

## Projekt OptiChargE

# Ergebnisbericht

Wissenschaftliche Evaluierung, Skalierungsanalyse und Wirkungsbewertung des Pilotbetriebs einer batterieelektrischen Busflotte im öffentlichen Personennahverkehr



Projektkoordination



Partnerorganisationen



Fördergeber



## Impressum

|                         |                                                                                                                                                                                                                          |
|-------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Projekt</b>          | OptiChargE – Optimised and automated charging management for battery electric bus fleets                                                                                                                                 |
| <b>Dokumenttitel</b>    | Ergebnisbericht                                                                                                                                                                                                          |
| <b>Autor:innen</b>      | Marvin Götze, Markus Steinmaßl, Cornelia Zankl, Natasha Troth, Julia Franke, Klaus Satz, Martin Weiß, Nenad Boskovic                                                                                                     |
| <b>Dokumentstatus</b>   | final                                                                                                                                                                                                                    |
| <b>Dokumentart</b>      | öffentlich                                                                                                                                                                                                               |
| <b>Datum</b>            | 30.09.2026                                                                                                                                                                                                               |
| <b>Fördergeber</b>      | Klima- und Energiefonds, Zero Emission Mobility, 6. Ausschreibung                                                                                                                                                        |
| <b>Fotorechte</b>       | Deckblatt: Albus Salzburg Verkehrsbetrieb GmbH / Scheinast<br>Weitere Fotos: siehe Copyrightangaben direkt bei den Fotos                                                                                                 |
| <b>KI-Nutzung</b>       | Bei der Erstellung dieses Dokuments wurden KI-basierte Werkzeuge unterstützend eingesetzt.                                                                                                                               |
| <b>Dokumentenrechte</b> | Dieses Dokument ist geistiges Eigentum der OptiChargE-Projektpartner:innen. Jede Nutzung bedarf der vorherigen schriftlichen Genehmigung des Projektkoordinators bei der Salzburg Research Forschungsgesellschaft m.b.H. |

## Inhaltsverzeichnis

|                                                                |    |
|----------------------------------------------------------------|----|
| Impressum .....                                                | 1  |
| Inhaltsverzeichnis .....                                       | 2  |
| Abbildungsverzeichnis .....                                    | 6  |
| Tabellenverzeichnis .....                                      | 8  |
| Abkürzungsverzeichnis .....                                    | 9  |
| 1    Kurzfassung .....                                         | 10 |
| 2    Executive Summary .....                                   | 13 |
| 3    Einleitung .....                                          | 16 |
| 3.1    Hintergrund und Motivation .....                        | 16 |
| 3.2    Projektziele .....                                      | 17 |
| 3.3    Projektkonsortium .....                                 | 18 |
| 3.4    Aufbau des Berichts .....                               | 18 |
| 4    Standort Albus Salzburg .....                             | 20 |
| 4.1    Busflotte und Linienbetrieb .....                       | 20 |
| 4.2    Betriebshof .....                                       | 22 |
| 4.3    Elektrische Infrastruktur .....                         | 23 |
| 5    Anforderungen an eine Lademanagement-Software .....       | 26 |
| 5.1    Anforderungen aus betrieblicher Sicht .....             | 27 |
| 5.2    Anforderungen aus technischer Sicht .....               | 28 |
| 6    Beschreibung der Lademanagement-Software .....            | 30 |
| 6.1    Systemkomponenten .....                                 | 30 |
| 6.2    Datenquellen und verfügbare Informationen .....         | 32 |
| 6.2.1    Elektrische Messdaten und Ladedaten .....             | 32 |
| 6.2.2    Betriebs- und Planungsdaten .....                     | 34 |
| 6.2.3    Telematik- und Verbrauchsdaten .....                  | 35 |
| 6.2.4    Weitere Daten .....                                   | 37 |
| 6.3    Benutzeroberfläche .....                                | 37 |
| 6.4    Lademanagement .....                                    | 38 |
| 6.4.1    Grundprinzip des Lademanagements .....                | 39 |
| 6.4.2    Ladeanforderung und Ladeprofile .....                 | 40 |
| 6.4.3    Peak-Shaving und dynamische Leistungssteuerung .....  | 42 |
| 6.4.4    Entwicklung des Lademanagements und Lademodelle ..... | 43 |
| 6.5    Verbrauchsprognoseservice .....                         | 44 |
| 6.5.1    Überblick .....                                       | 45 |

|       |                                                                              |    |
|-------|------------------------------------------------------------------------------|----|
| 6.5.2 | Modellierung des Antriebsverbrauchs .....                                    | 46 |
| 6.5.3 | Modellierung des Klimatisierungsverbrauchs .....                             | 49 |
| 6.5.4 | Modellierung des Zusatzverbrauchs.....                                       | 50 |
| 7     | Pilotbetrieb bei Albus Salzburg.....                                         | 51 |
| 7.1   | Beschreibung des Pilotbetriebs .....                                         | 51 |
| 7.2   | Veränderungen während des Pilotbetriebs .....                                | 54 |
| 7.3   | Bewertungskriterien und Kennzahlen .....                                     | 57 |
| 7.3.1 | Auswertungsabschnitte.....                                                   | 58 |
| 7.3.2 | Ladesteuerung .....                                                          | 59 |
| 7.3.3 | PV-Nutzung.....                                                              | 61 |
| 7.3.4 | Infrastruktureffizienz .....                                                 | 62 |
| 7.3.5 | Kosten .....                                                                 | 64 |
| 7.3.6 | Betriebssicherheit .....                                                     | 65 |
| 7.3.7 | Prognosezuverlässigkeit.....                                                 | 66 |
| 8     | Ergebnisse des Pilotbetriebs .....                                           | 68 |
| 8.1   | Überblick Gesamtenergiebedarf und Ladevorgänge .....                         | 68 |
| 8.1.1 | Energie- und Leistungsbedarf des Betriebshofs.....                           | 68 |
| 8.1.2 | Flottenskalierung in Auswertungsabschnitt 3 .....                            | 70 |
| 8.1.3 | Tages- und Wochenmuster .....                                                | 71 |
| 8.1.4 | Ladeenergie der Fahrzeuge .....                                              | 74 |
| 8.2   | Energiebedarf aus Fahrzeugsicht .....                                        | 75 |
| 8.2.1 | Energieverbrauch im Pilotbetrieb hinsichtlich Kapazität und Reichweite ..... | 75 |
| 8.2.2 | Energieverbrauch im Pilotbetrieb nach Verbrauchsarten .....                  | 77 |
| 8.2.3 | Einfluss von Lenker:innen auf den Energieverbrauch .....                     | 79 |
| 8.3   | Analyse von Fahrstilen hinsichtlich Energieverbrauch .....                   | 80 |
| 8.3.1 | Herausforderungen einer Fahrstilanalyse .....                                | 80 |
| 8.3.2 | Ansatz 1: Datengetriebene Analyse und Besprechung einzelner Fahrten.....     | 81 |
| 8.3.3 | Ansatz 2: Szenarien-basierte Analyse.....                                    | 82 |
| 8.3.4 | Fazit .....                                                                  | 85 |
| 8.4   | Evaluierung des Pilotbetriebs.....                                           | 85 |
| 8.4.1 | Ladesteuerung .....                                                          | 86 |
| 8.4.2 | PV-Nutzung.....                                                              | 88 |
| 8.4.3 | Infrastruktureffizienz .....                                                 | 91 |
| 8.4.4 | Kosten .....                                                                 | 93 |
| 8.4.5 | Betriebssicherheit .....                                                     | 96 |
| 8.4.6 | Prognosezuverlässigkeit.....                                                 | 97 |

