretische PV-Erzeugungspotenzial durchgeführt. Diese Erzeugungsmengen wurden dann wiederum dem standortindividuellen Stromverbrauch durch Ladevorgänge gegenübergestellt. Einerseits die jeweilige Energiemenge, also der Bedarf an kWh-Strom durch die Fahrzeugumläufe, sowie erzeugte Strommenge in kWh durch potenzielle PV-Anlagen, andererseits wurde auch die Leistung im Tagesablauf übereinandergelegt, sprich in wie fern Angebot und Nachfrage zeitlich zusammenfallen, also die PV-Erzeugungsleistung in kW mit dem Bedarf an kumulierter Ladeleistung durch gleichzeitig stattfindende Ladevorgänge abgeglichen. Auf Basis dessen konnte für jeden Standort eine Empfehlung hinsichtlich Errichtung von PV-Anlagen sowie deren grundsätzlicher Betriebsausrichtung („Eigenverbrauch vs. Volleinspeiser“) sowie betriebswirtschaftlicher Einordnung vorgenommen werden.

²⁴ Beispielhafte Bilder von DC-Ladestationen sowie einem CCS-Stecker sind in Anhang [7.4](#)



4.2 Anforderungen Brandschutz

Die Brandursachen bei Elektrobussen unterscheiden sich von denen bei Dieselnissen, weshalb es notwendig ist, bei einer Elektrifizierung des Fuhrparks das Brandschutzkonzept des Betriebshofs anzupassen. Typische Ursachen für Brände von Elektrobussen sind unter anderem:

- Fertigungsfehler/Isolationsschäden (Separator) in der Batterie
- Kurzschluss in der Batterie durch Alterung bzw. Dendriten
- Unsachgemäße Aufladung
- Fehlerhafte HV-Verschraubungen
- Defekte am 24-V-Bordnetz
- Defekte an der fossilen Zusatzheizung (falls noch vorhanden)
- Wärmeeinwirkung von außen

Trotz zusätzlicher Brandursachen bei Elektrobussen im Vergleich zu Dieselnissen konnte in der Vergangenheit keine höhere Brandwahrscheinlichkeit identifiziert werden. Während bei Dieselnissen mehr Brände im Fahrbetrieb entstehen, liegt bei Elektrobussen ein erhöhtes Brandrisiko im Ladebetrieb.

Da brennende Batterien nicht ohne weiteres gelöscht werden können, ist es notwendig, dass kritische Zustände rechtzeitig erkannt, gemeldet und unterbrochen werden. Um die veränderten Voraussetzungen durch E-Busse und Ladeinfrastruktur zu berücksichtigen, ist es dringend nötig, an allen Standorten ein überarbeitetes Brandschutzkonzept zu erstellen und durch die Standortverantwortlichen in Absprache mit den Versicherern geeignete Brandschutzmaßnahmen zu identifizieren.

Darin sollte unter anderem eine Beobachtungsfläche für Busse mit potenziell beschädigter Batterie enthalten sein sowie ausführliche Überwachungsmöglichkeiten zur frühzeitigen Erkennung von Bränden. Vor allem Mittelspannungsanlagen, Transformatoren, Gleichstromanlagen und Niederspannungshauptverteilungen sollten durch Brandmeldeanlagen überwacht, durch feuerbeständige Trennungen voneinander abgeschirmt und mit geeignete Löschanlagen ausgestattet sein. Außerdem sollte ein baulicher Brandschutz durch die Errichtung von Brandwänden vorhanden sein, um Feuerüberschlag auf benachbarte Busse zu verhindern. Dies ist durch räumliche Trennung in Form von einem Abstand von mindestens 10 m oder durch bauliche Trennung in Form von Wänden mit ausreichend hohem Feuerwiderstand möglich. Durch Brandmeldeanlagen nach DIN 14675 sowie Brandbekämpfungsanlagen wird ein anlagentechnischer Brandschutz erreicht. Zudem sollte ein abwehrender Brandschutz durch die Vorbereitungen eines Feuerwehreinsetzes erfolgen.²⁵

²⁵ Quellen: VdS 0825; DIN VDE 0100-731



4.3 Anforderungen Werkstatt

Eine Elektrifizierung des Fuhrparks bringt neue Anforderungen an die Werkstätten der Betriebshöfe mit sich. Da sich die Batterien meistens auf dem Dach der Elektrobusse befinden, ist es empfehlenswert, über einen Dacharbeitsstand sowie einen Werkstattkran zu verfügen. Außerdem müssen die Höhe der Tore und die Gesamtlast der Hebebühne auf die Maße der neuen Busse überprüft werden. Für die Arbeit an den Elektrobusen ist spezielle Werkstattausrüstung notwendig, die durch die VDV-Schrift Nr. 825 folgendermaßen empfohlen wird:

- Fahrzeugherstellerspezifische Prüfbox
- Isoliertes Hochvolt-Spezialwerkzeug
- Zweipoliger Spannungsprüfer
- Kalibrierte Messgeräte
- Diagnoseeinheit
- Wärmebildkamera
- Persönliche Schutzausrüstung
- Defibrillator
- Absperrmaterial

Ergänzend dazu sollten weitere Themen, wie die Lagerung und der Transport von Hochvoltbatterien (z.B. in Brandschutzcontainern) und die Notwendigkeit von weiteren baulichen Maßnahmen, berücksichtigt werden. Außerdem ist eine Umschulung des Personals auf die Arbeit mit Hochvolt-Systemen nötig.

Als zusätzliche Versorgungssicherheit und Flexibilität wird empfohlen an den größeren Werkstätten neben den fest installierten Ladestationen einzelne mobile DC-Ladeeinrichtungen mit vorzusehen. Diese könnten auch als Sharing-Ansatz zwischen den Standorten bedarfsorientiert genutzt werden, sodass in Summe (standortübergreifend) weniger Ladeeinrichtungen beschafft werden müssen. Technische Angaben und konkrete Empfehlungen, Beispielprodukte und weitere Informationen sind in Kapitel 6 unter Maßnahme M3: Mobile Lademöglichkeit für Werkstätten im Detail erarbeitet.

Die neuen Anforderungen an die Werkstatt müssen bei der konkreten Planung der Elektrifizierung des Fuhrparks genauer analysiert werden und an jeden einzelnen Betriebshof individuell angepasst werden. Falls der Aufwand der Instandhaltung der Elektrobusse durch die eigene Werkstatt zu hoch ist, kann auch eine Fremdvergabe dieser in Betracht gezogen werden.

5. Standortelektrifizierung

In diesem Teil der Machbarkeitsstudie soll ein umfassendes Konzept für die Elektrifizierung der ausgewählten Standorte von RBA erarbeitet werden. Konkret wurden dafür passende Ladestandorte gesucht und ermittelt, wie viele Ladepunkte mit welcher Ladeleistung dort installiert werden müssen, welche Gesamtnetzanschlussleistung am jeweiligen Standort daraus resultiert und welche weiteren (technischen) Umbaumaßnahmen an den Standorten anfallen. Außerdem wird aufgezeigt, welche Batteriekapazitäten für die jeweiligen Umläufe benötigt werden.

Das grundlegende Ziel dabei ist, dass alle gegebenen Umläufe elektrisch befahren werden können. Anstatt einen erhöhten Bedarf an Fahrzeugen zuzulassen, um durch Ersatzbusse die kürzere Reichweite der Elektrobusse zu kompensieren, basiert dieses Konzept auf Wunsch von RBA auf der Voraussetzung, dass alle gegebenen Umläufe unverändert bestehen bleiben und die fehlende Reichweite durch alternative Lösungen (z.B. größere Batterien, zusätzliche Ladestopps) ausgeglichen wird.

Die Machbarkeitsstudie besteht aus den folgenden Teilen:

1. Zunächst wurden **Simulationen** erstellt, die die einzelnen Umläufe mit Haltezeiten an den Betriebshöfen darstellen und den Ladebedarf der Umläufe berechnen. Die Simulationen werden in Kapitel 5.1 erläutert.
2. Diese Simulationen wurden anschließend ausgewertet und auf diese Weise wurden Ladepläne erstellt, die Informationen zu der Anzahl der Ladepunkte und deren Ladeleistung an den einzelnen Ladestandorten enthalten. Die Vorgehensweise der **Auswertung** wird in Kapitel 5.3 erklärt und die **Ergebnisse** sind in den jeweiligen Standortkapiteln 5.4.X.1 zu finden.
3. Nach der **Analyse des Bestands an den Betriebshöfen** in den Kapiteln 5.4.X.2 wird anschließend in den Kapiteln 5.4.X.3 ein **Maßnahmenkatalog** aufgezeigt, in dem die Annahmen für die Simulation bzw. deren Auswertung variiert werden, um verschieden potenzielle Umsetzungsstrategien zu erfassen.
4. In den Kapiteln 5.4.X.4 wird zuletzt ein **Umsetzungsplan** dargestellt, der die empfohlenen Maßnahmen für die Betriebshöfe und das daraus resultierende Standortkonzept enthält.

5.1 Umlaufsimulationen

Die Basis für die Machbarkeitsstudie bildet eine detaillierte energetische Bewertung aller Umläufe, aus der die Ladebedarfe der Busse ermittelt wurden.

Dafür wurden Antriebsenergie und Energie für Nebenverbraucher (Kühl- und Heizanlage) separat betrachtet. Für optimale Ergebnisse werden folgende Daten benötigt:

- genaue GPS-Tracks der Umläufe
- Höhenprofil
- verkehrsbedingte Verzögerungen der Fahrzeuge
- Passagierauslastung über den Tag

Standortelektrifizierung

Da ein Teil der Daten nicht zur Verfügung stand, wurde ein vereinfachtes Verfahren angewendet, in dem der Energieverbrauch des Busses im Tagesverlauf mit Berücksichtigung des Höhenprofils und der klimatischen Begebenheiten berechnet wird. Dafür wurden die Daten eines Wochentags/Arbeitstags verwendet, da in allen anderen Fällen der Verbrauch/Bedarf stets niedriger ist.

Zunächst wurden aus den Fahrplandaten des Verbands Deutscher Verkehrsunternehmen (vgl. Datenbeschaffung Kapitel 5.2) alle einzelnen Koordinaten der Haltestellen extrahiert. Mittels eines Routing-Algorithmus wurden die Umläufe rekonstruiert. Aus einer Schnittstelle für NASA-Höhendaten wurde das Höhenprofil für die Umläufe generiert. Somit wurde ein vereinfachtes Simulationsmodell für die Antriebsenergie verwendet, welches die Strecke und das Höhenprofil berücksichtigt. Für die Nebenverbraucher, die maßgeblich von der Klimatisierung der Fahrzeuge bestimmt werden, wurden typische Temperaturverläufe für die jeweiligen Regionen für Winter, Sommer und Übergangszeit erstellt. Abhängig von der Tageszeit und der Außentemperatur wurde dann über ein Simulationsmodell²⁶ der jeweilige Energiebedarf berechnet. Die Verbrauchswerte sind an handelsübliche 12 m Busse mit effizienten Rekuperations- und Klimatisierungswerten (vgl. Mercedes eCitaro) angelehnt. Beim Verlauf des kumulierten Energiebedarfs wurde berücksichtigt, dass die Elektrobusse bei einem Halt an einem Ladestandort ihre Batterie aufladen können. Neben den Betriebshöfen der Standorte wurden außerdem diejenigen Haltestellen als Ladestandorte definiert, an denen Busse in der Nacht parken.

Die Ergebnisse der Simulation können in Anhang 7.X.1 in Form von

- einer Tabelle mit den ermittelten Leistungsbedarfen pro Jahreszeit und den Start-, End- und Haltezeiten und
- einer Übersicht über alle Umläufe eines betrachteten Standorts

eingesehen werden.

zu Anhang
Gaimersheim 

zu Anhang
Kempten &
Wiggensbach 

zu Anhang
Neu-Ulm 

Umlaufgrafiken:

Die Umläufe werden in einem Diagramm dargestellt, welches helfen soll, die Simulationen händisch zu validieren und die Einflussfaktoren besser zu verstehen. Das Wichtigste an den Diagrammen sind die drei Linien (gelb, blau und grün), welche den Energiebedarf (in kWh) für die jeweilige Jahreszeit (Sommer, Winter, Übergangszeit) über die Strecke abbilden. Das Höhenprofil ist in schwarz eingezeichnet. Als Orientierungshilfe wurden die einzelnen Linienfahrten sowie Leerfahrten farblich hinterlegt dargestellt. Zudem sind alle Starthaltestellen der Linien aufgetragen mit der jeweiligen Uhrzeit, zu der die Fahrt beginnt. Die einzelnen Haltestellen wurden jeweils nur mit gestrichelten Linien gekennzeichnet, um die Grafik nicht zu überladen.

²⁶ Beschrieben in <https://www.mdpi.com/2032-6653/15/1/27>

Standortelektrifizierung

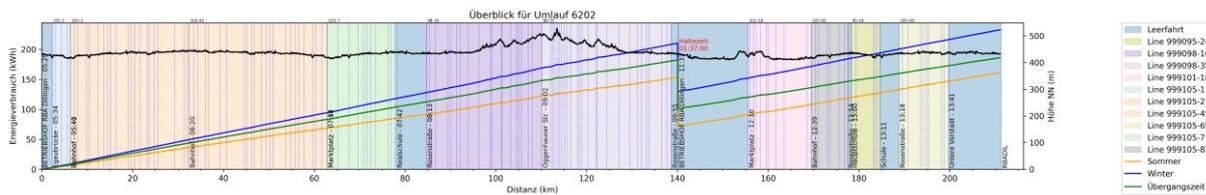


Abb. 12: Beispielhafte Umlaufgrafik

Haltezeiten an Ladestandorten sind zum einen an der roten Schrift mit Angabe der Haltedauer gekennzeichnet und auch an der „sinkenden“ Energiebilanz (aufgrund von Ladevorgängen) zu erkennen.

Die einzelnen Umlaufgrafiken können auf Anfrage bei RBA eingesehen werden.

5.2 Datenbeschaffung

Aufgrund der eingeschränkten Datenlage wurde ein Konzept entwickelt, das lediglich die Plandaten im VDV-Solldatenformat benötigt. In diesem Datenformat des Verbands Deutscher Verkehrsunternehmen (VDV) sind Fahrplandaten des ÖPNV, wie z.B. Informationen zu Linien, Haltestellen, Fahrten, Fahrzeugen usw., enthalten. Daraus wurden automatisiert die Umläufe bestimmt, mit Höhendaten angereichert und so die benötigte Antriebsenergie simuliert. Für die Berechnung der Nebenverbraucher wurden historische Wetterdaten für die einzelnen Standorte herangezogen und repräsentative Temperaturverläufe für Sommer, Winter und Übergangszeit erstellt.

Datenquellen:

-  OSMNX²⁷ für die Erstellung der Umläufe aus den Haltestellenstandorten
-  NASA-Höhendaten²⁸
-  Historische Wetterdaten²⁹

Anmerkung: Es wurden die Daten für einen typischen Wochentag verwendet, da an diesen die Fahrzeugumläufe stets identisch sind. An Feiertagen sowie Wochenende weichen die Fahrzeugumläufe ab, die Linientaktung ist niedriger und die Fahrzeuge müssen weniger Strecke zurücklegen. Für die Ermittlung des Energieverbrauchs und damit Ladebedarfs für die technische Auslegung der Standorte hinsichtlich minimal notwendigem Infrastrukturaufwand (Anzahl Ladepunkte, benötigte Ladeleistung, Netzanschlusskapazität) sind diese Tage, welche Ausnahmen zum

²⁷ <https://osmnx.readthedocs.io/en/stable/>

²⁸ <https://lpdaac.usgs.gov/products/srtmgl1nv003/>

²⁹ <https://meteostat.net/de/>

Standortelektrifizierung

Regelbetrieb darstellen, vernachlässigbar, da es dann lediglich freie Kapazitäten und mehr Flexibilität durch ein zeitweises Überangebot gibt.

5.3 Auswertung der Simulationen

Durch die Simulationen konnte der Energiebedarf der einzelnen Umläufe sowie deren Haltezeiten an den Ladestandorten ermittelt werden. Anhand dieser Informationen wurde im nächsten Schritt untersucht, wie viele Ladepunkte mit welcher Ladeleistung an den einzelnen Ladestandorten benötigt werden, um alle Busse ausreichend laden zu können. Dafür wurde für jeden Standort ein Ladeplan erstellt, in welchen die Ladevorgänge der einzelnen Busumläufe eingezeichnet und anschließend zeitlich so angepasst wurden, dass die Anzahl der gleichzeitigen Ladevorgänge minimal ist.

Als Annahme für die Batterien der Elektrobusse wurden als Vergleichsmodelle der MAN Lions's City 12 E (320 – 480 kWh)³⁰ und der Mercedes eCitaro (294 – 588 kWh)³¹ herangezogen und deshalb eine Standardgröße von 300 kWh angenommen.

Für die Leistung der Ladepunkte ist ein Wert zwischen 50 und 150 kW³² oder bei Schnellladesäulen bis zu 450 kW üblich.³³ Für die Machbarkeitsstudie wurde zunächst eine Leistung von **50 kW** als unterer Grenzwert für die Erstellung der Ladepläne verwendet. Anschließend wurde jeweils ein weiterer Ladeplan mit einer üblicheren Ladeleistung von **80 kW** erstellt. Weitere Erläuterungen zur genauen Auswahl der anzusetzenden Ladeleistungen sind in Kapitel 4.1, den Grundlagen der Elektrifizierung, zu finden. Die Ergebnisse der beiden Pläne werden pro Standort in Kapitel 5.4.X.3 in „Minimierung der Ladepunkte durch höhere Ladeleistung“ miteinander verglichen. Im Folgenden wird das Vorgehen zur Erstellung der Ladepläne mit Ladeleistungen von 80 kW erläutert:

1. Zunächst wurde die benötigte **Batteriegröße** jedes Elektrobusses bestimmt. Benötigt ein Fahrzeug weniger als 300 kWh zwischen zwei möglichen Ladestopps, wird eine 300 kWh-Batterie eingeplant. Werden nach dem Vollladen mehr als 300 kWh benötigt, um den nächsten Ladestopp zu erreichen, wird eine Batteriekapazität von 400 kWh (bzw. 500 oder 600 kWh) angenommen.³⁴
2. Im zweiten Schritt wurden die **Haltezeiten** der Umläufe im Ladeplan markiert und untersucht, an welchem Standort der Bus in der Nacht parkt.
3. Als nächstes wurden die **Ladezeiten** bei dem Worst-Case-Energiebedarf (Winter) und einer Ladeleistung von 80 kW eingezeichnet. Dabei wurde das Aufladen am Tag gegenüber der Nacht priorisiert, da untertags die Möglichkeit besteht, Strom aus Photovoltaik-Anlagen (PV-

³⁰

https://www.man.eu/ntq_media/media/de/content_medien/doc/bw_master/bus_1/datenblaetter/man_datenblatt_lionscity_12e.pdf

³¹ https://www.mercedes-benz-bus.com/de_DE/models/ecitaro/facts/facts-ecitaro.pdf

³² <https://meenergy.earth/maqazin/e-busse-im-oeffentlichen-personennahverkehr>

³³ https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2021/09/210922_Projektuebersicht-Zero-Emission-Busse-in-Deutschland.pdf

³⁴ Um mit herstellerunabhängigen Werten zu rechnen und der Einfachheit halber wurden hier Batteriekapazitäten in 100 kWh-Stufen gewählt, welche konsistent im gesamten Projekt so beibehalten und verglichen werden.



Standortelektrifizierung

Anlagen) zu nutzen. Die Stromerzeugung durch eigene PV-Anlagen wird in den Kapiteln 5.4.X.3 für jeden Standort genauer betrachtet.

Bei der Aufteilung der Ladevorgänge wurde beachtet, dass die Ladevorgänge möglichst am Stück verlaufen und es wurde ein An- und Absteckzeitraum von 6:00 bis 20:00 Uhr definiert (kein Umstecken von Ladesteckern bei Nacht notwendig). Außerdem wurde sichergestellt, dass ein Bus zu jedem Zeitpunkt ausreichend geladen ist, um den nächsten Ladestopp zu erreichen, ohne eine höhere Batteriekapazität zu benötigen als in Schritt 1 ermittelt wurde.

4. Anschließend wurde die Anzahl der gleichzeitigen Ladevorgänge und somit die **Anzahl der benötigten Ladepunkte** an jedem Standort minimiert, indem die Ladezeiten der einzelnen Elektrobusse innerhalb der verfügbaren Halte- bzw. Standzeit verschoben wurden.
5. Im letzten Schritt wurden die **Ladeleistung** minimiert, indem die Ladezeit über die gesamte Standzeit des Busses gestreckt wurde, solange dadurch die in Schritt 4 ermittelte maximale Ladepunkteanzahl zu keinem Zeitpunkt erhöht wurde. Gleichzeitig wurde aber auch die Stromerzeugung durch PV-Anlagen berücksichtigt und deshalb eine höhere Ladeleistung mittags gegenüber abends bzw. nachts bevorzugt.

Aus den resultierenden Ladeplänen, die in den Kapiteln 5.4.X.1 eingesehen werden können, ist nicht nur die **Anzahl der Ladepunkte** abzulesen, sondern auch die **Gesamtladeleistung**, die zu jedem Zeitpunkt am betrachteten Standort benötigt wird, woraus sich die notwendigen (zusätzlichen) **Netzanschlusskapazitäten** ableiten lassen. Daraus werden in den Kapiteln 5.4.X.4 konkrete Umsetzungsmaßnahmen und Standortkonzepte erstellt.

Es ist zu beachten, dass der Plan einen Mindestbedarf an Ladesäulen zeigt, um alle ermittelten Energiebedarfe zu erfüllen. In der realen Umsetzung sind zusätzliche „Puffer“-Ladepunkte (ggf. auch Ladeleistungen) zu ergänzen, um auch bei Ausfällen einzelner Ladesäule die Energieversorgung zu gewährleisten. Außerdem ist die Installation eines Lademanagementsystems ratsam (siehe hierzu auch Kapitel [4.1](#)), welches Ladeleistungen und -zeiten bedarfsgerecht und kurzfristig anpasst und planmäßig steuert.



Standortelektrifizierung

5.4 Kernergebnisse der Standortelektrifizierung

Die Ergebnisse der Analyse des Elektrifizierungspotenzials werden in diesem Kapitel aufgeteilt nach den betrachteten Standorten vorgestellt.

5.4.1 Standort Gaimersheim (Ingolstadt, IN)

5.4.1.1 Ergebnisse Auswertung

Dieses Unterkapitel enthält die auf Basis der Simulationen erstellten Ladepläne und die daraus abgeleiteten Ergebnisse.

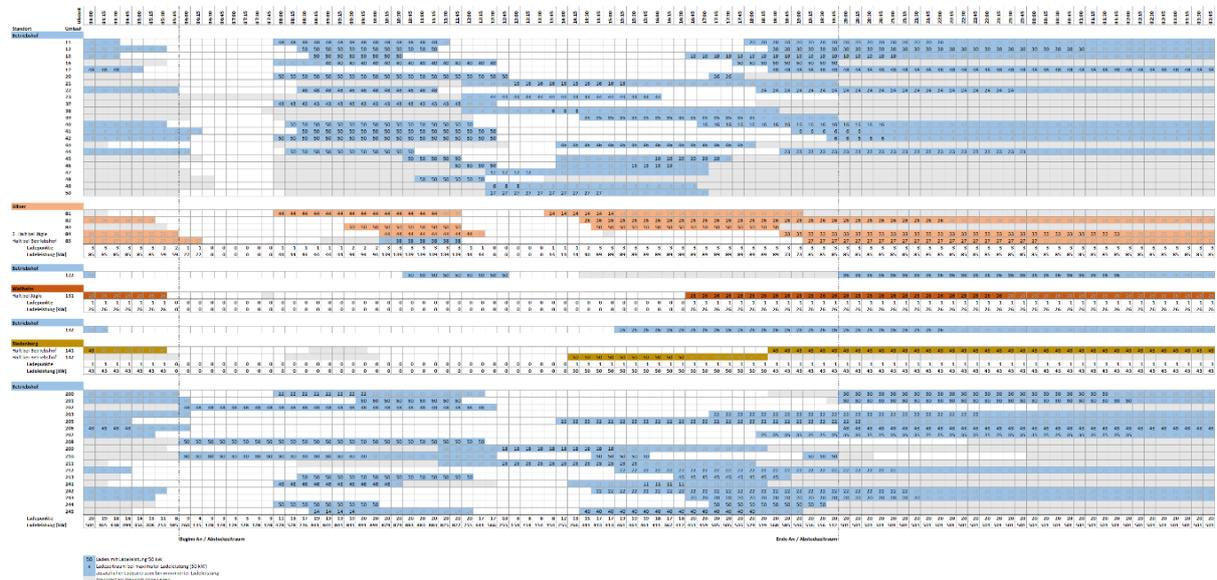


Abb. 13: Ladeplan bei Ladesäulen mit 50 kW (IN)
(Detaildarstellung in Anhang 7.1.1)

Der Ladeplan in Abb. 13 zeigt die optimale Aufteilung der Ladevorgänge bei einer Ladeleistung von 50 kW, wobei die eingetragenen Werte der tatsächlich benötigten Ladeleistung entsprechen. Die einzelnen Ladestandorte Betriebshof, Sillner, Wellheim und Riedenburg sind farblich voneinander abgegrenzt. Die farblich markierten Zellen stellen jeweils den Ladezeitraum (= Ladevorgang aktiv) dar, die Zellen mit grau geschriebenen Werten zeigen den zusätzlich benötigten Ladezeitraum an, der bei einer Streckung der Ladedauer (= Optimierung der Ladeleistung durch das Lademanagement) benötigt wird. Unter den Umläufen am jeweiligen Ladestandort sind die Anzahl der Ladepunkte und die Ladeleistung zu jedem Zeitpunkt im gesamten Tagesablauf angegeben.



Standortelektrifizierung

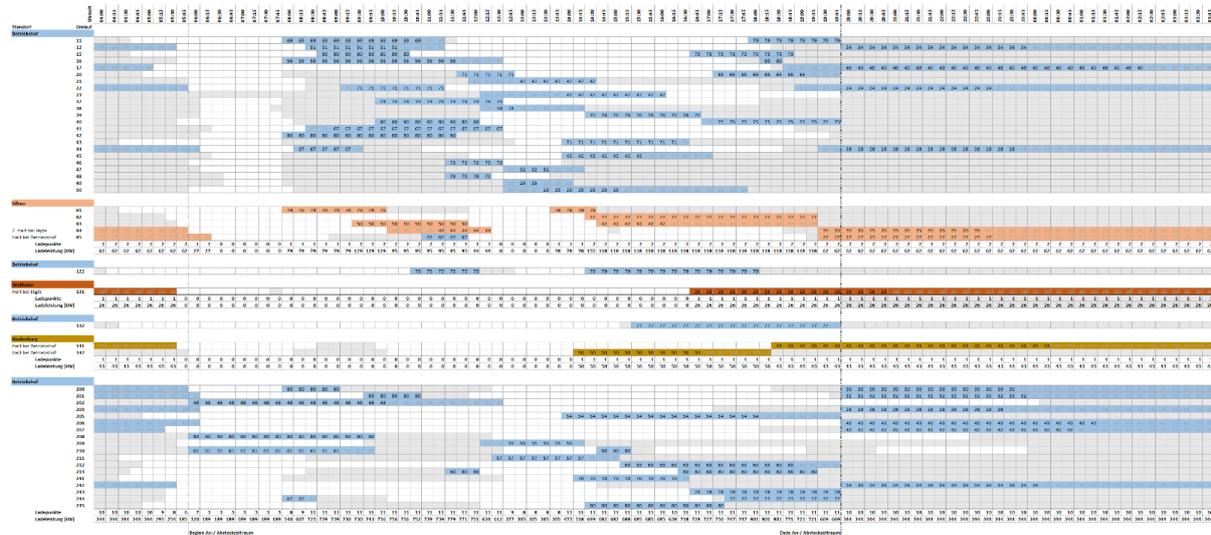


Abb. 14: Ladeplan bei Ladesäulen mit 80 kW (IN)
(Detaildarstellung in Anhang 7.1.1)

Durch die Erhöhung der Ladeleistung auf 80 kW in Abb. 14 verkürzt sich die Dauer der Ladevorgänge, wodurch die Anzahl der benötigten Ladepunkte minimiert werden kann. Außerdem kann die Lastspitze durch eine Erhöhung der Ladeleistung der Ladepunkte in Summe auf 800 kW verringert werden (ca. – 11 %), da die kürzeren Ladevorgänge flexibler hintereinander angeordnet werden können.

Der Verlauf der resultierenden Ladeleistung sowie die Anzahl der Ladepunkte am Betriebshof ist für 50 kW- und 80 kW-Ladepunkte in Abb. 15 und Abb. 16 dargestellt:

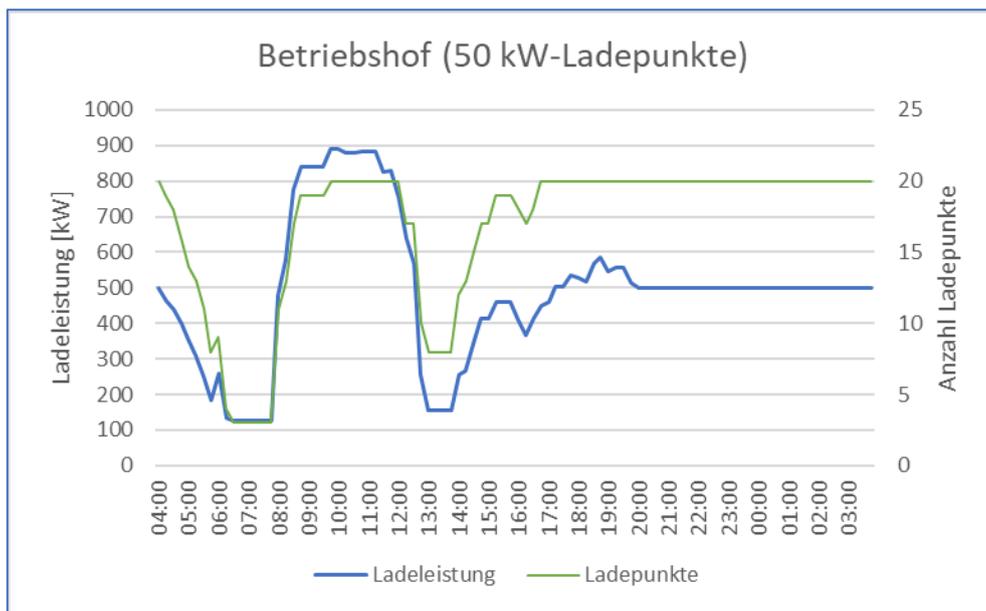


Abb. 15: Verlauf Gesamtladeleistung und Anzahl der Ladepunkte bei Ladeleistung von 50 kW (IN)



Standortelektrifizierung

Lastspitze:

892 kW

Ladepunkte:

20

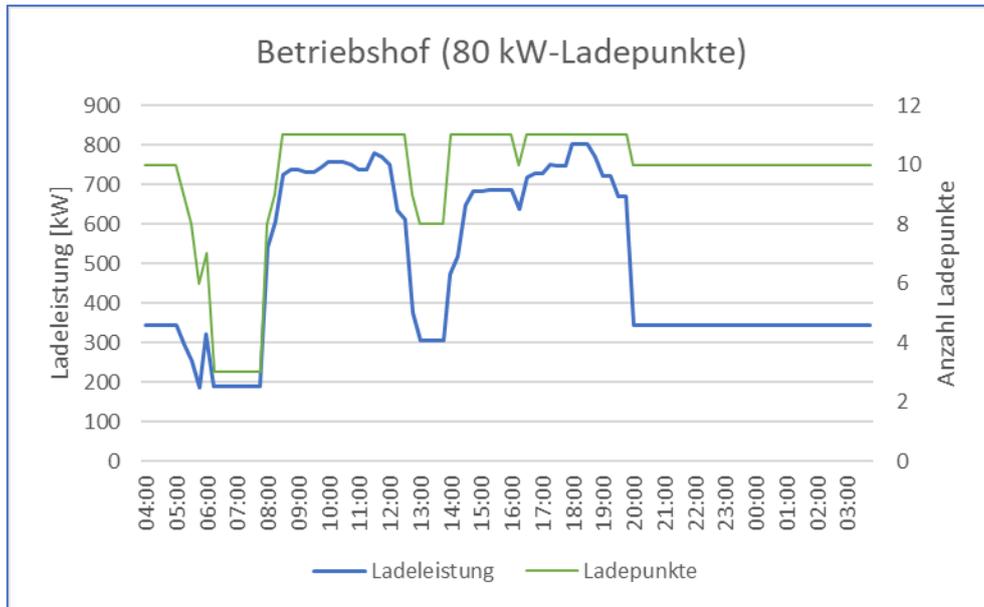


Abb. 16: Verlauf Gesamtladeleistung und Anzahl der Ladepunkte bei Ladeleistung von 80 kW (IN)

Lastspitze:

801 kW

Ladepunkte:

11

Es fällt auf, dass sowohl vormittags als auch am späten Nachmittag am meisten Ladevorgänge gleichzeitig stattfinden, während gegen 7:00 und 13:00 Uhr die kumulierte Ladeleistung aufgrund des Schulverkehrs vergleichsweise gering ist.

Neben dem Betriebshof sind außerdem Ladepunkte an den Standorten **Sillner**, **Wellheim** (Schule/Gymnasium) und **Riedenburg** (Großparkplatz) notwendig, da ein Teil der Busse nachts dort steht und im regulären Betriebsablauf zu keiner Zeit am Betriebshof hält.

Tab. 5: Weitere Ladestandorte (IN)

Anzahl Ladepunkte	Ort	Ladeleistung [kW]
2	Sillner	79
1	Wellheim	26
1	Riedenburg	50



Standortelektrifizierung



Abb. 17: Verlauf der Gesamtladeleistung am Standort Sillner (IN)

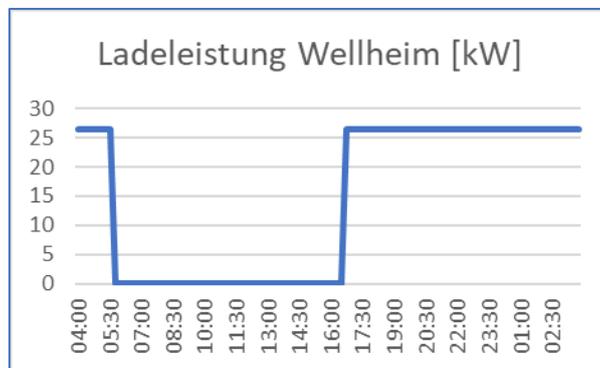


Abb. 18: Verlauf der Gesamtladeleistung am Standort Wellheim (IN)

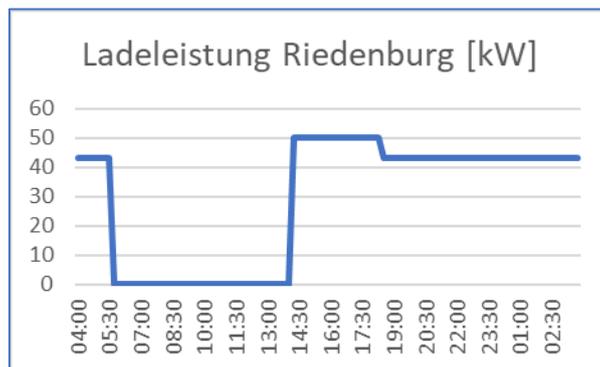


Abb. 19: Verlauf der Gesamtladeleistung am Standort Riedenburg (IN)

Informationen zu den zusätzlichen Ladestandorten sind in Anhang 7.1.3 zusammengefasst.

Eine Übersicht über die Umläufe und die Ladestandorte ist in Abb. 20 zu sehen.

Standortelektrifizierung

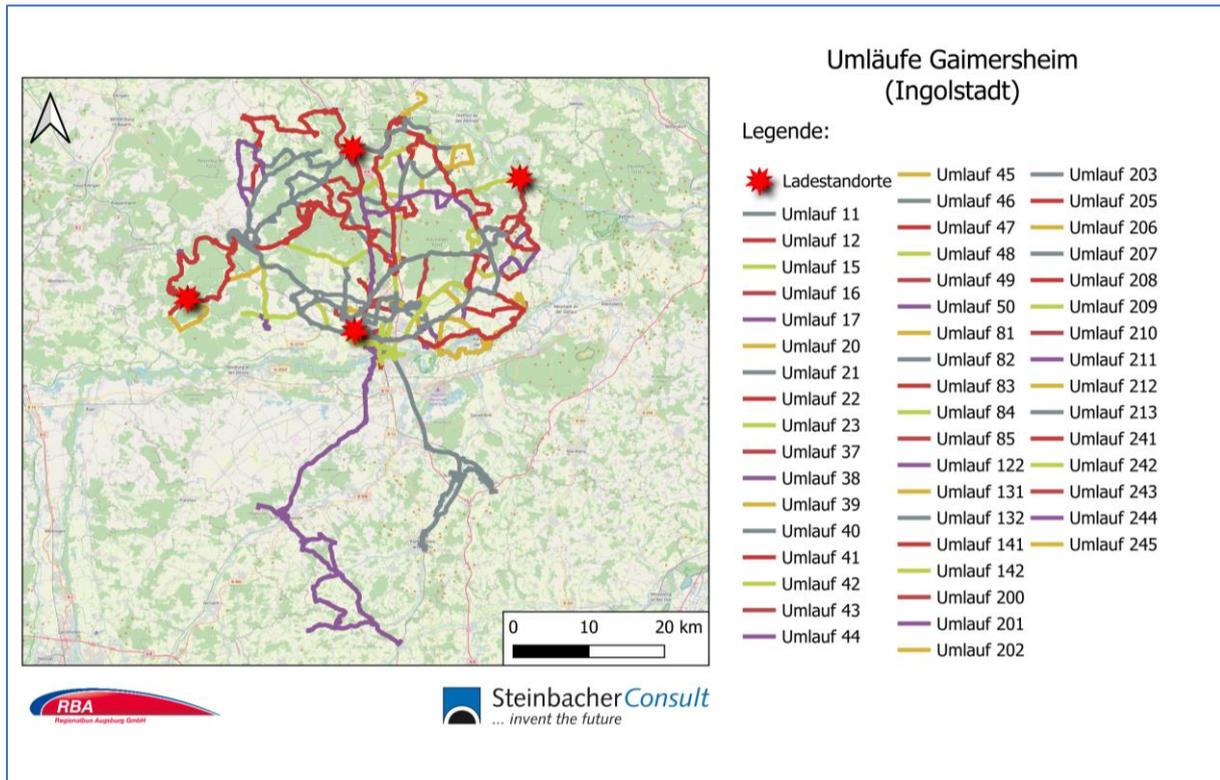


Abb. 20: Umlaufkarte (IN)

Batteriegrößen

Aus dem Energiebedarf der Umläufe konnten die benötigten Batteriegrößen der **47 Umläufe** bestimmt werden:



Eine Übersicht der Batteriegröße je Umlauf kann in Anhang [7.1.4](#) eingesehen werden.

In Tab. 6 ist zu sehen, welche Batteriegrößen benötigt werden, um die einzelnen Linien komplett elektrisch befahren zu können. Die Prozentsätze beziehen sich auf den Anteil der Umläufe einer Linie, die mit der entsprechenden Batteriekapazität elektrifiziert werden können.



Standortelektrifizierung

Tab. 6: Elektrifizierbarkeit der Linien mit unterschiedlichen Batteriegrößen (IN)

Linie	Umläufe	mit 300 kWh	mit 400 kWh	mit 500 kWh	mit 600 kWh
0		12 %	56 %	72 %	100 %
4	202; 210	0 %	100 %	100 %	100 %
15	41; 202; 203; 205; 207; 208; 209; 210; 211; 212; 213; 241; 243; 244; 245	68 %	100 %	100 %	100 %
25	201; 203; 241; 242; 245	27 %	100 %	100 %	100 %
26	202; 206; 207; 241; 242; 243; 244	22 %	89 %	100 %	100 %
710	16; 20; 205; 208; 213	71 %	100 %	100 %	100 %
715	244	100 %	100 %	100 %	100 %
730	15; 84; 211; 213	75 %	100 %	100 %	100 %
731	141	0 %	0 %	100 %	100 %
790	11; 16; 200	100 %	100 %	100 %	100 %
9159	122	0 %	100 %	100 %	100 %
9221	15; 37; 43; 44; 45; 141; 142; 210	35 %	59 %	100 %	100 %
9223	85; 201; 205; 206; 207; 208; 211; 212; 213; 244	43 %	86 %	100 %	100 %
9224	50; 84; 85	67 %	100 %	100 %	100 %
9226	11; 15; 16; 17; 21; 22; 37; 38; 39; 42; 44; 45; 81; 82; 84; 85; 142; 201; 203; 206; 245	73 %	92 %	97 %	100 %
9227	12; 21; 22; 39; 40; 81; 84	60 %	100 %	100 %	100 %
9230	203	100 %	100 %	100 %	100 %
9231	12; 17; 82; 131	0 %	75 %	75 %	100 %
9232	12; 17; 22; 40; 82; 83; 84; 85	64 %	93 %	93 %	100 %
9233	15; 17; 23; 41	80 %	80 %	80 %	100 %
9234	11; 17; 81; 83	80 %	80 %	80 %	100 %
9235	11; 15; 17; 20; 37; 41; 42; 43; 46; 48; 49; 202; 213	89 %	95 %	95 %	100 %
9236	12; 20; 40; 41; 47; 122; 208	63 %	100 %	100 %	100 %
9237	17	0 %	0 %	0 %	100 %
9238	82; 131	0 %	100 %	100 %	100 %
9314	132	0 %	100 %	100 %	100 %

Im Maßnahmenkatalog in Kapitel 5.4.1.3 werden Möglichkeiten aufgezeigt, durch die der Anteil der elektrifizierbaren Linien erhöht werden kann.