|        |                                                                        |     |
|--------|------------------------------------------------------------------------|-----|
| 8.5    | Diskussion der Ladestrategien und Ladeprofile .....                    | 100 |
| 8.6    | Analyse der Benutzer:innenfreundlichkeit des Systems .....             | 102 |
| 8.6.1  | Methodik der Nutzer:innenbefragung .....                               | 102 |
| 8.6.2  | Ergebnisse der Nutzer:innenbefragung .....                             | 103 |
| 8.7    | Erfahrungen aus dem Pilotbetrieb .....                                 | 107 |
| 9      | Skalierungsstrategien für eine ÖPNV-E-Busflotte .....                  | 110 |
| 9.1    | Zielsetzung, Gegenstand und Abgrenzung der Skalierungsstrategien ..... | 110 |
| 9.2    | Methodisches Vorgehen zur Entwicklung von Skalierungsstrategien .....  | 110 |
| 9.3    | Skalierungsdimensionen .....                                           | 112 |
| 9.3.1  | Elektrifizierung weiterer Linien und Umläufe .....                     | 112 |
| 9.3.2  | Umstellung der Flotte und Erweiterung .....                            | 115 |
| 9.3.3  | Ladeinfrastruktur .....                                                | 115 |
| 9.3.4  | Depotabläufe .....                                                     | 118 |
| 9.3.5  | Energieversorgung .....                                                | 118 |
| 9.3.6  | Software und Daten .....                                               | 120 |
| 9.3.7  | Organisation und Know-how .....                                        | 121 |
| 9.3.8  | Finanzierung und Förderung .....                                       | 122 |
| 9.4    | Leitfragen und Handlungsempfehlungen für die Skalierung .....          | 122 |
| 9.4.1  | Leitfragen zur Entwicklung von Skalierungsplänen .....                 | 123 |
| 9.4.2  | Handlungsempfehlungen .....                                            | 124 |
| 9.5    | Fazit .....                                                            | 126 |
| 10     | Wirkungsanalyse .....                                                  | 128 |
| 10.1   | Überblick und Einordnung .....                                         | 128 |
| 10.2   | Annahmen und methodische Grundlagen .....                              | 129 |
| 10.3   | Wirkung von Fahrschulungen .....                                       | 130 |
| 10.3.1 | Motivation .....                                                       | 130 |
| 10.3.2 | Methodik .....                                                         | 130 |
| 10.3.3 | Ergebnisse .....                                                       | 131 |
| 10.4   | Wirkung der entwickelten Ladestrategien .....                          | 131 |
| 10.4.1 | Motivation .....                                                       | 131 |
| 10.4.2 | Methodik .....                                                         | 131 |
| 10.4.3 | Ergebnisse .....                                                       | 132 |
| 10.5   | Wirkung erhöhter PV-Nutzung .....                                      | 134 |
| 10.5.1 | Motivation .....                                                       | 134 |
| 10.5.2 | Methodik .....                                                         | 134 |
| 10.5.3 | Ergebnisse .....                                                       | 136 |

|    |                                 |     |
|----|---------------------------------|-----|
| 11 | Conclusio und Ausblick .....    | 140 |
|    | Quellennachweise .....          | 144 |
|    | Anhänge .....                   | 146 |
|    | Elektrische Infrastruktur ..... | 146 |

## Abbildungsverzeichnis

|                                                                                                                                                   |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Abbildung 1: Projektübersicht.....                                                                                                                | 17 |
| Abbildung 2: E-Bus des Herstellers MAN, Modell Lion City 12E .....                                                                                | 21 |
| Abbildung 3: Betriebshof Albus Salzburg in der Julius-Welser-Straße, Salzburg.....                                                                | 23 |
| Abbildung 4: ABB-Ladesäulen am Betriebshof von Albus .....                                                                                        | 24 |
| Abbildung 5: Aufbau der elektrischen Infrastruktur am Betriebshof von Albus .....                                                                 | 25 |
| Abbildung 6: Systemkomponenten und Datenflüsse des Last- und Lademanagements .....                                                                | 30 |
| Abbildung 7: Startseite und Übersicht des CMS-Webinterface.....                                                                                   | 38 |
| Abbildung 8: Überblick über die Komponenten und Funktionalitäten des Charger Management Systems (CMS) .....                                       | 39 |
| Abbildung 9: Schematischer Regelkreis des Lademanagements.....                                                                                    | 40 |
| Abbildung 10: Entwicklung der Funktionsstufen des Last- und Lademanagements.....                                                                  | 44 |
| Abbildung 11: Systemarchitektur des Verbrauchsprognose-Services .....                                                                             | 45 |
| Abbildung 12: Schematische Darstellung der auf ein Fahrzeug wirkenden Kräfte .....                                                                | 47 |
| Abbildung 13: Verlauf der beiden Pilotlinien mit Stand Mai 2026. ....                                                                             | 52 |
| Abbildung 14: Zeitliche Entwicklung im Pilotbetrieb .....                                                                                         | 54 |
| Abbildung 15: Elektrischer Energiebedarf je Monat mit Anteil Ladebedarf (DC) .....                                                                | 68 |
| Abbildung 16: Deckung des elektrischen Energiebedarfs je Monat durch Netzbezug und PV-Eigenverbrauch .....                                        | 69 |
| Abbildung 17: PV-Erzeugung je Monat mit Eigenverbrauchsanteil .....                                                                               | 69 |
| Abbildung 18: Vorgegebene Peak-Grenze (kW) am Netzanschlusspunkt .....                                                                            | 70 |
| Abbildung 19: Anzahl der betriebsbedingten Ladevorgänge und Fahrzeuge-Betriebstage je Monat ..                                                    | 71 |
| Abbildung 20: Streuung der täglichen Ladeenergie je Monat, getrennt nach Werktagen und Sonntagen .....                                            | 72 |
| Abbildung 21: Streuung der täglich erzeugten PV-Energie je Monat.....                                                                             | 72 |
| Abbildung 22: Verteilung der Ladestart-Zeiten je Monat (Auswahl).....                                                                             | 73 |
| Abbildung 23: Mittleres Tageslastprofil je Monat (Auswahl) .....                                                                                  | 73 |
| Abbildung 24: Streuung der mittleren Ladeenergie je Fahrzeug und Tag .....                                                                        | 74 |
| Abbildung 25: Streuung der mittleren Fahrleistung je Fahrzeug und Tag .....                                                                       | 74 |
| Abbildung 26: Streuung der mittleren Standzeit je Fahrzeug und Tag .....                                                                          | 75 |
| Abbildung 27: Verteilung des Verbrauchs in SOC auf den beiden Pilotlinien im Verlauf des Pilotbetriebs .....                                      | 76 |
| Abbildung 28: Verteilung des SOC am Ende eines Einsatzes je Linie im Verlauf des Pilotbetriebs ....                                               | 76 |
| Abbildung 29: Verteilung des normierten Verbrauchs im Verlauf der Pilotphase nach Verbrauchsarten .....                                           | 78 |
| Abbildung 30: Verteilung des Anteils am Gesamtverbrauch im Verlauf der Pilotphase nach Verbrauchsarten .....                                      | 78 |
| Abbildung 31: Verteilung des normierten Antriebsverbrauchs je Lenker:in auf Linie 36 .....                                                        | 79 |
| Abbildung 32: Verteilung des normierten Antriebsverbrauchs je Lenker:in auf Linie 181 .....                                                       | 79 |
| Abbildung 33: Geclusterte Geschwindigkeitsprofile im Szenario Autobahnauffahrt .....                                                              | 83 |
| Abbildung 34: Geclusterte Geschwindigkeitsprofile im Szenario Autobahnabfahrt .....                                                               | 85 |
| Abbildung 35: Monats-Lastfaktor des Betriebshofs.....                                                                                             | 86 |
| Abbildung 36: Peak-Leistung je Monat für die theoretischen Referenzen und den aus den Ladedaten rekonstruierten tatsächlichen Peak-Leistung ..... | 87 |
| Abbildung 37: Peak-Reduktionsgrad der tatsächlichen Peak-Leistung gegenüber ungesteuerter Schnellladung und reiner Zeitstreckung .....            | 87 |
| Abbildung 38: PV-Eigenverbrauchsquote .....                                                                                                       | 89 |
| Abbildung 39: PV-Deckungsgrad des Ladebedarfs und theoretisches PV-Deckungspotenzial.....                                                         | 90 |
| Abbildung 40: Mittlere Auslastung und Spitzenauslastung der Transformatoren .....                                                                 | 91 |

|                                                                                                                                                                  |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Abbildung 41: Wirkungsgrad der Transformatoren und Ladegeräte .....                                                                                              | 92  |
| Abbildung 42: Zeitliche Auslastung der Ladepunkte .....                                                                                                          | 93  |
| Abbildung 43: Anteil des Leistungspreises an den Gesamtkosten .....                                                                                              | 94  |
| Abbildung 44: Reduktion der Arbeitspreiskosten durch PV-Nutzung.....                                                                                             | 95  |
| Abbildung 45: Normierter Kostenindex je geladener kWh und Beiträge der wesentlichen<br>Kostenkomponenten.....                                                    | 96  |
| Abbildung 46: Anteil der Fahrzeug-Betriebstage mit einem Start-SOC über 95% sowie<br>Rückkehr-SOC unter 10% .....                                                | 97  |
| Abbildung 47: Durchschnittlicher absoluter Fehler (MAE) der Verbrauchsprognose während des<br>Pilotbetriebs .....                                                | 98  |
| Abbildung 48: Durchschnittlicher absoluter prozentualer Fehler (MAPE) der Verbrauchsprognose<br>während des Pilotbetriebs .....                                  | 98  |
| Abbildung 49: Zusammenhang zwischen der Außentemperatur und dem Energiebedarf für die<br>Klimatisierung in den tatsächlichen Tagesverbräuchen laut RIO-Box ..... | 99  |
| Abbildung 50: Struktur hoher Ladeleistungen im Pilotbetrieb. ....                                                                                                | 101 |
| Abbildung 51: Leistungskostenanteil je Szenario.....                                                                                                             | 132 |
| Abbildung 52: Absolute Leistungskosten je Monat und Szenario .....                                                                                               | 133 |
| Abbildung 53: Kumulierte vermiedene Leistungskosten .....                                                                                                        | 133 |
| Abbildung 54: PV-Eigenverbrauchsquote: Ist und mit Speicher in verschiedenen Größen.....                                                                         | 137 |
| Abbildung 55: Vollzyklen und Jahresnutzen je kWh Kapazität .....                                                                                                 | 138 |
| Abbildung 56: Amortisation verschiedener Speichergrößen für die Preisunter-/obergrenzen aus<br>Tabelle 15 .....                                                  | 138 |
| Abbildung 57: Elektrische Infrastruktur Abschnitt 1 .....                                                                                                        | 146 |
| Abbildung 58: Elektrische Infrastruktur Abschnitt 2.....                                                                                                         | 146 |
| Abbildung 59: Elektrische Infrastruktur Abschnitt 3.....                                                                                                         | 147 |

## Tabellenverzeichnis

|                                                                                                   |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabelle 1: Anzahl und Art der bei Albus eingesetzten BEBs .....                                   | 20  |
| Tabelle 2: Zusammenfassung der identifizierten Anforderungen an eine Lademanagement-Software..... | 26  |
| Tabelle 3: Übersicht der entwickelten Lademodellen.....                                           | 43  |
| Tabelle 4: Formelzeichen des physikalischen Modells .....                                         | 47  |
| Tabelle 5: Beschreibung der Auswertungsabschnitte .....                                           | 58  |
| Tabelle 6: Zusammensetzung der Stromkosten.....                                                   | 64  |
| Tabelle 7: Detaillierte Übersicht der schrittweisen Flottenskalierung.....                        | 71  |
| Tabelle 8: Antriebsverbrauchstatistiken pro Cluster im Szenario Autobahnauffahrt.....             | 84  |
| Tabelle 9: Antriebsverbrauchstatistiken pro Cluster im Szenario Autobahnabfahrt.....              | 85  |
| Tabelle 10: Bewertungsschema für die Bewertung neuer Linien .....                                 | 114 |
| Tabelle 11: Angenommene Energiekosten .....                                                       | 129 |
| Tabelle 12: Szenarien der Wirkungsanalyse von Fahrschulungen .....                                | 130 |
| Tabelle 13: Reduktion des Energieverbrauchs auf Linie 181 im Pilotbetrieb je Szenario .....       | 131 |
| Tabelle 14: Kosten und Kostenreduktion der Ladestrategien im Vergleich zu Referenzstrategien .... | 134 |
| Tabelle 15: Kostenannahmen für verschiedene Speichergrößen .....                                  | 135 |
| Tabelle 16: Potenziale verschiedener Speicherkapazitäten .....                                    | 137 |

## Abkürzungsverzeichnis

|      |                                                                                                                      |
|------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| AC   | Alternating Current (Wechselstrom)                                                                                   |
| BEB  | Batterieelektrischer Bus                                                                                             |
| EBIN | Emissionsfreie Busse und Infrastruktur (Programm zur Förderung der Anschaffungskosten)                               |
| CAN  | Controller Area Network (der CAN-Bus verbindet elektronische Steuergeräte in einem Fahrzeug)                         |
| CMS  | Charger Management System (Name der im Projekt entwickelten Lademanagement-Software)                                 |
| DC   | Direct Current (Gleichstrom)                                                                                         |
| FMS  | Flotten-Management-Schnittstelle (eine standardisierte Schnittstelle zu Fahrzeugdaten)                               |
| GIP  | Graphenintegrationsplattform (digitales österreichisches Verkehrsnetz)                                               |
| GNSS | Globales Navigationssatellitensystem (zur Positionsbestimmung)                                                       |
| GTFS | General Transit Feed Specification (digitales Austauschformat für Fahrpläne des öffentlichen Personenverkehrs)       |
| KPI  | Key Performance Indicator (wesentliche Bewertungsmetrik)                                                             |
| MAE  | Mean Absolute Error (mittlerer absoluter Fehler)                                                                     |
| MAPE | Mean Absolute Percentage Error (mittlerer absoluter prozentualer Fehler)                                             |
| OCPP | Open Charge Point Protocol (Standard für die Kommunikation zwischen Ladesäulen und einem zentralen Managementsystem) |
| PV   | Photovoltaik                                                                                                         |
| SD   | Standard Deviation (Standardabweichung, ein statistisches Streumaß)                                                  |
| SOC  | State of Charge (Ladezustand / Füllgrad einer Batterie)                                                              |