5.4.1.2 Bestand am Betriebshof

Um einen konkreten Maßnahmenkatalog auf Basis der in Kapitel 5.4.1.1 ermittelten Ergebnisse zu erstellen, wurde zunächst der Bestand am Betriebshof analysiert. Dafür wurden Netzanschlussinformationen eingeholt sowie das Vorhandensein einer bestehenden Transformatorenanlage (Trafo), um eventuell vorhandene Restkapazitäten bzw. Erweiterungsmöglichkeiten zu quantifizieren, die Nutzung von erneuerbaren Energien durch Bestandsanlagen und für Kooperationen interessante benachbarte Unternehmen sowie deren Eigenerzeugungsanlagen überprüft. Bei den formellen Netzanschlussanfragen beim jeweiligen Verteilnetzbetreiber waren folgende Kernpunkte enthalten: Netzebene, Netzanschlusskapazität im Bestand, vorhandene Erweiterungsmöglichkeiten und Ausbaupotenzial, Lastgangmessung und installierte Leistung vorhandener Erzeugungsanlagen.

Standortelektrifizierung

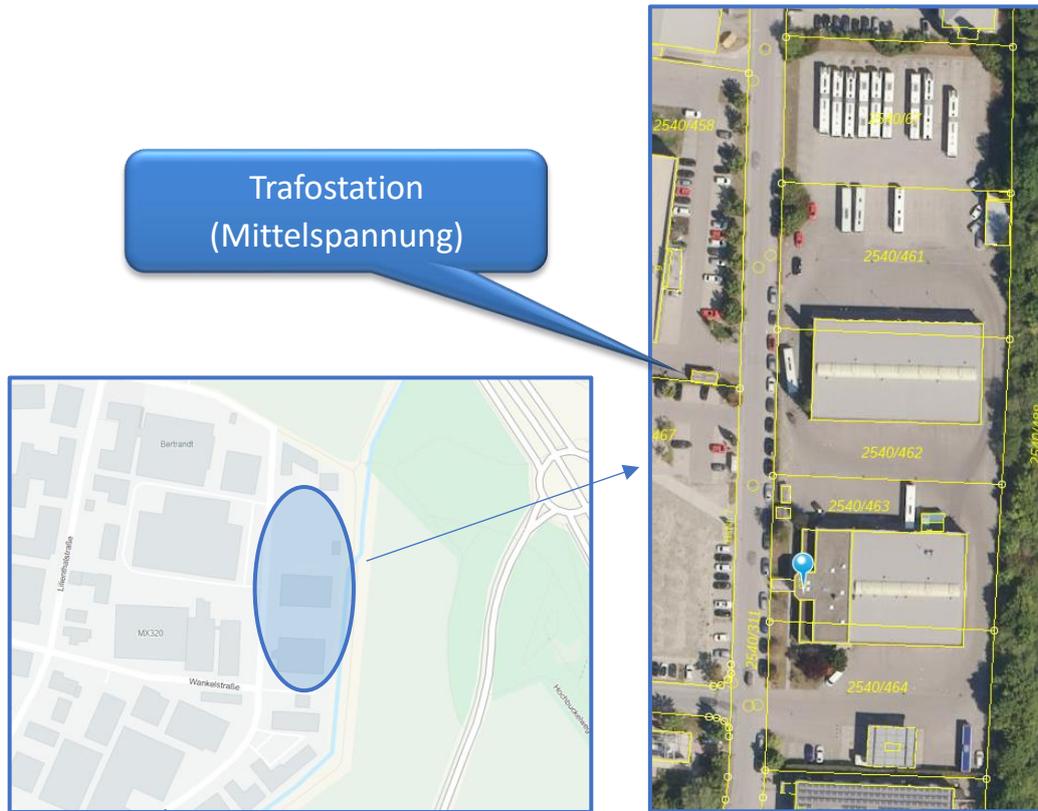


Abb. 21: Luftbild des Betriebs Hof (IN)



Angaben Netzbetreiber:

- Erweiterbar auf 120 kW (3x100 A) mit Bestandsinfrastruktur
- Kundeneigene Trafostation für die Größenordnung der kumulierten Ladeleistung notwendig



Erneuerbare Energien:

- Nachbarn: über 235 kWp (u.a. PV-Anlage Caritas) im Bestand



Nachbarn/Synergien:

- Gewerbegebiet, PV-Anlagen
- Elektrifizierungsvorhaben des Stadtbusses der Stadtwerke Ingolstadt



Eigene Tankstelle vorhanden

Standortelektrifizierung

Gemeinsame Standortbegehung:



Abb. 22: Standortbilder (IN)

Stellplätze nördliche Grundstücksgrenze, insb. für Gelenkbusse (l.o.), Kabelverlegung in Grünstreifen (r.o.), Abstellhalle (l.u.), Trafostation auf anderer Straßenseite (r.u.)

5.4.1.3 Maßnahmenkatalog

In diesem Unterkapitel werden die Ergebnisse der Auswertungen der Simulationen aus Kapitel 5.4.1.1 um diverse Aspekte ergänzt, um unter Berücksichtigung der Begebenheit vor Ort einen Maßnahmenkatalog aufzustellen.

Minimierung der Anzahl der Ladepunkte durch höhere Ladeleistung

Bei der Erstellung der Ladepläne in Kapitel 5.4.1.1 wurde bereits berücksichtigt, dass eine Variation der Ladeleistung einen großen Einfluss auf das Ladekonzept eines Standorts hat. Bei der Erhöhung der Ladeleistung pro Ladepunkt von 50 kW auf 80 kW kann die Anzahl der Ladepunkte von 20 auf 11 verringert werden. Dadurch können Anschaffungskosten (nur für die Ladepunkte) in Höhe von etwa 120.000 € eingespart werden, wobei potenziell höhere Wartungskosten berücksichtigt werden müssen.³⁵ Zudem verringert sich die Lastspitze von 892 kW auf 801 kW, da die kürzeren Ladevorgänge flexibler nacheinander durchgeführt werden können.



³⁵ Annahme Kosten je Ladepunkt: 50 kW ca. 22.500 €, 80 kW ca. 30.000 €; vgl. Kapitel 4.1



Standortelektrifizierung

Die Optimierung hinsichtlich der Reduzierung der Anzahl benötigter Ladepunkte ist am Standort Ingolstadt außergewöhnlich effektiv. Es lassen sich potenziell 9 Ladepunkte, in dem Fall entspricht das 45 %, einsparen!

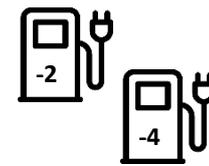
Minimierung der ermittelten Ladepunkte durch Umstecken in der Nacht (am Betriebshof)

Im Ladeplan in Kapitel 5.4.1.1 wurde ein An- und Absteckzeitraum zwischen 6:00 und 20:00 Uhr definiert. Das bedeutet, dass außerhalb dieser Uhrzeiten kein Ladevorgang startet oder endet, außer der Bus erreicht den Betriebshof nach 20:00 Uhr oder verlässt ihn vor 6:00 Uhr. Dadurch wird verhindert, dass nachts Mitarbeitende vor Ort sein müssen, um Busse umzustecken und zu rangieren.

Theoretisches/rechnerisches Optimum: Für den Fall, dass das Umstecken rund um die Uhr ermöglicht werden kann, wurde untersucht, wie viele Ladepunkte dadurch theoretisch eingespart werden könnten. Bei 50 kW kann die Anzahl der Ladepunkte um 2 und bei 80 kW um 4 reduziert werden (s. Tab. 7). Die entsprechenden Ladepläne sind in Anhang 7.1.5 zu finden.

Tab. 7: Anzahl der Ladepunkte bei Umstecken in der Nacht (IN)

Anzahl Ladepunkte	Ohne Umstecken nachts	Mit Umstecken nachts
50 kW	20	12
80 kW	11	7



Minimierung der Batteriegröße

Da eine Batterie mit höherer Kapazität nicht nur mehr kostet, sondern auch mehr wiegt, ist es sinnvoll, die Batteriegrößen so klein wie möglich zu halten. Dafür gibt es verschiedene Optionen:

Option 1: Laden auf der Strecke:

Bei Umläufen, die vor dem Aufenthalt an einem Ladestandort eine Leerfahrt fahren, die länger eingeplant ist, als sie theoretisch dauert, kann die übrige Zeit für einen zusätzlichen Ladevorgang am Ladestandort genutzt werden.

Umlauf 206 benötigt eine 500 kWh-Batterie (Worst-Case-Verbrauch: 445 kWh). Die lange Leerfahrtdauer mittags kann zum erneuten Laden am Betriebshof genutzt werden. Da von der Ringstraße zum Betriebshof nur ca. 40 min benötigt werden, hat der Bus dort eine Standzeit von ca. 2:50 h und könnte bis zu 180 kWh laden. So ist für diesen Umlauf eine 300 kWh-Batterie ausreichend.

Standortelektrifizierung

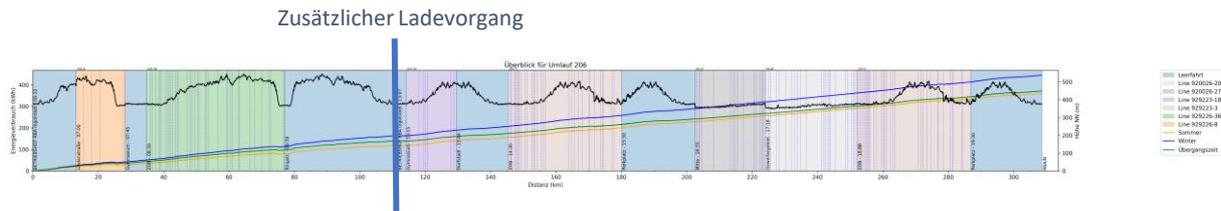


Abb. 23: Zusätzlicher Ladevorgang in Umlauf 206 (IN)

$$\rightarrow + 1 \times \begin{array}{|c|} \hline + \\ \hline 300 \text{ kWh} \\ \hline - \\ \hline \end{array} - 1 \times \begin{array}{|c|} \hline + \\ \hline 500 \text{ kWh} \\ \hline - \\ \hline \end{array}$$

Option 2: Laden auf der Linie: Zusätzlicher Ladepunkt am ZOB Ingolstadt:

Würde an der Haltestelle ZOB ein zusätzlicher Ladepunkt errichtet werden, könnten sechs Umläufe³⁶, welche dort ohnehin eine Haltezeit vorsehen, laden und die notwendige Batteriegröße der Elektrobusse kann von 400 kWh auf 300 kWh reduziert werden.

$$\rightarrow + 6 \times \begin{array}{|c|} \hline + \\ \hline 300 \text{ kWh} \\ \hline - \\ \hline \end{array} - 6 \times \begin{array}{|c|} \hline + \\ \hline 400 \text{ kWh} \\ \hline - \\ \hline \end{array}$$

Option 3: Einsatz von Dieselheizungen:

Um die Notwendigkeit von Batteriegrößen von 500 kWh und 600 kWh zu umgehen, gibt es die Möglichkeit einer hybriden Lösung, indem die Heizung nicht elektrisch (zur Belastung der Traktionsbatterie), sondern durch eine Dieselheizung betrieben wird. Dies kommt für Umläufe mit hohem Energiebedarf, der im Sommer und in der Übergangszeit deutlich geringer ist als im Winter, was auf einen hohen Verbrauch durch die Heizung schließen lässt, in Frage. Wird diese nicht elektrisch betrieben, ist eine Reduzierung der Batteriegröße möglich.

- Umlauf 17: 500 kWh statt 600 kWh
- Umlauf 141: 400 kWh statt 500 kWh
- Umlauf 206: 400 kWh statt 500 kWh

$$\rightarrow + 2 \times \begin{array}{|c|} \hline + \\ \hline 400 \text{ kWh} \\ \hline - \\ \hline \end{array} \begin{array}{|c|} \hline \text{flame} \\ \hline \end{array} - 2 \times \begin{array}{|c|} \hline + \\ \hline 500 \text{ kWh} \\ \hline - \\ \hline \end{array} + 1 \times \begin{array}{|c|} \hline + \\ \hline 500 \text{ kWh} \\ \hline - \\ \hline \end{array} \begin{array}{|c|} \hline \text{flame} \\ \hline \end{array} - 1 \times \begin{array}{|c|} \hline + \\ \hline 600 \text{ kWh} \\ \hline - \\ \hline \end{array}$$

Option 4: Einsatz von Range Extender:

Eine weitere Möglichkeit, die Batteriegrößen der Elektrobusse zu verkleinern, ist die Verwendung von Brennstoffzellen zusätzlich zum batterieelektrischen Antrieb. Die sogenannten Range Extender erweitern die Reichweite der Busse, indem mithilfe von Wasserstoff Strom erzeugt wird. Ein Beispiel für einen derartigen Bus ist der Mercedes-Benz eCitaro fuel cell, der seit Juni 2023 auf dem Markt ist. Der Gelenkbus besitzt eine Batteriekapazität von 392 kWh und gewinnt durch den Einsatz der

³⁶ Umläufe 44, 201, 202, 205, 208, 242

Standortelektrifizierung

Brennstoffzelle weitere 60 kWh hinzu. Der Einsatz von Range Extendern ist an diesem Standort jedoch nicht realistisch durchführbar, da keine preiswerten Wasserstoffreserven verfügbar sind und der Aufbau einer eigenen Infrastruktur hierfür keine denkbare Option ist.³⁷

PV-Anlage

Um eine möglichst nachhaltige und unabhängige Versorgung des Betriebshofs zu erreichen, wurde das Potenzial für die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien untersucht. Durch Ausmessen der potenziellen Dachfläche für eine PV-Anlage konnte ermittelt werden, wie viel Strom jährlich durch Sonnenenergie produziert werden kann (s. Abb. 24). Zudem kann hierdurch potenzieller Weise erheblich an Energiekosten (Strom) eingespart werden, sofern der eigenerzeugte PV-Strom lokal und direkt genutzt werden kann (Herausforderung der Synchronisierung zwischen Erzeugung und Verbrauch sowie rechtliche Fragestellungen bspw. durch Pachtvertrag und Eigentumsverhältnisse), und bestenfalls können sogar Netzanschlusskapazitäten reduziert werden.



 ca. 2.205 m²

 1.179 Module

Tab. 8: Kennzahlen zur Stromerzeugung durch PV-Anlage (IN)

Installierbare Leistung	397 kWp
Jährliche Stromproduktion	410 MWh
Jährlicher Strombedarf (Wochentage)	3.066 MWh
Differenz	2.656 MWh
Erlös bei Volleinspeisung	52.873 €

Abb. 24: Potenzielle Fläche für PV-Anlagen (IN)³⁸

³⁷ Quellen: https://www.mercedes-benz-bus.com/de_DE/models/ecitaro.html;

<https://www.electrive.net/2023/06/05/technische-details-und-serienstart-des-mercedes-ecitaro-fuel-cell/>

³⁸ Annahmen: 1,87 m² pro Modul; 0,18 kWp pro m² (<https://www.dachvermieten.net/wieviel-qm-dachflaeche-fuer-1-kwp-kilowattpeak/>); 1.033 kWh pro kWp und Jahr

(<https://ertragsdatenbank.de/auswertung/region.html?j=2024&r=8&a=jahre> Durchschnitt von 2021 bis 2023);

262 Wochentage pro Jahr; Vergütungssatz von 12,9 ct/kWh bei Volleinspeisung

(<https://photovoltaik.org/kosten/einspeiseverguetung>)

Standortelektrifizierung

Der erzeugte Strom der PV-Anlage kann entweder voll eingespeist werden, was jährlich ca. 52.900 € (als Neuanlage) einbringt, oder direkt für das Laden der Elektrobusse verwendet werden. Neben der reinen Betrachtung der prognostizierten erzeugten Strommenge in kWh ist beim Eigenverbrauch vor allem entscheidend, wann und mit welcher Leistung (kW) der Strom erzeugt und ob der Strom zu diesen Zeiten vor Ort (also ortsgleich und zeitgleich) verbraucht wird. In Abb. 25 ist daher die benötigte, kumulierte Leistung durch Ladevorgänge im Vergleich zu der simulierten Erzeugungsleistung durch die PV-Anlage dargestellt.³⁹

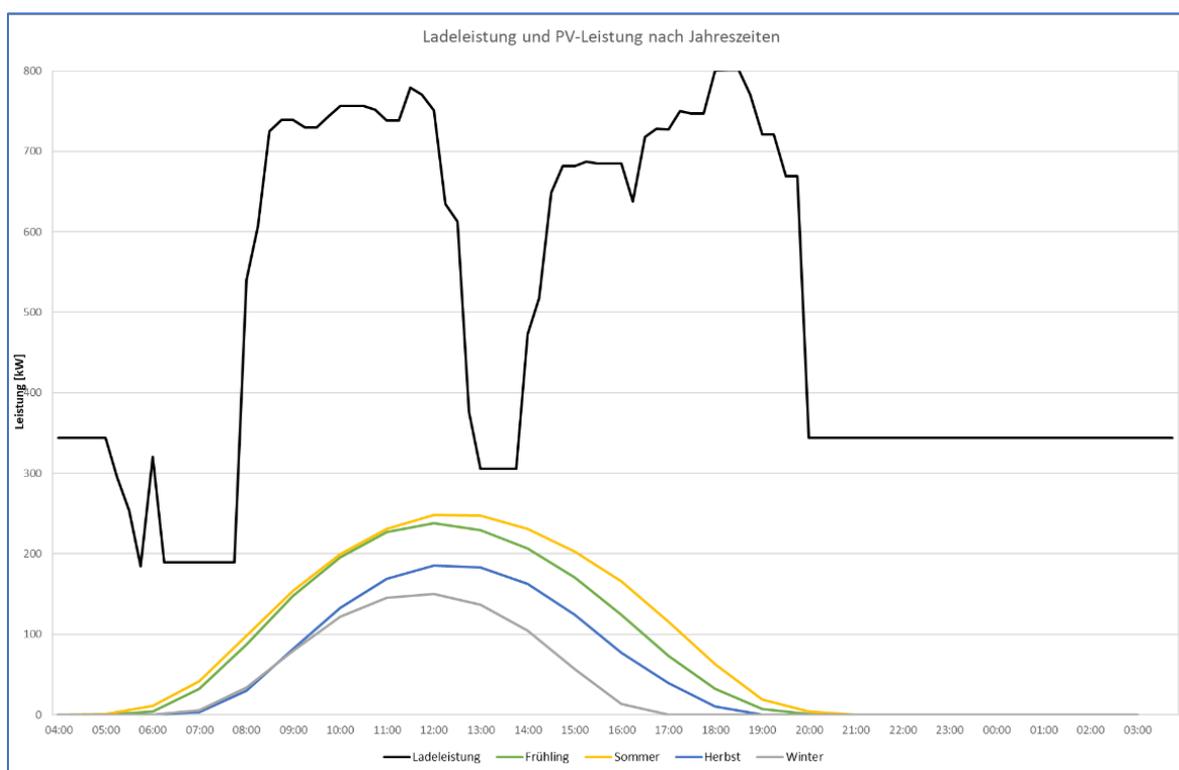


Abb. 25: Ladeleistung und PV-Leistung nach Jahreszeiten (IN)⁴⁰

Der durch die PV-Anlage erzeugte Strom könnte komplett durch die ladenden Elektrobusse verbraucht werden (100%).⁴¹ Samstage, Sonn- und Feiertage sind hierbei nicht extra betrachtet worden. Es könnte vorkommen, dass es vereinzelt zum Stromerzeugungsüberschuss kommt, da weniger Fahrzeugumläufe gefahren werden und damit weniger Stromverbrauch durch Ladevorgänge anfällt. Ein Energiespeichersystem ist dennoch nicht wirtschaftlich zielführend.

³⁹ Die Erzeugungskurven wurden mittels genauer Lage (Längen- und Breitengrad), der entsprechenden Globalstrahlung und Basisannahmen für die Ausrichtung der Module (s.u.) simuliert.

⁴⁰ Quelle: <https://www.renewables.ninja/> (Annahmen: Neigung: 35°; Ausrichtung: Süden; Jahr: 2019)

⁴¹ An einem klassischen Wochentag und unter der Annahme, dass die Fahrzeugumläufe und damit der Verbrauch an einem typischen Wochentag ganzjährig vorliegt (Samstage, Sonn- und Feiertage nicht herausgerechnet)



Standortelektrifizierung

Die Realisierung einer PV-Anlage wird derzeit durch den Verpächter geprüft.

Aufgrund der vorliegenden Eigentumsverhältnisse wird für die Errichtung von PV-Anlagen für diesen Standort empfohlen, dass RBA als Pächter eventuelle Dachpachtverträge/Pachtmodelle (mit überwiegendem wirtschaftlichen Risiko) oder vergleichbare rechtliche Konstrukte prüft, um den produzierten Strom auch wirklich selbst vor Ort verbrauchen zu dürfen (Eigenversorgung: Notwendige Personenidentität, dass PV-Anlagenbetreiber und Stromverbraucher dieselbe juristische Person sind, also der „Letztverbraucher die Anlage betreibt“) und nicht das hohe (auch wirtschaftliche) Potenzial durch Umlagen, Netzentgelte etc. zu schmälern.

Potenzielle Kooperationen

Der Betriebshof befindet sich in einem Gewerbegebiet mit zahlreichen Unternehmen (z.B. Caritas). Einige davon besitzen bereits PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt über 235 kWp. Durch Kooperationen könnte dieser erzeugte Strom für das Laden der Elektrobusse genutzt werden.

5.4.1.4 Konkreter Umsetzungsplan

Aus den Ergebnissen der Simulationsauswertungen in Kapitel 5.4.1.1 und dem Maßnahmenkatalog in Kapitel 5.4.1.3 wurden Maßnahmen zur konkreten Umsetzung ausgewählt und weiter ausdetailliert, die für diesen Standort empfohlen werden. In den nachfolgenden Darstellungen wird der standortindividuelle Umsetzungsplan für Gaimersheim erläutert und spezifiziert. Die technische Zeichnung, in der die ermittelten Ergebnisse umgesetzt sind, kann in Anhang 7.1.6 eingesehen werden.

Standortelektrifizierung

Betriebshof:

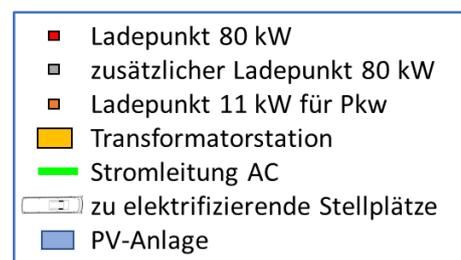


Abb. 26: Planskizze (IN)



11 Ladepunkte mit 80 kW plus **1 zusätzlicher Ladepunkt** mit 80 kW als Puffer
(vgl. Kapitel [5.4.1.1](#))



Lastspitze bei 801 kW → neue kundeneigene Trafostation muss errichtet werden
(vgl. Kapitel [5.4.1.1](#))



Installation von 397 kWp PV-Anlage mit komplettem Eigenverbrauch unter der Woche + Klärung rechtlicher Rahmenbedingungen
(vgl. Kapitel [5.4.1.3](#) PV-Anlage)



Standortelektrifizierung

Indem jeweils zwei Ladepunkte mit einer benötigten Leistung von 80 kW in einer 160 kW-Ladesäule mit zwei Ansteckmöglichkeiten zusammengefasst werden, kann eine höhere Flexibilität gewährleistet werden. So kann ein Bus im Notfall mit einer Ladeleistung von bis zu 160 kW laden, sofern der zweite Ladepunkt in dem Zeitraum nicht besetzt ist. Außerdem wird empfohlen, zusätzlich zu den elf ermittelten Ladepunkten einen weiteren 80 kW-Ladepunkt als Puffer zu installieren (Ausfälle, Sonderverkehre etc.).

Es wird die Einführung eines vernetzenden **Lademanagements** empfohlen, da der vorgesehene Ladeplan umfangreiche Steuerungen sowohl in der Start/Stopp-Steuerung der Ladevorgänge selbst als auch in der individuellen Ladeleistung bei aktiven Ladevorgängen vorsieht, um die bereits detailliert beschriebenen Vorteile nutzen zu können: Infrastruktureinsparung, weniger Ladepunkt, niedrigere Netzanschlussleistung, Maximierung der Eigenverbrauchsquote bei PV-Anlagen, ggf. dynamische Strompreise etc. Auf das Thema Lademanagement wird in Kapitel 6 Maßnahme M1 nochmal genauer eingegangen.

Zusätzlich zu den Ladepunkten für die Elektrobusse wird empfohlen, zwei Ladepunkte mit jeweils **11 kW für Pkw** der MitarbeiterInnen zu installieren, um die Elektrifizierung des gesamten Fuhrparks am Standort zu unterstützen und voranzutreiben. Damit Ladevorgänge von privaten Mitarbeiterfahrzeugen abgerechnet werden können, sind Mindestanforderungen an die Wallboxen/AC-Ladestationen sowie ein Betreiberkonzept gegeben. Hierzu gehört ein Backend, eine RFID- bzw. Kartenleseschnittstelle, eine Möglichkeit zu Authentifizierung (Nutzeridentifizierung durch den Mitarbeiter) und ein Abrechnungssystem (für die Hinterlegung ggf. verschiedener Tarife) notwendig. Für die Abrechnung der geladenen Strommengen ist mindestens ein MID-konformer Zähler (Verrechnung im geschäftlichen Umfeld), alternativ ein eichrechtskonformer Zähler notwendig. Für vergleichbare Betreibermodelle zur Abrechnung der Mitarbeiterladevorgänge ist mit Kosten im Bereich von 15 € pro Ladepunkt und Monat zu rechnen.⁴²

Bei der weiteren Planung der Errichtung der Ladeinfrastruktur sollten unbedingt die in Kapitel 4.2 beschriebenen **Brandschutzmaßnahmen** berücksichtigt werden.

⁴² Hinweis Mitarbeiterladen: Beladen privater Mitarbeiterfahrzeuge am Unternehmensstandort ist kein geldwerter Vorteil



Standortelektrifizierung

Weitere Standorte:

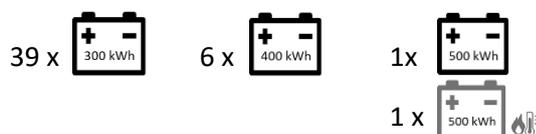
Tab. 9: Weitere Ladestandorte (IN)

Anzahl Ladepunkte	Ort	Ladeleistung [kW]
2	Sillner	79
1	Wellheim	26
1	Riedenburg	50
1	ZOB	80

Zusätzlich zu den ursprünglichen Ladestandorten sollte, wie in Kapitel 5.4.1.3 „Option 2: Laden auf der Linie“ aufgezeigt, der ZOB als möglicher künftiger Standort mit Ladeinfrastruktur für zusätzliche Ladevorgänge berücksichtigt werden.

Batteriegrößen:

Es wird empfohlen, durch Option 1, 2 und 3 (vgl. Kapitel 5.4.1.3 „Minimierung der Batteriegröße“) die Batteriegrößen zu minimieren. Bei Option 3 „Einsatz von Dieselheizungen“ wird empfohlen, 600 kWh-Batterien durch den Einsatz von Dieselheizungen, soweit möglich, durch 500 kWh-Batterien zu ersetzen.



Resultierende Kosten für Infrastrukturaufbau: grober Überblick und Kostenindikation

Tab. 10: Grobe, vorläufige und unverbindliche Kostenindikation für die Umsetzung (IN) ⁴³

Komponente	Anzahl/Art	Kostenindikation
DC-Ladepunkte mit 80 kW	12 Stk.	360.000,- €
AC-Wallboxen mit 11 kW	2 Stk.	5.000,- €
Zuleitung inkl. Verlegung, Herstellung Netzanschluss, BKZ 800 kW, Tiefbau, Kabeltrasse, Oberflächenarbeiten, Unvorhergesehenes	Trafostation	505.000,- €
Installation und Inbetriebnahme		35.000,- €
Lademanagement, Betreibermodell, Abrechnungskonzept		laufend
SUMME		905.000,- €

Weitere Kostenbestandteile wie bspw. Planungsdienstleistungen oder Einmalkosten für Energie- und Lademanagement wurden an der Stelle ausgeklammert.

⁴³ Für verlässlichere Angaben und Zahlen hierzu wären erste Planungsleistungen notwendig, um die Rahmenbedingungen genauer festzulegen und technische Angaben zu prüfen.



Standortelektrifizierung

Die in Tab. 10 aufgeführten Kostenindikationen dienen eher als erste Übersicht und wurden unter der Annahme zusammengestellt, dass die Optimierung durch die Ladepläne komplett funktioniert und in den Dauerbetrieb überführt werden kann. Da dies nur bedingt als praktikable Endausbaustufe herangezogen werden kann, werden sich reale Kosten in der Umsetzung anders verteilen und, nicht zuletzt durch Preissteigerungen, mit hoher Wahrscheinlichkeit signifikant über der angegebenen Summe liegen. Zu beachten ist zudem, dass insb. die Netzanschlusskosten auf Basis der vorliegenden Informationen nur sehr vage angesetzt werden können, hierin liegt mit der größte Unsicherheitsfaktor bis die jeweiligen Netzbetreiber aktiv mit eingebunden und angefragt wurden.

Um verbindlichere Angaben zu anfallenden Kosten für die Umsetzung zu erhalten, wird empfohlen, aufbauend auf der vorliegenden Standortkonzeption erste Planungsphasen wie bspw. Vorplanung und/oder Entwurfsplanung in Angriff zu nehmen. Damit kann die notwendige Planungssicherheit für weiterführende Überlegungen und strategische Standortentscheidungen geschaffen werden.

Im Zuge dessen könnte durch offizielle Netzanschlussanfragen beim zuständigen Verteilnetzbetreiber mit verhältnismäßig wenig Aufwand erheblich an Klarheit hinsichtlich des u.a. größten Unsicherheitsfaktors gebracht werden.

Gegenüber den Infrastrukturinvestitionen können durch den THG-Quotenhandel auch Einnahmen generiert werden, diese würden sich aktuell (Mittelwert 2024) auf Folgendes belaufen:

47 Umläufe x 3.000 € = 141.000 €

Falls die Ladeinfrastruktur oder ein Teil dieser öffentlich zugänglich gemacht werden kann, könnten die darüber geladenen Strommengen zusätzlich zu den Pauschalen je Fahrzeug gehandelt werden und der Erlös durch den THG-Quotenhandel nochmal signifikant erhöht werden.

Resultierende Klimaauswirkungen:

Tab. 11: Klimaauswirkungen von Dieselbus und Batteriebus im Vergleich (IN) ⁴⁴

Dieselbus	Batteriebus	
Jährliche Gesamt-CO ₂ -Emissionen für Dieselbuseinsatz	Jährliche Gesamt-CO ₂ -Emissionen für Batteriebuseinsatz - Vollader	Jährliche Gesamt-CO ₂ -Emissionen für Batteriebuseinsatz - Vollader - 100 % erneuerbare Quellen
2.651 t	1.310 t	172 t



Zielführend ist an der Stelle ohnehin nur die Gegenüberstellung zwischen Dieselbetrieb und Strom aus erneuerbaren Energiequellen, da durch Infrastruktur-, Betriebshof-, und Fahrzeugbeschaffungsförderungen im Bereich Elektrifizierung von Busbetreibern der Einsatz von 100 % (mit entsprechenden Herkunftsnachweisen) erneuerbarem Strom eine Grundvoraussetzung für die Förderfähigkeit ist. Das Thema Strombeschaffung bei RBA ist als übergreifende Maßnahme Kapitel 6 zu entnehmen und entsprechend ausgearbeitet.

⁴⁴ Quelle: <https://www.ebustool.de/>



Standortelektrifizierung

Zeithorizont:

Da in Ingolstadt im Jahr 2026 neue Linienkonzessionen vergeben werden sollen, sollte bis dahin die Elektrifizierung des Standorts abgeschlossen sein, sofern eine Strategie für den Standort in Richtung batterieelektrischer Mobilität entschieden wird. Aktuell ist noch nicht bekannt, wie der Verkehrsverbund Großraum Ingolstadt (VGI) die Ausschreibung und Vergabe gestalten wird. Es ist jedoch durchaus wahrscheinlich, dass strenge Vorgaben hinsichtlich der CO₂-Emissionen im Betrieb gemacht bzw. Zulassungsquoten bezüglich CVD und SaubFahrzeugBeschG vorgegeben werden. Um entsprechend rechtzeitig vorbereitet zu sein, wird empfohlen, nachfolgende Schritte direkt in Angriff zu nehmen und den in Tab. 12 exemplarisch zusammengestellten Zeitplan mit entsprechenden Vorlaufzeiten und üblichen Dauern bei der Umsetzung von Infrastrukturprojekten in der vorgesehenen Größenordnung im Hinterkopf zu behalten:

- Unmittelbar: Verbindliche Netzanschlussanfrage beim Energieversorgungsunternehmen bzw. Verteilnetzbetreiber Stadtwerke Ingolstadt und Bayernwerk Netz stellen
- Unmittelbar: Planungsphasen mind. bis Leistungsphasen 2 oder 3 (HOAI, Vor- und Entwurfsplanung) an einen entsprechenden Ingenieurdienstleister vergeben, um durch erarbeitete Lagepläne und Kostenschätzungen bzw. Kostenberechnungen (DIN276) weiterführende Entscheidungen fällen zu können

Darauf aufbauend können konkrete Entscheidungen für die Standortstrategie gefällt werden. Es wird empfohlen, hierbei zu berücksichtigen, dass Ladestationen entsprechend dem Bedarf sukzessive installiert werden können. So können Kosten durch Hardware (Ladestationen selbst) besser gestreckt werden. Dennoch wird empfohlen, den Netzanschluss sowie Kabelquerschnitte von vornherein für die Endausbaustufe zu dimensionieren, damit nicht mehrfach für die Energieversorgungsinfrastruktur alles aufgerissen werden muss.

Sollte das Standortkonzept bei zwölf Ladepunkten und zwei Wallboxen für Pkw bleiben, sind für die Infrastrukturerrichtung keine einzelnen Abschnitte bzw. Ausbaustufen notwendig. Es ist dann zielführender direkt alles in einem Projekt umzusetzen und dadurch zusätzlichen Tiefbau- und Planungsaufwand zu vermeiden.

- Mit der Entscheidung der Standortstrategie: Fördermittelantragsstellung
- Parallel: Angebotseinholung für PV-Anlage

Grob sollte in Summe mit einer Vorlaufzeit von insg. ca. 18 Monaten gerechnet werden (s. Tab. 12):

Tab. 12: Zeitplan für die Umsetzung (IN)

	Dauer	Anmerkung	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M13	M14	M15	M16	M17	M18
Fördermittel für die Umsetzung beantragen bei der Reg.v.Obb. (55-60%)	ca. 2 Monate																			
Antrag auf Anschluss an das Mittelspannungsnetz (Bayernwerk)	6-10 Monate																			
Ggf. Bauantrag, Genehmigung o.ä.	3-4 Monate																			
Vergleichsangebote für die Umsetzung einholen	3-4 Monate																			
Umsetzung:																				
- Anschluss an das öffentliche Mittelspannungsnetz	2-6 Monate	Bauausführung 2-3 Wochen, zeitkritisch ist der Zeitraum von Beauftragung bis Bauausführung																		
- Kundeneigene Transformatorstation (falls notwendig)	6-12 Monate	Lieferzeit																		
- Niederspannungshauptverteilung/Unterverteilung für das Grundstück	6-12 Monate	Lieferzeit																		
- Aufbau Ladestationen	3-4 Monate																			
- Kabelverlegung und Tiefbau	3-4 Monate																			



Standortelektrifizierung

5.4.2 Standort Kempten/Wiggensbach (KE)

5.4.2.1 Ergebnisse Auswertung

Dieses Unterkapitel enthält die auf Basis der Simulationen erstellten Ladepläne und die daraus abgeleiteten Ergebnisse. Die Orte Kempten und Wiggensbach wurden in einem gemeinsamen Kapitel betrachtet, da 10 der 31 Umläufe nachts in keinem der beiden Orte stehen und deshalb nicht zugeordnet werden können. Lediglich bei der Betrachtung der Betriebshöfe wird unterschieden zwischen dem Betriebshof Haslach in Kempten und Schweighart in Wiggensbach.

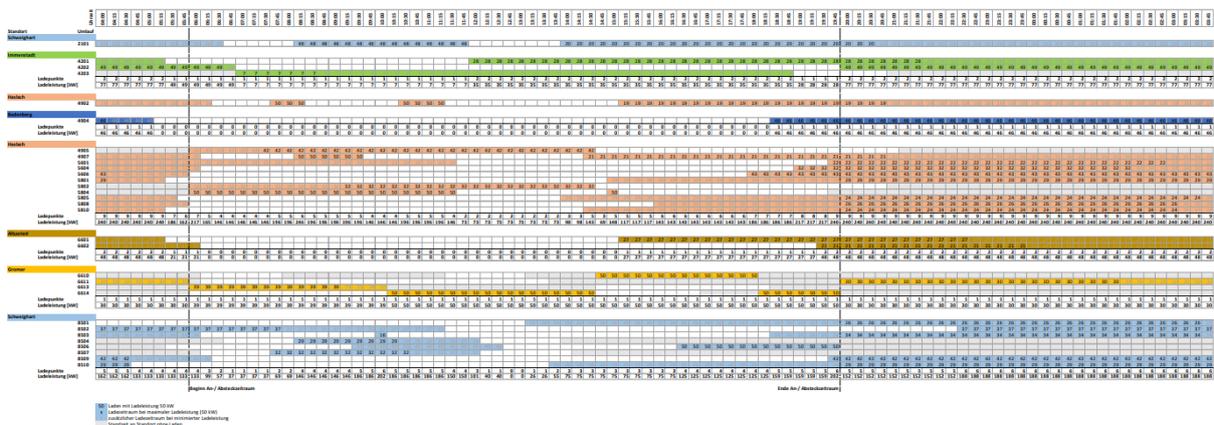


Abb. 27: Ladeplan bei Ladesäulen mit 50 kW (KE)
(Detaildarstellung in Anhang 7.2.1)

Der Ladeplan zeigt die optimale Aufteilung der Ladevorgänge bei einer Ladeleistung von 50 kW, wobei die eingetragenen Werte der tatsächlich benötigten Ladeleistung entsprechen. Die einzelnen Ladestandorte Haslach (Kempten), Schweighart (Wiggensbach), Immenstadt, Badenbergl, Altusried und Gromer sind farblich voneinander abgegrenzt. Die farblich markierten Zellen stellen jeweils den Ladezeitraum dar, die Zellen mit grau geschriebenen Werten zeigen den zusätzlich benötigten Ladezeitraum (= Ladevorgang aktiv) an, der bei einer Streckung der Ladedauer (= Optimierung der Ladeleistung durch das Lademanagement) benötigt wird. Unter den Umläufen am jeweiligen Ladestandort sind die Anzahl der Ladepunkte und die Ladeleistung zu jedem Zeitpunkt im gesamten Tagesablauf angegeben.



Standortelektrifizierung

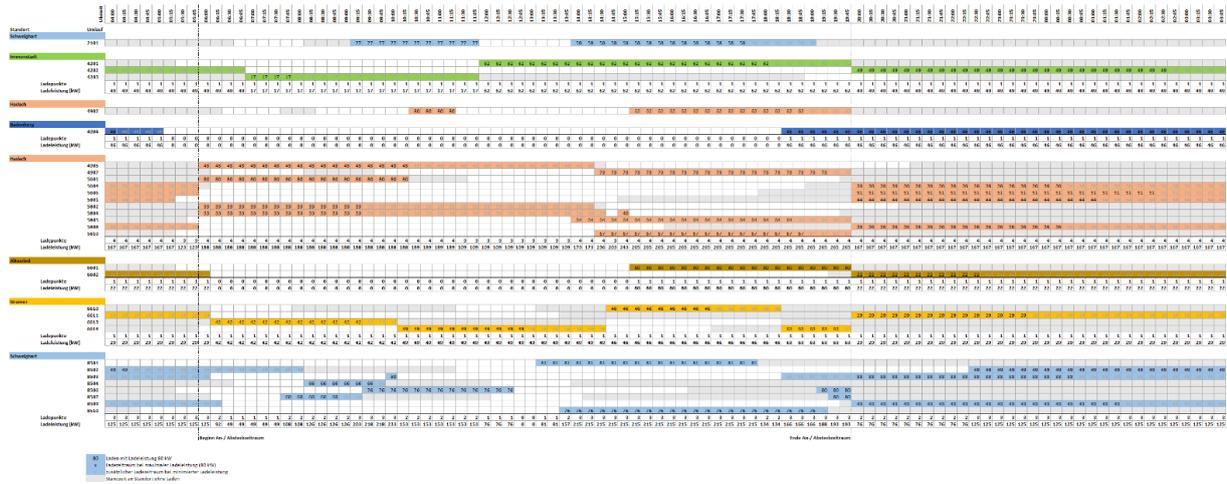


Abb. 28: Ladeplan bei Ladesäulen mit **80 kW (KE)**
(Detaildarstellung in Anhang 7.2.1)

Durch die Erhöhung der Ladeleistung auf 80 kW verkürzt sich die Dauer der Ladevorgänge, wodurch die Anzahl der benötigten Ladepunkte minimiert werden kann.