## 1 Kurzfassung

Die Elektrifizierung von Mobilität und Verkehr soll einen wesentlichen Beitrag auf dem Weg zur Klimaneutralität des Mobilitätssektors leisten. Der Hochlauf im Busbereich wurde in Österreich zwischen 2022 und 2025 durch das Förderprogramm EBIN (Emissionsfreie Busse und Infrastruktur) angetrieben, indem Unternehmen gezielt bei der Anschaffung emissionsfreier Busse unterstützt wurden. Gleichzeitig wurden Projekte zur Begleitforschung gefördert. Als ein solches Projekt begleitete das OptiChargE Projekt die EBIN-geförderte Umstellung von Dieselnissen auf batterieelektrische Busse (BEBs) beim Salzburger Busunternehmen Albus.

Der Projektfokus lag dabei einerseits auf der Entwicklung und Evaluierung einer ganzheitlichen Lademanagement-Software, die bestehende Softwaresysteme des Busunternehmens integriert und zugleich die erweiterten Anforderungen durch elektrische Fahrzeuge, wie zum Beispiel die effiziente Verteilung der elektrischen Ladeleistung, adressiert. Andererseits erforschte OptiChargE die Optimierung operativer Prozesse und entwickelte schließlich Strategien für die Skalierung des elektrischen Busbetriebs aus Unternehmenssicht. Im Rahmen von OptiChargE wurde der Linienbetrieb mit BEBs langfristig datenanalytisch begleitet, sowohl aus Sicht der Fahrzeuge auf den Linien als auch aus Sicht des Betriebshofs, in dem die Fahrzeuge geladen wurden. In einem 13-monatigen Pilotbetrieb wurden Lademanagement-Software und operative Prozesse evaluiert. Da Albus während dieser Zeit seine elektrische Flotte von anfänglich 15 auf schließlich 58 BEBs erweiterte, konnte dabei eine reale Skalierung untersucht werden.

Eine wesentliche Anforderung an eine Lademanagement-Software ist die Integration bestehender IT-Systeme des Verkehrsunternehmens, wie Dispositions- und Abrechnungssysteme, um diese während der Umstellung weiter nutzen zu können. Die Ladevorgänge von BEBs stellen weitere Anforderungen, die im Vergleich zum Betanken von Dieselnissen neu sind. Monitoring von Ladezuständen und automatisierte Alarmierung sind essenziell, um Probleme bei Ladevorgängen, insbesondere nachts außerhalb der regulären Betriebszeiten, behandeln zu können, sodass die Fahrzeuge am Morgen einsatzbereit sind. Damit die Ladevorgänge einer Flotte wirtschaftlich effizient erfolgen können, müssen Lastspitzen des Netzbezugs vermieden werden. Dazu wurden im Projekt zwei kombinierte Strategien verfolgt, die eine Lademanagement-Software unterstützen bzw. durchführen muss. Zum einen sollen Analysen der Ladevorgänge und des Energiebedarfs Busbetreiber unterstützen, ganzheitliche Ladestrategien – d.h. inkl. Optimierung operativer Prozesse wie Fahrzeugdisposition und Betriebsabläufe – zu entwickeln. Zum anderen muss eine Lademanagement-Software bei gegebenen Ladefenstern die Leistung so verteilen, dass alle Busse rechtzeitig einen ausreichenden Ladestand erreichen, während die maximale Ladeleistung aller Vorgänge minimiert wird, um folglich den Leistungsanteil der Stromkosten zu minimieren.

Ein leistungsfähiges Lademanagement benötigt daher eine zentrale Softwareplattform, in der Fahrzeug-, Lade-, Betriebs- und Infrastrukturdaten integriert werden. Die funktionale Trennung zwischen individuellen, fahrzeug- und betriebsabhängigen Ladeanforderungen und der infrastrukturseitigen Leistungs freigabe mit Lastoptimierung ermöglicht ein flexibles Lademanagement. Zusätzlich kann eine Energiebedarfsprognose der Busse einem Lademanagementsystem mehr Flexibilität ermöglichen, da Busse nicht immer vollgeladen

werden müssten. Die Zuverlässigkeit des im Projekt verfolgten Prognoseansatzes blieb jedoch hinter den Anforderungen an Betriebssicherheit zurück, sodass eine operative Integration ausgesetzt wurde. Generell wurde deutlich, dass Steuerbarkeit von Ladeprozessen und Betriebssicherheit aus Unternehmenssicht oberste Priorität haben und insbesondere wichtiger als eine vollautomatisierte, theoretisch optimale Ladesteuerung bewertet werden.

Die erfolgreiche Durchführung eines 13-monatigen Pilotbetriebs zeigte die Praxistauglichkeit der entwickelten Ansätze, die anhand verschiedener Indikatoren kontinuierlich bewertet wurde. Dabei gilt es verschiedene Zielkonflikte zwischen den Indikatoren zu beachten. Die Auslastung von Infrastruktur (z.B. Ladesäulen, Fahrzeuge) steht dabei beispielsweise der Reduktion von Lastspitzen entgegen: Würden Fahrzeuge stets mit maximaler Leistung geladen werden, würden Ladepunkte schneller verfügbar und es bedürfte insgesamt weniger Ladepunkte. Folglich sind aus wirtschaftlicher Sicht Anschaffungskosten für Infrastruktur gegen operative Kosten abzuwägen.

Die im Pilotbetrieb eingesetzte Ladesteuerung erreichte im retrospektiven Vergleich zur naiven Referenzstrategie, jeden Bus sofort mit maximaler Leistung vollzuladen, eine Reduktion der Spitzenlast zwischen 55% und 75% je Monat. Im Vergleich konnten damit über den Pilotzeitraum etwa 80.000 € an Netzleistungskosten eingespart werden. Verglichen mit einer Referenzstrategie, in der jeder einzelne Ladevorgang bis zur Abfahrt des Fahrzeugs gleichmäßig gestreckt wird, jedoch ohne die Gesamtlast zu begrenzen, ergab sich ebenfalls eine Reduktion der Spitzenlast um überwiegend zwischen 15% und 35% und eine Gesamtersparnis von rund 8.500 € an Netzleistungskosten.

Ein wichtiges Ziel ist ebenfalls die Nutzung von betriebseigenem Photovoltaikstrom (PV-Strom), da dieser deutlich geringere Strombezugskosten verursacht als Netzstrom. Dafür müssen die Busse zeitgleich zur PV-Erzeugung ein Ladefenster haben. Das erfordert Anpassungen operativer Prozesse, wie Fahrzeuge untertags zum Laden in den Betriebshof zurückzuholen. Die Lademanagement-Software unterstützt Busunternehmen dabei, die verfügbaren Ladepotenziale zu identifizieren. Im Pilotbetrieb bleiben PV-Eigenverbrauchsanteil und Deckungsquote der Ladeenergie durch PV-Strom jedoch unter 100%, da die PV-Erzeugung überwiegend in die Einsatzzeiten der E-Busse fällt. Es hat sich gezeigt, dass die Optimierung der operativen Prozesse ein großer Hebel ist, der insbesondere nach der Flottenskalierung noch nicht vollständig ausgenutzt ist. Ein stationärer Stromspeicher könnte den Eigenverbrauch zusätzlich erhöhen. Seine Wirtschaftlichkeit bei Albus sollte jedoch erst nach Ausnutzung dieser Potenziale neu bewertet werden.

Im Pilotbetrieb konnten zwischen Lenker:innen geringe Unterschiede im Energieverbrauch der BEBs festgestellt werden. Diese Unterschiede konnten jedoch nicht auf signifikante Einflüsse verschiedener Fahrstile zurückgeführt werden. Vielmehr beeinflussen äußere Bedingungen wie Verkehrslage und Wetter den Verbrauch. Zusätzlich kann eine gut kalibrierte Fahrsoftware ineffizienten Fahrstilen vorbeugen. Die potenzielle Energieeinsparung durch weitere Schulungen bleibt hinter den Schulungskosten zurück und ist daher nicht wirtschaftlich.

Die entwickelte Lademanagement-Software wird von ihren Nutzer:innen als hilfreich und zuverlässig wahrgenommen. Die Funktionen für die Analyse von Ladevorgängen, für ihre

Steuerung und für manuelle Eingriffe machen die Software zu einem wertvollen Werkzeug mit hohem betriebswirtschaftlichem Nutzen, das über das OptiChargE Projekt hinaus verwendet werden wird. Wünschenswert wäre zusätzlich noch eine Integration der Ladevorgangsdaten in das bereits existierende Dispositionssystem sowie eine verbesserte tageszeitabhängige Steuerung, um die Charakteristiken von PV-basiertem Laden untertags und vollständigem Laden über Nacht noch besser automatisieren zu können.

Bei der Skalierung einer elektrischen Flotte handelt es sich um einen integrierten Planungsprozess: Flotte, Ladeinfrastruktur, Energieversorgung, Software und Prozessabläufe müssen gemeinsam skaliert werden. Die konkrete Ausgestaltung dieser Skalierungsdimensionen muss dabei standortspezifisch, nach den vorherrschenden Bedingungen und Kontextfaktoren erarbeitet werden. Eine stufenweise Skalierung bietet dabei die Möglichkeit, in jeder Stufe operative Prozesse zu stabilisieren, standort- und betriebsspezifische Charakteristiken eines elektrischen Busbetriebs besser zu verstehen und damit die nächste Ausbaustufe zu planen. Gleichzeitig sollte das Zielbild des Endausbaus in jeder Stufe berücksichtigt werden, insbesondere hinsichtlich der Planung von Infrastruktur und Energieversorgung.

Durch die langfristige Begleitung der Skalierung eines elektrischen Busbetriebs an einem konkreten Standort liefern die Projektergebnisse umfangreiche Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen für Busunternehmen. Darüber hinaus bieten die Erkenntnisse zur Lademanagement-Software Orientierung für zukünftige Entwicklungen vergleichbarer Produkte. Die Projektergebnisse tragen zur Elektrifizierung des Linienverkehrs im Allgemeinen bei, indem weitere Busunternehmen von den Erfahrungen aus OptiChargE profitieren können.

## 2 Executive Summary

The electrification of mobility and transport is expected to make a substantial contribution towards achieving climate neutrality in the mobility sector. In Austria, the uptake of electric buses between 2022 and 2025 was supported by the EBIN funding programme (Emission-Free Buses and Infrastructure), which provided targeted support to companies for the procurement of zero-emission buses. Accompanying research projects were funded in parallel. As one such project, OptiChargE supported and scientifically accompanied the EBIN-funded transition from diesel buses to battery electric buses (BEBs) at the Salzburg-based bus operator Albus.

The project focused, on the one hand, on the development and evaluation of a holistic charging management software solution that integrates existing software systems of the bus operator while addressing additional requirements arising from electric vehicles, such as the efficient distribution of electrical charging loads. On the other hand, OptiChargE investigated the optimisation of operational processes and ultimately developed strategies for scaling up electric bus operations from the perspective of a bus operator. As part of OptiChargE, scheduled BEB operations were accompanied by long-term data analyses, covering both the vehicles in service and the depot where the vehicles were charged. The charging management software and operational processes were evaluated during a 13-month pilot operation. As Albus expanded its electric fleet from initially 15 to 58 BEBs during this period, the project was able to investigate a real-world fleet scale-up.

A key requirement for charging management software is the integration of existing IT systems used by the transport operator, such as dispatching and accounting systems, so that these systems can continue to be used throughout the transition. Charging BEBs also introduces requirements that do not arise when refuelling diesel buses. Monitoring charging status and automated alerting are essential for dealing with charging problems, particularly at night outside regular operating hours, and for ensuring that vehicles are ready for service in the morning. To operate fleet charging cost-effectively, peaks in grid power demand must be avoided. The project therefore pursued two complementary strategies that charging management software must support or implement. First, analyses of charging processes and energy demand should help bus operators develop holistic charging strategies, including the optimisation of operational processes such as vehicle dispatching and depot operations. Second, for given charging windows, charging management software must distribute charging power in such a way that all buses reach a sufficient state of charge on time while minimising the maximum combined charging power and, consequently, the peak-demand component of electricity costs.

Effective charging management therefore requires a central software platform that integrates vehicle, charging, operational and infrastructure data. The functional separation between individual charging requirements, which depend on vehicles and operations, and infrastructure-side power allocation with load optimisation enables flexible charging management. In addition, forecasts of bus energy demand can provide a charging management system with greater flexibility, as buses would not always need to be fully charged. However, the reliability of the forecasting approach pursued in the project did not meet the requirements for operational reliability, and its operational integration was therefore suspended. More generally, it became clear that controllability of charging processes and

operational reliability are the highest priorities from an operator's perspective and are considered more important than fully automated, theoretically optimal charging control.

The successful completion of the 13-month pilot operation demonstrated the practical applicability of the approaches developed in the project, which were continuously assessed using a range of indicators. At the same time, several trade-offs between these indicators need to be considered. For example, high utilisation of infrastructure such as charging stations and vehicles may conflict with the reduction of peak loads: if vehicles were always charged at maximum power, charging points would become available sooner and fewer charging points would be required overall. From an economic perspective, infrastructure investment costs therefore need to be balanced against operating costs.

In a retrospective comparison with the naive reference strategy of immediately charging every bus to full capacity at maximum power, the charging control used during the pilot operation reduced monthly peak demand by between 55% and 75%. Over the pilot period, this corresponded to savings of approximately EUR 80,000 in peak-demand charges. Compared with a second reference strategy in which each charging process was spread evenly over the available time until vehicle departure, without limiting the total load, peak demand was still reduced by predominantly between 15% and 35%, resulting in total savings of around EUR 8,500 in peak-demand charges.