Der Verlauf der resultierenden Ladeleistung sowie die Anzahl der Ladepunkte am Betriebshof ist für 50 kW- und 80 kW-Ladepunkte in Abb. 29 und Abb. 30 (Haslach) sowie Abb. 31 und Abb. 32 (Schweighart) dargestellt:

Kempton (Haslach)

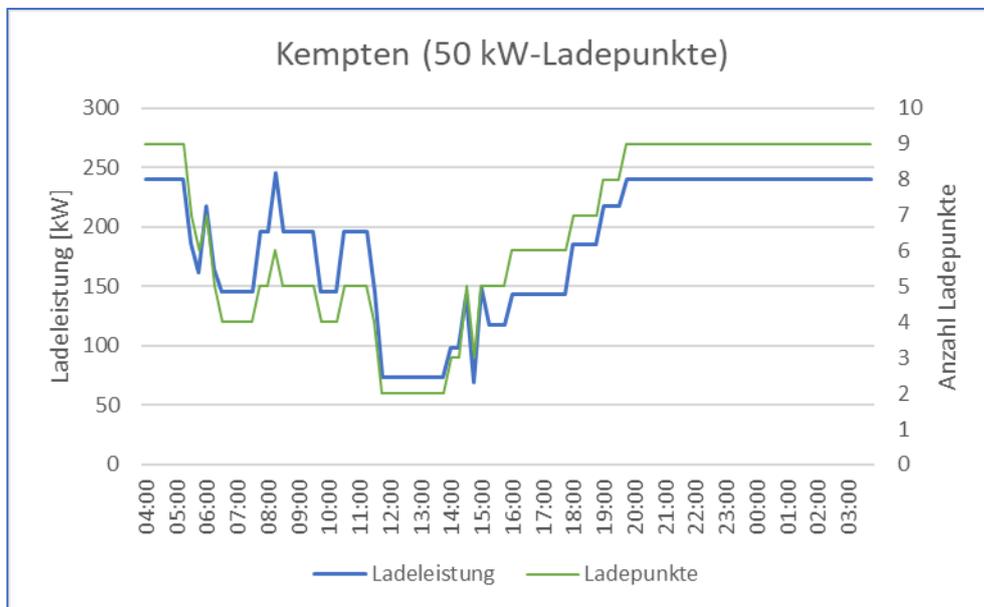


Abb. 29: Verlauf Gesamtladeleistung und Anzahl der Ladepunkte bei Ladeleistung von 50 kW (KE)

Lastspitze:

246 kW

Ladepunkte:

9



Standortelektrifizierung

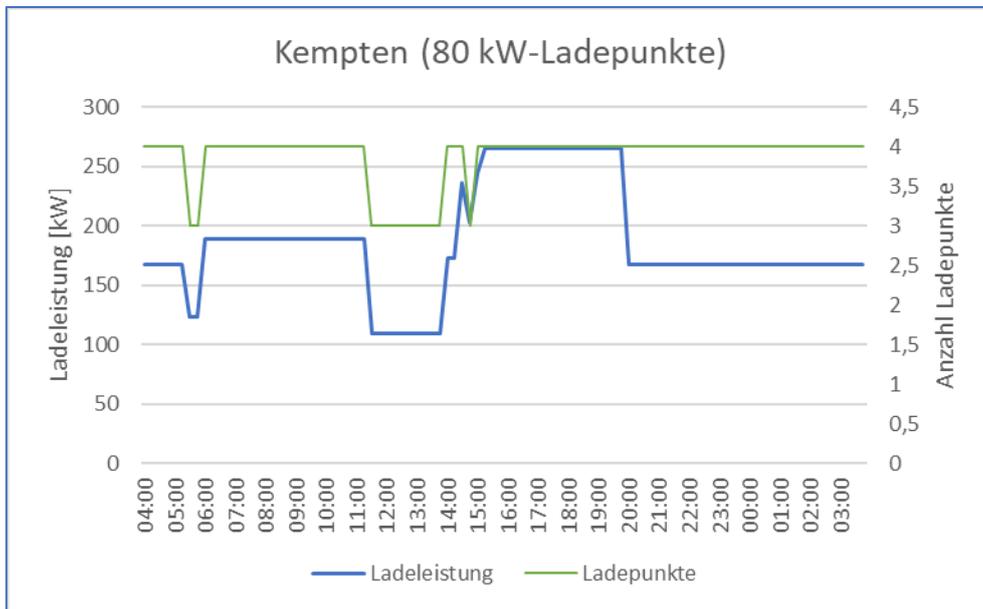


Abb. 30: Verlauf Gesamtladeleistung und Anzahl der Ladepunkte bei Ladeleistung von 80 kW (KE)

Lastspitze:

265 kW

Ladepunkte:

4

Wiggensbach (Schweighart)

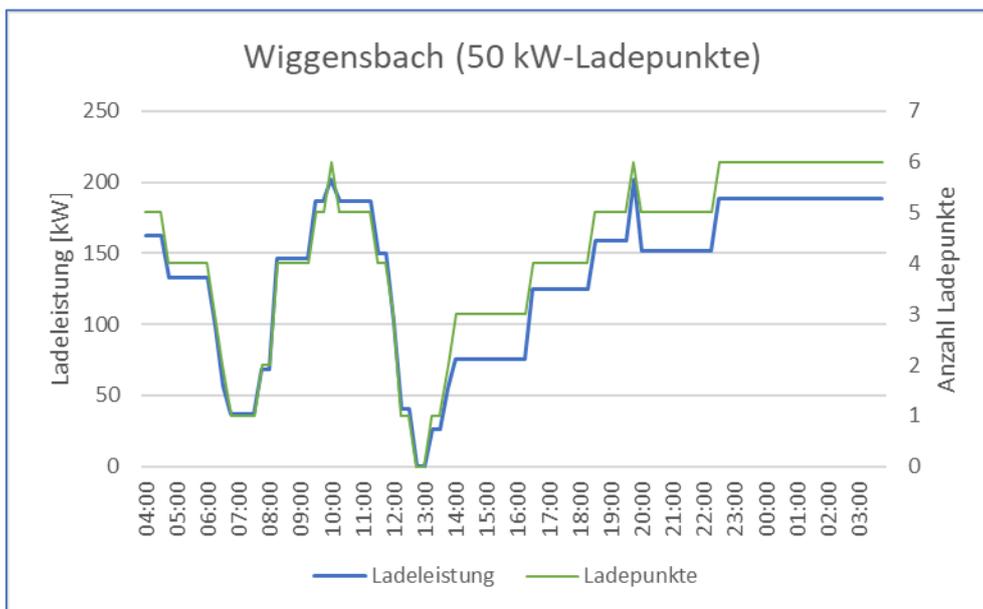


Abb. 31: Verlauf Gesamtladeleistung und Anzahl der Ladepunkte bei Ladeleistung von 50 kW (KE/Wigg)



Standortelektrifizierung

Lastspitze:

202 kW

Ladepunkte:

6

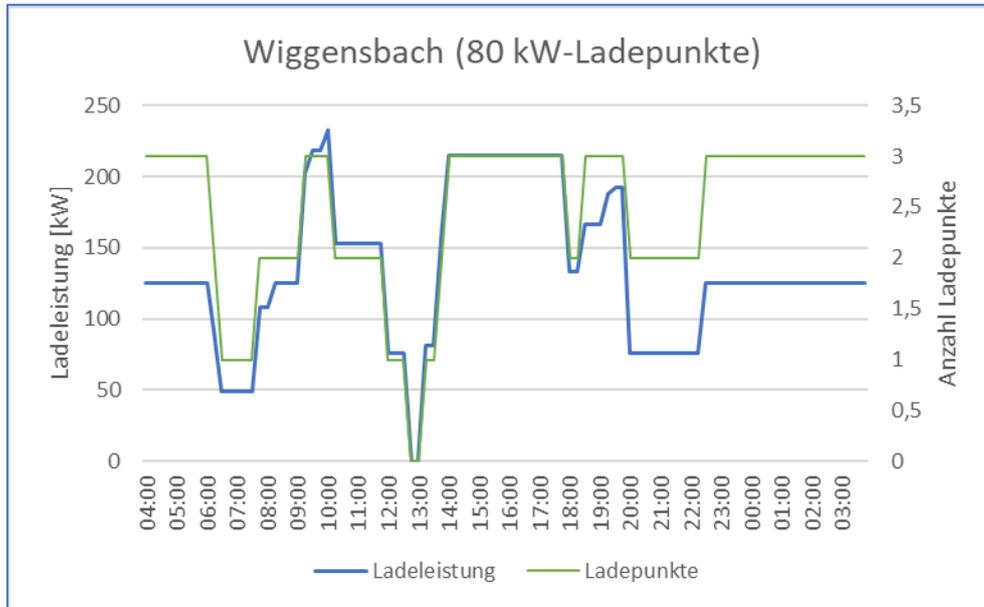


Abb. 32: Verlauf Gesamtladeleistung und Anzahl der Ladepunkte bei Ladeleistung von 80 kW (KE/Wigg)

Lastspitze:

233 kW

Ladepunkte:

3

Es fällt auf, dass sowohl vormittags als auch am späten Nachmittag am meisten Ladevorgänge gleichzeitig stattfinden, während gegen 12:00 bzw. 13:00 sowie in Wiggensbach gegen 7:00 Uhr die kumulierte Ladeleistung aufgrund des Schulverkehrs vergleichsweise gering ist.

Neben dem Betriebshof sind außerdem Ladepunkte an den Standorten **Immenstadt**, **Gromer** in Altusried, **Badenberg** und **Altusried** notwendig, da ein Teil der Busse nachts dort steht und im regulären Betriebsablauf zu keiner Zeit am Betriebshof hält.



Standortelektrifizierung

Tab. 13: Weitere Ladestandorte (KE)

Anzahl Ladepunkte	Ort	Ladeleistung [kW]
1	Immenstadt	62
1	Gromer (Altusried)	63
1	Badenberg	46
1	Altusried	80

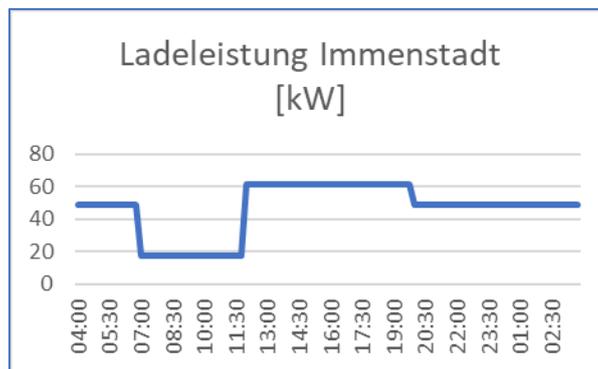


Abb. 33: Verlauf der Gesamtladeleistung am Standort Immenstadt (KE)

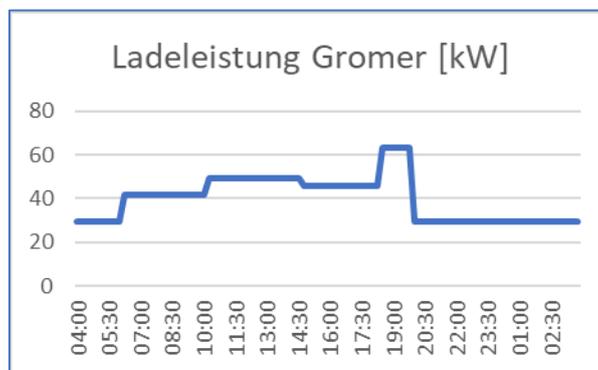


Abb. 34: Verlauf der Gesamtladeleistung am Standort Gromer (KE)



Standortelektrifizierung

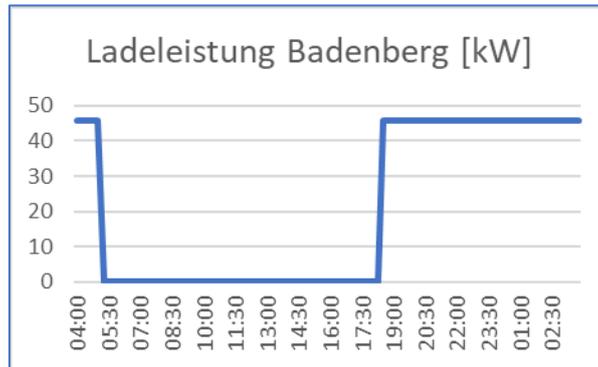


Abb. 35: Verlauf der Gesamtladeleistung am Standort Badenberg (KE)

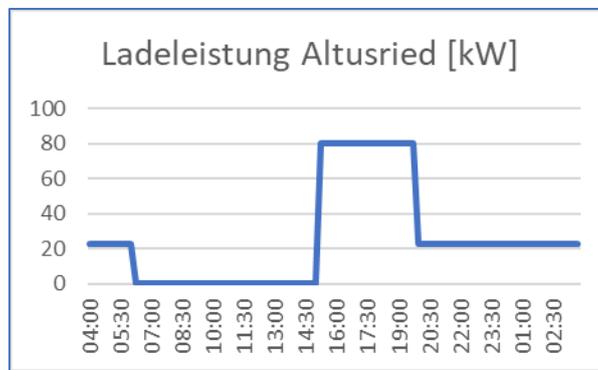


Abb. 36: Verlauf der Gesamtladeleistung am Standort Altusried (KE)

Informationen zu den zusätzlichen Ladestandorten sind in Anhang 7.2.3 zusammengefasst.

Eine Übersicht über die Umläufe und die Ladestandorte ist in Abb. 37 zu sehen (Detaildarstellung per Klick auf die Abbildung).

Standortelektrifizierung

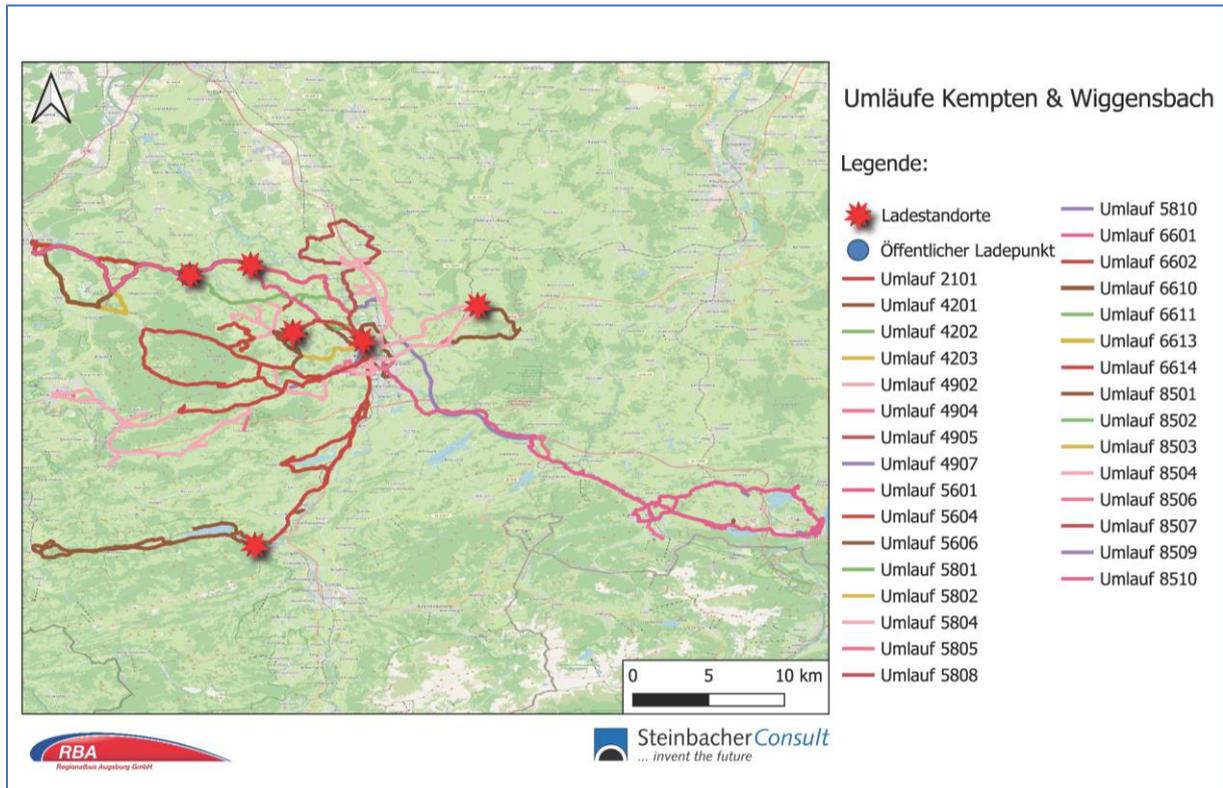


Abb. 37: Umlaufkarte (KE)

Batteriegrößen

Aus dem Energiebedarf der Umläufe konnten die benötigten Batteriegrößen der **31 Umläufe** bestimmt werden:



Eine Übersicht der Batteriegröße je Umlauf kann in Anhang [7.2.4](#) eingesehen werden.

In Tab. 14 ist zu sehen, welche Batteriegrößen benötigt werden, um die einzelnen Linien komplett elektrisch befahren zu können. Die Prozentsätze beziehen sich auf den Anteil der Umläufe einer Linie, die mit der entsprechenden Batteriekapazität elektrifiziert werden können.

Standortelektrifizierung

Tab. 14: Elektrifizierbarkeit der Linien mit unterschiedlichen Batteriegrößen (KE)

Linie	Umläufe	mit 300 kWh	mit 400 kWh	mit 500 kWh	mit 600 kWh
0		0 %	21 %	57 %	100 %
39	4201; 4202; 4203; 5604; 5606; 5801	6 %	17 %	49 %	100 %
50	4902; 4904; 4905; 4907; 5802; 5804; 8509; 8510	19 %	54 %	100 %	100 %
56	5601; 5606; 5804; 5805; 5810	12 %	94 %	94 %	100 %
61	4902; 4905; 5601; 5801; 5802; 5808; 8509	25 %	69 %	100 %	100 %
62	4902; 4907; 5606; 5801; 5802; 5804; 5808; 8509	39 %	74 %	91 %	100 %
63	5601; 5606; 5804; 5805; 5810	22 %	78 %	78 %	100 %
64	5604; 5606; 5801; 5804; 8509	8 %	17 %	75 %	100 %
65	5604; 5804	40 %	100 %	100 %	100 %
66	6601; 6602; 6610; 6611; 6613; 6614	55 %	100 %	100 %	100 %
71	5601; 5606; 5805; 5810	0 %	92 %	92 %	100 %
80	2101; 4907	0 %	100 %	100 %	100 %
400	8501; 8502; 8503; 8504; 8506; 8507	26 %	77 %	100 %	100 %
444	8501; 8502; 8507	20 %	60 %	100 %	100 %
445	8502; 8503; 8504; 8506; 8507	79 %	93 %	100 %	100 %

Im Maßnahmenkatalog in Kapitel 5.4.2.3 werden Möglichkeiten aufgezeigt, durch die der Anteil der elektrifizierbaren Linien erhöht werden kann.

5.4.2.2 Bestand an den Betriebshöfen

Um einen konkreten Maßnahmenkatalog auf Basis der in Kapitel 5.4.2.1 ermittelten Ergebnisse zu erstellen, wurde zunächst der Bestand am Betriebshof analysiert. Dafür wurden der Netzanschluss sowie das Vorhandensein einer bestehenden Transformatorenanlage (Trafo), die Nutzung von erneuerbaren Energien und für Kooperationen interessante benachbarte Unternehmen überprüft.

Kempton (Haslach)

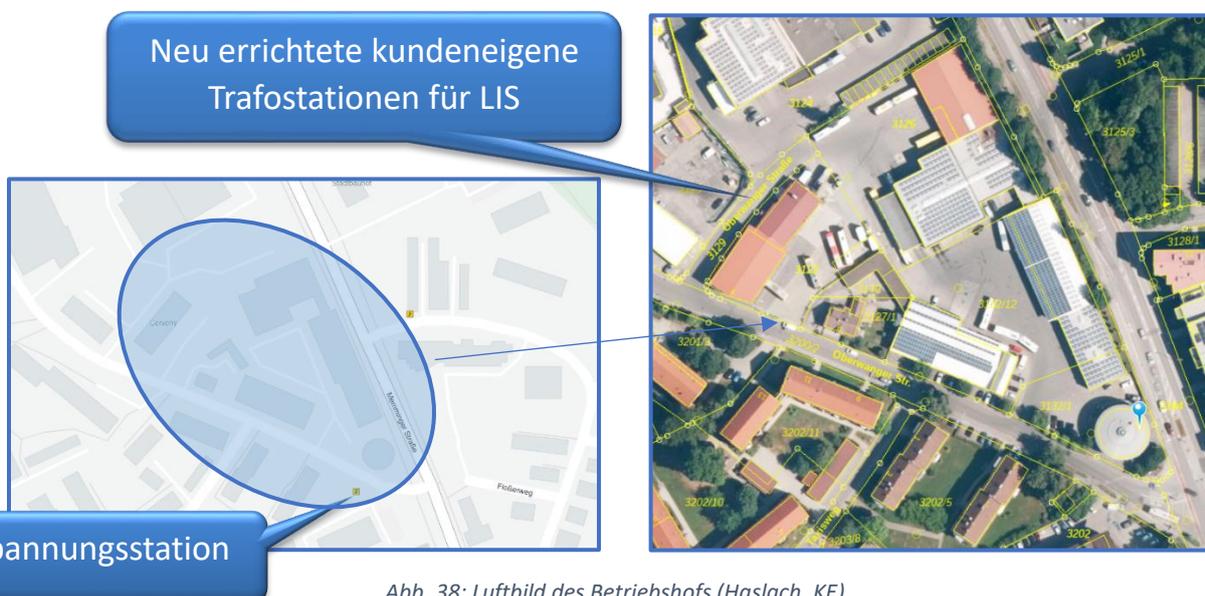


Abb. 38: Luftbild des Betriebshofs (Haslach, KE)

Standortelektrifizierung



Angaben Netzbetreiber:

- 20 kV-MS-Anschluss im Bestand (wurde extra für LIS eingerichtet)
- Haslach Bus GmbH verantwortlich



Erneuerbare Energien:

- Eigene PV-Anlage: 180,87 kWp
- Eigene PV-Erweiterung derzeit in der Umsetzung (Leistung nicht bekannt)
- Nachbarn: 31 kWp PV-Anlage (Schleyer), 53 kWp (V-Anlage (ABT/AutoPlus))



Nachbarn/Synergien:

- Weitere Gewerbe, auch Kfz/Mobilität



Eigene Tankstelle vorhanden

Gemeinsame Standortbegehung:



Abb. 39: Standortbilder (Haslach, KE)

RBA-Stellplätze in der Halle (l.o.), Schnellladestation (300 kW DC) (r.o.), DC-Ladestationen mit ladenenden Elektrobussen (l.u.), Netzanschluss (Trafo), Batteriespeicher (r.u.)

Standortelektrifizierung

Wiggensbach (Schweighart)



Abb. 40: Luftbild des Betriebsshofs (KE/Wigg)



Angaben Netzbetreiber:

- 62 kW im Bestand
- Erweiterbar auf 100 bis 300 kW aus dem Ortsnetz (Bestand), darüber hinaus wäre ein neuer Mittelspannungsnetzanschluss notwendig



Erneuerbare Energien:

- Eigene PV-Anlage: 37,125 kWp
- Nachbarn: 165,44 kWp PV-Anlage (Heel-Energie), 145 kW Biomasseanlage (Kaffeerösterei)



Nachbarn/Synergien:

- Gewerbe, diverse Unternehmen, Heel-Energie (Ladeinfrastruktur im Bestand)

Standortelektrifizierung

Gemeinsame Standortbegehung:



Abb. 41: Standortbilder (KE/Wigg)

Südliche Einfahrt, potenzieller Platz für Ladeinfrastruktur (l.o.), Hallen (r.o.), Werkstatt und Pkw-Wallbox (l.u.), Grünfläche zwischen Einfahrten als Platzpuffer (r.u.)

5.4.2.3 Maßnahmenkatalog

In diesem Unterkapitel werden die Ergebnisse der Auswertungen der Simulationen aus Kapitel [5.4.2.1](#) um diverse Aspekte ergänzt, um unter Berücksichtigung der Begebenheit vor Ort einen Maßnahmenkatalog aufzustellen.

Minimierung der Anzahl der Ladepunkte durch höhere Ladeleistung (Haslach)

Bei der Erstellung der Ladepläne in Kapitel [5.4.2.1](#) wurde bereits berücksichtigt, dass eine Variation der Ladeleistung einen großen Einfluss auf das Ladekonzept eines Standorts hat. Bei der Erhöhung der Ladeleistung pro Ladepunkt von 50 kW auf 80 kW kann die Anzahl der benötigten Ladepunkte von 9 auf 4 verringert werden. Da der Aufbau eigener Ladeinfrastruktur am Betriebshof von Haslach nicht in Frage kommt, ist RBA auf die Zurverfügungstellung von Ladeinfrastruktur durch Haslach angewiesen. Die Aussage vor Ort war, dass 3-4 Ladepunkte vorgesehen werden können, sofern die Vorgaben des Betriebshofmanagementsystems eingehalten werden. Durch die Ladeinfrastruktur im Bestand (160 kW aufgeteilt auf je zwei Ladepunkte) kann im weiteren Verlauf mit einer garantierten Ladeleistung von 80 kW je Ladepunkt gerechnet werden.





Standortelektrifizierung

In der Theorie können durch die Einsparung von fünf Ladepunkten Anschaffungskosten (nur für die Ladepunkte) in Höhe von etwa 82.500 € eingespart werden.⁴⁵ Dagegen erhöht sich die Lastspitze von 246 kW auf 265 kW, womit der Netzanschluss von Haslach belastet wird. Die höhere Lastspitze sowie potenziell höhere Wartungskosten müssen in einer entsprechenden Kostenbetrachtung berücksichtigt werden, allerdings wird Haslach durch den 20 kV-Netzanschluss keine Engpässe in der Leistung befürchten muss.

Die Optimierung hinsichtlich der Reduzierung der Anzahl benötigter Ladepunkte ist am Standort Kempten außergewöhnlich effektiv. Es lassen sich potenziell 5 Ladepunkte, in dem Fall entspricht das 55 %, einsparen!

Minimierung der Anzahl der Ladepunkte durch höhere Ladeleistung (Schweighart)

Bei der Erstellung der Ladepläne in Kapitel 5.4.2.1 wurde bereits berücksichtigt, dass eine Variation der Ladeleistung einen großen Einfluss auf das Ladekonzept eines Standorts hat. Bei der Erhöhung der Ladeleistung pro Ladepunkt von 50 kW auf 80 kW kann die Anzahl der Ladepunkte von 6 auf 3 verringert werden. Dadurch können Anschaffungskosten (nur für die Ladepunkte) in Höhe von etwa 45.000 € eingespart werden.⁴⁶ Dagegen erhöht sich die Lastspitze von 202 kW auf 233 kW. Die höhere Lastspitze sowie potenziell höhere Wartungskosten müssen in der Kostenbetrachtung berücksichtigt werden.



Die Optimierung hinsichtlich der Reduzierung der Anzahl benötigter Ladepunkte ist am Standort Wiggensbach außergewöhnlich effektiv. Es lassen sich potenziell 3 Ladepunkte, in dem Fall entspricht das 50 %, einsparen!

Minimierung der ermittelten Ladepunkte durch Umstecken in der Nacht

Im Ladeplan in Kapitel 5.4.2.1 wurde ein An- und Absteckzeitraum zwischen 6:00 und 20:00 Uhr definiert. Das bedeutet, dass außerhalb dieser Uhrzeiten kein Ladevorgang startet oder endet, außer der Bus erreicht den Betriebshof nach 20:00 Uhr oder verlässt ihn vor 6:00 Uhr. Dadurch wird verhindert, dass nachts Mitarbeitende vor Ort sein müssen, um Busse umzustecken und zu rangieren.

Theoretisches/rechnerisches Optimum: Für den Fall, dass das Umstecken rund um die Uhr ermöglicht werden kann, wurde untersucht, wie viele Ladepunkte dadurch theoretisch eingespart werden könnten. Bei Haslach kann die Anzahl der Ladepunkte bei 50 kW um 5 und bei 80 kW um 1 reduziert werden (s. Tab. 15). Bei Schweighart kann die Anzahl der Ladepunkte bei 50 kW um 3 und bei 80 kW um 1 reduziert werden (s. Tab. 16). Die entsprechenden Ladepläne sind in Anhang 7.2.5 zu finden.

⁴⁵ Annahme Kosten je Ladepunkt: 50 kW ca. 22.500 €, 80 kW ca. 30.000 €; vgl. Kapitel 4.1

⁴⁶ Annahme Kosten je Ladepunkt: 50 kW ca. 22.500 €, 80 kW ca. 30.000 €; vgl. Kapitel 4.1

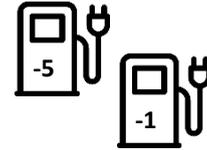


Standortelektrifizierung

Haslach:

Tab. 15: Anzahl der Ladepunkte bei Umstecken in der Nacht (KE)

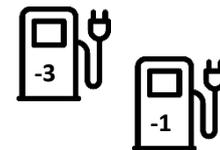
Anzahl Ladepunkte	Ohne Umstecken nachts	Mit Umstecken nachts
50 kW	9	4
80 kW	4	3



Schweighart:

Tab. 16: Anzahl der Ladepunkte bei Umstecken in der Nacht (KE/Wigg)

Anzahl Ladepunkte	Ohne Umstecken nachts	Mit Umstecken nachts
50 kW	6	3
80 kW	3	2



Minimierung der Batteriegröße

Da eine Batterie mit höherer Kapazität nicht nur mehr kostet, sondern auch mehr wiegt, ist es sinnvoll, die Batteriegrößen so klein wie möglich zu halten. Eine Möglichkeit dafür ist, Ladevorgänge zusätzlich zu den vorgegebenen Haltezeiten an den Ladestandorten zu ermöglichen:

Option 1: Laden auf der Strecke:

Bei Umläufen, die vor dem Aufenthalt an einem Ladestandort eine Leerfahrt fahren, die länger eingeplant ist, als sie theoretisch dauert, kann die übrige Zeit für einen zusätzlichen Ladevorgang am Ladestandort genutzt werden.

Umlauf 4904 benötigt eine 500 kWh-Batterie (Worst-Case-Verbrauch: 492 kWh). Die lange Leerfahrtdauer vormittags kann zum erneuten Laden bei Haslach genutzt werden. Da vom ZUM zu Haslach nur ca. 10 min benötigt werden, hat der Bus dort eine Standzeit von ca. 3:15 h und könnte bis zu 260 kWh laden (bis dahin im Worst-Case nur ca. 170 kWh verbraucht, deshalb können nur maximal 170 kWh wieder aufgeladen werden). So ist für diesen Umlauf eine 400 kWh-Batterie ausreichend.

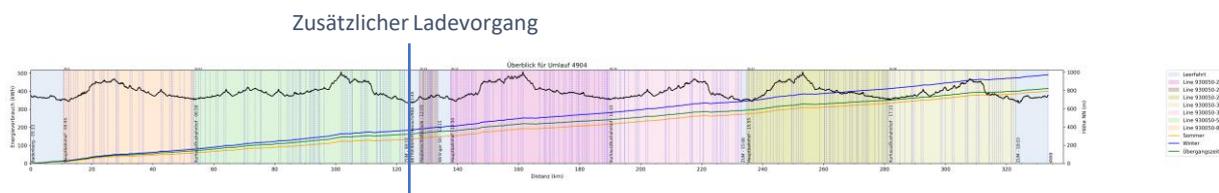


Abb. 42: Zusätzlicher Ladevorgang in Umlauf 4904 (KE)

Standortelektrifizierung

Umlauf 5808 benötigt eine 400 kWh-Batterie (Worst-Case-Verbrauch: 358 kWh). Die lange Leerfahrdauer vormittags kann zum erneuten Laden bei Haslach genutzt werden. Da vom Hauptbahnhof zu Haslach nur ca. 12 min benötigt werden, hat der Bus dort eine Standzeit von ca. 1:00 h und könnte bis zu 80 kWh laden. So ist für diesen Bus eine 300 kWh-Batterie ausreichend.

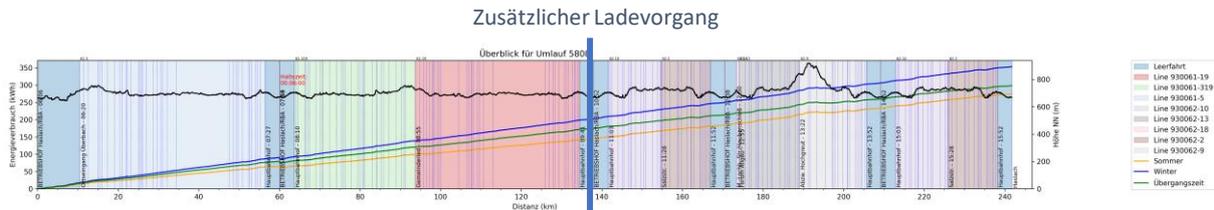


Abb. 43: Zusätzlicher Ladevorgang in Umlauf 5808 (KE)



Option 2: Einsatz von Dieselheizungen:

Um die Notwendigkeit von Batteriegrößen von 500 kWh oder 600 kWh zu umgehen, gibt es die Möglichkeit einer hybriden Lösung, indem die Heizung nicht elektrisch, sondern durch eine Dieselheizung betrieben wird. Dies kommt in Frage für Umläufe mit hohem Energiebedarf, der im Sommer und in der Übergangszeit deutlich geringer ist als im Winter, was auf einen hohen Verbrauch durch die Heizung schließen lässt. Wird diese nicht elektrisch betrieben, ist eine Reduzierung der Batteriegröße möglich.

- **Umlauf 4202:** 500 kWh statt 600 kWh
- **Umlauf 5606:** 500 kWh statt 600 kWh
- **Umlauf 5801:** 400 kWh statt 500 kWh
- **Umlauf 8509:** 400 kWh statt 500 kWh
- **Umlauf 8510:** 400 kWh statt 500 kWh
- **Umläufe 4201, 4904 und 8502** mit 500 kWh haben auch in der Übergangs- und Sommerzeit zu hohem Verbrauch



Option 3: Einsatz von Range Extender:

Eine weitere Möglichkeit, die Batteriegrößen der Elektrobuse zu verkleinern, ist die Verwendung von Brennstoffzellen zusätzlich zum batterieelektrischen Antrieb. Die sogenannten Range Extender erweitern die Reichweite der Busse, indem mithilfe von Wasserstoff Strom erzeugt wird. Ein Beispiel für einen derartigen Bus ist der Mercedes-Benz eCitaro fuel cell, der seit Juni 2023 auf dem Markt ist. Der Gelenkbus besitzt eine Batteriekapazität von 392 kWh und gewinnt durch den Einsatz der Brennstoffzelle weitere 60 kWh hinzu. Der Einsatz von Range Extendern ist an diesem Standort jedoch



Standortelektrifizierung

nicht realistisch durchführbar, da keine preiswerten Wasserstoffreserven verfügbar sind und der Aufbau einer eigenen Infrastruktur hierfür keine denkbare Option ist.⁴⁷

PV-Anlage (Haslach)

Das Unternehmen Haslach Bus GmbH, an dessen Betriebshof die Busse des Standorts Kempten geparkt sind, besitzt bereits eine PV-Anlage mit einer angeblich installierten Leistung von 180,78 kWp (Angabe Reporting Übertragungsnetzbetreiber: Oberwanger Straße 4, 87439 Kempten, Anlagenschlüssel E3180601874390020000000020015103). Zudem wurde über die Ladeinfrastruktur für die bereits beschafften Elektrobusse ein Carport mit kompletter PV-Bestückung gebaut. Die Erzeugungsleistung dieser weiteren Eigenerzeugungsanlage ist nicht bekannt.

PV-Anlage (Schweighart)

Um eine möglichst nachhaltige und unabhängige Versorgung des Betriebshofs zu erreichen, wurde das Potenzial für die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien untersucht. Durch Ausmessen der potenziellen Dachfläche für eine PV-Anlage konnte ermittelt werden, wie viel Strom jährlich durch Sonnenenergie produziert werden kann. Zudem kann hierdurch potenzieller Weise erheblich an Energiekosten (Strom) eingespart werden, sofern der eigenerzeugte PV-Strom lokal und direkt genutzt werden kann (Herausforderung der Synchronisierung zwischen Erzeugung und Verbrauch sowie rechtliche Fragestellungen bspw. durch Miet- oder Pachtverhältnisse), und bestenfalls können sogar Netzanschlusskapazitäten reduziert werden.

Am Betriebshof besteht bereits eine PV-Anlage mit einer installierten Leistung von 37,125 kWp. Durch einen Ausbau auf der restlichen Dachfläche können weitere 146 kWp erreicht werden (s. Abb. 44).

Zusätzlich zu der Errichtung einer PV-Anlage auf den bestehen den Dächern kann der Bau einer Überdachung für die Ladestellplätze mit einer Fläche von in Betracht gezogen werden (südliche Einfahrt). Neben der Erhöhung des erzeugten Stroms durch eine größerflächige PV-Anlage dient diese Überdachung außerdem als Witterungsschutz für die Ladesäulen. Ein derartiger Ausbau muss erst durch den Vermieter des Grundstücks bestätigt und beauftragt werden und wird deshalb zunächst nicht in der vorliegenden Planung und den Berechnungen (Dachflächen) berücksichtigt.

⁴⁷ Quellen: https://www.mercedes-benz-bus.com/de_DE/models/ecitaro.html;
<https://www.electrive.net/2023/06/05/technische-details-und-serienstart-des-mercedes-ecitaro-fuel-cell/>

Standortelektrifizierung



ca. 813 m²

435 Module

Tab. 17: Kennzahlen zur Stromerzeugung durch PV-Anlage (KE/Wigg)

Installierbare Leistung	146 kWp
Jährliche Stromproduktion	151 MWh
Jährlicher Strombedarf (Wochentage)	848 MWh
Differenz	697 MWh
Erlös bei Volleinspeisung	19.495 €

Abb. 44: Potenzielle Fläche für PV-Anlagen (blau), zusätzliche Überdachung mit PV-Anlage (grau) (KE/Wigg) (nicht in Berechnungen berücksichtigt) ⁴⁸

Der erzeugte Strom der zusätzlichen PV-Anlage (146 kWp) kann entweder voll eingespeist werden, was jährlich ca. 19.500 € (als Neuanlage) einbringt, oder direkt für das Laden der Elektrobusse verwendet werden. Neben der reinen Betrachtung der prognostizierten erzeugten Strommenge in kWh ist beim Eigenverbrauch vor allem entscheidend, wann und mit welcher Leistung (kW) der Strom erzeugt und ob der Strom zu diesen Zeiten vor Ort (also ortsgleich und zeitgleich) verbraucht wird. In Abb. 45 ist daher die benötigte, kumulierte Leistung durch Ladevorgänge im Vergleich zu der simulierten Erzeugungsleistung durch die PV-Anlage dargestellt. ⁴⁹

⁴⁸ Annahmen: 1,87 m² pro Modul; 0,18 kWp pro m² (<https://www.dachvermieten.net/wieviel-qm-dachflaeche-fuer-1-kwp-kilowattpeak/>); 1.033 kWh pro kWp und Jahr (<https://ertragsdatenbank.de/auswertung/region.html?j=2024&r=8&a=jahre> Durchschnitt von 2021 bis 2023); 262 Wochentage pro Jahr; Vergütungssatz von 12,9 ct/kWh bei Volleinspeisung (<https://photovoltaik.org/kosten/einspeiseverquetung>)

⁴⁹ Die Erzeugungskurven wurden mittels genauer Lage (Längen- und Breitengrad), der entsprechenden Globalstrahlung und Basisannahmen für die Ausrichtung der Module (s.u.) simuliert.