Another important goal is the use of on-site photovoltaic (PV) power, as it incurs significantly lower electricity procurement costs than grid power. To achieve this, buses must have a charging window that coincides with PV generation. This requires adjustments to operational processes, such as bringing vehicles back to the depot during the day for charging. The charging management software supports bus operators in identifying the available charging potential. In the pilot operation, however, the PV self-consumption rate and the coverage ratio of charging energy by PV power remain below 100%, because PV generation largely coincides with the periods when the e-buses are in service. It has been shown that optimizing operational processes is a major lever, and that it is not yet fully exploited, particularly after the fleet scale-up. A stationary energy storage system could further increase self-consumption. However, its economic viability at Albus should only be reassessed once this potential has been exploited.

During the pilot operation, small differences in BEB energy consumption were observed between individual drivers. However, these differences could not be attributed to statistically significant effects of different driving styles. Instead, external conditions such as traffic and weather have a greater influence on energy consumption. In addition, well-calibrated vehicle control software can help prevent inefficient driving behaviour. The potential energy savings achievable through further driver training are lower than the associated training costs and are therefore not economically viable.

The charging management software developed in the project is perceived by its users as helpful and reliable. Its functions for analysing and controlling charging processes as well as enabling manual intervention make it a valuable tool with substantial operational and economic benefits, and it will continue to be used beyond the OptiChargE project. Further improvements would mainly concern the integration of charging process data into the existing dispatching system and more advanced time-of-day-dependent control, allowing the

different characteristics of PV-based daytime charging and full overnight charging to be automated more effectively.

Scaling up an electric bus fleet is an integrated planning process: the fleet, charging infrastructure, energy supply, software and operational processes must be scaled together. The specific configuration of these scaling dimensions must be developed for each site according to the prevailing conditions and context. A stepwise scale-up provides an opportunity to stabilise operational processes at each stage, gain a better understanding of site- and operator-specific characteristics of electric bus operations, and use these insights to plan the next expansion stage. At the same time, the intended final configuration should be considered at every stage, particularly when planning infrastructure and energy supply.

By accompanying the long-term scale-up of electric bus operations at a specific depot, the project has generated extensive findings and practical recommendations for bus operators. In addition, the findings on charging management software provide guidance for the future development of comparable products. More broadly, the OptiChargE results contribute to the electrification of scheduled bus services by enabling other bus operators to benefit from the experience gained in the project.

## 3 Einleitung

### 3.1 Hintergrund und Motivation

Die Elektrifizierung öffentlicher Busflotten ist ein wesentlicher Baustein für die Dekarbonisierung des öffentlichen Verkehrs. Batterieelektrische Busse (BEBs) ermöglichen einen lokal emissionsfreien Betrieb und können bei entsprechender Ausgestaltung der Energieversorgung zur Reduktion von Treibhausgasemissionen und des fossilen Energieverbrauchs beitragen. Gleichzeitig stellt ihre Einführung Verkehrsunternehmen vor neue technische, betriebliche und organisatorische Anforderungen.

Im Vergleich zu konventionell betriebenen Bussen verändern sich insbesondere die Abläufe rund um Energieversorgung, Fahrzeugdisposition und Betriebshofmanagement. Begrenzte Reichweiten, längere Ladezeiten, die verfügbare Netzanschlussleistung sowie die Anzahl und Leistung der Ladepunkte müssen gemeinsam mit Fahrplänen, Fahrzeugumläufen und betrieblichen Reserven berücksichtigt werden. Auch die Wahl der Ladestrategie beeinflusst die Betriebssicherheit, die Auslastung der Ladeinfrastruktur, Leistungsspitzen sowie Energie- und Betriebskosten.

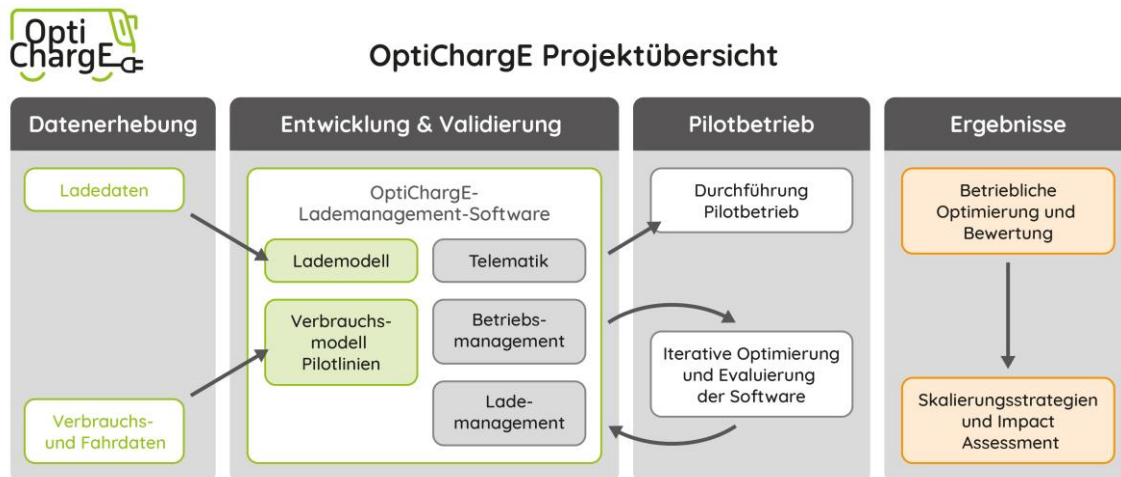
Eine zusätzliche Herausforderung liegt in der bislang häufig fragmentierten Systemlandschaft. Telematik-, Betriebsmanagement-, Ladeinfrastruktur- und Lademanagementsysteme werden oftmals parallel betrieben und verfügen nicht durchgehend über standardisierte oder stabile Schnittstellen. Dadurch entstehen Informationslücken und manuelle Arbeitsschritte. Zugleich bleiben Möglichkeiten zur automatisierten Ladeplanung, zur Reduktion von Leistungsspitzen, zur Nutzung von Photovoltaikstrom und zur datenbasierten Optimierung des Fahrzeugbetriebs teilweise ungenutzt.

Vor diesem Hintergrund wurde das Forschungsprojekt „**OptiChargE – Optimised and automated charging management for battery electric bus fleets**“ durchgeführt. Ausgangspunkt war die Umstellung erster Linien des Verkehrsunternehmens Albus Salzburg auf batterieelektrische Busse. Die zunächst eingesetzten Fahrzeuge und die zugehörige Ladeinfrastruktur dienten als Pilotumgebung, um reale Betriebs-, Fahr-, Verbrauchs- und Ladedaten zu erfassen und daraus Erkenntnisse für einen zuverlässigen und skalierbaren E-Bus-Betrieb abzuleiten. Der Pilotbetrieb bildete zugleich eine Grundlage für die weitere Elektrifizierung der Flotte von Albus und für eine mögliche Übertragung auf weitere Unternehmen und Standorte innerhalb der Dr. Richard Gruppe.

Während des Projekts wurde die elektrische Busflotte am Standort Salzburg deutlich erweitert. Parallel dazu wurden zusätzliche Ladepunkte errichtet und die Photovoltaikleistung am Betriebshof ausgebaut. Damit entwickelte sich der Pilotbetrieb von einer begrenzten Erprobungsumgebung zu einem zunehmend großflächigen Realbetrieb. Diese Entwicklung ermöglichte es, die eingesetzten Ladestrategien und das entwickelte Lademanagement unter veränderten Flotten-, Infrastruktur- und Betriebsbedingungen zu untersuchen.

## 3.2 Projektziele

Ziel von OptiChargE war die Entwicklung, Erprobung und datenbasierte Optimierung einer integrierten Lademanagementlösung für batterieelektrische Busflotten. Dafür wurden unterschiedliche Datenquellen aus Fahrzeugen, Ladeinfrastruktur, Betrieb und Umfeld zusammengeführt und für die Modellierung und Optimierung des E-Bus-Betriebs genutzt.



**Abbildung 1: Projektübersicht**

Das Projekt verfolgte insbesondere folgende Ziele:

- Entwicklung einer integrierten Lademanagementlösung, die relevante Fahrzeug-, Lade- und Betriebsinformationen zusammenführt,
- Entwicklung und Validierung von Modellen zur Prognose des Energieverbrauchs batterieelektrischer Busse,
- Entwicklung und Erprobung unterschiedlicher Ladestrategien zur Sicherstellung des Fahrzeugbetriebs und zur Begrenzung von Leistungsspitzen,
- technische und betriebliche Evaluierung der Software und der zugrunde liegenden Datenflüsse und Schnittstellen,
- Untersuchung des Einflusses von Fahrverhalten, Witterung, Liniencharakteristik und Nebenverbrauchern auf den Energiebedarf,
- Analyse und Optimierung der betrieblichen Abläufe am Betriebshof,
- Ableitung von Skalierungsstrategien für zusätzliche Fahrzeuge, Linien, Ladepunkte und Standorte sowie
- Bewertung der wirtschaftlichen, betriebssystemischen und ökologischen Wirkungen der Projektergebnisse.

Die entwickelte Softwarelösung wurde im Rahmen eines dreizehnmonatigen Pilotbetriebs bei Albus eingesetzt, kontinuierlich überwacht und iterativ weiterentwickelt. Neben der technischen Funktionsfähigkeit standen dabei insbesondere Betriebssicherheit,

Nutzer:innenfreundlichkeit, Energieeffizienz, Peak-Shaving und die Nutzung von Photovoltaikstrom im Mittelpunkt.

Im Projektverlauf zeigte sich, dass dynamisches Laden mit Begrenzung der Gesamtleistung eine geeignete Kombination aus Betriebssicherheit, Nachvollziehbarkeit und Skalierbarkeit darstellt. Darauf aufbauend wurden weitere Ansätze zur stärkeren Nutzung von Photovoltaikstrom untersucht. Ebenso wurden die Grenzen prognosebasierter Ladestrategien im Realbetrieb analysiert, insbesondere dort, wo Albus zur Gewährleistung einer hohen Betriebssicherheit weiterhin eine vollständige Ladung der Fahrzeuge priorisierte.

### 3.3 Projektkonsortium

OptiChargE wurde von einem interdisziplinären Konsortium aus Forschung, Verkehrsunternehmen, Infrastruktur- und Softwareentwicklung umgesetzt:

**Salzburg Research Forschungsgesellschaft mbH** übernahm die Projektkoordination und brachte ihre Kompetenzen in der Erfassung, Verarbeitung und Analyse von Mobilitäts- und Fahrzeugdaten, in der Entwicklung von Prognosemodellen ein sowie in der datenbasierten Evaluierung des Pilotbetriebs ein.

**Albus Salzburg Verkehrsbetrieb GmbH** stellte als Betreiber der batterieelektrischen Busflotte die reale Pilotumgebung bereit. Albus brachte die betrieblichen Anforderungen, Prozesse und Erfahrungen aus Disposition, Fahrbetrieb, Ladebetrieb und Betriebshofmanagement in das Projekt ein.

**EQOS Energie Österreich GmbH** verantwortete wesentliche Arbeiten zur Entwicklung und Weiterentwicklung des integrierten Lademanagementsystems sowie zur Einbindung und Steuerung der Ladeinfrastruktur.

**Consilio Information Management GmbH** unterstützte die Erfassung und Bereitstellung detaillierter Fahrzeug- und Telematikdaten und brachte Erfahrungen mit digitalen Schnittstellen und der automatisierten Verarbeitung von Flottendaten ein.

Durch diese Zusammensetzung konnten wissenschaftliche Modellierung, technische Systementwicklung und praktische Anforderungen des Verkehrsunternehmens unmittelbar miteinander verknüpft werden.

### 3.4 Aufbau des Berichts

**Kapitel 4** beschreibt den Standort des Bustreibers Albus in Salzburg, der dem Projekt als Pilotumgebung dient, insbesondere die Eigenschaften des Linienbetriebs und der vorhandenen Busflotte, Lage und Aufbau des Betriebshofs sowie die elektrische Infrastruktur.

**Kapitel 5** berichtet die Anforderungen an das Lademanagement, die im Rahmen des Projektes erhoben wurden.

**Kapitel 6** dokumentiert die Entwicklung der Software. Neben einem Überblick über die Systemkomponenten werden die verwendeten Datengrundlagen, die Benutzeroberfläche, die Funktionsweise des Lademanagements sowie der entwickelte Verbrauchsprognoseservice erläutert.

**Kapitel 7** beschreibt die Durchführung des Pilotbetriebs bei Albus. Die Kontextbedingungen und Veränderungen während des Pilotbetriebs werden beschrieben und die für die Auswertung herangezogene Bewertungskriterien werden erläutert.

Die Ergebnisse des Pilotbetriebs werden in **Kapitel 8** dargestellt. Das Kapitel umfasst die Energiebilanz des Betriebshofs, Lade- und Verbrauchsanalysen, die Bewertung von Fahrstilen, die betriebliche und technische Systemevaluierung, die Analyse der Nutzer:innenfreundlichkeit der Software sowie die zentralen Erfahrungen aus dem Realbetrieb.

**Kapitel 9** beschreibt welche Aspekte bei der Skalierung eines elektrischen Busbetriebs aus Unternehmenssicht zu beachten sind und wie sie zusammenhängen. Schließlich leitet das Kapitel Leitfragen und Handlungsempfehlungen für Busunternehmen ab.

**Kapitel 10** analysiert die Fokusthemen des Projekts hinsichtlich ihrer energetischen und wirtschaftlichen Wirkung. Betrachtet werden das Potenzial von Schulungen für Lenker:innen, die Wirkung der pilotierten Ladesteuerung, sowie das Potenzial von Batteriespeichern für eine erhöhte Eigennutzung von PV-Strom.

**Kapitel 11** fasst die Projektergebnisse abschließend zusammen und diskutiert ihre Limitationen.

## 4 Standort Albus Salzburg

Die im Projekt untersuchten Lade- und Betriebsstrategien wurden am Standort von Albus in Salzburg unter realen Betriebsbedingungen entwickelt und erprobt. Die Eigenschaften des Standorts bilden daher einen wichtigen Rahmen für die Einordnung der im weiteren Bericht dargestellten Ergebnisse.