Standortelektrifizierung

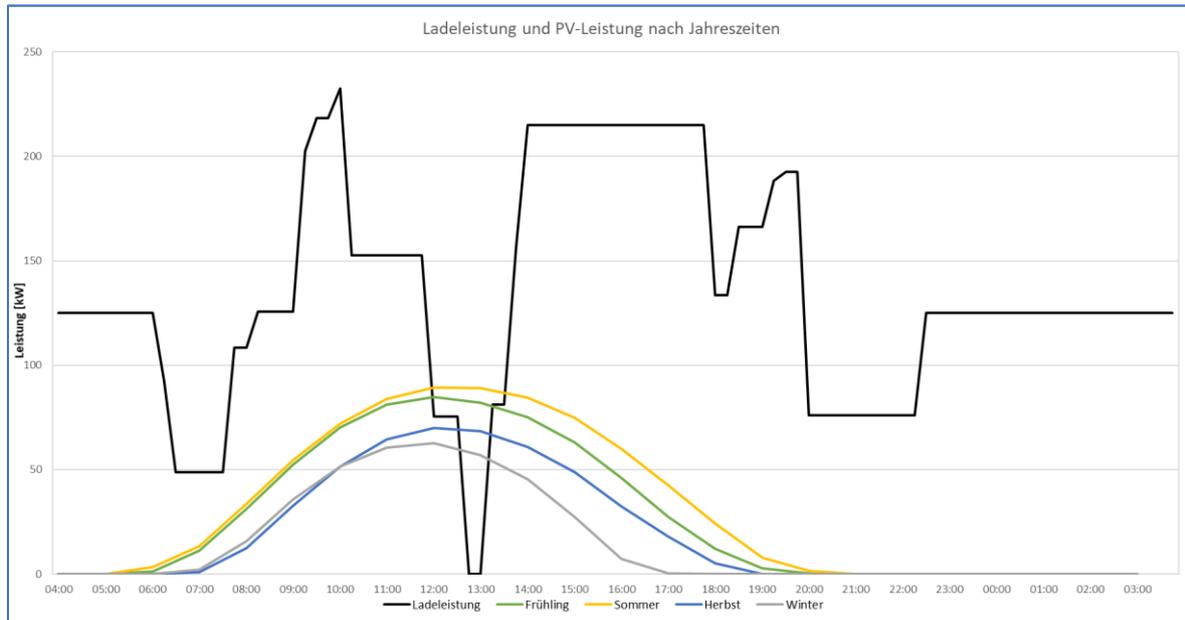


Abb. 45: Ladeleistung und PV-Leistung nach Jahreszeiten (KE/Wigg)⁵⁰

Ein Großteil des durch die PV-Anlage erzeugten Stroms könnte direkt durch die ladenden Elektrobusse verbraucht werden. Durch die annahmenbasierten und durchschnittlichen Hochrechnungen, könnten über 90 % des eigenerzeugten Stroms direkt selbst verbraucht werden.⁵¹ Lediglich während der Mittagszeit entsteht ein Überschuss von eigenerzeugter Energie, die in das Stromnetz eingespeist wird. Dieser Umstand entsteht dadurch, dass kurzzeitig und ausgerechnet um 13:00 Uhr mittags, zu der Zeit mit der höchsten Erzeugungsleistung, kein einziger Ladevorgang aktiv ist. Dieser Effekt trifft alle Jahreszeiten, da der Verbrauch für kurze Zeit gleich null ist. Samstage, Sonn- und Feiertage sind hierbei nicht extra betrachtet worden. An diesen wird an sich der Stromerzeugungsüberschuss zwar höher sein, da weniger Fahrzeugumläufe gefahren werden und damit weniger Stromverbrauch durch Ladevorgänge anfällt, andererseits stehen dafür Fahrzeuge zur Mittagszeit am Betriebshof und können PV-Strom laden, welche sonst unter der Woche den Schulverkehr mittags bedienen. Ein Energiespeichersystem ist jedoch aufgrund des hohen direkt verbrauchten Anteils nicht notwendig.

Für die weitere Planung des Ausbaus der PV-Anlagen sollte zunächst die Traglast der Gebäude des Betriebshofs geprüft werden.

Aufgrund der vorliegenden Eigentumsverhältnisse wird für diesen Standort empfohlen, dass RBA als Mietpartei eventuelle Dachpachtverträge/Pachtmodelle (mit überwiegendem wirtschaftlichen Risiko) oder vergleichbare rechtliche Konstrukte prüft, um den produzierten Strom auch wirklich selbst vor Ort verbrauchen zu dürfen (Eigenversorgung: Notwendige Personenidentität, dass PV-Anlagenbetreiber und Stromverbraucher dieselbe juristische Person sind, also der „Letztverbraucher die Anlage betreibt“) und nicht das hohe (auch wirtschaftliche) Potenzial durch Umlagen, Netzentgelte etc. zu schmälern.

⁵⁰ Quelle: <https://www.renewables.ninja/> (Annahmen: Neigung: 35°; Ausrichtung: Süden; Jahr: 2019)

⁵¹ An einem klassischen Wochentag und unter der Annahme, dass die Fahrzeugumläufe und damit der Verbrauch an einem typischen Wochentag ganzjährig vorliegt (Samstage, Sonn- und Feiertage nicht herausgerechnet)



Standortelektrifizierung

Potenzielle Kooperationen (Haslach)

Benachbarte Unternehmen:

In Kempten besteht bereits eine Kooperation mit Haslach Bus GmbH. Diese kann bei einer Elektrifizierung der Busse ausgeweitet werden auf die Nutzung der bestehenden Ladesäulen und somit die Nutzung des Stroms der bestehende PV-Anlage. Es ist zwar anzunehmen, dass Solarstromladen aufgrund rechtlicher Zusammenhänge hinsichtlich der Weitergabe von subventioniertem Strom an Dritte, für RBA nicht direkt dazu führen kann vergünstigten PV-Strom zu laden und zu bezahlen, aber womöglich könnte Seitens Haslach Laden tagsüber bei der Verrechnung berücksichtigt werden. Entsprechende rechtliche Prüfungen anzustoßen wird empfohlen. Haslach als Betreiber der Anlage selbst hat sicherlich ein hohes Interesse daran, dass Ladevorgänge vorwiegend tagsüber stattfinden, da seine Kostenersparnis im Betrieb dann entsprechend höher ist.

Mit weiteren Unternehmen in der Nähe, die PV-Anlagen besitzen, wie zum Beispiel Schleyer GmbH mit 31 kWp sowie Auto Plus GmbH und ABT e-Line GmbH mit 53 kWp, können theoretisch Kooperationen zur Nutzung des erzeugten Stroms in Betrachtung gezogen werden. Es gibt hierzu verschiedene Konstrukte für Stromlieferungen. Außerdem können die zahlreichen Kfz-Unternehmen, die sich im Gewerbegebiet befinden, bezüglich einer gemeinsamen Nutzung der Ladestationen berücksichtigt werden.

Potenzielle Kooperationen (Schweighart)

Benachbarte Unternehmen:

In Wiggensbach besteht bereits eine Kooperation mit Schweighart Reisen (RBA ist seit 2012/2013 dort Mieterin), dessen Betriebshof von RBA genutzt wird. Bei Umsetzung der Elektrifizierung der Busumläufe und des damit einhergehenden Ausbaus der Ladeinfrastruktur am Betriebshof muss diese Kooperation berücksichtigt werden. Mit weiteren Unternehmen in der Nähe, die PV-Anlagen besitzen, wie zum Beispiel Heel-Energie GmbH mit einer 165,44 kWp-PV-Anlage, können theoretisch Kooperationen zur Nutzung des erzeugten Stroms in Betracht gezogen werden.

Öffentliche Ladestationen:

Für die vier Busse, die an einer Ladestation am Standort **Gromer** geladen werden, könnte alternativ die Nutzung einer öffentlichen Ladestation in der Nähe dieses Standorts in Betracht gezogen werden. Dafür kommt folgende Ladestation in Frage:⁵²

- CCS-Ladestation mit 50 kW (Betreiber: Wagner Haus- und Umwelttechnik GmbH & Co. KG)

⁵² Quelle: <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/ladesaeulen/>

Standortelektrifizierung

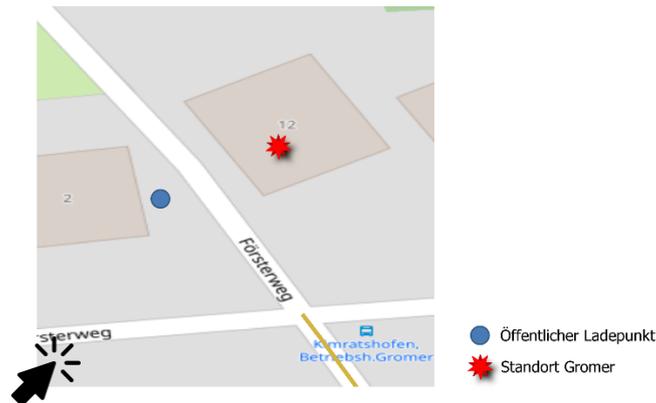


Abb. 46: Öffentlicher Ladepunkt bei Standort Gromer (KE)
(Link zu Google Maps per Klick auf die Abbildung)

5.4.2.4 Konkreter Umsetzungsplan

Aus den Ergebnissen der Simulationsauswertungen in Kapitel 5.4.2.1 und dem Maßnahmenkatalog in Kapitel 5.4.2.3 wurden Maßnahmen zur konkreten Umsetzung ausgewählt und weiter ausdetailliert, die für diesen Standort empfohlen werden. In den nachfolgenden Darstellungen werden die standortindividuellen Umsetzungspläne für Kempten und Wiggensbach erläutert und spezifiziert. Die technischen Zeichnungen, in denen die ermittelten Ergebnisse umgesetzt sind, können in Anhang 7.2.6 eingesehen werden.

Kempten (Haslach):

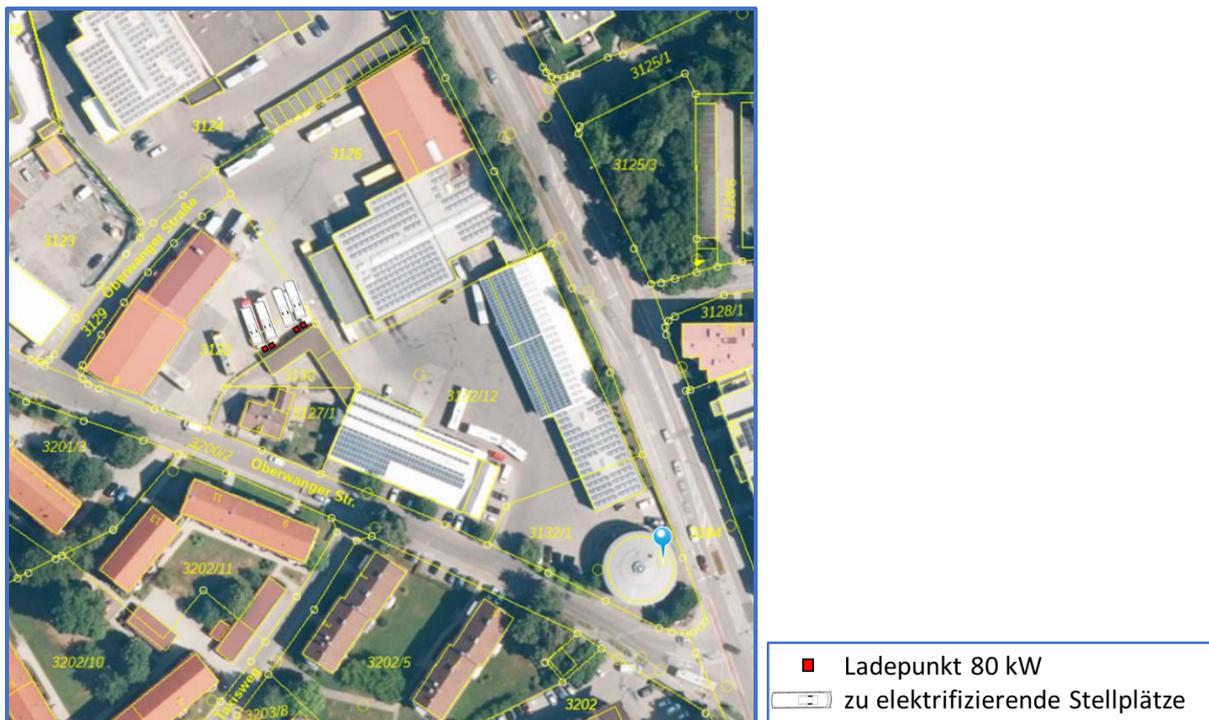


Abb. 47: Planskizze (KE)

Standortelektrifizierung

4 Ladepunkte mit 80 kW
(vgl. Kapitel 5.4.2.1)

Lastspitze bei 265 kW
(vgl. Kapitel 5.4.2.1)

Berücksichtigung der bestehenden PV-Anlage von Haslach (Rechtliche Gegebenheiten prüfen)

Am Standort Kempten werden die Stellplätze der Haslach Bus GmbH genutzt und somit kann der Ausbau der notwendigen Infrastruktur nicht wie an anderen Standorten eigenständig durch RBA geplant und durchgeführt werden. Da bereits Ladeinfrastruktur und PV-Anlagen am Betriebshof bestehen, empfiehlt es sich, mit der Haslach Bus GmbH zu kooperieren und eine Mitnutzung der vorliegenden Ladesäulen anzufordern.

Wiggensbach (Schweighart):

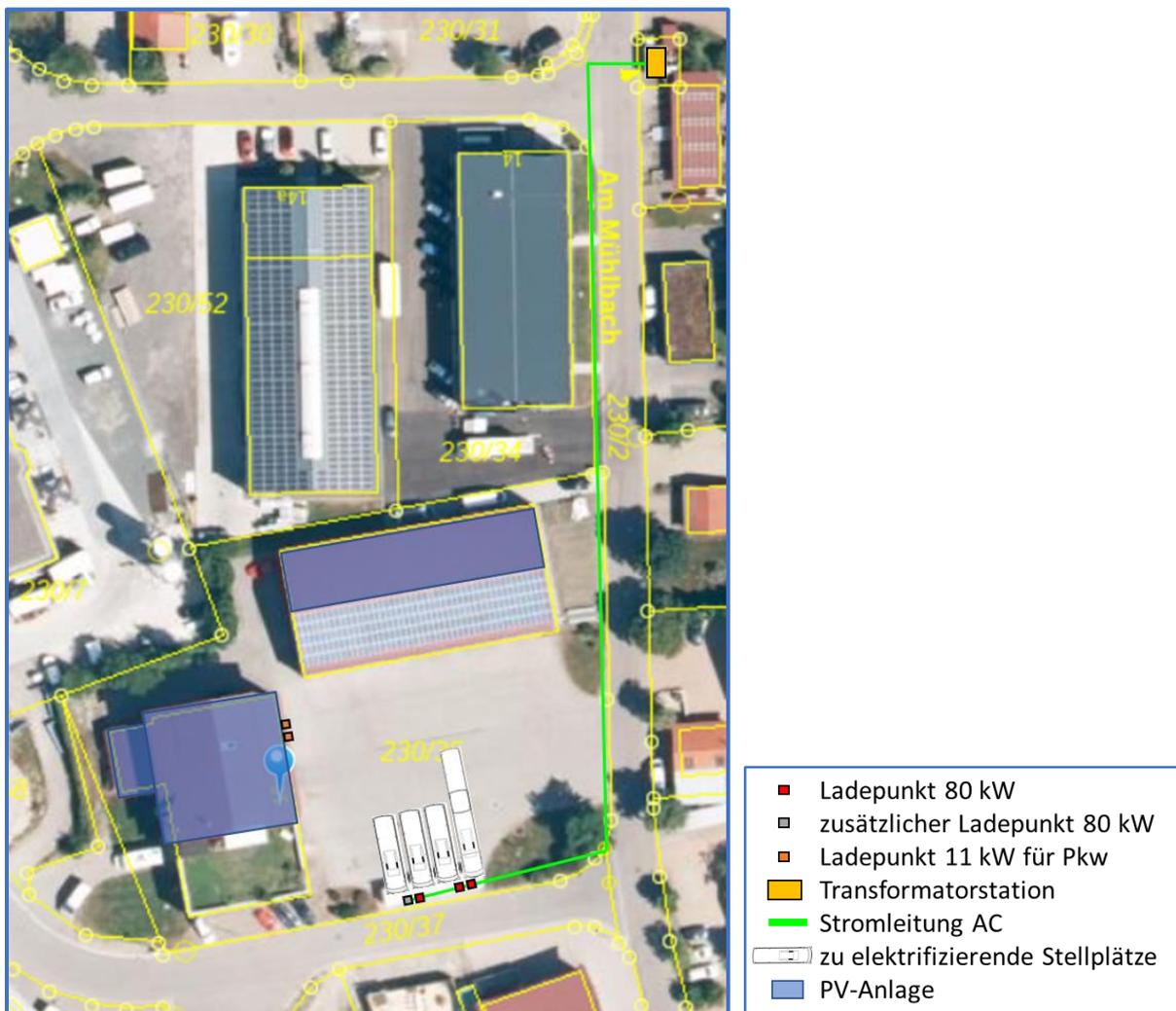


Abb. 48: Planskizze (KE/Wigg)



Standortelektrifizierung



3 Ladepunkte mit 80 kW plus **1 zusätzlicher Ladepunkt** mit 80 kW als Puffer
(vgl. Kapitel 5.4.2.1)



Lastspitze bei 233 kW → Laut Netzbetreiber sind bis zu 300 kW aus dem Ortsnetz möglich, vermutlich müsste jedoch vom bestehenden MS-Trafo die Leistung bis an den Standort durch eine neue Kabeltrasse verlegt werden
(vgl. Kapitel 5.4.2.1)



Nutzung der bestehenden PV-Anlage; zusätzliche Installation von 146 kWp PV-Anlage mit Überschusseinspeisung zur Eigenversorgung + Klärung rechtlicher Rahmenbedingungen (vgl. Kapitel 5.4.2.3 PV-Anlage)

Indem jeweils zwei Ladepunkte mit einer benötigten Leistung von 80 kW in einer 160 kW-Ladesäule mit zwei Ansteckmöglichkeiten zusammengefasst werden, kann eine höhere Flexibilität gewährleistet werden. So kann ein Bus im Notfall mit einer Ladeleistung von bis zu 160 kW laden, sofern der zweite Ladepunkt in dem Zeitraum nicht besetzt ist. Außerdem wird empfohlen, zusätzlich zu den drei ermittelten Ladepunkten einen weiteren 80 kW-Ladepunkt als Puffer zu installieren (Ausfälle, Sonderverkehre etc.).

Es wird die Einführung eines vernetzenden **Lademanagements** empfohlen, da der vorgesehene Ladeplan umfangreiche Steuerungen sowohl in der Start/Stop-Steuerung der Ladevorgänge selbst als auch in der individuellen Ladeleistung bei aktiven Ladevorgängen vorsieht, um die bereits detailliert beschriebenen Vorteile nutzen zu können: Infrastruktureinsparung, weniger Ladepunkt, niedrigere Netzanschlussleistung, Maximierung der Eigenverbrauchsquote bei PV-Anlagen, ggf. dynamische Strompreise etc. Auf das Thema Lademanagement wird in Kapitel 6 Maßnahme M1 nochmal genauer eingegangen.

Zusätzlich zu den Ladepunkten für die Elektrobusse wird empfohlen, zwei Ladepunkte mit jeweils **11 kW für Pkw** der MitarbeiterInnen zu installieren, um die Elektrifizierung des gesamten Fuhrparks am Standort zu unterstützen und voranzutreiben. Einen Ladepunkt gibt es bereits, ein zweiter könnte daneben oder südlich des Verwaltungsgebäudes an den Pkw-Stellplätzen angebracht werden. Damit Ladevorgänge von privaten Mitarbeiterfahrzeugen abgerechnet werden können, sind Mindestanforderungen an die Wallboxen/AC-Ladestationen sowie ein Betreiberkonzept gegeben. Hierzu gehört ein Backend, eine RFID- bzw. Kartenleseschnittstelle, eine Möglichkeit zu Authentifizierung (Nutzeridentifizierung durch den Mitarbeiter) und ein Abrechnungssystem (für die Hinterlegung ggf. verschiedener Tarife) notwendig. Für die Abrechnung der geladenen Strommengen ist mindestens ein MID-konformer Zähler (Verrechnung im geschäftlichen Umfeld), alternativ ein eichrechtskonformer Zähler notwendig. Für vergleichbare Betreibermodelle zur Abrechnung der Mitarbeiterladevorgänge ist mit Kosten im Bereich von 15 € pro Ladepunkt und Monat zu rechnen.⁵³

Bei der weiteren Planung der Errichtung der Ladeinfrastruktur sollten unbedingt die in Kapitel 4.2 beschriebenen **Brandschutzmaßnahmen** berücksichtigt werden.

⁵³ Hinweis Mitarbeiterladen: Beladen privater Mitarbeiterfahrzeuge am Unternehmensstandort ist kein geldwerter Vorteil



Standortelektrifizierung

Weitere Standorte:

Tab. 18: Weitere Standorte (KE)

Anzahl Ladepunkte	Ort	Ladeleistung [kW]	
1	Immenstadt	62	
1	Gromer (Altusried)	63	☞ Nutzung von öffentlicher Ladestation
1	Badenberg	46	
1	Altusried	80	

Für den Standort Gromer könnte die öffentliche Ladestation, die in Kapitel 5.4.2.3 „Potenzielle Kooperationen“ aufgezeigt wird, zunächst (nur übergangsweise, da Ladeleistung eigentlich zu niedrig) berücksichtigt werden.

Batteriegrößen:

Es wird empfohlen, durch Option 1 und 2 (vgl. Kapitel 5.4.2.3 „Minimierung der Batteriegröße“) die Batteriegrößen zu minimieren.



Resultierende Kosten für Infrastrukturaufbau: grober Überblick und Kostenindikation

In **Kempton** müsste das Mietverhältnis von RBA bei Haslach um Ladeinfrastruktur erweitert werden. Eigene Ladepunkte können dort nicht aufgebaut werden, weshalb die Kosten für den Standort Kempton rein von der Zusammenarbeit abhängen werden.

Für den Standort **Wiggensbach** konnten nachfolgende Kostenindikationen zusammengetragen werden.

Tab. 19: Grobe, vorläufige und unverbindliche Kostenindikation für die Umsetzung (KE/Wigg)⁵⁴

Komponente	Anzahl/Art	Kostenindikation
DC-Ladepunkte mit 80 kW	4 Stk.	120.000,- €
AC-Wallboxen mit 11 kW	2 Stk.	5.000,- €
Zuleitung inkl. Verlegung, Herstellung Netzanschluss, BKZ 300 kW, Tiefbau, Kabeltrasse, Oberflächenarbeiten, Unvorhergesehenes	NS, kein Trafo	165.000,- €
Installation und Inbetriebnahme		15.000,- €
Lademanagement, Betreibermodell, Abrechnungskonzept		laufend
SUMME		305.000,- €

⁵⁴ Für verlässlichere Angaben und Zahlen hierzu wären erste Planungsleistungen notwendig, um die Rahmenbedingungen genauer festzulegen und technische Angaben zu prüfen.



Standortelektrifizierung

Weitere Kostenbestandteile wie bspw. Planungsdienstleistungen oder Einmalkosten für Energie- und Lademanagement wurden an der Stelle ausgeklammert.

Die in Tab. 19 aufgeführten Kostenindikationen dienen eher als erste Übersicht und wurden unter der Annahme zusammengestellt, dass die Optimierung durch die Ladepläne komplett funktioniert und in den Dauerbetrieb überführt werden kann. Da dies nur bedingt als praktikable Endausbaustufe herangezogen werden kann, werden sich reale Kosten in der Umsetzung anders verteilen und, nicht zuletzt durch Preissteigerungen, mit hoher Wahrscheinlichkeit signifikant über der angegebenen Summe liegen. Zu beachten ist zudem, dass insb. die Netzanschlusskosten auf Basis der vorliegenden Informationen nur sehr vage angesetzt werden können, hierin liegt mit der größte Unsicherheitsfaktor bis die jeweiligen Netzbetreiber aktiv mit eingebunden und angefragt wurden.

Um verbindlichere Angaben zu anfallenden Kosten für die Umsetzung zu erhalten, wird empfohlen, aufbauend auf der vorliegenden Standortkonzeption erste Planungsphasen wie bspw. Vorplanung und/oder Entwurfsplanung in Angriff zu nehmen. Damit kann die notwendige Planungssicherheit für weiterführende Überlegungen und strategische Standortentscheidungen geschaffen werden.

Im Zuge dessen könnte durch offizielle Netzanschlussanfragen beim zuständigen Verteilnetzbetreiber mit verhältnismäßig wenig Aufwand erheblich an Klarheit hinsichtlich des u.a. größten Unsicherheitsfaktors gebracht werden.

Gegenüber den Infrastrukturinvestitionen können durch den THG-Quotenhandel auch Einnahmen generiert werden, diese würden sich aktuell (Mittelwert 2024) auf Folgendes belaufen:

31 Umläufe x 3.000 € = 93.000 €

Falls die Ladeinfrastruktur oder ein Teil dieser öffentlich zugänglich gemacht werden kann, könnten die darüber geladenen Strommengen zusätzlich zu den Pauschalen je Fahrzeug gehandelt werden und der Erlös durch den THG-Quotenhandel nochmal signifikant erhöht werden.

Resultierende Klimaauswirkungen:

Tab. 20: Klimaauswirkungen von Dieselbus und Batteriebus im Vergleich (KE)⁵⁵

Dieselbus	Batteriebus	
Jährliche Gesamt-CO ₂ -Emissionen für Dieselbuseinsatz	Jährliche Gesamt-CO ₂ -Emissionen für Batteriebus Einsatz - Vollader	Jährliche Gesamt-CO ₂ -Emissionen für Batteriebus Einsatz - Vollader - 100 % erneuerbare Quellen
2.605 t	1.287 t	169 t



Zielführend ist an der Stelle ohnehin nur die Gegenüberstellung zwischen Dieselbetrieb und Strom aus erneuerbaren Energiequellen, da durch Infrastruktur-, Betriebshof-, und Fahrzeugbeschaffungsförderungen im Bereich Elektrifizierung von Busbetreibern der Einsatz von 100 % (mit entsprechenden Herkunftsnachweisen) erneuerbarem Strom eine Grundvoraussetzung für

⁵⁵ Quelle: <https://www.ebustool.de/>



Standortelektrifizierung

die Förderfähigkeit ist. Das Thema Strombeschaffung bei RBA ist als übergreifende Maßnahme Kapitel 6 zu entnehmen und entsprechend ausgearbeitet.

Zeithorizont:

In **Kempton** werden angeblich 2027 Linienkonzessionen neu vergeben, bis dahin sollte die Zusammenarbeit mit Haslach verbindlich geklärt sein. Da keine eigene Infrastruktur aufgebaut werden kann, sollten die Inhalte aus dem vorliegenden Projekt und insb. die Empfehlungen aus dem konkreten Umsetzungsplan mit dem Partner Haslach besprochen und entsprechende Gespräche frühzeitig aufgenommen werden.

Da in **Wiggensbach** im Jahr 2026 neue Linienkonzessionen vergeben werden sollen, sollte bis dahin die Elektrifizierung des Standorts abgeschlossen sein, sofern eine Strategie für den Standort in Richtung batterieelektrischer Mobilität entschieden wird. Aktuell ist noch nicht bekannt, wie der Landkreis Oberallgäu als Träger des ÖPNV die Ausschreibung und Vergabe gestalten wird. Es ist jedoch durchaus wahrscheinlich, dass strenge Vorgaben hinsichtlich der CO₂-Emissionen im Betrieb gemacht bzw. Zulassungsquoten bezüglich CVD und SaubFahrzeugBeschG vorgegeben werden. Um entsprechend rechtzeitig vorbereitet zu sein, wird empfohlen, nachfolgende Schritte direkt in Angriff zu nehmen und den in Tab. 21 exemplarisch zusammengestellten Zeitplan mit entsprechenden Vorlaufzeiten und üblichen Dauern bei der Umsetzung von Infrastrukturprojekten in der vorgesehenen Größenordnung im Hinterkopf zu behalten:

- Unmittelbar: Verbindliche Netzanschlussanfrage beim Energieversorgungsunternehmen bzw. Verteilnetzbetreiber AllgäuNetz stellen
- Unmittelbar: Planungsphasen mind. bis Leistungsphasen 2 oder 3 (HOAI, Vor- und Entwurfsplanung) an einen entsprechenden Ingenieurdienstleister vergeben, um durch erarbeitete Lagepläne und Kostenschätzungen bzw. Kostenberechnungen (DIN276) weiterführende Entscheidungen fällen zu können

Darauf aufbauend können konkrete Entscheidungen für die Standortstrategie gefällt werden. Es wird empfohlen, hierbei zu berücksichtigen, dass Ladestationen entsprechend dem Bedarf sukzessive installiert werden können. So können Kosten durch Hardware (Ladestationen selbst) besser gestreckt werden. Dennoch wird empfohlen, den Netzanschluss sowie Kabelquerschnitte von vornherein für die Endausbaustufe zu dimensionieren, damit nicht mehrfach für die Energieversorgungsinfrastruktur alles aufgerissen werden muss.

Sollte das Standortkonzept bei vier Ladepunkten und zwei Wallboxen für Pkw bleiben, sind für die Infrastrukturerrichtung keine einzelnen Abschnitte bzw. Ausbaustufen notwendig. Es ist dann zielführender direkt alles in einem Projekt umzusetzen und dadurch zusätzlichen Tiefbau- und Planungsaufwand zu vermeiden.

- Mit der Entscheidung der Standortstrategie: Fördermittelantragsstellung
- Parallel: Angebotseinholung für PV-Anlage



Standortelektrifizierung

Grob sollte in Summe mit einer Vorlaufzeit von insg. ca. 18 Monaten gerechnet werden (s. Tab. 21):

Tab. 21: Zeitplan für die Umsetzung (KE)

	Dauer	Anmerkung	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M13	M14	M15	M16	M17	M18
Fördermittel für die Umsetzung beantragen bei der Reg.v.Obb. (55-60%)	ca. 2 Monate																			
Antrag auf Anschluss an das Mittelspannungsnetz (Bayernwerk)	6-10 Monate																			
Ggf. Bauantrag, Genehmigung o.ä.	3-4 Monate																			
Vergleichsangebote für die Umsetzung einholen	3-4 Monate																			
Umsetzung:																				
- Anschluss an das öffentliche Mittelspannungsnetz	2-6 Monate	Bauausführung 2-3 Wochen, zeitkritisch ist der Zeitraum von Beauftragung bis Bauausführung																		
- Kundeneigene Transformatorstation (falls notwendig)	6-12 Monate	Lieferzeit																		
- Niederspannungshauptverteilung/Unterverteilung für das Grundstück	6-12 Monate	Lieferzeit																		
- Aufbau Ladestationen	3-4 Monate																			
- Kabelverlegung und Tiefbau	3-4 Monate																			



Standortelektrifizierung

5.4.3 Standort Neu-Ulm (NU)

5.4.3.1 Ergebnisse Auswertung

Dieses Unterkapitel enthält die auf Basis der Simulationen erstellten Ladepläne und die daraus abgeleiteten Ergebnisse.

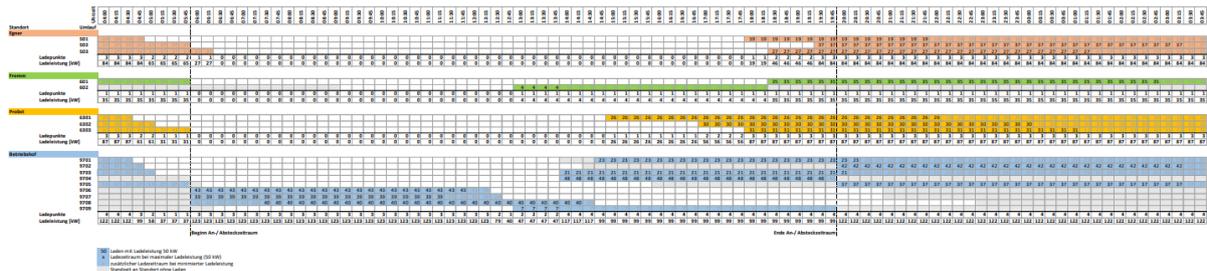


Abb. 49: Ladeplan bei Ladesäulen mit 50 kW (NU)
(Detaildarstellung in Anhang 7.3.1)

Der Ladeplan in Abb. 49 zeigt die optimale Aufteilung der Ladevorgänge bei einer Ladeleistung von 50 kW, wobei die eingetragenen Werte der tatsächlich benötigten Ladeleistung entsprechen. Die einzelnen Ladestandorte Betriebsbahnhof, Egner, Fromm und Probst sind farblich voneinander abgegrenzt. Die farbig markierten Zellen stellen jeweils den Ladezeitraum (= Ladevorgang aktiv) dar, die Zellen mit grau geschriebenen Werten zeigen den zusätzlich benötigten Ladezeitraum an, der bei einer Streckung der Ladedauer (= Optimierung der Ladeleistung durch das Lademanagement) benötigt wird. Unter den Umläufen am jeweiligen Ladestandort sind die Anzahl der Ladepunkte und die Ladeleistung zu jedem Zeitpunkt im gesamten Tagesablauf angegeben.

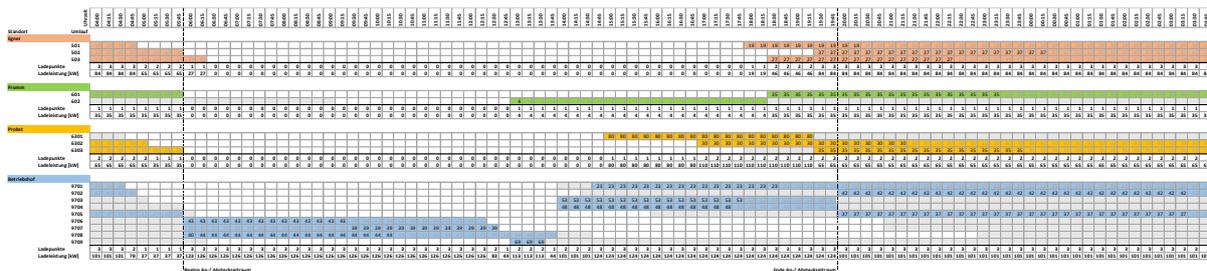


Abb. 50: Ladeplan bei Ladesäulen mit 80 kW (NU)
(Detaildarstellung in Anhang 7.3.1)

Durch die Erhöhung der Ladeleistung auf 80 kW in Abb. 50 verkürzt sich die Dauer der Ladevorgänge, wodurch die Anzahl der benötigten Ladepunkte minimiert werden kann.

Der Verlauf der resultierenden Ladeleistung sowie die Anzahl der Ladepunkte am Betriebsbahnhof ist für 50 kW- und 80 kW-Ladepunkte in Abb. 51 und Abb. 52 dargestellt:



Standortelektrifizierung

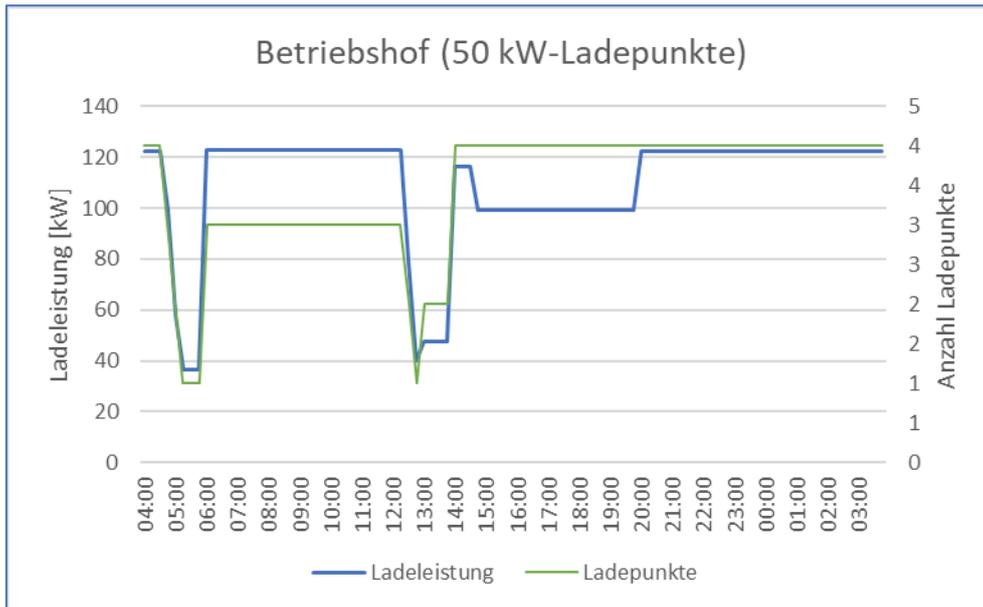


Abb. 51: Verlauf Gesamtladeleistung und Anzahl der Ladepunkte bei Ladeleistung von 50 kW (NU)

Lastspitze:

123 kW

Ladepunkte:

4

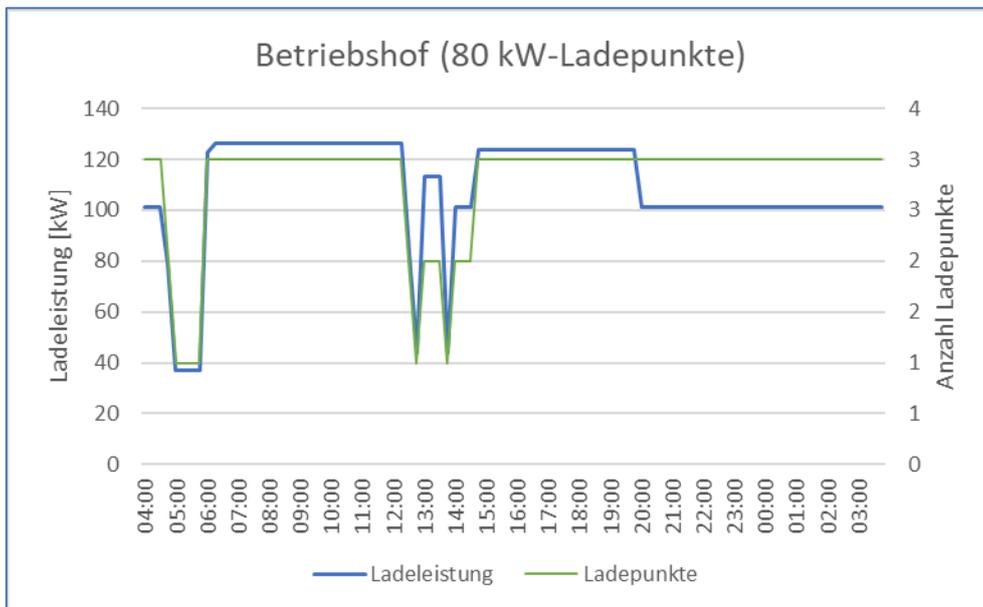


Abb. 52: Verlauf Gesamtladeleistung und Anzahl der Ladepunkte bei Ladeleistung von 80 kW (NU)

Lastspitze:

126 kW

Ladepunkte:

3



Standortelektrifizierung

Es fällt auf, dass sowohl vormittags als auch am späten Nachmittag am meisten Ladevorgänge gleichzeitig stattfinden, während gegen 5:00 und 13:00 bzw. 14:00 Uhr die kumulierte Ladeleistung aufgrund des Schulverkehrs vergleichsweise gering ist.

Neben dem Betriebshof sind außerdem Ladepunkte an den Standorten **Egner**, **Fromm** und **Probst** notwendig, da ein Teil der Busse nachts dort steht und im regulären Betriebsablauf zu keiner Zeit am Betriebshof hält.

Tab. 22: Weitere Ladestandorte (NU)

Anzahl Ladepunkte	Ort	Ladeleistung [kW]
3	Egner	37
1	Fromm	35
2	Probst	80

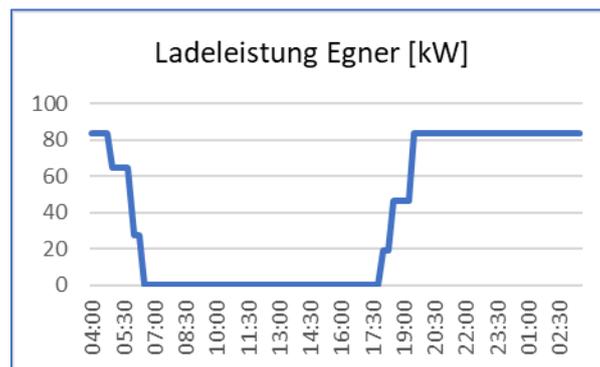


Abb. 53: Verlauf der Gesamtladeleistung am Standort Egner (NU)

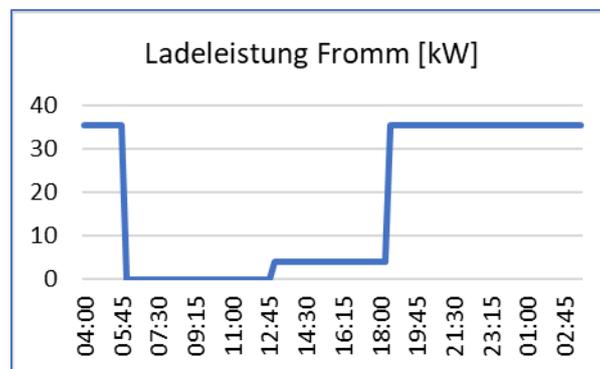


Abb. 54: Verlauf der Gesamtladeleistung am Standort Fromm (NU)

Standortelektrifizierung

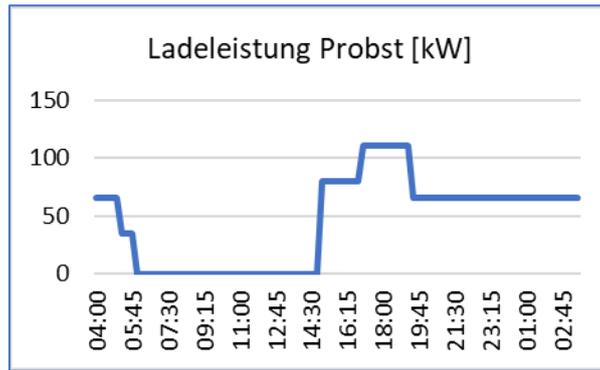


Abb. 55: Verlauf der Gesamtladeleistung am Standort Probst (NU)

Informationen zu den zusätzlichen Ladestandorten sind in Anhang 7.3.3 zusammengefasst.

Eine Übersicht über die Umläufe und die Ladestandorte ist in Abb. 56 zu sehen.

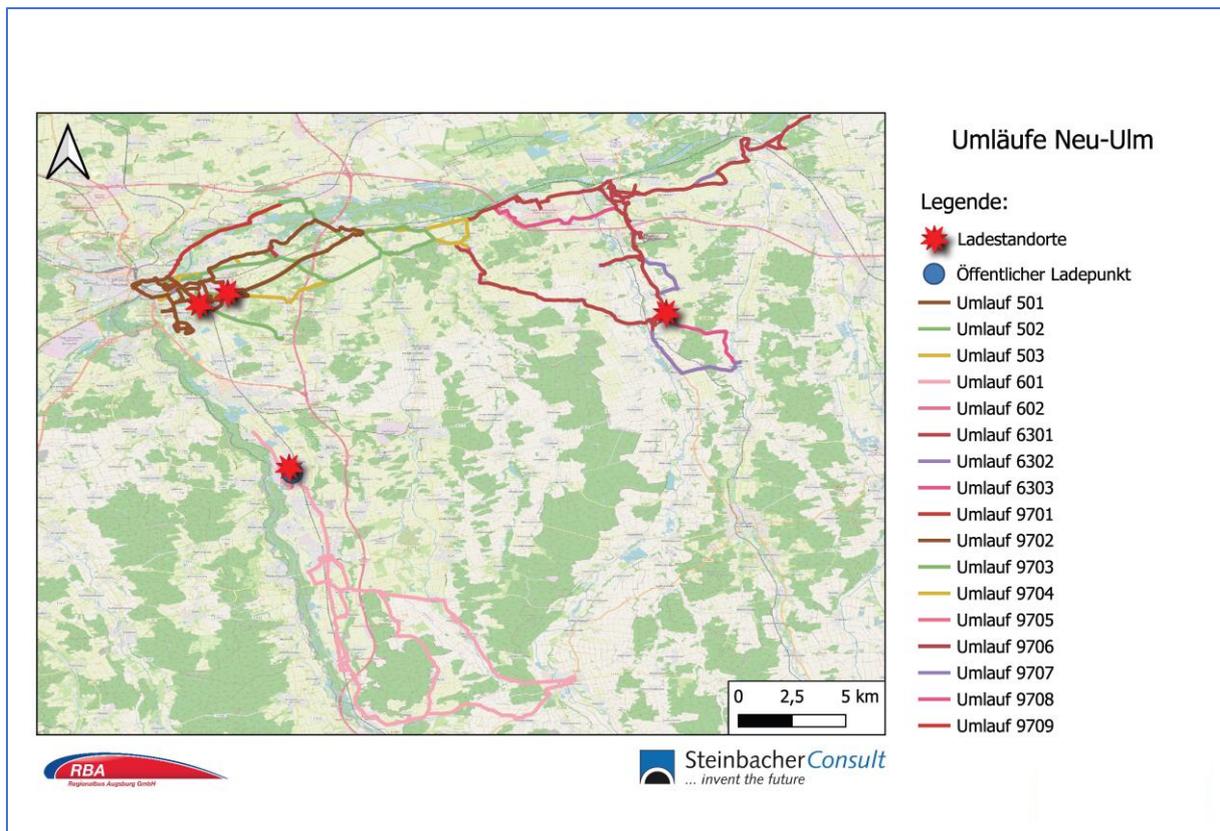


Abb. 56: Umlaufkarte (NU)



Standortelektrifizierung

Batteriegrößen

Aus dem Energiebedarf der Umläufe konnten die benötigten Batteriegrößen der **17 Umläufe** bestimmt werden:



Eine Übersicht der Batteriegröße je Umlauf kann in Anhang 7.3.4 eingesehen werden.

In Tab. 23 ist zu sehen, welche Batteriegrößen benötigt werden, um die einzelnen Linien komplett elektrisch befahren zu können. Die Prozentsätze beziehen sich auf den Anteil der Umläufe einer Linie, die mit der entsprechenden Batteriekapazität elektrifiziert werden können.

Tab. 23: Elektrifizierbarkeit der Linien mit unterschiedlichen Batteriegrößen (NU)

Linie	Umläufe	mit 300 kWh	mit 400 kWh	mit 500 kWh	mit 600 kWh
0		20 %	80 %	100 %	100 %
710	501; 502; 503; 9701; 9702; 9703; 9704; 9706; 9707; 9709	55 %	100 %	100 %	100 %
790	501; 502; 503; 9701; 9703; 9704; 9705; 9707	29 %	100 %	100 %	100 %
860	503; 601; 602; 6301; 9701; 9703; 9704; 9705; 9706; 9708	29 %	100 %	100 %	100 %
8180	6301; 6302; 6303	0 %	100 %	100 %	100 %
8500	502; 503; 6301; 6303; 9702; 9703; 9704; 9705; 9706; 9707; 9708	17 %	100 %	100 %	100 %
8510	6301; 6302	0 %	100 %	100 %	100 %
9250	601	0 %	0 %	100 %	100 %
9850	502; 9701; 9705	0 %	100 %	100 %	100 %
9860	601; 602	50 %	50 %	100 %	100 %
9870	601; 602	67 %	67 %	100 %	100 %
9910	6303; 9702	0 %	100 %	100 %	100 %
9940	502; 6303; 9702; 9709	25 %	100 %	100 %	100 %
9970	501	100 %	100 %	100 %	100 %
9980	501	100 %	100 %	100 %	100 %
9990	501	100 %	100 %	100 %	100 %

Im Maßnahmenkatalog in Kapitel 5.4.3.3 werden Möglichkeiten aufgezeigt, durch die der Anteil der elektrifizierbaren Linien erhöht werden kann.

5.4.3.2 Bestand am Betriebshof

Um einen konkreten Maßnahmenkatalog auf Basis der in Kapitel 5.4.3.1 ermittelten Ergebnisse zu erstellen, wurde zunächst der Bestand am Betriebshof analysiert. Dafür wurden Netzanschlussinformationen eingeholt sowie das Vorhandensein einer bestehenden Transformatorenanlage (Trafo), um eventuell vorhandene Restkapazitäten bzw. Erweiterungsmöglichkeiten zu quantifizieren, die Nutzung von erneuerbaren Energien durch Bestandsanlagen und für Kooperationen interessante benachbarte Unternehmen sowie deren Eigenerzeugungsanlagen überprüft. Bei den formellen Netzanschlussanfragen beim jeweiligen Verteilnetzbetreiber waren folgende Kernpunkte enthalten: Netzebene, Netzanschlusskapazität im Bestand, vorhandene Erweiterungsmöglichkeiten und Ausbaupotenzial, Lastgangmessung und installierte Leistung vorhandener Erzeugungsanlagen.

Standortelektrifizierung



Abb. 57: Luftbild des Betriebshofs (NU)



Angaben Netzbetreiber:

- Ca. 80 kW (Kabel 3x50/50 NYCWY) im Bestand
- Niederspannungsseitig an Trafostation TS 3242 angeschlossen
- Erweiterbar auf 120 kW pro Kabel niederspannungsseitig als Direktkabel
- Für weiteren Ausbau wäre eine kundeneigene MS-Trafostation notwendig



Erneuerbare Energien:

- Bei Nachbarn große PV-Anlagen, damit mitten im Industriegebiet



Nachbarn/Synergien:

- EvoBus, Daimler Buses, Ausstattung



eigene einfache Tankstelle vorhanden

Standortelektrifizierung

Gemeinsame Standortbegehung:



Abb. 58: Standortbilder (NU)

Betriebshof mit Hallen gesamt (l.o.), Platzierung der Ladeinfrastruktur in den Hallen (r.o.), Kabeltrasse an der Gebäuderückseite (l.u.), Trafostation anderer Straßenseite (r.u.)

5.4.3.3 Maßnahmenkatalog

In diesem Unterkapitel werden die Ergebnisse der Auswertungen der Simulationen aus Kapitel [5.4.3.1](#) um diverse Aspekte ergänzt, um unter Berücksichtigung der Begebenheit vor Ort einen Maßnahmenkatalog aufzustellen.

Minimierung der Anzahl der Ladepunkte durch höhere Ladeleistung

Bei der Erstellung der Ladepläne in Kapitel [5.4.3.1](#) wurde bereits berücksichtigt, dass eine Variation der Ladeleistung einen großen Einfluss auf das Ladekonzept eines Standorts hat. Bei der Erhöhung der Ladeleistung pro Ladepunkt von 50 kW auf 80 kW kann die Anzahl der Ladepunkte von 4 auf 3 verringert werden. Die Anschaffungskosten (nur für die Ladepunkte) können dadurch nicht verringert werden.⁵⁶ Die Lastspitze erhöht sich jedoch von 123 kW auf 131 kW. Die höhere Lastspitze sowie potenziell höhere Wartungskosten müssen in der Kostenbetrachtung berücksichtigt werden.



⁵⁶ Annahme Kosten je Ladepunkt: 50 kW ca. 22.500 €, 80 kW ca. 30.000 €; vgl. Kapitel [4.1](#)

Standortelektrifizierung

Es besteht außerdem die Möglichkeit, am Standort Probst einen Schnellladepunkt mit 150 kW aufzustellen, durch den der Bedarf von zwei Ladepunkten auf einen reduziert wird.



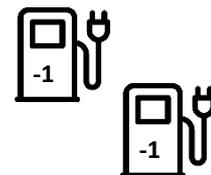
Minimierung der ermittelten Ladepunkte durch Umstecken in der Nacht (am Betriebshof)

Im Ladeplan in Kapitel 5.4.3.1 wurde ein An- und Absteckzeitraum zwischen 6:00 und 20:00 Uhr definiert. Das bedeutet, dass außerhalb dieser Uhrzeiten kein Ladevorgang startet oder endet, außer der Bus erreicht den Betriebshof nach 20:00 Uhr oder verlässt ihn vor 6:00 Uhr. Dadurch wird verhindert, dass nachts Mitarbeitende vor Ort sein müssen, um Busse umzustecken und zu rangieren.

Theoretisches/rechnerisches Optimum: Für den Fall, dass das Umstecken rund um die Uhr ermöglicht werden kann, wurde untersucht, wie viele Ladepunkte dadurch theoretisch eingespart werden könnten. Sowohl bei 50 kW als auch bei 80 kW kann die Anzahl der Ladepunkte um 1 reduziert werden (s. Tab. 24). Die entsprechenden Ladepläne sind in Anhang 7.3.5 zu finden.

Tab. 24: Anzahl der Ladepunkte bei Umstecken in der Nacht (NU)

Anzahl Ladepunkte	Ohne Umstecken nachts	Mit Umstecken nachts
50 kW	4	3
80 kW	3	2



Minimierung der Batteriegröße

Da eine Batterie mit höherer Kapazität nicht nur mehr kostet, sondern auch mehr wiegt, ist es sinnvoll, die Batteriegrößen so klein wie möglich zu halten. Dafür gibt es verschiedene Optionen:

Option 1: Laden auf der Strecke:

Bei Umläufen, die vor dem Aufenthalt an einem Ladestandort eine Leerfahrt fahren, die länger eingeplant ist, als sie theoretisch dauert, kann die übrige Zeit für einen zusätzlichen Ladevorgang am Ladestandort genutzt werden.

Umlauf 6301 benötigt eine 400 kWh-Batterie (Worst-Case-Verbrauch: 361 kWh). Die lange Leerfahrtdauer vormittags kann zum Laden bei Probst genutzt werden. Da vom Bahnhof Günzburg zu Probst und dann zur Rebaystraße Günzburg nur ca. 30 min benötigt werden, hat der Bus bei Probst eine Standzeit von ca. 1:45 h und könnte bis zu 140 kWh laden. So ist für diesen Umlauf eine 300 kWh-Batterie ausreichend.



Standortelektrifizierung

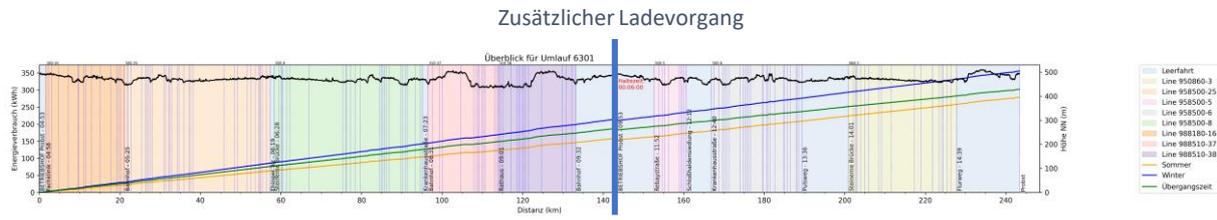


Abb. 59: Zusätzlicher Ladevorgang in Umlauf 6301 (NU)

Umlauf 6302 benötigt eine 400 kWh-Batterie (Worst-Case-Verbrauch: 369 kWh). Die lange Leerfahrtdauer vormittags kann zum erneuten Laden bei Probst genutzt werden. Da vom Bahnhof Günzburg zu Probst und zurück zum Bahnhof Günzburg nur ca. 40 min benötigt werden, hat der Bus bei Probst eine Standzeit von ca. 1:15 h und könnte bis zu 100 kWh laden. So ist für diesen Umlauf eine 300 kWh-Batterie ausreichend.

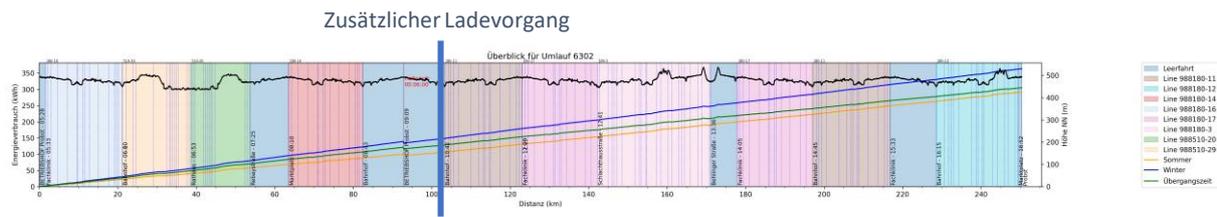


Abb. 60: Zusätzlicher Ladevorgang in Umlauf 6302 (NU)

Umlauf 6303 benötigt eine 400 kWh-Batterie (Worst-Case-Verbrauch: 370 kWh). Die lange Leerfahrtdauer nachmittags kann zum erneuten Laden beim Betriebshof genutzt werden. Da von Nersingen West zum Betriebshof und dann zu Pfuhl Parkplatz Schulzentrum nur ca. 20 min benötigt werden, hat der Bus dort eine Standzeit von ca. 1:15 h und könnte bis zu 100 kWh laden. So ist für diesen Umlauf eine 300 kWh-Batterie ausreichend.

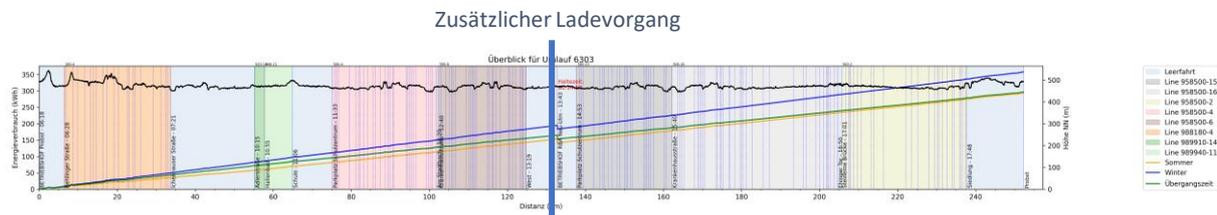


Abb. 61: Zusätzlicher Ladevorgang in Umlauf 6303 (NU)



Standortelektrifizierung

Option 2: Laden auf der Linie: Zusätzlicher Ladestopp mit 80 kW bei Ehinger Tor:

Wird am Ehinger Tor ein zusätzlicher Ladepunkt errichtet, können drei Umläufe ihre lange Leerfahrdauer nutzen, um dort erneut aufzuladen und somit ihre benötigte Batteriegröße zu verringern.

Umlauf 9701 benötigt eine 400 kWh-Batterie (Worst-Case-Verbrauch: 321 kWh). Die lange Leerfahrdauer vormittags kann zum Laden bei Ehinger Tor genutzt werden. Da vom Ehinger Tor zur Steinerner Brücke nur ca. 12 min benötigt werden, hat der Bus dort eine Standzeit von ca. 1:15 h und könnte bis zu 100 kWh laden. So ist für diesen Umlauf eine 300 kWh-Batterie ausreichend.

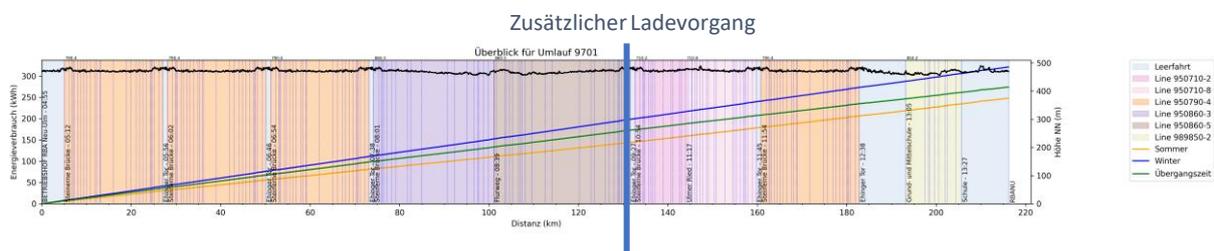


Abb. 62: Zusätzlicher Ladevorgang in Umlauf 9701 (NU)

Umlauf 9705 benötigt eine 400 kWh-Batterie (Worst-Case-Verbrauch: 368 kWh). Die lange Leerfahrdauer vormittags kann zum Laden bei Ehinger Tor genutzt werden. Da vom Ehinger Tor zur Steinerner Brücke nur ca. 12 min benötigt werden, hat der Bus dort eine Standzeit von ca. 1:00 h und könnte bis zu 80 kWh laden. So ist für diesen Umlauf eine 300 kWh-Batterie ausreichend.

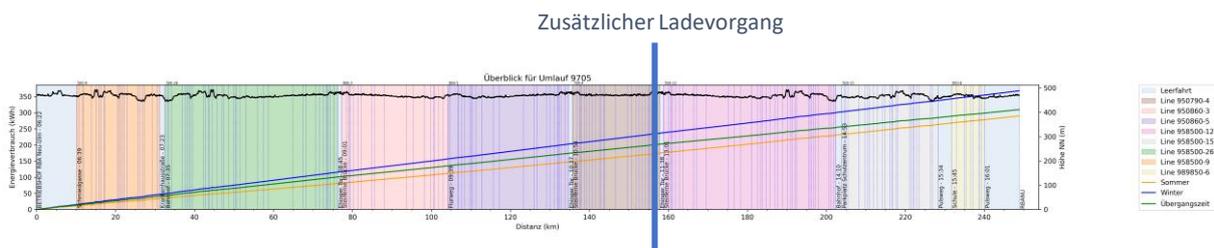
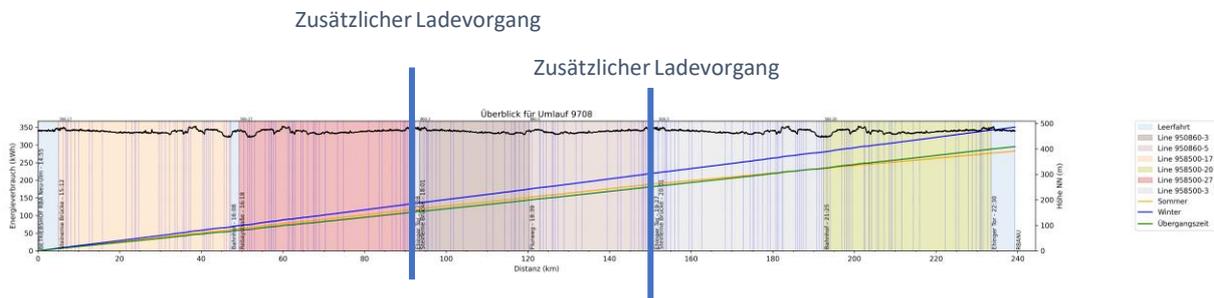


Abb. 63: Zusätzlicher Ladevorgang in Umlauf 9705 (NU)

Umlauf 9708 benötigt eine 400 kWh-Batterie (Worst-Case-Verbrauch: 350 kWh). Die lange Leerfahrdauer zweimal abends kann zum Laden beim Ehinger Tor genutzt werden. Da vom Ehinger Tor zur Steinerner Brücke nur ca. 12 min benötigt werden, hat der Bus dort eine Standzeit von zweimal ca. 0:20 h und könnte bis zu 53 kWh laden. So ist für diesen Umlauf eine 300 kWh-Batterie ausreichend.

Standortelektrifizierung



Option 3: Einsatz von Dieselheizungen:

Um die Notwendigkeit von Batteriegrößen von 500 kWh oder 600 kWh zu umgehen, gibt es die Möglichkeit einer hybriden Lösung, indem die Heizung nicht elektrisch, sondern durch eine Dieselheizung betrieben wird. Dies kommt in Frage für Umläufe mit hohem Energiebedarf, der im Sommer und in der Übergangszeit deutlich geringer ist als im Winter, was auf einen hohen Verbrauch durch die Heizung schließen lässt. Wird diese nicht elektrisch betrieben, ist eine Reduzierung der Batteriegröße möglich.

→ **Umlauf 601:** 400 kWh statt 500 kWh



Option 4: Einsatz von Range Extender:

Eine weitere Möglichkeit, die Batteriegrößen der Elektrobuse zu verkleinern, ist die Verwendung von Brennstoffzellen zusätzlich zum batterieelektrischen Antrieb. Die sogenannten Range Extender erweitern die Reichweite der Busse, indem mithilfe von Wasserstoff Strom erzeugt wird. Ein Beispiel für einen derartigen Bus ist der Mercedes-Benz eCitaro fuel cell, der seit Juni 2023 auf dem Markt ist. Der Gelenkbus besitzt eine Batteriekapazität von 392 kWh und gewinnt durch den Einsatz der Brennstoffzelle weitere 60 kWh hinzu. Der Einsatz von Range Extendern ist an diesem Standort jedoch

Standortelektrifizierung

nicht realistisch durchführbar, da keine preiswerten Wasserstoffreserven verfügbar sind und der Aufbau einer eigenen Infrastruktur hierfür keine denkbare Option ist.⁵⁷

PV-Anlage

Um eine möglichst nachhaltige und unabhängige Versorgung des Betriebshofs zu erreichen, wurde das Potenzial für die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien untersucht. Durch Ausmessen der potenziellen Dachfläche für eine PV-Anlage konnte ermittelt werden, wie viel Strom jährlich durch Sonnenenergie produziert werden kann (s. Abb. 65). Zudem kann hierdurch potenzieller Weise erheblich an Energiekosten (Strom) eingespart werden, sofern der eigenerzeugte PV-Strom lokal und direkt genutzt werden kann (Herausforderung der Synchronisierung zwischen Erzeugung und Verbrauch sowie rechtliche Fragestellungen bspw. durch Miet- oder Pachtverhältnisse), und bestenfalls können sogar Netzanschlusskapazitäten reduziert werden.



ca. 705 m²

377 Module

Tab. 25: Kennzahlen zur Stromerzeugung durch PV-Anlage (NU)

Installierbare Leistung	127 kWp
Jährliche Stromproduktion	131 MWh
Jährlicher Strombedarf (Wochentage)	686 MWh
Differenz	555 MWh
Erlös bei Volleinspeisung	16.905 €

Abb. 65: Potenzielle Fläche für PV-Anlagen (NU)⁵⁸

Der erzeugte Strom der PV-Anlage kann entweder voll eingespeist werden, was jährlich ca. 16.900 € einbringt, oder direkt für das Laden der Elektrobusse verwendet werden. Neben der reinen Betrachtung der prognostizierten erzeugten Strommenge in kWh ist beim Eigenverbrauch vor allem entscheidend, wann und mit welcher Leistung (kW) der Strom erzeugt und ob der Strom zu diesen

⁵⁷ Quellen: https://www.mercedes-benz-bus.com/de_DE/models/ecitaro.html;

<https://www.electrive.net/2023/06/05/technische-details-und-serienstart-des-mercedes-ecitaro-fuel-cell/>

⁵⁸ Annahmen: 1,87 m² pro Modul; 0,18 kWp pro m² (<https://www.dachvermieten.net/wieviel-qm-dachflaeche-fuer-1-kwp-kilowattpeak/>); 1.033 kWh pro kWp und Jahr (<https://ertragsdatenbank.de/auswertung/region.html?j=2024&r=8&a=jahre> Durchschnitt von 2021 bis 2023); 262 Wochentage pro Jahr; Vergütungssatz von 12,9 ct/kWh bei Volleinspeisung (<https://photovoltaik.org/kosten/einspeiseverquetung>)

Standortelektrifizierung

Zeiten vor Ort (also ortsgleich und zeitgleich) verbraucht wird. In Abb. 66 ist daher die benötigte, kumulierte Leistung durch Ladevorgänge im Vergleich zu der simulierten Erzeugungsleistung durch die PV-Anlage dargestellt.⁵⁹

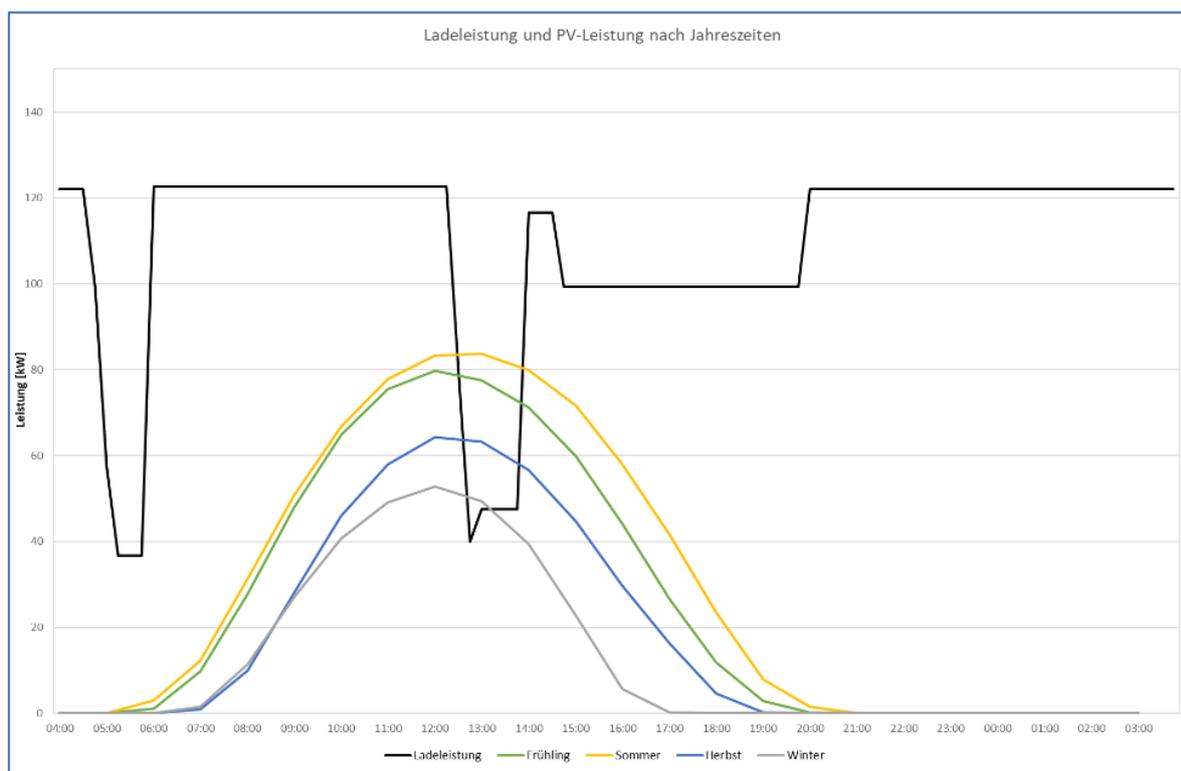


Abb. 66: Ladeleistung und PV-Leistung nach Jahreszeiten (NU)⁶⁰

Ein Großteil des durch die PV-Anlage erzeugten Stroms könnte direkt durch die ladenden Elektrobusse verbraucht werden. Durch die annahmenbasierten und durchschnittlichen Hochrechnungen, könnten über 95 % des selbsterzeugten Stroms direkt selbst verbraucht werden.⁶¹ Lediglich während der Mittagszeit entsteht potenziell ein Überschuss von eigenerzeugter Energie, die in das Stromnetz eingespeist wird. Dieser Effekt ist jedoch in den Frühlings- und Sommermonaten sehr viel ausgeprägter und im Winter quasi kaum zu beobachten. Samstage, Sonn- und Feiertage sind hierbei nicht extra betrachtet worden. An diesen wird an sich der Stromerzeugungsüberschuss zwar höher sein, da weniger Fahrzeugumläufe gefahren werden und damit weniger Stromverbrauch durch Ladevorgänge anfällt, andererseits stehen dafür Fahrzeuge zur Mittagszeit am Betriebshof und können PV-Strom laden, welche sonst unter der Woche den Schulverkehr mittags bedienen. Ein Energiespeichersystem ist jedoch aufgrund des hohen direkt verbrauchten Anteils nicht notwendig.

⁵⁹ Die Erzeugungskurven wurden mittels genauer Lage (Längen- und Breitengrad), der entsprechenden Globalstrahlung und Basisannahmen für die Ausrichtung der Module (s.u.) simuliert.

⁶⁰ Quelle: <https://www.renewables.ninja/> (Annahmen: Neigung: 35°; Ausrichtung: Süden; Jahr: 2019)

⁶¹ An einem klassischen Wochentag und unter der Annahme, dass die Fahrzeugumläufe und damit der Verbrauch an einem typischen Wochentag ganzjährig vorliegt (Samstage, Sonn- und Feiertage nicht herausgerechnet)

Standortelektrifizierung

Für die weitere Planung der Errichtung von PV-Anlagen sollte zunächst die Traglast der Gebäude des Betriebshofs geprüft werden.

Aufgrund der vorliegenden Eigentumsverhältnisse wird für diesen Standort empfohlen, dass RBA als Mietpartei eventuelle Dachpachtverträge/Pachtmodelle (mit überwiegendem wirtschaftlichen Risiko) oder vergleichbare rechtliche Konstrukte prüft, um den produzierten Strom auch wirklich selbst vor Ort verbrauchen zu dürfen (Eigenversorgung: Notwendige Personenidentität, dass PV-Anlagenbetreiber und Stromverbraucher dieselbe juristische Person sind, also der „Letztverbraucher die Anlage betreibt“) und nicht das hohe (auch wirtschaftliche) Potenzial durch Umlagen, Netzentgelte etc. zu schmälern.

Potenzielle Kooperationen

Benachbarte Unternehmen:

In der Nähe des Betriebshofs befinden sich zahlreiche Unternehmen mit denen Kooperationen eingegangen werden könnten. Zum einen könnte der Strom von nahegelegenen PV-Anlagen genutzt werden. Zum anderen befinden sich im Gewerbegebiet mehrere Unternehmen der Daimler Buses GmbH und könnten theoretisch für eine geteilte Nutzung der Ladesäulen in Frage kommen.

Öffentliche Ladestationen:

Für die zwei Busse, die an einer Ladestation am Standort **Fromm** geladen werden, könnte alternativ die Nutzung einer öffentlichen Ladestation in der Nähe dieses Standorts in Betracht gezogen werden. Dafür kommt folgende Ladestation in Frage:⁶²

- CCS-Ladestation mit 150 kW (Betreiber: innogy eMobility Solutions GmbH)



Abb. 67: Öffentlicher Ladepunkt bei Standort Fromm (NU)
(Link zu Google Maps per Klick auf die Abbildung)

⁶² Quelle: <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/ladesaeulen/>

5.4.3.4 Konkreter Umsetzungsplan

Aus den Ergebnissen der Simulationsauswertungen in Kapitel [5.4.3.1](#) und dem Maßnahmenkatalog in Kapitel [5.4.3.3](#) wurden Maßnahmen zur konkreten Umsetzung ausgewählt und weiter ausdetailliert, die für diesen Standort empfohlen werden. In den nachfolgenden Darstellungen wird der standortindividuelle Umsetzungsplan für Neu-Ulm erläutert und spezifiziert. Die technische Zeichnung, in der die ermittelten Ergebnisse umgesetzt sind, kann in Anhang [7.3.6](#) eingesehen werden.

Betriebshof:



Abb. 68: Planskizze (NU)

- 
4 Ladepunkte mit 50 kW überdacht plus **1 zusätzlicher Ladepunkt** mit 50 kW für Gelenkbusse und als Puffer (westlicher Grünstreifen bei der Einfahrt)
(vgl. Kapitel [5.4.3.1](#))
- 
 Lastspitze bei 123 kW → Laut Netzbetreiber kann die bestehende Verbindung zur Bestandrafostation auf der anderen Straßenseite nachgerüstet und durch leistungsfähigere Kabel auf bis zu 360 kW (120 kW je Kabel) an Gesamtanschlussleistung am Standort ausgebaut werden
(vgl. Kapitel [5.4.3.1](#))
- 
 Installation von 127 kWp PV-Anlage mit Überschusseinspeisung zur Eigenversorgung + Klärung rechtlicher Rahmenbedingungen
(vgl. Kapitel [5.4.3.3](#) PV-Anlage)



Standortelektrifizierung

Ladepunkte mit einer Ladeleistung von 50 kW sind an diesem Standort ausreichend, da eine Erhöhung auf 80 kW keine Einsparungen mit sich bringt (vgl. Kapitel 5.4.3.1).

In der Halle könnten an der Decke mithilfe einer Traverse vier Ladepunkte installiert werden, von denen alle sechs Stellplätzen erreicht werden können, um Flexibilität zu gewährleisten.⁶³ Als Fläche für die zentrale Ladetechnik (Leistungselektronik) kann der Platz der ehemaligen Waschanlage im hinteren Bereich der Waschhalle verwendet werden. Dort könnte der Strom gleichgerichtet und zu den platzsparenden Depotladepunkten an den Stellplätzen geleitet werden. Auch verschiedene technische Komponenten der PV-Anlage, wie Wechselrichter, könnten dort untergebracht werden. Außerdem wird empfohlen, im Außenbereich, am besten im westlichen Grünstreifen neben der Einfahrt, einen zusätzlichen 50 kW-Ladepunkt für seitlich parkende Gelenkbusse zu installieren, der zudem als Puffer für Ausfälle oder Sonderverkehre etc. dient.

Es wird die Einführung eines vernetzenden **Lademanagements** empfohlen, da der vorgesehene Ladeplan umfangreiche Steuerungen sowohl in der Start/Stop-Steuerung der Ladevorgänge selbst als auch in der individuellen Ladeleistung bei aktiven Ladevorgängen vorsieht, um die bereits detailliert beschriebenen Vorteile nutzen zu können: Infrastruktureinsparung, weniger Ladepunkt, niedrigere Netzanschlussleistung, Maximierung der Eigenverbrauchsquote bei PV-Anlagen, ggf. dynamische Strompreise etc. Auf das Thema Lademanagement wird in Kapitel 6 Maßnahme M1 nochmal genauer eingegangen.

Zusätzlich zu den Ladepunkten für die Elektrobusse wird empfohlen, zwei Ladepunkte mit jeweils **11 kW für Pkw** der MitarbeiterInnen zu installieren, um die Elektrifizierung des gesamten Fuhrparks am Standort zu unterstützen und voranzutreiben. Damit Ladevorgänge von privaten Mitarbeiterfahrzeugen abgerechnet werden können, sind Mindestanforderungen an die Wallboxen/AC-Ladestationen sowie ein Betreiberkonzept gegeben. Hierzu gehört ein Backend, eine RFID- bzw. Kartenleseschnittstelle, eine Möglichkeit zu Authentifizierung (Nutzeridentifizierung durch den Mitarbeiter) und ein Abrechnungssystem (für die Hinterlegung ggf. verschiedener Tarife) notwendig. Für die Abrechnung der geladenen Strommengen ist mindestens ein MID-konformer Zähler (Verrechnung im geschäftlichen Umfeld), alternativ ein eichrechtskonformer Zähler notwendig. Für vergleichbare Betreibermodelle zur Abrechnung der Mitarbeiterladevorgänge ist mit Kosten im Bereich von 15 € pro Ladepunkt und Monat zu rechnen.⁶⁴

Bei der weiteren Planung der Errichtung der Ladeinfrastruktur sollten unbedingt die in Kapitel 4.2 beschriebenen **Brandschutzmaßnahmen** berücksichtigt werden.

⁶³ Ein beispielhafter Aufbau der Ladepunkte ist in Anhang 7.4 „Deckenmontage Ladepunkte“ zu finden.

⁶⁴ Hinweis Mitarbeiterladen: Beladen privater Mitarbeiterfahrzeuge am Unternehmensstandort ist kein geldwerter Vorteil



Standortelektrifizierung

Weitere Standorte:

Tab. 26: Weitere Ladestandorte (NU)

Anzahl Ladepunkte	Ort	Ladeleistung [kW]	
3	Egner	37	
1	Fromm	35	🤝 Nutzung von öffentlicher Ladestation
2	Probst	80	
1	Ehinger Tor	80	

Für den Standort Fromm könnte die öffentliche Ladestation, die in Kapitel 5.4.3.3 „Potenzielle Kooperationen“ aufgezeigt werden, zunächst berücksichtigt werden. Außerdem sollte, zusätzlich zu den ursprünglichen Ladestandorten, die Haltestelle „Ehinger Tor“, wie in Kapitel 5.4.3.3 „Option 2: Laden auf der Linie“ aufgezeigt, als möglicher künftiger Standort mit Ladeinfrastruktur für zusätzliche Ladevorgänge berücksichtigt werden.

Batteriegrößen:

Es wird empfohlen, durch Option 1 und 2 (vgl. Kapitel 5.4.3.3 „Minimierung der Batteriegröße“) die Batteriegrößen zu minimieren.



Resultierende Kosten für Infrastrukturaufbau: grober Überblick und Kostenindikation

Tab. 27: Grobe, vorläufige und unverbindliche Kostenindikation für die Umsetzung (NU)⁶⁵

Komponente	Anzahl/Art	Kostenindikation
DC-Ladepunkte mit 50 kW	5 Stk.	115.000,- €
AC-Wallboxen mit 11 kW	2 Stk.	5.000,- €
Zuleitung inkl. Verlegung, Herstellung Netzanschluss, BKZ 200 kW, Tiefbau, Kabeltrasse, Oberflächenarbeiten, Unvorhergesehenes	NS, kein Trafo	135.000,- €
Installation und Inbetriebnahme		20.000,- €
Lademanagement, Betreibermodell, Abrechnungskonzept		laufend
SUMME		275.000,- €

Weitere Kostenbestandteile wie bspw. Planungsdienstleistungen oder Einmalkosten für Energie- und Lademanagement wurden an der Stelle ausgeklammert.

⁶⁵ Für verlässlichere Angaben und Zahlen hierzu wären erste Planungsleistungen notwendig, um die Rahmenbedingungen genauer festzulegen und technische Angaben zu prüfen.



Standortelektrifizierung

Die in Tab. 27 aufgeführten Kostenindikationen dienen eher als erste Übersicht und wurden unter der Annahme zusammengestellt, dass die Optimierung durch die Ladepläne komplett funktioniert und in den Dauerbetrieb überführt werden kann. Da dies nur bedingt als praktikable Endausbaustufe herangezogen werden kann, werden sich reale Kosten in der Umsetzung anders verteilen und, nicht zuletzt durch Preissteigerungen, mit hoher Wahrscheinlichkeit signifikant über der angegebenen Summe liegen. Zu beachten ist zudem, dass insb. die Netzanschlusskosten auf Basis der vorliegenden Informationen nur sehr vage angesetzt werden können, hierin liegt mit der größte Unsicherheitsfaktor bis die jeweiligen Netzbetreiber aktiv mit eingebunden und angefragt wurden.

Um verbindlichere Angaben zu anfallenden Kosten für die Umsetzung zu erhalten, wird empfohlen, aufbauend auf der vorliegenden Standortkonzeption erste Planungsphasen wie bspw. Vorplanung und/oder Entwurfsplanung in Angriff zu nehmen. Damit kann die notwendige Planungssicherheit für weiterführende Überlegungen und strategische Standortentscheidungen geschaffen werden.

Im Zuge dessen könnte durch offizielle Netzanschlussanfragen beim zuständigen Verteilnetzbetreiber mit verhältnismäßig wenig Aufwand erheblich an Klarheit hinsichtlich des u.a. größten Unsicherheitsfaktors gebracht werden.

Gegenüber den Infrastrukturinvestitionen können durch den THG-Quotenhandel auch Einnahmen generiert werden, diese würden sich aktuell (Mittelwert 2024) auf Folgendes belaufen:

17 Umläufe x 3.000 € = 51.000 €

Falls die Ladeinfrastruktur oder ein Teil dieser öffentlich zugänglich gemacht werden kann, könnten die darüber geladenen Strommengen zusätzlich zu den Pauschalen je Fahrzeug gehandelt werden und der Erlös durch den THG-Quotenhandel nochmal signifikant erhöht werden.

Resultierende Klimaauswirkungen:

Tab. 28: Klimaauswirkungen von Dieselbus und Batteriebus im Vergleich (NU)⁶⁶

Dieselbus	Batteriebus	
Jährliche Gesamt-CO ₂ -Emissionen für Dieselbuseinsatz	Jährliche Gesamt-CO ₂ -Emissionen für Batteriebuseinsatz - Vollader	Jährliche Gesamt-CO ₂ -Emissionen für Batteriebuseinsatz - Vollader - 100 % erneuerbare Quellen
975 t	482 t	63 t



Zielführend ist an der Stelle ohnehin nur die Gegenüberstellung zwischen Dieselbetrieb und Strom aus erneuerbaren Energiequellen, da durch Infrastruktur-, Betriebshof-, und Fahrzeugbeschaffungsförderungen im Bereich Elektrifizierung von Busbetreibern der Einsatz von 100 % (mit entsprechenden Herkunftsnachweisen) erneuerbarem Strom eine Grundvoraussetzung für die Förderfähigkeit ist. Das Thema Strombeschaffung bei RBA ist als übergreifende Maßnahme Kapitel 6 zu entnehmen und entsprechend ausgearbeitet.

⁶⁶ Quelle: <https://www.ebustool.de/>



Standortelektrifizierung

Zeithorizont:

Da in Neu-Ulm im Jahr 2027 neue Linienkonzessionen vergeben werden sollen, sollte bis dahin die Elektrifizierung des Standorts abgeschlossen sein, sofern eine Strategie für den Standort in Richtung batterieelektrischer Mobilität entschieden wird. Aktuell ist noch nicht bekannt, wie die Stadt Neu-Ulm bzw. der Donau-Iller-Nahverkehrsverbund (DING) die Ausschreibung und Vergabe gestalten wird. Es ist jedoch durchaus wahrscheinlich, dass strenge Vorgaben hinsichtlich der CO₂-Emissionen im Betrieb gemacht bzw. Zulassungsquoten bezüglich CVD und SaubFahrzeugBeschG vorgegeben werden. Um entsprechend rechtzeitig vorbereitet zu sein, wird empfohlen, nachfolgende Schritte direkt in Angriff zu nehmen und den in Tab. 29 exemplarisch zusammengestellten Zeitplan mit entsprechenden Vorlaufzeiten und üblichen Dauern bei der Umsetzung von Infrastrukturprojekten in der vorgesehenen Größenordnung im Hinterkopf zu behalten:

- Unmittelbar: Verbindliche Netzanschlussanfrage beim Energieversorgungsunternehmen bzw. Verteilnetzbetreiber Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze stellen
- Unmittelbar: Planungsphasen mind. bis Leistungsphasen 2 oder 3 (HOAI, Vor- und Entwurfsplanung) an einen entsprechenden Ingenieurdienstleister vergeben, um durch erarbeitete Lagepläne und Kostenschätzungen bzw. Kostenberechnungen (DIN276) weiterführende Entscheidungen fällen zu können

Darauf aufbauend können konkrete Entscheidungen für die Standortstrategie gefällt werden. Es wird empfohlen, hierbei zu berücksichtigen, dass Ladestationen entsprechend dem Bedarf sukzessive installiert werden können. So können Kosten durch Hardware (Ladestationen selbst) besser gestreckt werden. Dennoch wird empfohlen, den Netzanschluss sowie Kabelquerschnitte von vornherein für die Endausbaustufe zu dimensionieren, damit nicht mehrfach für die Energieversorgungsinfrastruktur alles aufgerissen werden muss.

Sollte das Standortkonzept bei fünf Ladepunkten und zwei Wallboxen für Pkw bleiben, sind für die Infrastrukturerichtung keine einzelnen Abschnitte bzw. Ausbaustufen notwendig. Es ist dann zielführender direkt alles in einem Projekt umzusetzen und dadurch zusätzlichen Tiefbau- und Planungsaufwand zu vermeiden.

- Mit der Entscheidung der Standortstrategie: Fördermittelantragsstellung
- Parallel: Angebotseinholung für PV-Anlage

Grob sollte in Summe mit einer Vorlaufzeit von insg. ca. 18 Monaten gerechnet werden (s. Tab. 29):

Tab. 29: Zeitplan für die Umsetzung (NU)

	Dauer	Anmerkung	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M13	M14	M15	M16	M17	M18
Fördermittel für die Umsetzung beantragen bei der Reg.v.Obb. (55-60%)	ca. 2 Monate																			
Antrag auf Anschluss an das Mittelspannungsnetz (Bayernwerk)	6-10 Monate																			
Ggf. Bauantrag, Genehmigung o.ä.	3-4 Monate																			
Vergleichsangebote für die Umsetzung einholen	3-4 Monate																			
Umsetzung:																				
- Anschluss an das öffentliche Mittelspannungsnetz	2-6 Monate	Bauausführung 2-3 Wochen, zeitkritisch ist der Zeitraum von Beauftragung bis Bauausführung																		
- Kundeneigene Transformatorstation (falls notwendig)	6-12 Monate	Lieferzeit																		
- Niederspannungshauptverteilung/Unterverteilung für das Grundstück	6-12 Monate	Lieferzeit																		
- Aufbau Ladestationen	3-4 Monate																			
- Kabelverlegung und Tiefbau	3-4 Monate																			

6. Übergreifender Maßnahmenkatalog

6.1 Maßnahme M1: Lademanagement

Wie aus den Darstellungen der Ladepläne in den Kapiteln 5.4.X.1 ersichtlich wird, ist eine verhältnismäßig feingranulare Steuerung der individuellen Ladeleistung für entsprechende Optimierungen notwendig. Das Lademanagement muss einerseits die Ladevorgänge fahrzeugindividuell steuern (Start und Ende), da nicht immer, wenn das Fahrzeug angesteckt ist, auch unbedingt ein Ladevorgang stattfindet und andererseits bei aktiven Ladevorgängen die Ladeleistung individuell einstellen, um nicht mit der maximal technisch möglichen Ladeleistung zu laden (Einstellung der Ladeleistung über die Amperezahl, da die Spannung durch die Batteriespannung vorgegeben ist). In den jeweiligen Ladeplänen je Standort sind diese empfohlenen, aktiven Steuerungen bei einzelnen Umläufen ersichtlich durch:

- Durchgehende Standzeiten am Betriebshof („nicht-weiße“ Zellen), von denen nur ein Teil farblich hervorgehoben (aktiver Ladevorgang) und der Rest grau hinterlegt sind → Start/Stopp-Steuerung der Ladevorgänge
- Von der verfügbaren Ladeleistung (50 bzw. 80 kW) abweichende Angaben in den jeweiligen Zeiträumen (in schwarz und grau), wodurch sich die Ladezeiträume/-dauern erhöhen, längere farblich hervorgehobene Zeitspannen ersichtlich sind und durch die Zellen mit grauer Schrift die zusätzlich notwendige Dauer im Vergleich zur maximalen Ladeleistung (schwarze Schrift) unterschieden wird → Steuerung der individuellen Ladeleistung für Optimierung

Das Lademanagement ist einerseits unabdingbar für die Reduktion der Anzahl der mindestens notwendigen Ladepunkte, andererseits aber genauso für die Steuerung der Ladeleistung, um die Netzanschlusskapazitäten nicht zu übersteigen. Hinsichtlich beider Kenngrößen wird für weiterführende Planungen und hinsichtlich Umsetzung ganz klar empfohlen die Umsetzungspläne als Untergrenze zu betrachten und Mehraufwand gegenüber 15-20 % mehr Sicherheitspuffer abzuwägen.

Neben den technischen Zusammenhängen hinsichtlich Infrastrukturinvestition und Reduktion der Aufwände und Kosten, ist das Lademanagement insb. auch für das Thema Eigenversorgung essentiell, da durch die Errichtung von PV-Anlagen und der Möglichkeit günstigen, erneuerbaren Grünstrom selbst zu erzeugen und zu verbrauchen, Ladevorgänge tagsüber mit einem höheren Anteil an selbsterzeugtem Strom zu bevorzugen bzw. soweit möglich Ladeleistungen erhöht werden sollten. Hierdurch kann sich je nach Saison und Tagesverlauf teilweise eine feingranularere Steuerung als zielführend und gewinnbringen (im Sinne der Kostenreduktion) ergeben. Auf diesen grundsätzlichen Zusammenhang wurde bei der Erstellung der Ladepläne bereits geachtet und Ladevorgänge priorisiert in Zeiträume der PV-Erzeugungskurven gelegt, sofern ausreichend Flexibilität zur Verfügung steht.

Ein vergleichbares und damit korrelierendes Thema wären bspw. dynamische Stromtarife, welche als externer Inputfaktor vom Lademanagement abgebildet und in der Steuerung der Ladevorgänge berücksichtigt werden könnten.

Um die Steuerungsmöglichkeiten gedanklich noch ein Stück weiterzutreiben, wären für tagesübergreifende Optimierungen entsprechende Prognosen zu Verbrauch (bspw. durch Temperaturabhängigkeit), Eigenerzeugung (Wetterprognose für PV-Erzeugung) und Strompreis (bspw. Day-Ahead-Handel) interessant mit einzubeziehen. Da die Komplexität dessen schnell zunimmt, wird

Übergreifender Maßnahmenkatalog

empfohlen nach etablierten Anbietern derartiger Systeme am Markt zu recherchieren und verschiedene Systeme zu vergleichen. Schnell befindet man sich nicht mehr im Bereich einfacher Lademanagementsysteme für die Steuerung der Ladevorgänge, sondern in ganzheitlich vernetzten Energiemanagementsystemen inkl. externer Schnittstellen und Prognosen etc.

Technische Ergänzung:

Um Rangieren und Umparken möglichst zu vermeiden, werden technische Lösungen empfohlen, welche entweder bei vergleichbarem Aufwand mehr reine Ladepunkte anbietet oder Lösungen, welche zwischen Stellplätzen etwas flexibel genutzt werden können und keine strikte 1-zu-1 Zuordnung zwischen Ladepunkt und Fahrzeugstellplatz herrscht. Durch entsprechend lange Kabellängen am Ladekabel selbst sowie die Platzierung zwischen Stellplätzen kann diese Herausforderung gemeistert werden. Da bei der Ladeinfrastruktur insb. die Leistungselektronik für die Versorgung der Ladepunkte mit entsprechend hohen Leistungen die Höhe der Investitionskosten maßgeblich beeinflusst und nicht unbedingt ein einfacher Ladepunkt mehr oder weniger, könnte daran angesetzt werden und es sollten, bevor in die Umsetzung eingestiegen wird, hierzu verschiedene Varianten und Alternativen verglichen werden.

Als greifbares Beispiel hierzu kann eine 300 kW Ladeeinrichtung aufgeführt werden. Diese kann einen Ladepunkt versorgen oder zwei Ladepunkten mit 150 kW oder vier Ladepunkte mit 75 kW bzw. zeitlicher Stafflung der Ladevorgänge. Die Kostenhöhe ergibt sich dabei primär durch die verfügbare Leistung von insg. 300 kW und die dafür notwendige Infrastruktur, Leistungselektronik, Anschlussleistung etc. und nicht über die letztendliche Anzahl der Ladepunkte. Hier ergeben sich durch weiterführende Untersuchungen sicher Möglichkeiten, Synergien und Skaleneffekte.

An den größeren Standorten ist auch denkbar, dass MitarbeiterInnen dafür zuständig sind bei Bedarf Fahrzeuge laut Plan umzuparken und damit auch Ladevorgänge wie vorgegeben abzubilden. An den kleineren Standorten mit weniger MitarbeiterInnen ist das aber nur bedingt eine Option und sollte weitestgehend vermieden werden und stattdessen die technischen Lösungen zielgerichtet ausgewählt werden.

6.2 Maßnahme M2: Testphase mit Elektrobussen

Teilweise haben die einzelnen Standorte bzw. Standortleiter bereits individuelle Erfahrungen mit batterieelektrischen Bussen gemacht. So wurde vereinzelt für eine kurze Phase ein Elektrobuss ausgeliehen und am eigenen Standort mit den lokalen Gegebenheiten getestet. Auch wenn das damalige Fazit nicht mehr ganz aktuell ist, da sich Batteriekapazitäten und Reichweiten stark verändert haben, hilft ein Fahrzeug zum Anfassen sehr bei der Einführung, FahrerInnen abzuholen, Bedenken und Berührungsängste abzubauen etc. Da andere Standorte noch überhaupt keine Erfahrungen mit Elektrobussen gemacht haben, wird empfohlen, als eine konkrete Maßnahme einen Elektrobuss anzumieten und an jedem Standort mit Interesse testweise einzusetzen. So könnte das Fahrzeug nach und nach an den Standorten eingesetzt werden, jeweils für zwei Wochen bspw., damit auch verschiedene Fahrer die Busse testen können.

Um diese Maßnahme auch für die frühzeitig ausgeklammerten Standorte (bspw. Augsburg) anzubieten, wird empfohlen, einen ausreichend langen Zeitraum für die Testphase anzusetzen. Grob könnten zwölfmal zwei Wochen, also insgesamt 24 Wochen angesetzt werden. Sollte es

Übergreifender Maßnahmenkatalog

organisatorisch möglich sein, könnte bspw. im Oktober in KW 40 gestartet werden, sodass der Zeitraum dann über die Wintermonate bis ca. Mitte März um KW 12 herum laufen würde. So könnten die Extremfälle durch den hohen Verbrauch im Winter (Worst Case Simulationen) getestet werden.

Zudem wird empfohlen, reale Fahrzeugumläufe nachzufahren, um damit die Ergebnisse der Verbrauchssimulationen auch mit realen Werten abzugleichen und zu evaluieren. Die Testphase sollte dazu genutzt werden, möglichst verschiedene Umläufe nachzufahren, unterschiedliche Topographien abzufahren, zwischen Überland- und Stadtfokus der Umläufe zu unterscheiden, verschiedene Tageszeiten zu testen, da Wetter und Temperatur einen Einfluss auf den Verbrauch und damit die Reichweite haben etc.

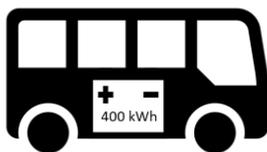
Um das Thema Laden des Testfahrzeugs abzudecken bevor die Infrastrukturinvestitionen getätigt werden, wird empfohlen, eine mobile DC-Ladestationen mit dem Testfahrzeug zusammen von Standort zu Standort mitzunehmen. Am besten sollte auch die Ladeleistung in einer vergleichbaren Größenordnung sein, wie sie bei den Umsetzungsplänen erarbeitet wurden. So würde bspw. 80 kW Ladeleistung am Ladepunkt mit CCS-Stecker Sinn ergeben. Bei entsprechenden Beispielprodukten werden aktuell Lieferzeiten von 2-3 Wochen aufgerufen.⁶⁷ Ein derartiger mobiler Lader kann in der Regel über ein CEE-System (CEE 125 A -Steckdose Kabelanschluss in TNS-Anordnung) am Stromnetz angeschlossen werden.

Es wird nahegelegt, als RBA einfach direkt bei den bekannten Busherstellern anzufragen, ob eine Testphase durchgeführt werden kann. Ansonsten gibt es auch Anbieter, welche Elektrobusse zum Mieten statt Kaufen und aktiv „e-Mobility Is a Service“ bewerben wie bspw. eMIS⁶⁸.

Begleitend zum Testfahrzeug wird empfohlen, immer jeweils an einem neuen Standort einen Einführungstag mit allen Beteiligten vorzusehen. So können FahrerInnen kurz geschult, das Personal abgeholt, die wichtigsten Eigenschaften des Fahrzeugs und der Fahreigenschaften erläutert, das Laden gezeigt und getestet werden etc.

Zusammenfassung Maßnahme M2:

- 1 x Test-Elektrobus mit 400 kWh Batteriekapazität
- 24 Wochen über die Wintermonate an 12 Standorten
- 1 x mobiler DC-Lader mit 80 kW Ladeleistung und Anschluss über CEE-Stecker
- Reale Fahrzeugumläufe nachfahren, um die Verbräuche aus der Simulation zu evaluieren



+



80 kW mobiler Lader

⁶⁷ https://www.mobilityhouse.com/de_de/ekoenergetyka-plug-charger-80.html

⁶⁸ <https://emis-management.com/>

6.3 Maßnahme M3: Standortübergreifende Strombeschaffung

Durch den Mengeneffekt bei der Strombeschaffung und insb. der zukünftigen Strommengen generell, wird die Beschaffung und der Kostenfaktor Strom erheblich an Relevanz gewinnen.

Es wird nahegelegt, durch aktive Angebotseinholung und eine aktive Vergabe das Thema Strombeschaffung anzugehen und angebotene Preise zu vergleichen. Dadurch dass die einzelnen Standorte in den Gebieten verschiedener Verteilnetzbetreiber und Energieversorger liegen, müssten ggf. auch größere Versorgungsunternehmen angefragt werden, um für alle zu berücksichtigenden Standorte einen Preis zu bekommen.

Wegen der Scope 2 Emissionen, die indirekten THG-Emissionen in CO₂ im Rahmen künftiger Nachhaltigkeitsberichterstattungen, sollte im Sinne der Nachhaltigkeitsbilanz Ökostrom angefragt und beschafft werden. Insb. im Zuge verschiedener Fördermöglichkeiten wäre jedoch das Thema CO₂-neutraler Ökostrom ohnehin obligatorisch.

Um möglichst gute Preise angeboten zu bekommen, ist es hilfreich, möglichst viele Informationen klar anzugeben. Dazu gehören Angaben zur Dauer der Stromlieferung (hierbei könnten Zeiträume über zwei oder drei Jahre Laufzeit festgelegt werden; Sicherheit und Gewissheit vs. vermeintliche Preisvorteile durch häufigeren Anbieterwechsel), das Einholen von Festpreis-Angeboten, möglichst genaue Verbrauchsangaben unter Berücksichtigung von Ladeinfrastruktur (Ladepläne) und künftiger PV-Anlage und Eigenverbrauch, um die Energiemenge möglichst exakt bestimmen zu können, wenn möglich Lastprofile/Lastgänge (oder SLP) und vor allem formelle Angaben zur Angebotseröffnung unter Angabe eines konkreten Stichtags, der Uhrzeit der Angebotseröffnung und der Bindefrist bis zur Vergabe, was in der Regel nur wenige Stunden sind und am selben Tag der Angebotseröffnung erfolgt.

Vom Ablauf her wird empfohlen, Vorbereitungen und Möglichkeiten zur internen Abstimmung vorzusehen, Unterlagen komplett zusammenzustellen und den gleichzeitigen Versand zur Angebotseinholung zeitlich vorab zu planen. Als Stichtag könnte bspw. bei einem Vertragsbeginn zum 01.01. des Folgejahres ein Dienstag im Spätsommer mit Angebotseröffnung um 11:00 Uhr und Bindefrist der Angebote bis 13:00 Uhr vorgesehen werden.

Zusammenfassung Maßnahme M3:

- Angebotseinholung für standortübergreifende Stromlieferung
- Möglichst genaue Informationen zu Verbrauch, Lastgang und PV-Erzeugung
- Formelle Vorgaben mit genauen Angaben zu Stichtag, Angebotseröffnung, Bindefrist, Vertragslaufzeit, Vertragsbeginn, Ökostrom

6.4 Maßnahme M4: Mobile Lademöglichkeit für Werkstätten

Wie bereits mehrfach betont sind die Ladepläne und die standortindividuellen konkreten Umsetzungspläne Untergrenzen und minimal notwendige Infrastrukturentwicklungen, um mit den Ladevorgängen und Verbräuchen der aktuellen Fahrzeugumläufe (nicht künftigen Vergaben und Konzessionen!) im Tagesablauf hinzukommen. Bei der wirklichen Umsetzung einzelner Standorte und auch Beschaffung von Elektrobussen sollten diese Angaben nochmal hinterfragt und mit mehr Sicherheitspuffer (insb. Anzahl Ladepunkte, ggf. auch Ladeleistung und Netzanschlusskapazität



Übergreifender Maßnahmenkatalog

und/oder Batteriekapazität der Elektrobusse) in erste Planungsphasen eingestiegen werden. Das vorliegende Konzept spiegelt eher das theoretische Optimum wider, welches gerade noch abbildbar ist, nicht aber im Betriebsalltag wirklich für jeden Standort praktikabel ist.

Neben zusätzlichen Ladepunkten und allgemein mehr Ladeinfrastruktur, um auch Zusatzverkehre, Ungeplantes, Ersatzverkehre etc. abbilden zu können, wird auch empfohlen, in den Werkstätten an den größeren Standorten mobile Ladestationen vorzuhalten. Es kann vorkommen, dass die Fahrzeuge länger als geplant zur Reparatur oder in die Werkstatt müssen und dann sollten sie auch dort zur Not behelfsmäßig mit Strom versorgt werden können, damit die Batterien nicht über die Zeit immer leerer werden. Eine solche mobile Ladeeinrichtung kann in der Regel über einen CEE-System (CEE 125 A - Steckdose Kabelanschluss in TNS-Anordnung) am Stromnetz angeschlossen und damit flexibel eingesetzt werden. Durch Rollensysteme oder als Werkstattwagen können die Ladeeinrichtungen maximal flexibel überall eingesetzt werden. Als DC-Ladeleistung kann mit 30 kW begonnen werden. Es wird aber empfohlen, eher auf Ladeleistungen zwischen 40 und 80 kW und einem Ladepunkt mit CCS-Stecker zu setzen.⁶⁹

Es ist nicht zwangsweise notwendig, dass jeder einzelne Standort mit Werkstatt einen eigenen mobilen Lader besitzt. Eventuell ist es ausreichend, wenn die größeren Standorte über mobile Ladeeinrichtungen verfügen und dieses auch als Sharing-Ansatz unter den Standorten geteilt genutzt werden können. So könnten bspw. Standorte mit mehr als 10 Fahrzeugen selbst mobile Ladestationen am Standort haben und bei Bedarf auch kleineren Standorten zur Verfügung stellen. So können bspw. Marktoberdorf durch Kaufbeuren oder Wiggensbach durch Kempten alleine durch die räumliche Nähe, welche zwischen den Standorten gegeben ist, mitversorgt werden.

Zusammenfassung Maßnahme M4:

- Mobile Ladeeinrichtungen in den größeren Werkstätten zur Versorgungssicherheit vorsehen
- Sharing der mobilen Lader zwischen den räumlich naheliegenden Standorten
- Bereithaltung eines CEE-Systems für den Stromnetzanschluss

6.5 Maßnahme M5: Nutzen von Fördermöglichkeiten

Die Fördermöglichkeiten für Elektrifizierungsvorhaben, Fahrzeugbeschaffungen und den Aufbau von Ladeinfrastruktur unterliegen ständigen Veränderungen und sind überwiegend von zeitlich begrenzten, konkreten einzelnen Förderaufrufen abhängig, durch welche dann auch die jeweiligen individuellen Details und Schwerpunkte definiert werden. Aufgrund des eher mittel- bis langfristigen Zeithorizonts des vorliegenden Projektberichts wird an der Stelle darauf verzichtet eine aktuelle Übersicht über vergangene oder laufende Fördermöglichkeiten zu geben und stattdessen allgemeine Erfahrungswerte und Empfehlungen hinsichtlich der generellen Vorgehensweise mit Fördermitteln erläutert.

Für einen jeweils aktuellen Überblick über Fördermöglichkeiten empfiehlt sich die Nutzung von Datenbanken, welche die Nutzenden dabei unterstützen, ein passendes Förderprogramm zu finden

⁶⁹ Beispielhafte mobile DC-Ladestationen in Anhang [7.4](#) „Mobile Ladestationen“

Übergreifender Maßnahmenkatalog

oder beratende Dienstleister, wie Ingenieurbüros für Infrastrukturentwicklungen, hinzuzuziehen. Die Förderdatenbank des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz ist nachfolgend exemplarisch verlinkt: [Förderdatenbank BMWK](#)

Aufgrund der jeweils aktuellen Gegebenheiten und da die Erfolgsaussichten für eine positive Bewilligung und Zuwendung von verschiedenen Faktoren abhängen, wird an sich empfohlen, bei konkreten Umsetzungsvorhaben immer mehrere Förderoptionen zu ergreifen und Anträge zu stellen.

Welche Unterlagen und Informationen für die Antragsstellung üblicherweise benötigt werden und aufbereitet werden müssen, wird nachfolgend exemplarisch an einem Förderantrag für Landesmittel (hier: GVFG bei der Regierung von Oberbayern) und einem Förderantrag für Bundesfördermittel (hier: nicht öffentliche Ladeinfrastruktur).

1. Beispiel Landesmittel-Förderantrag: Benötigte Unterlagen und Informationen

Im Rahmen des Gemeindeverkehrsfinanzierungsgesetzes (GVFG) können Anträge auf Gewährung einer Zuwendung für den Aufbau von Ladeinfrastruktur und Elektrifizierung der Fahrzeugflotte durch Busbetreiber im ÖPNV eingereicht werden.

Die nachfolgende Übersicht über benötigte Unterlagen und Informationen beziehen sich auf ein Beispiel bei der Bewilligungsbehörde der Regierung von Oberbayern:

- Formeller Antrag auf Gewährung einer Zuwendung (Antragsformular) mit übergreifenden Angaben zum Antragsteller, der Maßnahme, den Gesamtkosten und der Finanzierung
- Lageplan zum Elektrifizierungskonzept (Weiterführung der Planskizze im Kapitel 5.4.X.4 „konkreter Umsetzungsplan“ je Standort)
- Kostenschätzung nach DIN 276 (2. Ebene laut HOAI-Grundleistung in Leistungsphase Vorplanung beim Leistungsbild Technische Ausrüstung)
- Zudem werden weitere Erläuterungen zu technischen Details, Bauabschnitten, Beispielprodukten für Ladesäulen, Ladegleichrichter, Dispenser, Montagearten etc. verlangt

Insb. für die Ermittlung von Kosten (Kostenschätzung nach DIN 276, 2. Ebene) sowie den geforderten Lageplan als Anhang wird dringend empfohlen, frühzeitig durch entsprechende Vorplanungen und/oder Entwurfsplanungen die ersten Planungsphasen zu durchlaufen, um die entsprechenden Unterlagen vorliegen zu haben und flexibel auf neue Fördermöglichkeiten und Förderaufrufe reagieren zu können.

2. Beispiel Bundesmittel-Förderantrag: Benötigte Unterlagen und Informationen

Im Rahmen wechselnder Förderaufrufe sind regelmäßig verschiedene bundesweite Förderprogramme verfügbar. Der jeweilige Fokus der Förderprogramme wechselt zwischen öffentlichen Ladestationen, privater Infrastruktur und auch für unterschiedliche Antragsteller wie Kommunen, Gewerbe, Privatpersonen etc.

Beim letzten Aufruf zur „Förderung von nicht-öffentlicher Schnellladeinfrastruktur für KMU und Großunternehmen“ durch das Bundesministerium für Digitales und Verkehr, für welches seit 03.06.2024 die Antragsstellung aktuell wieder möglich ist, sind bzw. waren nachfolgende Unterlagen notwendig:



Übergreifender Maßnahmenkatalog

- Handelsregisterauszug
- KMU-Erklärung (bei kleinen und mittleren Unternehmen)
- Angaben in der online Antragsstellungsplattform: Fördergegenstand, Unternehmensangaben, Angaben zu Fuhrpark und Flotte (Bestand und geplant)
- Schlusserklärung

Der Aufwand im letzten Beispiel ist verhältnismäßig gering, allerdings waren zuletzt die Förderquoten für Großunternehmen lediglich bei 20 % (KMU 40 %) und demnach die maximalen Förderbeträge pro Ladepunkt bei 7.000 € (KMU 14.000 €) für Ladeleistungen zwischen 50 und 149 kW sowie 15.000 € (KMU 30.000 €) bei Ladeleistungen über 150 kW.

Nichtsdestotrotz würde sich dadurch recht unkompliziert an jedem Standort ein fünfstelliger Betrag an Fördermitteln generieren lassen, was zur klaren Empfehlung führt, unbedingt bei konkreten Umsetzungsvorhaben die jeweils aktuelle Verfügbarkeit von Förderoptionen prüfen zu lassen und sich durch einen entsprechenden Beratungsdienstleister begleiten zu lassen.

6.6 Maßnahme M6: Ausblick und Weiterführung des Konzepts

Durch die Umlaufsimulationen und insb. Visualisierungen der Fahrzeugumläufe (s. Anhänge 7.X.2) sind verschiedene Auffälligkeiten und interessante Gegebenheiten deutlich geworden, welche durch ein hierauf aufbauendes Folgekonzept in einem ergänzenden Projekt in Angriff genommen werden könnten.

1. Leerfahrten

Auffällig hohen Anteile an Leerfahrten bzw. auffällige Verhältnisse zwischen Nutz- und Leerkilometer sind nachfolgend standortbezogen aufgeführt:

Gaimersheim (Ingolstadt):

- Umlauf 11: Anteil Nutzkilometer 60 %
- Umlauf 12: Anteil Nutzkilometer 57 %
- Umlauf 16: Anteil Nutzkilometer 58 %
- Umlauf 20: Anteil Nutzkilometer 57 %
- Umlauf 21: Anteil Nutzkilometer 25 %
- Umlauf 37: Anteil Nutzkilometer 42 %
- Umlauf 38: Anteil Nutzkilometer 41 %
- Umlauf 39: Anteil Nutzkilometer 33 %
- Umlauf 40: Anteil Nutzkilometer 47 %
- Umlauf 45: Anteil Nutzkilometer 42 %
- Umlauf 46: Anteil Nutzkilometer 56 %
- Umlauf 47: Anteil Nutzkilometer 37 %
- Umlauf 48: Anteil Nutzkilometer 26 %
- Umlauf 49: Anteil Nutzkilometer 47 %
- Umlauf 50: Anteil Nutzkilometer 30 %
- Umlauf 83: Anteil Nutzkilometer 63 %



Übergreifender Maßnahmenkatalog

- Umlauf 84: Anteil Nutzkilometer 63 %
- Umlauf 122: Anteil Nutzkilometer 54 %
- Umlauf 131: Anteil Nutzkilometer 65 %
- Umlauf 142: Anteil Nutzkilometer 62 %
- Umlauf 200: Anteil Nutzkilometer 56 %
- Umlauf 206: Anteil Nutzkilometer 62 %
- Umlauf 213: Anteil Nutzkilometer 56 %
- Umlauf 241: Anteil Nutzkilometer 46 %
- Umlauf 245: Anteil Nutzkilometer 58 %

Diese sehr auffällig niedrige Auslastung kommt sowohl bei sehr langen (Umlauf 12 ca. 330 Gesamtkilometer) als auch bei sehr kurzen Fahrzeugumläufen (Umlauf 49 ca. 26 Gesamtkilometer) vor. Es muss jedoch betont werden, dass ein hoher Anteil der auffälligen Umläufe kurze bis sehr kurze Umlaufstrecken und Gesamtkilometer haben. Die Umläufe 21, 38, 45, 46, 47, 48, 49 und 50 haben tägliche Gesamtkilometerleistungen von (teilweise weit) unter 100 km. Damit kann durch entsprechende Anfahrten das Nutzkilometerverhältnis schnell in ein Extrem kippen.

Kempten/Wiggensbach:

Eine absolute Ausnahme vom Anteil an Nutzkilometern her sind die Umläufe in Kempten und Wiggensbach. Kein Umlauf hat einen Anteil der Nutzkilometer unter 75 % und insgesamt liegt der Anteil im Schnitt bei ca. 89 %. Das absolute Gegenteil im Vergleich zu den anderen Standorten.

Neu-Ulm:

- Umlauf 601: Anteil Nutzkilometer 62 %
- Umlauf 602: Anteil Nutzkilometer 59 %
- Umlauf 9709: Anteil Nutzkilometer 50 %

Diese sehr auffällig niedrige Auslastung kommt sowohl bei sehr langen (Umlauf 601 ca. 280 Gesamtkilometer) als auch bei sehr kurzen Fahrzeugumläufen (Umlauf 602 ca. 15 Gesamtkilometer) vor.

Teilweise liegen wirklich Extrema vor, bei denen der Anteil der Nutzkilometer der Umläufe derart niedrig ist, dass diese individuell untersucht und analysiert werden sollten. Möglicherweise könnten Verbesserungen erzielt werden, indem andere Abstellstandorte für die betroffenen Fahrzeuge identifiziert werden oder insgesamt die Umläufe optimiert und umgeplant werden.

Die individuelle Analyse der auffälligen Fahrzeugumläufe hinsichtlich Verbesserungspotenzial ist jedoch nicht im Rahmen des vorliegenden Konzepts möglich und sollte demnach als individuelles Teilprojekt weiterverfolgt werden.



Übergreifender Maßnahmenkatalog

2. Linienanpassungen und Neuausschreibungen

Sollte es zu neuen Vergaben bzw. Linienkonzessionen kommen, müssen die dadurch angepassten Fahrzeugumläufe erneut simuliert und ausgewertet werden. Dadurch kann es durchaus zu signifikanten Änderungen kommen, welche durch aktualisierte Simulationen und Auswertungen berücksichtigt und abgebildet werden müssten.

Sobald neue Umläufe als Grundlage für den Bedarf vorliegen, müsste in einem kleinen Folgeprojekt der daraus resultierende Maßnahmenkatalog erneut abgeleitet und der konkrete Umsetzungsplan mit klaren Empfehlungen neu ausgearbeitet werden.

3. Alternative Standortstrategien

Durch das vorliegende Konzept wurde die Machbarkeit und Umsetzung hinsichtlich Elektrifizierung unter Berücksichtigung von weiteren Antriebs- und Kraftstoffalternativen bewertet. Durch die genaue Ermittlung des Bedarfs sowie Bestandsaufnahme an den jeweiligen Standorten konnten so einzelne Maßnahmen für die Elektrifizierung und den Infrastrukturaufbau sowie individuelle Umsetzungspläne mit konkreten Empfehlungen ganzheitlich erarbeitet werden.

Was jedoch nicht mehr im Scope des vorliegenden Konzepts lag, sind grundsätzliche Standortentscheidungen und Standortstrategien. Die Standorte wurden als fix vorgegeben angenommen und nicht grundsätzlich hinterfragt. Im Sinne der ganzheitlichen Unternehmensentwicklung könnte es jedoch zielführend sein, bei großen, künftigen Infrastrukturinvestitionen die Standorte aus strategischer Perspektive zu bewerten. Hierzu werden Nachhaltigkeitsbewertung und Nachhaltigkeitsberichterstattung immer wichtiger und relevanter und so könnte das Thema der Elektrifizierung und entsprechender Umsetzungspläne im größeren Kontext bewertet werden, bevor losgelöst voneinander einzelne Standorte in die Umsetzung von Maßnahmen einsteigen.

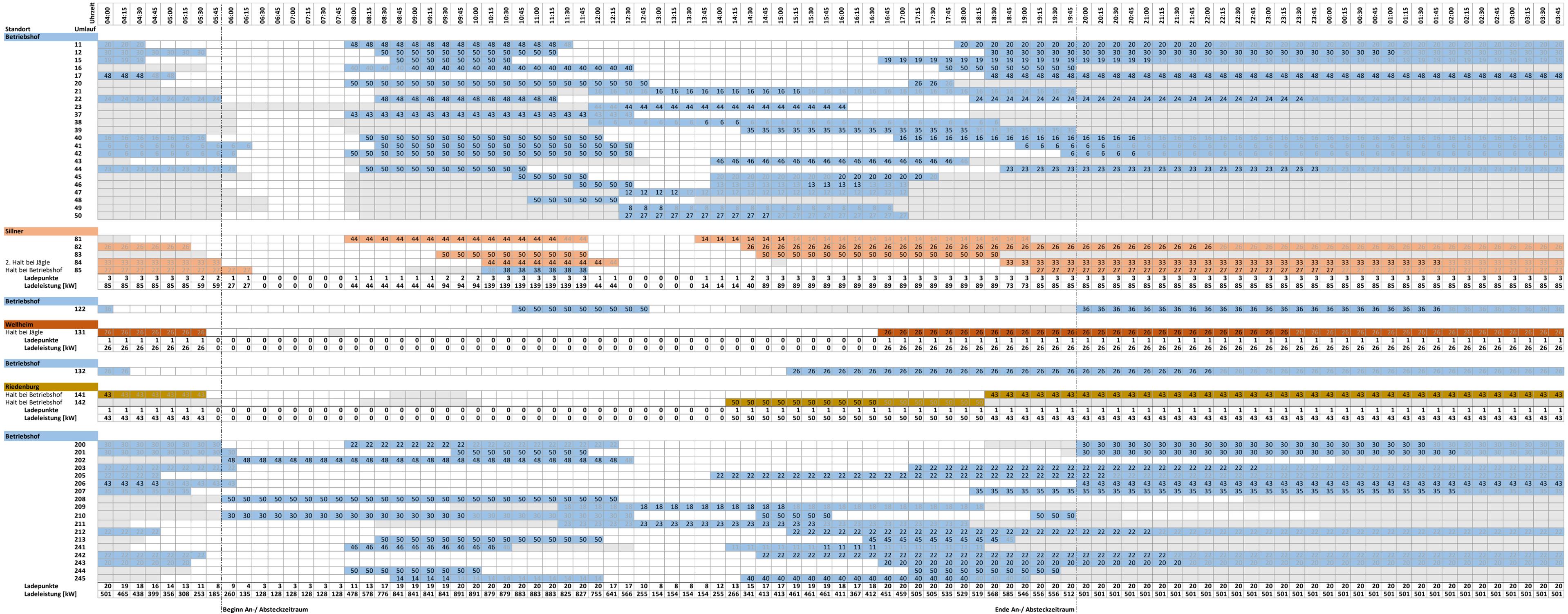


Anhang

7. Anhang

7.1 Anhang Gaimersheim (Ingolstadt, IN)

7.1.1 Ladepläne (IN)



Ladeplan Gaimersheim (Ingolstadt) - 80 kW

- 50 Laden mit Ladeleistung 50 kW
- x Ladezeitraum bei maximaler Ladeleistung (50 kW)
- x zusätzlicher Ladezeitraum bei minimierter Ladeleistung
- Standzeit an Standort ohne Laden



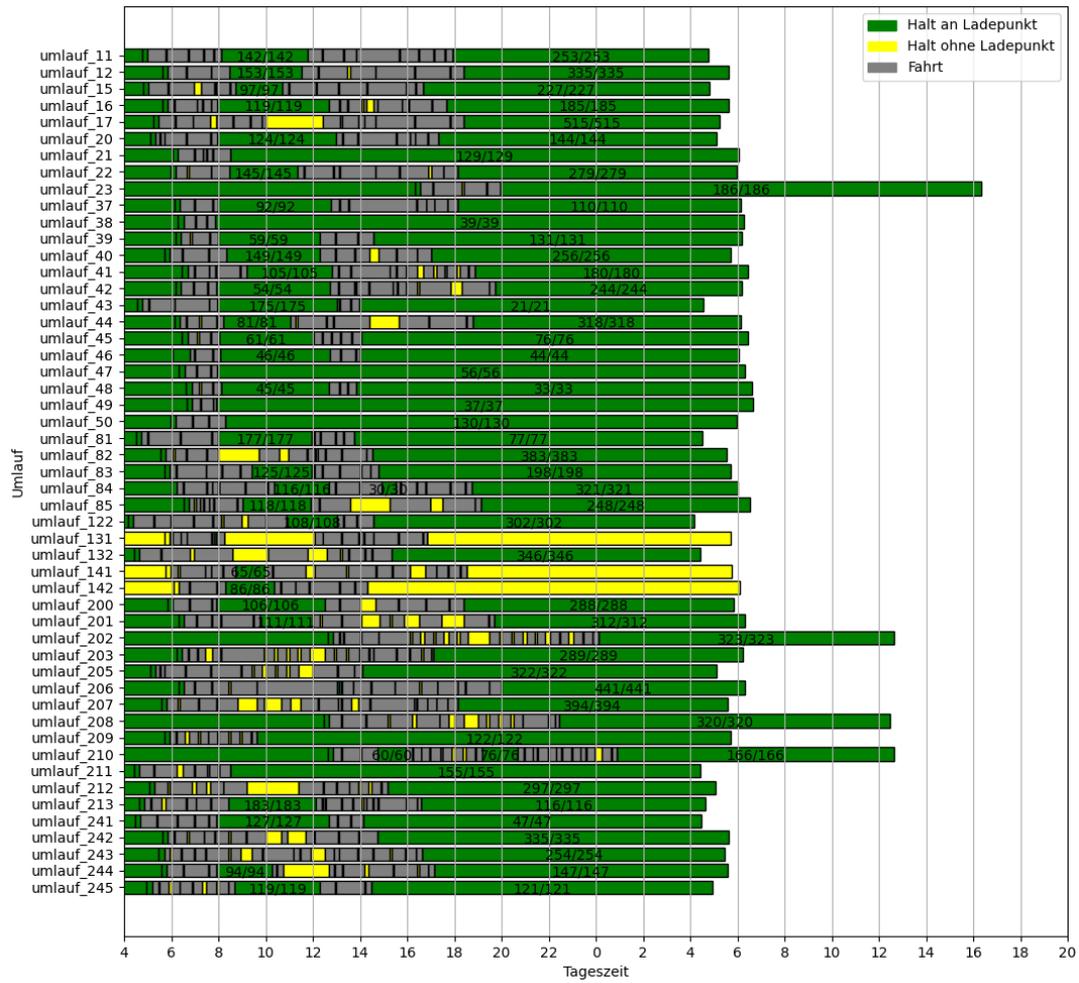
Anhang

7.1.2 Umläufe (IN)

umlauf_name	startzeit	endzeit	fahrzeit	haltezeit	gesamtzeit	nutz_km	leer_km	gesamt_km	nutz_km in %	used_energy summer	energy/km summer	used_energy winter	energy/km winter	used_energy transition	energy/km transition	energy_bilanz summer	energy_bilanz winter	energy_bilanz transition	lines_served
11	04:47:00	17:57:00	08:51:00	04:19:00	13:10:00	164,04	109,02	273,06	60 %	322,52	1,18	396,80	1,45	333,77	1,22	219,21	253,90	207,74	[790, 9226, 9234, 9234, 9235, 9235]
12	05:39:00	18:25:00	09:08:00	03:38:00	12:46:00	190,35	142,50	332,85	57 %	398,35	1,20	489,36	1,47	411,09	1,24	281,41	336,02	267,16	[9227, 9232, 9231, 9236]
15	04:48:00	16:42:00	09:06:00	02:48:00	11:54:00	155,62	64,17	219,79	71 %	254,98	1,16	325,38	1,48	277,15	1,26	157,48	227,88	179,65	[9221, 9226, 9226, 9233, 9235, 730]
16	05:39:00	17:40:00	06:23:00	05:38:00	12:01:00	121,09	86,04	207,13	58 %	245,83	1,19	305,35	1,47	256,83	1,24	161,98	186,00	152,62	[790, 9226, 9226, 710, 710, 790]
17	05:16:00	18:25:00	10:02:00	03:07:00	13:09:00	229,35	120,30	349,64	66 %	414,50	1,19	515,64	1,47	434,74	1,24	414,50	515,64	434,74	[9234, 9231, 9231, 9233, 9235, 9226, 9232, 9237]
20	05:07:00	17:19:00	06:38:00	05:34:00	12:12:00	104,01	78,66	182,67	57 %	216,97	1,19	269,26	1,47	228,12	1,25	126,94	144,99	118,54	[710, 9236, 9236, 9235, 9235]
21	06:04:00	08:31:00	02:04:00	00:23:00	02:27:00	21,49	64,63	86,12	25 %	90,03	1,05	130,04	1,51	113,08	1,31	90,03	130,04	113,08	[9227, 9227]
22	05:59:00	18:09:00	08:36:00	03:34:00	12:10:00	198,60	89,61	288,20	69 %	343,30	1,19	424,49	1,47	356,66	1,24	239,21	279,49	227,89	[9227, 9226, 9232, 9232, 9232]
23	16:21:00	19:58:00	03:13:00	00:24:00	03:37:00	83,44	43,98	127,43	65 %	156,69	1,23	186,15	1,46	155,76	1,22	156,69	186,15	155,76	[9233, 9233]
37	06:09:00	18:09:00	06:46:00	05:14:00	12:00:00	59,01	80,93	139,94	42 %	160,83	1,15	203,91	1,46	171,75	1,23	96,02	110,96	90,77	[9221, 9226, 9235, 9235]
38	06:18:00	07:51:00	01:15:00	00:18:00	01:33:00	10,75	15,73	26,48	41 %	27,79	1,05	39,97	1,51	34,80	1,31	27,79	34,80	27,79	[9226]
39	06:11:00	14:36:00	03:45:00	04:40:00	08:25:00	43,14	86,92	130,05	33 %	156,59	1,20	190,40	1,46	159,45	1,23	114,29	131,34	107,62	[9226, 9227]
40	05:43:00	17:02:00	06:32:00	04:47:00	11:19:00	129,95	145,92	275,87	47 %	329,94	1,20	405,46	1,47	340,31	1,23	223,90	256,16	209,50	[9232, 9227, 9227, 9236]
41	06:28:00	18:53:00	07:38:24	04:46:36	12:25:00	139,78	54,66	194,44	72 %	229,12	1,18	286,51	1,47	240,45	1,24	156,37	180,54	148,70	[9235, 9233, 9236, 15, 15, 15, 15, 15, 15]
42	06:11:00	19:45:00	07:42:00	05:20:00	13:34:00	155,13	51,46	206,58	75 %	250,03	1,21	299,57	1,45	249,67	1,21	210,76	244,70	201,53	[9226, 9226, 9226, 9235, 9226, 9226]
43	04:33:00	13:58:00	03:57:00	05:28:00	09:25:00	108,64	24,55	133,18	82 %	145,88	1,10	196,61	1,48	171,70	1,29	18,46	21,42	17,06	[9221, 9221, 9235]
44	06:08:00	18:47:00	07:59:00	04:40:00	12:39:00	251,59	21,52	273,11	92 %	331,16	1,21	399,77	1,46	332,66	1,22	273,97	318,19	261,48	[9221, 9221, 9221, 9221, 9226, 9226]
45	06:28:00	14:05:00	03:08:00	04:29:00	07:37:00	39,00	54,15	93,15	42 %	108,63	1,17	137,42	1,48	115,72	1,24	66,23	76,24	62,50	[9226, 9221, 9226]
46	06:05:00	14:00:00	02:24:54	05:30:06	07:55:00	35,72	28,58	64,30	56 %	70,00	1,09	90,95	1,41	76,29	1,19	38,69	44,72	36,34	[9226, 9235]
47	06:20:00	07:57:00	01:18:00	00:19:00	01:37:00	13,79	23,56	37,35	37 %	39,21	1,05	56,37	1,51	49,08	1,31	39,21	56,37	49,08	[9236]
48	06:38:00	13:51:00	02:14:00	04:59:00	07:13:00	13,89	39,18	53,07	26 %	60,19	1,12	78,70	1,48	66,72	1,26	29,10	33,54	27,51	[9235, 9235]
49	06:39:00	07:54:00	00:56:00	00:19:00	01:15:00	12,26	13,92	26,18	47 %	25,84	0,99	37,83	1,44	32,73	1,25	25,84	37,83	32,73	[9235]
50	05:58:00	08:17:00	02:00:00	00:19:00	02:19:00	25,71	60,74	86,45	30 %	92,70	1,07	130,56	1,51	114,30	1,32	92,70	130,56	114,30	[9224]
81	04:32:00	13:45:00	04:45:00	04:28:00	09:13:00	127,73	43,65	171,38	75 %	196,83	1,15	255,37	1,49	220,41	1,29	68,04	78,08	63,95	[9226, 9226, 9234, 9227]
82	05:32:00	14:33:00	06:21:00	02:40:00	09:01:00	203,85	55,39	259,24	79 %	302,41	1,17	383,21	1,48	324,25	1,25	302,41	383,21	324,25	[9226, 9232, 9224, 9231, 9238, 9231, 9232]
83	05:44:00	14:48:00	05:57:00	03:07:00	09:04:00	138,84	80,31	219,15	63 %	253,76	1,16	324,35	1,48	274,81	1,25	127,93	198,52	148,97	[9224, 9232, 9234, 9232, 9232]
84	06:01:00	18:44:00	09:06:00	03:37:00	12:43:00	199,66	116,25	315,92	63 %	387,64	1,23	468,68	1,48	392,07	1,24	234,85	315,89	239,28	[9226, 730, 9226, 9227, 9232, 9227]
85	06:31:00	19:09:00	07:07:00	05:31:00	12:38:00	198,99	50,65	249,63	80 %	296,69	1,19	367,27	1,47	307,46	1,23	215,23	249,02	204,96	[9232, 9232, 9223, 9226, 9226, 9226]
122	04:11:00	14:34:12	07:25:00	02:58:12	10:23:12	148,22	128,61	276,83	54 %	318,77	1,15	411,01	1,48	351,43	1,27	210,27	302,51	242,93	[9159, 9159, 9159, 9159, 9236]
131	05:42:00	16:52:00	06:41:00	04:29:00	11:10:00	150,63	81,71	232,34	65 %	277,57	1,19	342,05	1,47	287,60	1,24	272,57	337,05	282,60	[9231, 9231, 9238, 9238, 9231, 9238]
132	04:25:00	15:20:00	07:59:00	02:56:00	10:55:00	170,45	64,56	235,01	73 %	273,10	1,16	346,84	1,48	296,33	1,26	273,10	346,84	296,33	[9314, 9314, 9314, 9314, 9314, 9314]
141	05:45:00	18:31:00	09:46:00	03:00:00	12:46:00	275,71	54,83	330,54	83 %	399,12	1,21	485,20	1,47	405,62	1,23	334,12	420,20	340,62	[9221, 731, 9221, 9221, 9221, 9221, 9221, 9221, 9221]
142	06:06:00	14:18:18	05:39:18	02:33:00	08:12:18	89,62	54,76	144,38	62 %	169,67	1,18	213,23	1,48	180,32	1,25	107,67	127,11	104,61	[9226, 9226, 9226, 9221]
200	05:52:00	18:25:00	06:51:00	05:42:00	12:33:00	151,91	117,52	269,43	56 %	328,45	1,22	395,06	1,47	330,03	1,22	252,06	288,99	236,81	[790, 790, 790, 790]
201	06:19:00	19:43:00	08:14:00	05:10:00	13:24:00	251,97	36,83	288,81	87 %	343,28	1,19	424,22	1,47	355,50	1,23	235,87	312,55	243,84	[9226, 9226, 25, 25, 25, 25, 9223, 9223]
202	12:39:00	24:08:00	08:32:00	02:57:00	11:29:00	167,95	53,26	221,21	76 %	261,60	1,18	323,89	1,46	273,03	1,23	261,60	323,89	273,03	[9235, 26, 15, 15, 15, 15, 15, 15, 15, 4, 4, 4, 4, 4]
203	06:14:00	17:08:00	08:44:00	02:10:00	10:54:00	151,87	46,87	198,74	76 %	238,26	1,20	289,59	1,46	240,68	1,21	238,26	289,59	240,68	[15, 15, 15, 15, 15, 15, 15, 15, 15, 15, 25, 9226, 9230]
205	05:07:00	14:07:00	07:29:00	01:31:00	09:00:00	171,28	47,08	218,35	78 %	257,11	1,18	322,57	1,48	273,08	1,25	257,11	322,57	273,08	[710, 9223, 15, 15, 15, 15, 15, 9223]
206	06:19:00	20:00:00	12:54:00	00:47:00	13:41:00	191,71	116,93	308,64	62 %	359,11	1,16	445,36	1,44	371,93	1,21	359,11	445,36	371,93	[9226, 9226, 9223, 9223, 26, 26, 9223]
207	05:35:00	18:09:00	09:39:00	02:55:00	12:34:00	213,39	55,59	268,98	79 %	312,97	1,16	394,77	1,47	332,45	1,24	312,97	394,77	332,45	[26, 26, 26, 26, 26, 26, 15, 15, 9223, 9223]
208	12:29:00	22:28:00	08:10:00	01:49:00	09:59:00	184,06	35,85	219,91	84 %	267,75	1,22	320,68	1,46	267,17	1,21	267,75	320,68	267,17	[9236, 9223, 9223, 15, 15, 15, 15, 15, 710]
209	05:44:00	09:39:00	03:10:00	00:45:00	03:55:00	63,23	18,66	81,89	77 %	88,68	1,08	122,92	1,50	106,07	1,30	88,68	122,92	106,07	[15, 15, 15, 15, 15, 15]
210	12:38:00	24:55:00	08:15:00	04:02:00	12:17:00	151,42	73,40	224,83	67 %	249,73	1,11	304,13	1,35	255,24	1,14	249,73	304,13	255,24	[9221, 15, 15, 15, 15, 4, 4, 4, 4, 4, 4]
211	04:26:00	08:32:00	03:29:00	00:37:00	04:06:00	69,28	34,35	103,63	67 %	112,47	1,09	155,83	1,50	136,92	1,32	112,47	155,83	136,92	[9223, 15, 15, 730]
212	05:04:00	15:10:00	06:53:00	03:13:00	10:06:00	172,23	29,06	201,29	86 %	232,16	1,15	298,04	1,48	253,77	1,26	232,16	298,04	253,77	[9223, 15, 15, 9223, 9223, 15, 15, 15, 15]
213	04:39:00	16:37:00	07:25:00	04:33:00	11:58:00	113,88	89,13	203,00	56 %	230,81	1,14	299,79	1,48	255,64	1,26	100,81	116,46	94,58	[15, 9223, 9223, 9235, 9235, 710, 710, 730]
241	04:28:00	14:08:00	04:26:00	05:14:00	09:40:00	54,30	63,35	117,65	46 %	133,77	1,14	175,07	1,49	151,34	1,29	41,79	47,85	39,16	[26, 26, 15, 25]
242	05:38:00	14:44:00	06:59:00	02:07:00	09:06:00	178,32	48,31	226,62	79 %	259,59	1,15	335,80	1,48	284,62	1,26	259,59	335,80	284,62	[26, 26, 25, 25, 25, 26, 26, 25]
243	05:28:00	16:39:00	09:22:00	01:49:00	11:11:00	138,89	34,53	173,41	80 %	206,67	1,19	254,59	1,47	212,93	1,23	206,67	254,59	212,93	[15, 15, 15, 15, 15, 15, 15, 15, 15]
244	05:																		



Anhang



Anhang

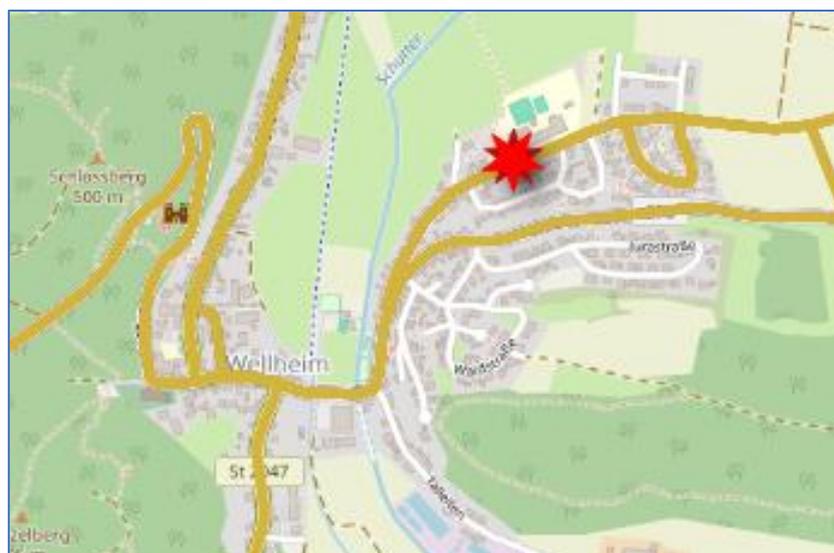
7.1.3 Standorte (IN)



Betriebsshof Sillner

Industriestraße 11, 85125 Kinding

Google Maps: <https://maps.app.goo.gl/twTURUPLB2soh8SV6>



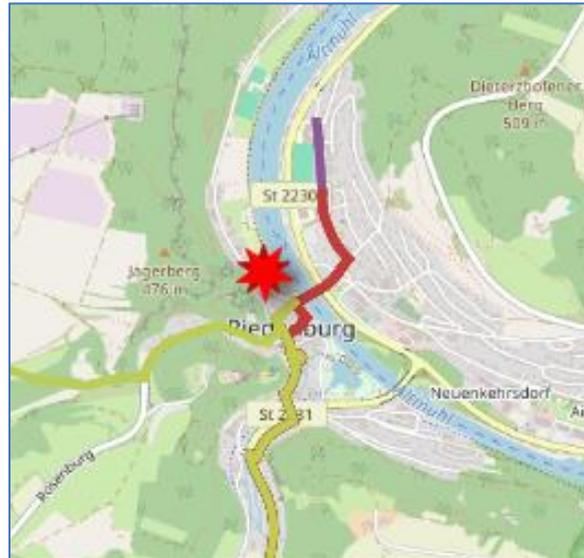
Wellheim

Wittmeßstraße 25, 91809 Wellheim

Abkürzung in Umlaufplots: WellSc

Google Maps: <https://maps.app.goo.gl/xHjCvvpYYL7zckWx5>

Anhang



Riedenburg

Großparkplatz Austraße, 93339 Riedenburg

Abkürzung in Umlaufplots: RIDG

Google Maps: <https://maps.app.goo.gl/Gc8qRwLbP5Njnam57>



Anhang

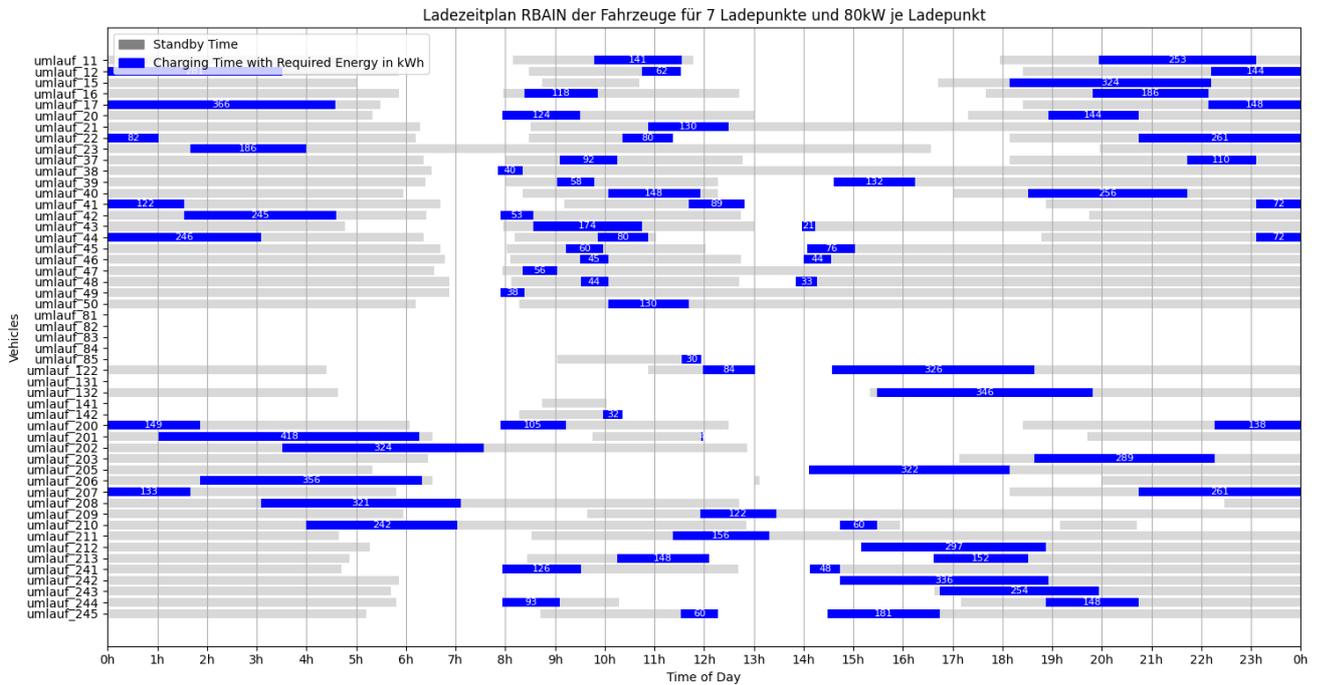
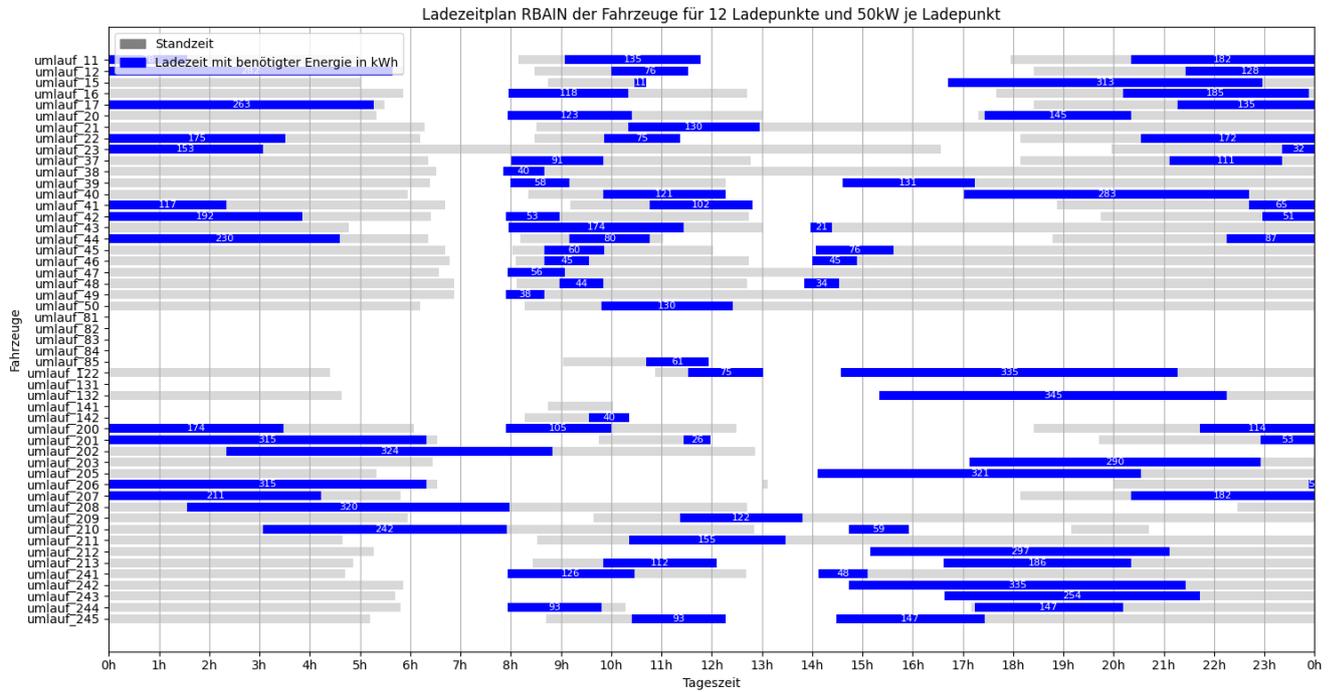
7.1.4 Batteriegrößen (IN)

Umlauf	Batteriegröße [kWh]	Umlauf	Batteriegröße [kWh]	Umlauf	Batteriegröße [kWh]
11	300	45	300	201	400
12	400	46	300	202	400
15	300	47	300	203	300
16	300	48	300	205	400
17	600	49	300	206	500
20	300	50	300	207	400
21	300	81	300	208	400
22	300	82	400	209	300
23	300	83	300	210	300
37	300	84	400	211	300
38	300	85	300	212	300
39	300	122	300	213	300
40	300	131	400	241	300
41	300	132	400	242	400
42	300	141	500	243	300
43	300	142	300	244	300
44	400	200	300	245	300



Anhang

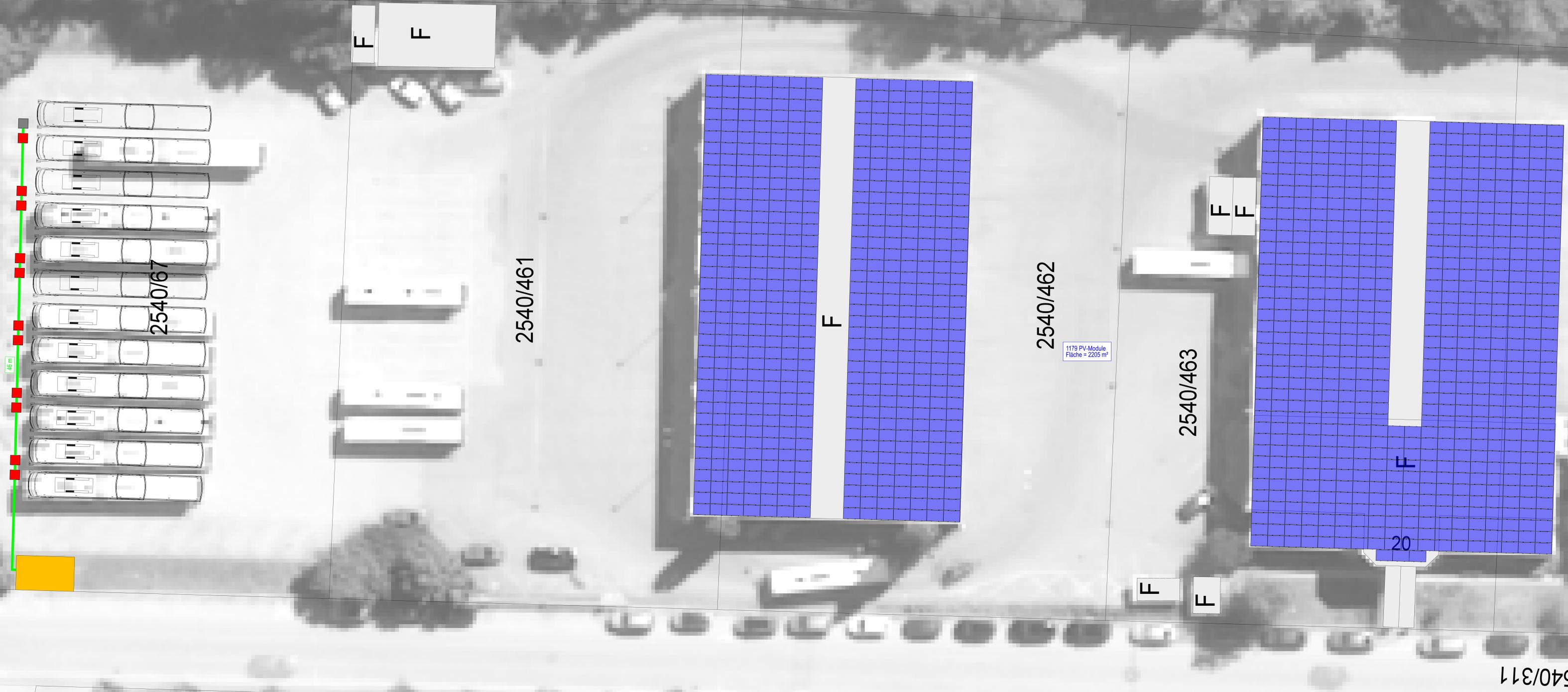
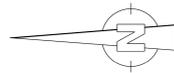
7.1.5 Umstecken in der Nacht (IN)





Anhang

7.1.6 Planskizze Betriebshof (IN)



Legende Berechnungsgrundlagen:

■ Ladepunkt 90 kW	■ zusätzlicher Ladepunkt 90 kW
■ Transformatorstation	■ PV-Anlage
 zu elektrifizierende Stellplätze	— Stromleitung AC

Plangrundlagen:

Lagestatus	LS489 ETRS89 UTM 32	Stand:	
DFK	Kartengrundlage Geobasisdaten © Landesamt für Vermessung u. GeoInformation	Stand:	23.05.2024
Luftbild	Kartengrundlage Luftbild © Landesamt für Vermessung u. GeoInformation	Stand:	02.07.2024

RBA
Regionalbus Augsburg GmbH
Standort
Ingolstadt

Der Bauherr:

Projekt: **Elektromobilitätskonzept**

Plan:	Lageplan Ladeinfrastruktur	Proj. Nr.:	123 219
		Datum:	Neusäß, den 03.07.2024
Vermessen:	Bestand gezeichnet:	Maßstab:	1:100
Entworfen:	Planung gezeichnet:	Plangröße:	1.67qm
Lsg:	Salang:	Plan-Nr.:	123219-02-EP
Geprüft:	Bauführung:	Belege-Nr.:	

Index	Datum	Art der Änderung	Name
a			
b			
c			

P:\123219_RBA_Regionalbus_Augsburg\Elektromobilitaetskonzept\Plan\123219-02-EP_Lageplan_Ingolstadt.dwg

HSNr. 7

2540/311

2540/462

2540/463

2540/461

2540/67

46 m

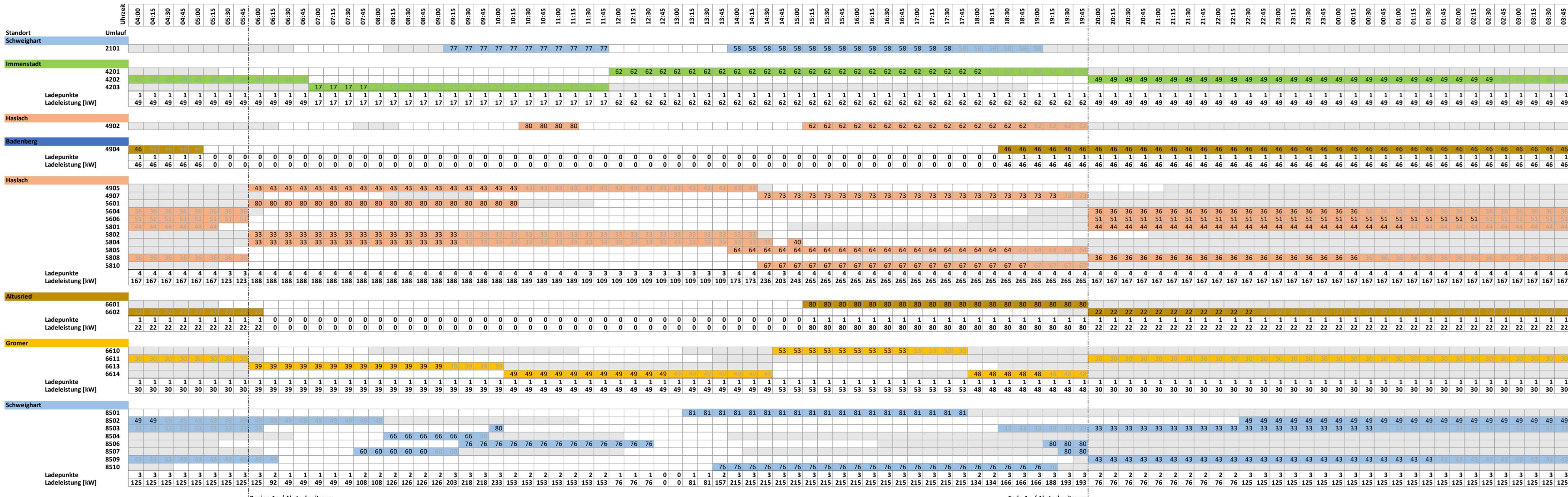
1179 PV-Module
Fläche = 2205 m²



Anhang

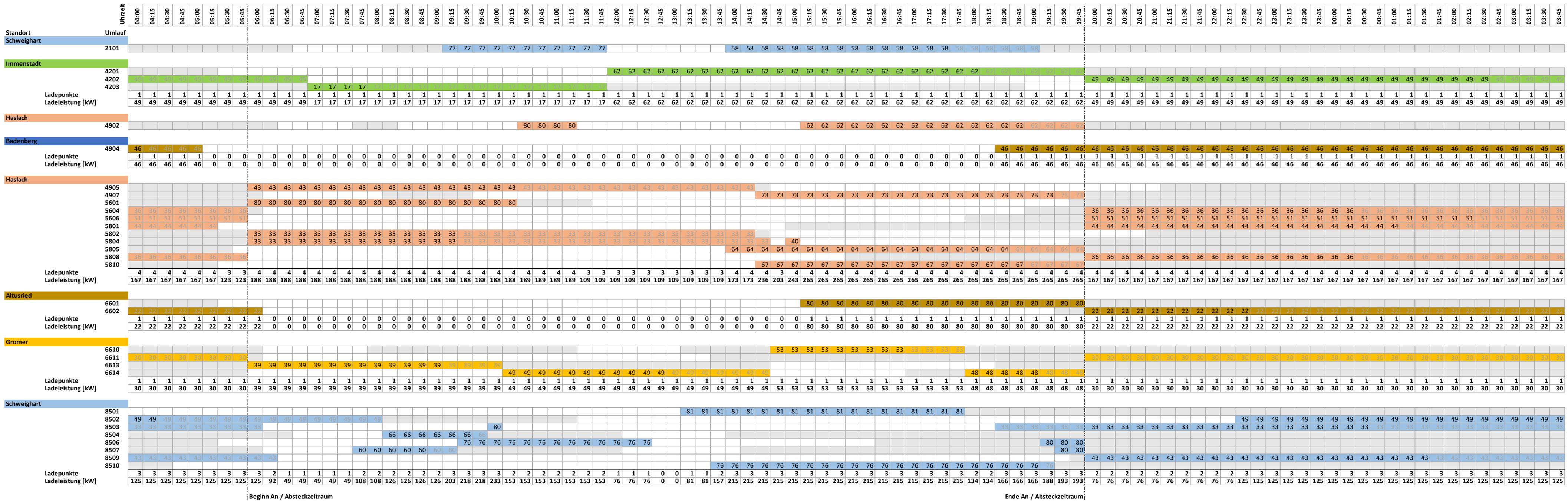
7.2 Anhang Kempten/Wiggensbach (KE)

7.2.1 Ladepläne (KE)



80 Laden mit Ladeleistung 80 kW
 x Ladezeitraum bei maximaler Ladeleistung (80 kW)
 * zusätzlicher Ladezeitraum bei minimierter Ladeleistung
 Standzeit an Standort ohne Laden

Ladeplan Kempten/Wiggensbach - 50 kW



Ladeplan Kempten/Wiggensbach - 80 kW



Anhang

7.2.2 Umläufe (KE)

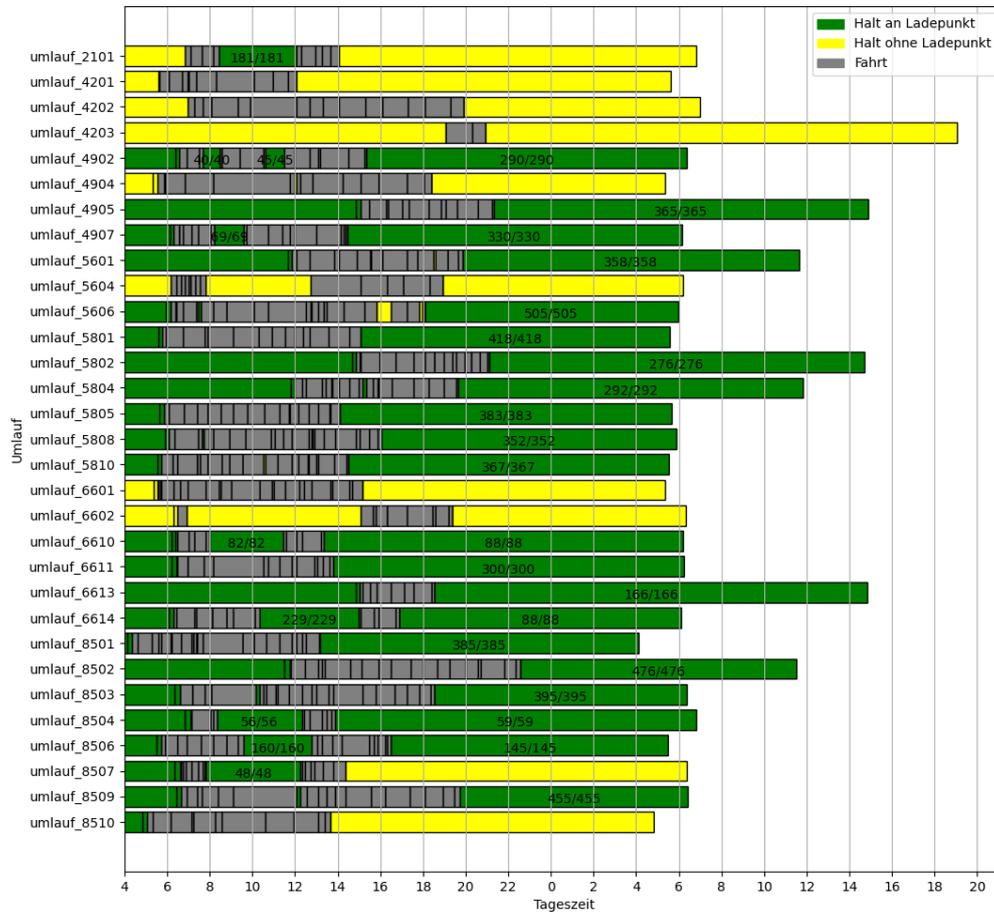
umlauf_name	startzeit	endzeit	fahrzeit	haltezeit	gesamtzeit	nutz_km	leer_km	gesamt_km	nutz_km in %	used_energy summer	energy/km summer	used_energy winter	energy/km winter	used_energy transition	energy/km transition	energy_bilanz summer	energy_bilanz winter	energy_bilanz transition	lines_served
2101	06:50:00	14:05:00	03:37:00	03:38:00	07:15:00	251,02	32,36	283,38	89%	433,37	1,53	516,76	1,82	448,77	1,58	251,71	335,09	267,10	[80, 80, 80, 80, 80]
4201	05:37:00	12:04:00	06:27:00	00:00:00	06:27:00	247,24	15,84	263,08	94%	395,22	1,50	492,15	1,87	435,79	1,66	395,22	492,15	435,79	[39, 39, 39, 39, 39, 39, 39, 39]
4202	06:59:00	19:55:00	12:56:00	00:00:00	12:56:00	337,22	26,66	363,88	93%	437,66	1,20	533,60	1,47	445,48	1,22	437,66	533,60	445,48	[39, 39, 39, 39, 39, 39, 39, 39, 39, 39, 39]
4203	19:04:00	20:55:00	01:51:00	00:00:00	01:51:00	57,66	0,46	58,12	99%	64,89	1,12	85,62	1,47	73,72	1,27	64,89	85,62	73,72	[39, 39]
4902	06:23:00	15:21:00	07:04:00	01:54:00	08:58:00	232,52	23,09	255,61	91%	303,84	1,19	375,83	1,47	314,23	1,23	229,97	290,83	233,88	[62, 50, 50, 61, 61, 50, 50]
4904	05:21:00	18:23:00	12:45:00	00:17:00	13:02:00	301,52	32,14	333,66	90%	401,00	1,20	492,10	1,47	415,93	1,25	401,00	492,10	415,93	[50, 50, 50, 50, 50, 50, 50]
4905	14:52:00	21:21:00	06:17:00	00:12:00	06:29:00	240,46	9,19	249,65	96%	300,21	1,20	365,17	1,46	306,81	1,23	300,21	365,17	306,81	[50, 50, 61, 61, 50, 50, 50]
4907	06:08:00	14:28:00	06:45:00	01:35:00	08:20:00	234,79	35,77	270,56	87%	318,15	1,18	399,30	1,48	335,89	1,24	248,99	330,13	266,73	[50, 80, 62, 50, 50, 50, 50, 50, 50]
5601	11:39:00	19:51:00	07:55:00	00:17:00	08:12:00	239,28	7,18	246,45	97%	305,93	1,24	358,68	1,46	297,19	1,21	305,93	358,68	297,19	[63, 56, 56, 56, 71, 71, 71, 63, 61, 61]
5604	06:11:00	18:55:00	07:49:00	04:55:00	12:44:00	209,05	34,50	243,55	86%	290,46	1,19	358,34	1,47	301,84	1,24	290,46	358,34	301,84	[65, 65, 65, 65, 65, 65, 64, 39, 39, 39, 39]
5606	05:58:00	18:05:00	10:55:00	01:12:00	12:07:00	338,47	10,90	349,37	97%	422,26	1,21	512,21	1,47	426,65	1,22	415,59	505,54	419,98	[62, 62, 63, 71, 56, 63, 39, 39, 39, 39, 39, 39, 64, 64, 64]
5801	05:35:00	15:04:00	09:17:00	00:12:00	09:29:00	252,59	30,53	283,12	89%	330,77	1,17	418,72	1,48	354,18	1,25	330,77	418,72	354,18	[64, 64, 64, 39, 39, 62, 62, 61, 61]
5802	14:41:00	21:06:00	06:12:00	00:13:00	06:25:00	184,15	5,56	189,70	97%	230,72	1,22	276,93	1,46	231,39	1,22	230,72	276,93	231,39	[61, 61, 62, 62, 62, 62, 62, 50, 50]
5804	11:49:00	19:40:00	07:30:00	00:21:00	07:51:00	188,94	17,87	206,81	91%	257,83	1,25	300,65	1,45	248,46	1,20	249,49	292,32	240,13	[65, 65, 65, 65, 64, 62, 62, 50, 63, 56, 56, 63]
5805	05:39:00	14:06:00	08:15:00	00:12:00	08:27:00	212,87	46,27	259,15	82%	301,01	1,16	383,16	1,48	323,53	1,25	301,01	383,16	323,53	[63, 71, 56, 56, 56, 56, 56, 71, 71, 63]
5808	05:54:00	16:03:00	09:48:00	00:21:00	10:09:00	199,92	41,81	241,73	83%	279,47	1,16	357,95	1,48	303,10	1,25	274,47	352,95	298,10	[61, 61, 62, 62, 62, 62, 62, 62]
5810	05:32:00	14:30:00	08:42:00	00:16:00	08:58:00	210,00	38,33	248,33	85%	288,38	1,16	367,41	1,48	311,20	1,25	288,38	367,41	311,20	[71, 56, 71, 71, 71, 56, 71, 71, 56, 56, 66]
6601	05:22:00	15:10:00	09:37:00	00:11:00	09:48:00	206,42	50,43	256,85	80%	302,22	1,18	379,18	1,48	320,55	1,25	302,22	379,18	320,55	[66, 66, 66, 66, 66, 66, 66, 66, 66, 66]
6602	06:19:00	19:23:00	04:43:00	08:21:00	13:04:00	153,61	4,53	158,14	97%	194,85	1,23	230,46	1,46	191,83	1,21	194,85	230,46	191,83	[66, 66, 66, 66, 66, 66]
6610	06:12:00	13:22:00	03:32:00	03:38:00	07:10:00	91,77	23,66	115,42	80%	133,24	1,15	170,88	1,48	144,70	1,25	75,77	88,67	73,02	[66, 66, 66, 66, 66, 66]
6611	06:14:00	13:47:00	07:22:00	00:11:00	07:33:00	162,07	40,98	203,05	80%	238,70	1,18	300,20	1,48	253,96	1,25	238,70	300,20	253,96	[66, 66, 66, 66, 66, 66, 66]
6613	14:51:00	18:33:00	03:31:00	00:11:00	03:42:00	101,99	12,86	114,85	89%	145,22	1,26	166,92	1,45	137,11	1,19	145,22	166,92	137,11	[66, 66, 66, 66, 66]
6614	06:06:00	16:54:00	05:59:00	04:49:00	10:48:00	187,77	26,31	214,08	88%	245,57	1,15	317,69	1,48	268,81	1,26	77,66	88,40	72,08	[66, 66, 66, 66, 66, 66]
8501	04:07:00	13:11:00	08:49:00	00:15:00	09:04:00	238,18	20,86	259,03	92%	295,56	1,14	385,78	1,49	330,90	1,28	295,56	385,78	330,90	[444, 400, 400, 400, 400, 400, 400, 400, 400, 400, 400, 400, 400, 400, 444]
8502	11:30:00	22:33:00	10:48:00	00:15:00	11:03:00	296,14	29,99	326,13	91%	391,76	1,20	476,21	1,46	398,85	1,22	391,76	476,21	398,85	[400, 400, 445, 400, 400, 400, 400, 400, 400, 400, 400, 400, 400, 400, 444]
8503	06:21:00	18:32:00	11:45:00	00:26:00	12:11:00	256,46	12,28	268,74	95%	337,11	1,25	404,48	1,51	338,13	1,26	317,06	384,44	318,07	[445, 400, 445, 400, 400, 400, 400, 400, 400, 400, 400, 400, 400, 400, 444]
8504	06:50:00	13:52:00	02:48:00	04:14:00	07:02:00	60,10	18,03	78,13	77%	89,79	1,15	115,30	1,48	96,99	1,24	51,26	59,03	48,40	[445, 400, 445, 445, 445]
8506	05:30:00	16:30:00	07:33:00	03:27:00	11:00:00	158,83	47,47	206,29	77%	239,66	1,16	305,56	1,48	259,61	1,26	101,45	145,56	99,61	[400, 400, 400, 400, 400, 400, 400, 400, 445, 445, 445]
8507	06:21:00	14:21:00	03:20:00	04:40:00	08:00:00	73,46	24,92	98,38	75%	117,02	1,19	144,39	1,47	120,79	1,23	83,66	96,33	78,97	[445, 445, 400, 445, 400, 400, 445, 400, 444]
8509	06:25:00	19:44:00	12:53:00	00:26:00	13:19:00	280,51	35,76	316,27	89%	379,19	1,20	464,56	1,47	390,03	1,23	370,03	455,39	380,86	[61, 64, 64, 62, 62, 61, 61, 64, 64, 50, 50]
8510	04:50:00	13:40:00	08:35:00	00:15:00	08:50:00	275,08	16,79	291,88	94%	332,30	1,14	434,42	1,49	371,87	1,27	332,30	434,42	371,87	[50, 50, 50, 50, 50, 50, 50]

Used_energy: gesamte Energie, die für den Umlauf benötigt wird

Energy_bilanz: Energie, die nach Berücksichtigung eines Ladevorgangs untertags benötigt wird

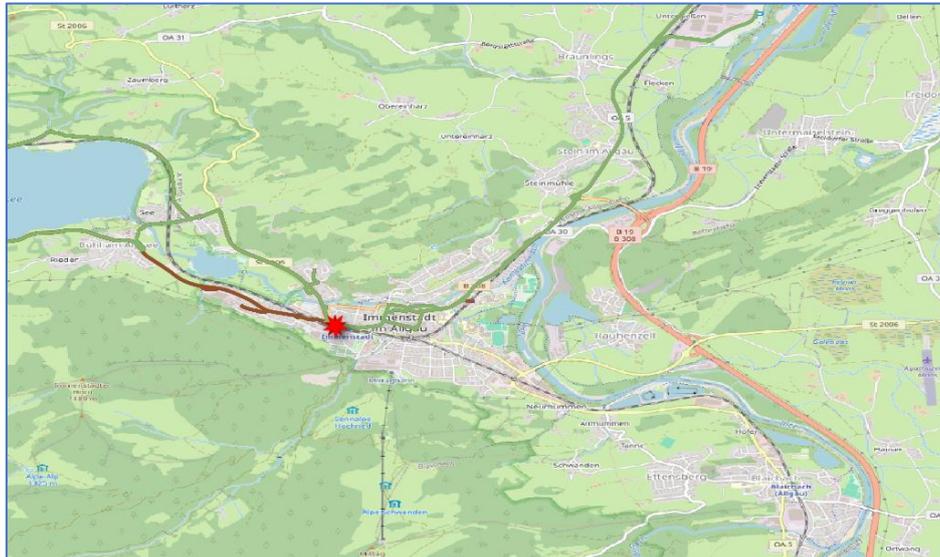


Anhang



Anhang

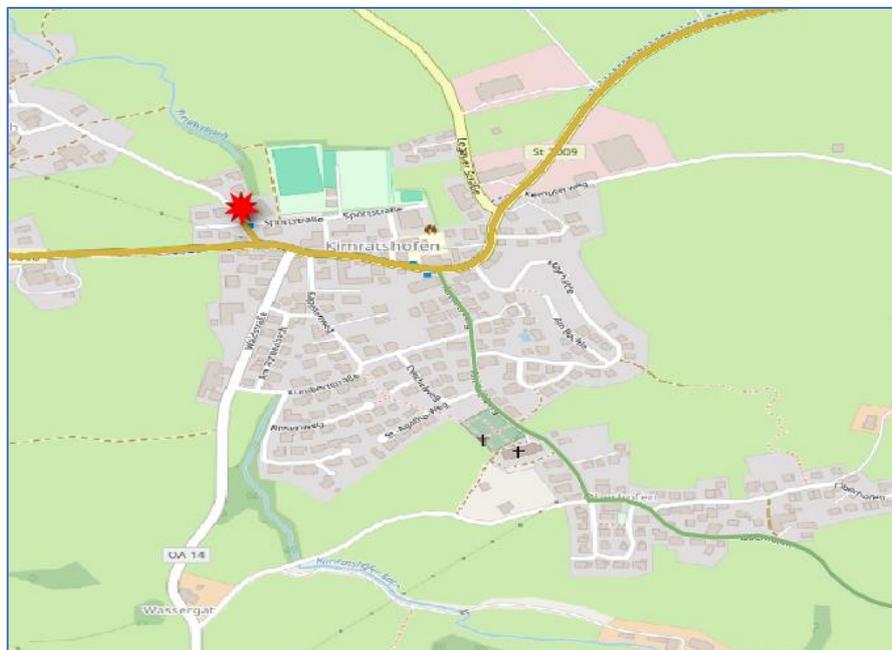
7.2.3 Standorte (KE)



Immenstadt

Bahnhof, 87509 Immenstadt im Allgäu

Google Maps: <https://maps.app.goo.gl/TCn7H9RhVczSkoKC8>



Gromer GmbH Omnibusbetrieb

Landstraße 26, 87452 Kimratshofen/Altusried

Abkürzung in Umlaufplots: KimGrom

Google Maps: <https://maps.app.goo.gl/6WvAfxtxE6CUa1am7>

Anhang

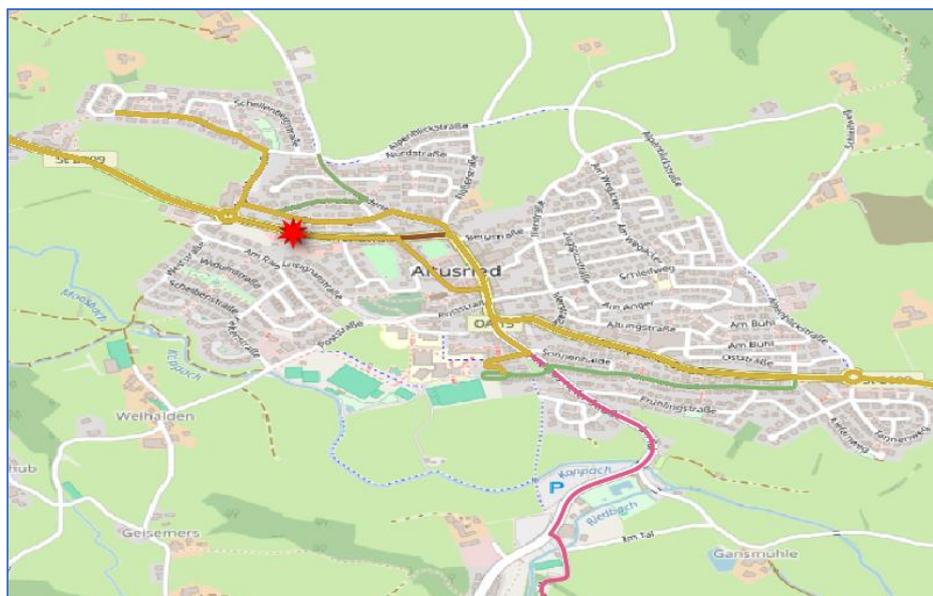


Badenbergl

Badenbergl, 87499 Wildpoldsried

Abkürzung in Umlaufplots: KWIB

Google Maps: <https://maps.app.goo.gl/fFXnYr6wysyqpYpL6>



Altusried

Leutkircher Straße, 87452 Altusried



Anhang

Abkürzung in Umlaufplots: AlKube

Google Maps: <https://maps.app.goo.gl/gE19xxs1vpCD84yG9>



Anhang

7.2.4 Batteriegrößen (KE)

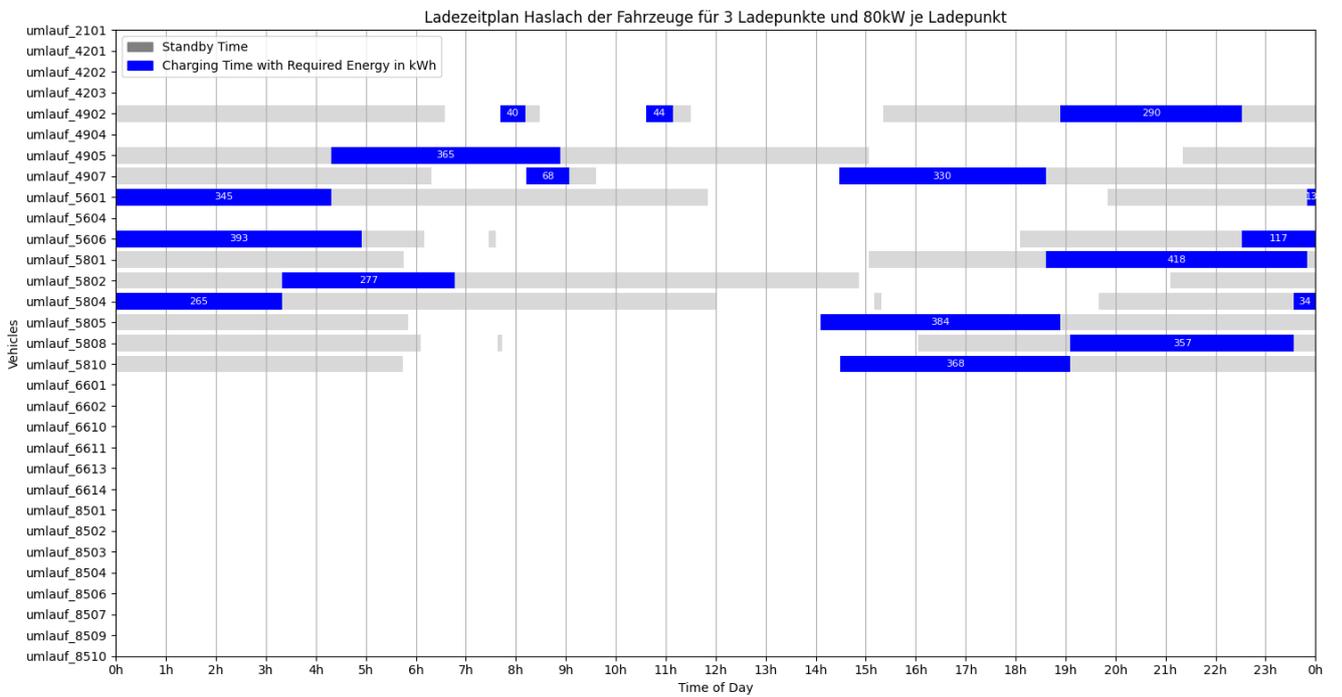
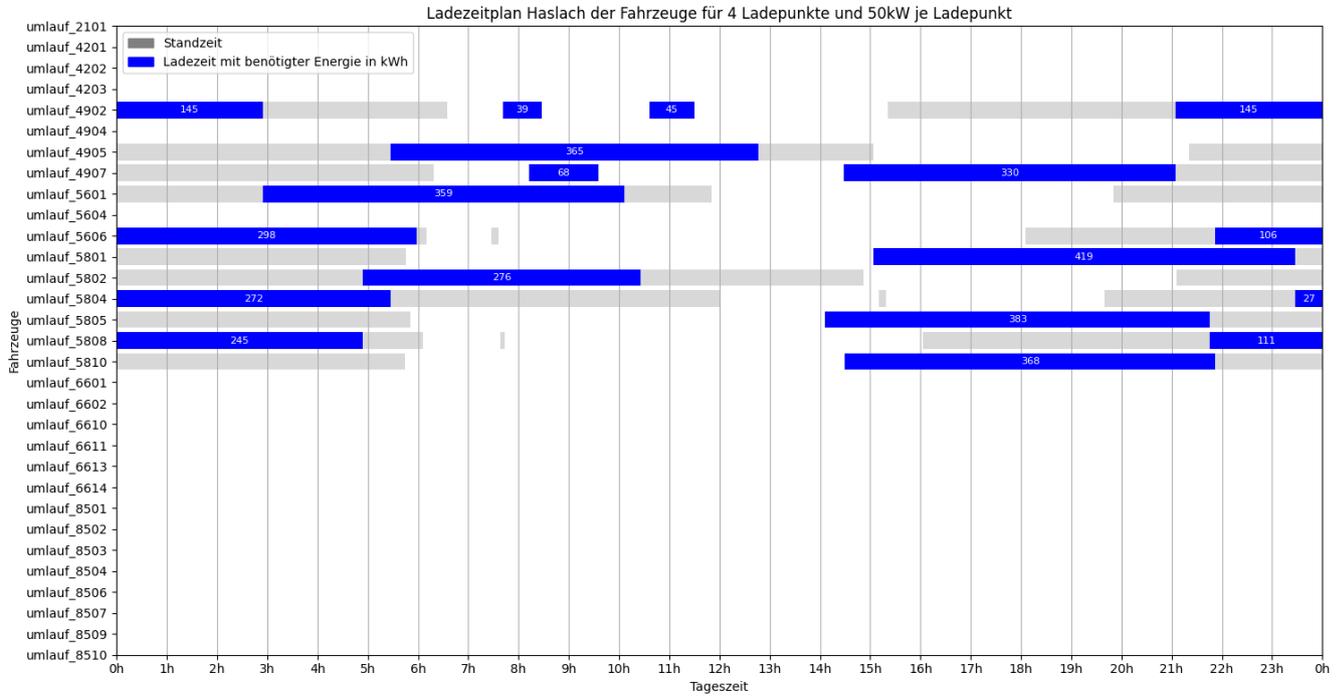
Umlauf	Batteriegröße [kWh]	Umlauf	Batteriegröße [kWh]
2101	400	5810	400
4201	500	6601	400
4202	600	6602	300
4203	300	6610	300
4902	300	6611	300
4904	500	6613	300
4905	400	6614	300
4907	400	8501	400
5601	400	8502	500
5604	400	8503	400
5606	600	8504	300
5801	500	8506	300
5802	300	8507	300
5804	300	8509	500
5805	400	8510	500
5808	400		



Anhang

7.2.5 Umstecken in der Nacht (KE)

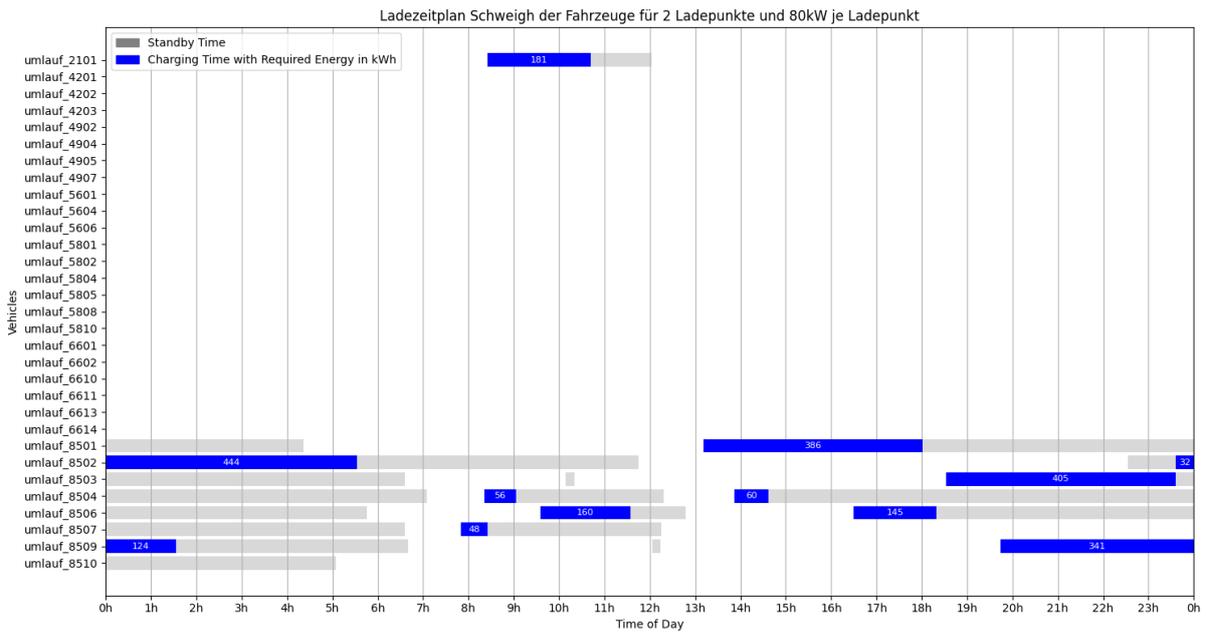
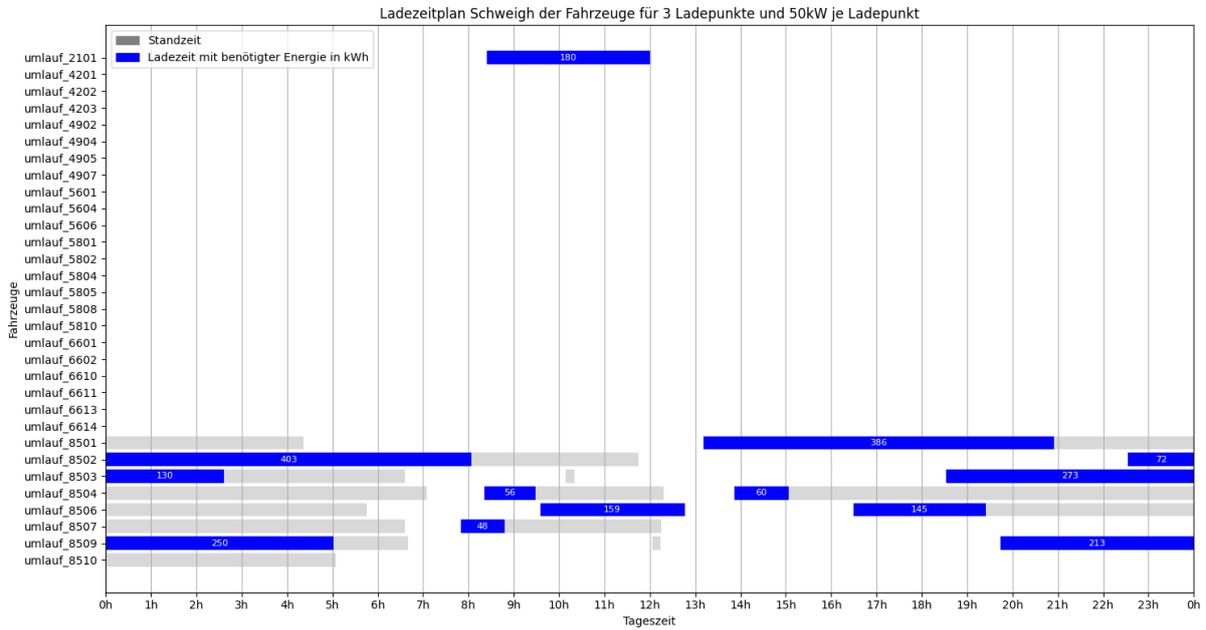
Haslach (Kempten)





Anhang

Schweighart (Wiggensbach)



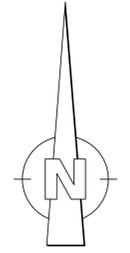


Anhang

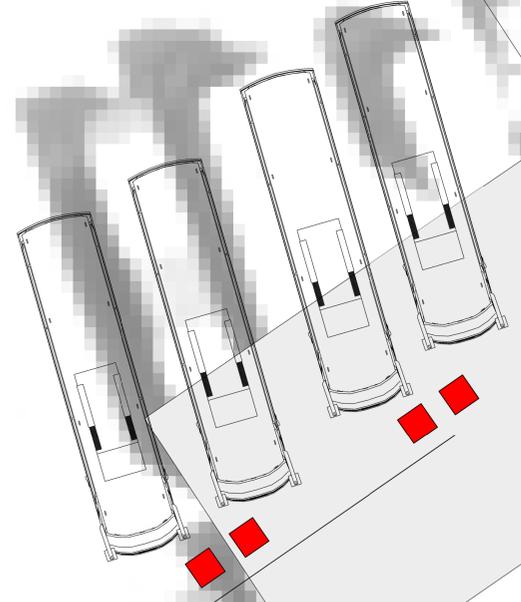
7.2.6 Planskizzen Betriebshöfe (KE)

Planskizze Kempten

Überwanger Straße



3122



3130

3127/1

6

Überwanger Straße

Legende Berechnungsgrundlagen:

■	Ladepunkt 80 kW		zu elektrifizierende Stellplätze
------------------------------------	-----------------	--	----------------------------------

Plangrundlagen:

Lagestatus	LS489 ETRS89 UTM 32	
DFK	Kartengrundlage Geobasisdaten ©Landesamt für Vermessung u. Geoinformation	Stand: 23.05.2024
Luftbild	Kartengrundlage Luftbild ©Landesamt für Vermessung u. Geoinformation	Stand: 02.07.2024

RBA
Regionalbus Augsburg GmbH
Standort
Kempten

Der Bauherr:

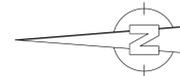
Projekt:
Elektromobilitätskonzept

Plan: Lageplan Ladeinfrastruktur	Elektromobilitätskonzept	
	Proj.Nr.: 123 219	Datum: Neusäß, den 03.07.2024

Vermessen:	Bestand gezeichnet:	Maßstab: 1:100	Plangröße: 0.76qm
Entworfen: Loy	Planung gezeichnet: Salanga	Plan-Nr.: 123219-04-EP	Beilage-Nr.: -
Geprüft:	Bauleitung:		

Index	Datum	Art der Änderung	Name
a			
b			
c			

P:\123219_RBA_Regionalbus_Augsburg_Energie_Elektromobilitaetskonzept\Planausl\123219-04-EP_Lageplan_Kempten.dgn



9 m

115,5 m

30 m

400 PV-Module
Fläche = 910m²

230/35

91

Legende Berechnungsgrundlagen:

	Ladepunkt 80 kW		Ladepunkt 11 kW für PKW
	Transformatorstation		zusätzlicher Ladepunkt 80 kW
	zu elektrifizierende Stellplätze		PV-Anlage
	Stromleitung AC		

Plangrundlagen:

Lagestatus	LS489 ETRS89 UTM 32	
DFK	Kartengrundlage GeoBasisdaten	Stand: 23.05.2024
Luftbild	Kartengrundlage Luftbild	Stand: 02.07.2024

RBA
Regionalbus Augsburg GmbH
Standort
Wiggensbach

Der Bauherr:
..... /

Projekt:
Elektromobilitätskonzept

Plan: Lageplan Ladeinfrastruktur	Elektromobilitätskonzept Proj.Nr.: 123 219 Datum: Neusäß, den 03.07.2024
Vermessen: Entworfen: Lsg Geprüft:	Bestand gezeichnet: Planung gezeichnet: Bauleitung: Maßstab: 1:100 Plan-Nr.: 123219-06-EP Plangröße: 1.43qm Beilage-Nr.: -

Index	Datum	Art der Änderung	Name
a			
b			
c			

WASSER | VERKEHR | RAUM | VERMESSUNG | GIS | UMWELT | TECHNIK | BETRIEBUNG | PLANUNG
Richard-Wagner-Straße 6 86356 Neusäß 0821 46659-0 info@steinbacher-consult.com
Steinbacher Consult ... invent the future! www.steinbacher-consult.com
Altenmünsterstraße 19 A 86637 Wertingen 082729956-0 info@steinbacher-consult.com

URHEBERRECHTLICH GESCHÜTZT VERWERTUNGSLÖSUNG WEITERGABE AN DRETTÉ ENTLASST UND STRUKTUR



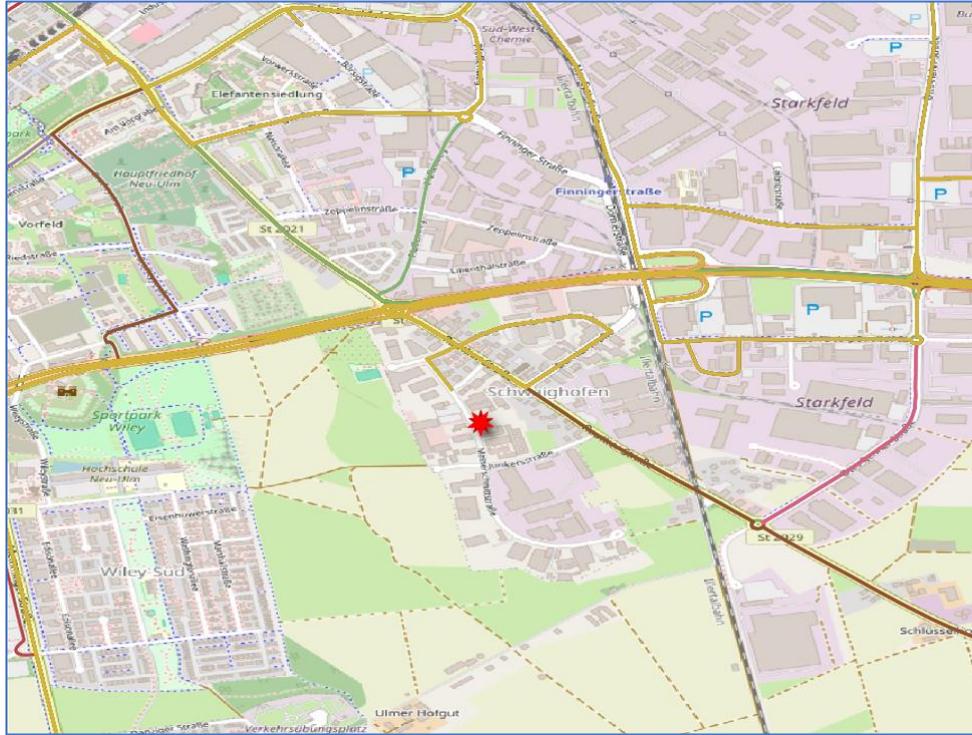
Anhang

7.3 Anhang Neu-Ulm (NU)

7.3.1 Ladepläne (NU)

Anhang

7.3.3 Standorte (NU)

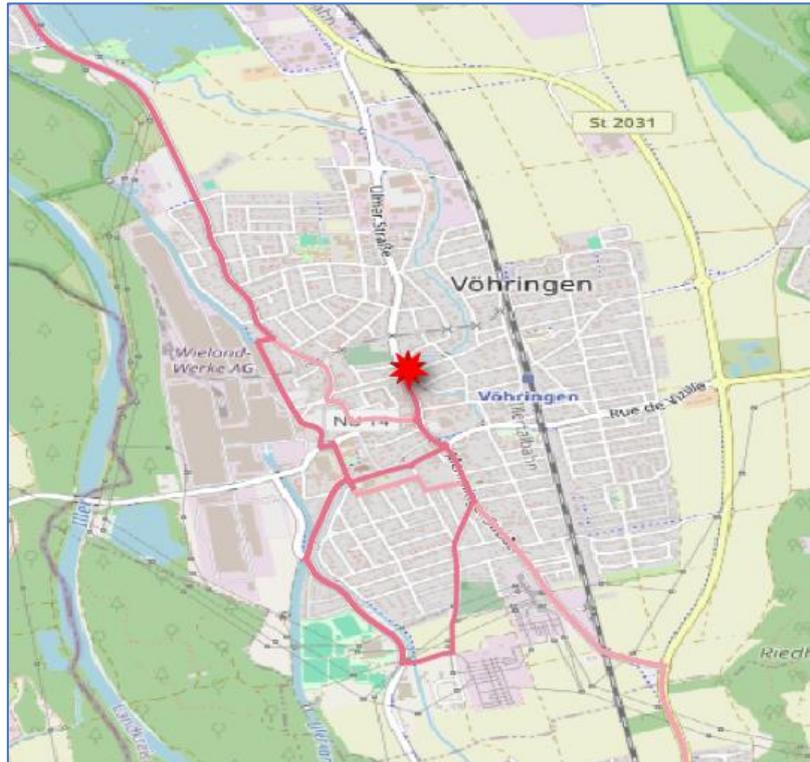


Omnibus Egner GmbH

Messerschmittstraße 16, 89231 Neu-Ulm

Google Maps: <https://maps.app.goo.gl/qcQgY9njvvn7nQzSA>

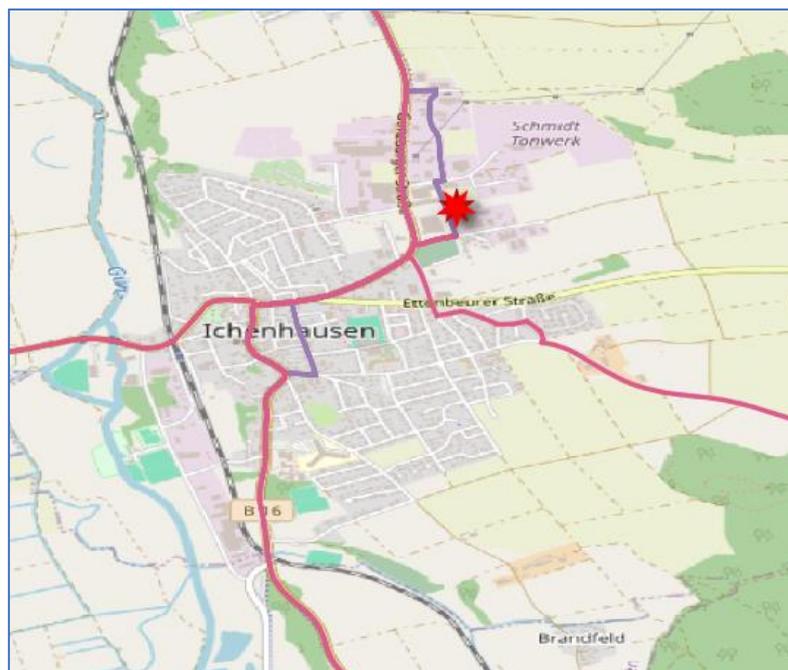
Anhang



Fromm Reisen OHG Zweigstelle Vöhringen

Silcherstraße 3, 89269 Vöhringen

Google Maps: <https://maps.app.goo.gl/HtXdjtsqKTwu5jv87>



Probst Bus GmbH & Co.KG

Alois-Probst-Straße 2, 89335 Ichenhausen

Google Maps: <https://maps.app.goo.gl/N5y5uqvhGvXXIdUq6>



Anhang

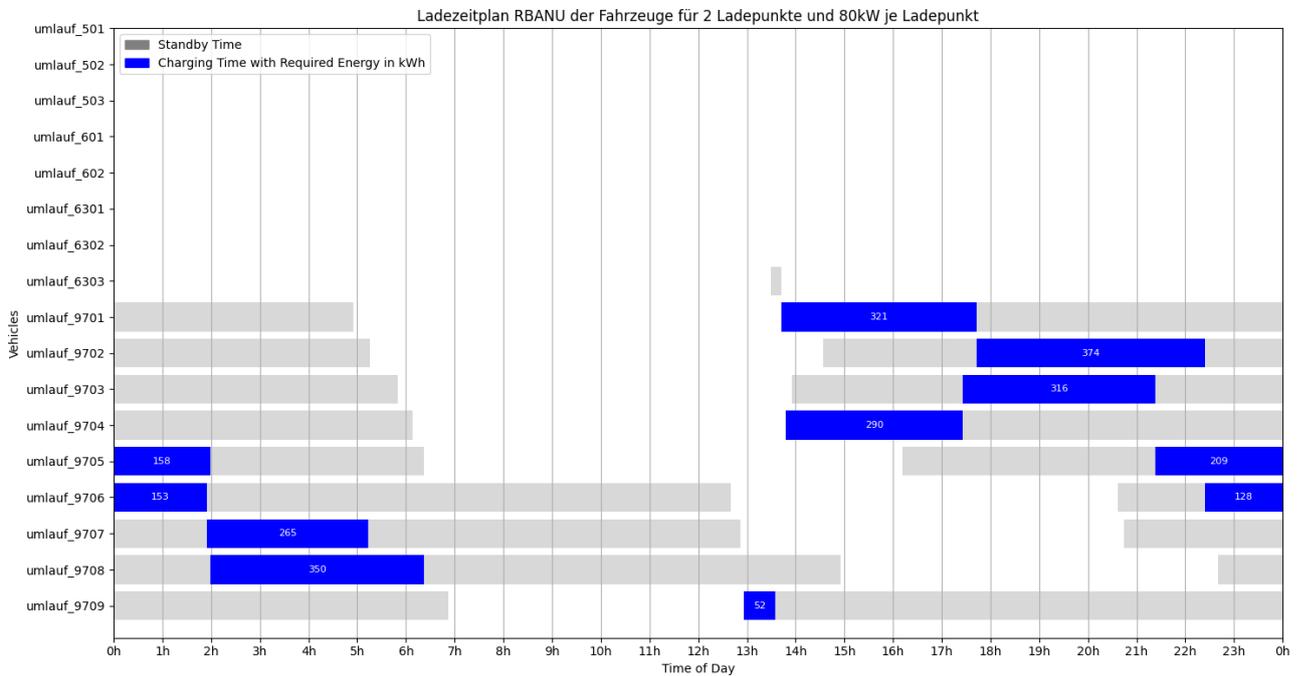
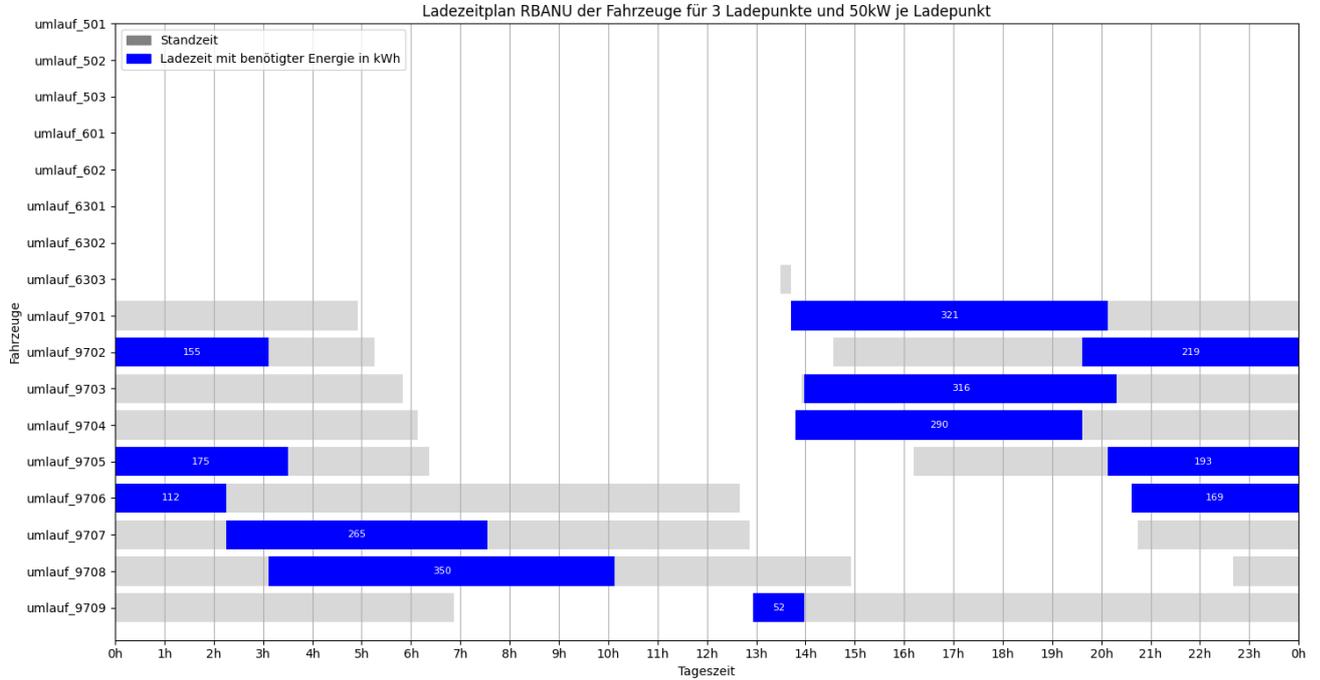
7.3.4 Batteriegrößen (NU)

Umlauf	Batteriegröße [kWh]	Umlauf	Batteriegröße [kWh]
501	300	9702	400
502	400	9703	400
503	400	9704	300
601	500	9705	400
602	300	9706	300
6301	400	9707	300
6302	400	9708	400
6303	400	9709	300
9701	400		



Anhang

7.3.5 Umstecken in der Nacht (NU)





Anhang

7.3.6 Planskizze Betriebshof (NU)

Anhang

7.4 Technische Beispielprodukte

DC-Ladestationen



70



71



72

CCS-Stecker



73

⁷⁰ <https://www.connect-gp-joule.de/shop/dc-ladestationen/>

⁷¹ <https://www.stark-in-strom.de/products/dc-schnellladegerat-ac-dc-ladesaule-sis-fc-60-200-kw-dc>

⁷² https://shop.vts-echarge.de/QuantumCharger-DC-Ladestation-150-kW?qad_source=1&qclid=EAlaIqobChMIrv61nsathwMVBrcDBx140xfVEAYASABEqKfNPD_BwE

⁷³ https://efahrer.chip.de/e-wissen/was-verbirgt-sich-hinter-dem-kurz-el-ccs_1048



Anhang

Mobile Ladestationen



74



75



76

Deckenmontage Ladepunkte



77

⁷⁴ https://www.mobilityhouse.com/de_de/ekoenergetyka-plug-charger-60.html

⁷⁵ <https://www.berger-stromversorgungen.de/produkte/e-mobilitaet/ladestationen-fuer-elektrofahrzeuge/mobile-dc-ladestationen/>

⁷⁶ <https://www.eebc.gmbh/mobile-ladestation-mdcc-40-kw.php>

⁷⁷ <https://www.energiezukunft.eu/mobilitaet/starker-rueckenwind-fuer-e-busse>