Insbesondere Flottengröße und -zusammensetzung, Linien- und Betriebsstruktur, verfügbare Stand- und Ladezeiten sowie die elektrische Infrastruktur beeinflussen die Anforderungen an das Lademanagement und die Möglichkeiten zur Nutzung lokal erzeugter PV-Energie. Auch die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Busbetriebe ist vor diesem Hintergrund zu betrachten: Betriebe mit abweichenden Betriebszeiten, größeren oder kleineren Flotten, anderen Standzeitmustern oder einer anders dimensionierten elektrischen Infrastruktur können entsprechend andere Anforderungen an die Ladesteuerung aufweisen.

Das folgende Kapitel gibt daher zunächst einen Überblick über die wesentlichen betrieblichen und infrastrukturellen Rahmenbedingungen des Pilotstandorts. Detaillierte technische Beschreibungen der im Projekt eingesetzten Systeme sowie die Veränderungen während des Pilotbetriebs folgen in späteren Kapiteln.

### 4.1 Busflotte und Linienbetrieb

Albus betreibt am Standort Salzburg eine gemischte Busflotte, die sowohl batterieelektrische Fahrzeuge als auch Gas- und Dieselbusse umfasst. Zum Ende des Projektzeitraums waren insgesamt

- 100 Busse
- davon 58 batterieelektrische Busse

im Einsatz.

Die Fahrzeuge werden auf insgesamt 17 Linien im regionalen und städtischen Linienverkehr im Raum Salzburg eingesetzt. Die einzelnen Linien unterscheiden sich unter anderem hinsichtlich Streckenlänge, Fahrtdauer, Topografie und Taktung. Für das Projekt wurden einzelne Linien und Fahrzeuge vertieft betrachtet; die später dargestellten Projektergebnisse sind jedoch in den betrieblichen Gesamtkontext des Standorts einzuordnen.

Bei den batterieelektrischen Fahrzeugen kamen während des Projektzeitraums Busse unterschiedlicher Hersteller und Baureihen zum Einsatz. Tabelle 1 gibt einen Überblick dazu.

**Tabelle 1: Anzahl und Art der bei Albus eingesetzten BEBs**

| Kriterium                | MAN<br>Lions City 10E | YUTONG<br>U10 | MAN<br>Lions City 12E | YUTONG<br>U12 |
|--------------------------|-----------------------|---------------|-----------------------|---------------|
| <b>Anzahl Busse</b>      | 1 Stk.                | 10 Stk.       | 14 Stk.               | 33 Stk.       |
| <b>Länge</b>             | 10.575 mm             | 10.570 mm     | 11.980 mm             | 12.170 mm     |
| <b>Batteriekapazität</b> | 320                   | 340           | 469                   | 460           |
| <b>Ladeleistung</b>      | 150 kW                | 2 x 180 kW    | 150 kW                | 2 x 180 kW    |
| <b>Fahrgastkapazität</b> | 76 Pax                | 71 Pax        | 68 Pax                | 71 Pax        |



**Abbildung 2: E-Bus des Herstellers MAN, Modell Lion City 12E; © Albus Salzburg/Scheinast**

Die verschiedenen Fahrzeugtypen weisen teilweise unterschiedliche technische Eigenschaften und Ladecharakteristiken auf. Ein systematischer Vergleich der Fahrzeughersteller ist jedoch nicht Gegenstand dieses Berichts; Unterschiede werden nur dort berücksichtigt, wo sie für Datenerhebung, Ladevorgänge oder die Interpretation einzelner Kennzahlen relevant sind.

Eine wichtige betriebliche Randbedingung ist, dass am Standort kein durchgehender Nachtbetrieb stattfindet. Die Fahrzeuge kehren nach Ende ihrer jeweiligen Einsätze zum Betriebshof zurück und stehen dort bis zum nächsten Einsatz für die Ladung zur Verfügung. Dadurch entstehen insbesondere in den Abend- und Nachtstunden längere Ladefenster, während tagsüber nur für einzelne Fahrzeuge beziehungsweise im Rahmen gezielter Zwischenladungen Ladegelegenheiten bestehen.

Die folgenden Angaben beziehen sich auf einen typischen Schultag mit insgesamt 78 Fahrzeugumläufen. Die übrigen Fahrzeuge der Flotte dienen als Betriebs- und Werkstattreserve.

Der erste Bus läuft um 04:22 Uhr aus, der letzte kehrt um 01:05 Uhr zurück, an Freitagen, Samstagen und vor Feiertagen um bis zu 02:20 Uhr. Die Ausfahrten konzentrieren sich stark auf den frühen Morgen: 73 der 78 Fahrzeuge verlassen den Betriebshof zwischen 04:00 und 07:00 Uhr, mit einer Spitze zwischen 05:00 und 06:00 Uhr. Die restlichen fünf Ausfahrten verteilen sich einzeln auf den Vormittag.

Die Einfahrten verteilen sich deutlich breiter über den Tag. Rund 15 Fahrzeuge kehren bereits zwischen 07:00 und 09:00 Uhr zurück, da sie ausschließlich für Schülerverstärkerfahrten eingesetzt werden. Weitere 15 Fahrzeuge rücken tagsüber zwischen 09:00 und 19:00 Uhr ein. Der Großteil der Flotte folgt am Abend in zwei Wellen: 27

Fahrzeuge zwischen 19:00 und 22:00 Uhr sowie 21 Fahrzeuge zwischen 23:00 und 01:00 Uhr.

Für das Lademanagement ergeben sich daraus zwei unterschiedliche Ladesituationen. Der überwiegende Teil der Flotte steht erst am Abend und in der Nacht zur Ladung zur Verfügung. Dort ist das Ladefenster durch die frühen Ausfahrten begrenzt, bei Fahrzeugen der letzten Einrückwelle auf teilweise nur wenige Stunden. Zugleich treffen in den Abendstunden viele Ladevorgänge zeitlich zusammen, was die Anforderungen an die Leistungssteuerung erhöht. Fahrzeuge, die nach Schülerverstärkerfahrten oder tagsüber einrücken, stehen dagegen über mehrere Stunden in der Mittagszeit am Betriebshof. Werden diese Umläufe mit E-Bussen gefahren, bieten sie das größte Potenzial zur direkten Nutzung der PV-Erzeugung.

Diese zeitliche Struktur ist für die spätere Interpretation der Ladeprofile von besonderer Bedeutung. Sie erklärt unter anderem, warum sich ein großer Teil der Fahrzeugladung auf die Abend- und Nachtstunden konzentriert und weshalb die Möglichkeiten zur direkten Nutzung von PV-Erzeugung während des Tages von der Fahrzeugdisposition abhängen.

## 4.2 Betriebshof

Der Betriebshof von Albus dient als zentraler Standort für Abstellung, Ladung und betriebliche Vorbereitung der Fahrzeuge. Die Albus Salzburg teilt sich in drei Abstellplätze wie folgt auf:

- **Julius-Welser-Straße 8 (56 Ladepunkte)**  
Hauptgebäude inkl. Verwaltung, Ladeinfrastruktur und Werkstatt
- **Julius-Welser-Straße 1 (ca. 35 Busse)**  
Abstellplatz mit Lager
- **Teisenberggasse (ca. 15 Busse)**  
Abstellplatz für Gasbusse inklusive Waschstraße und Gastankstelle.

Die Ladeinfrastruktur für die batterieelektrischen Busse befindet sich ausschließlich am Standort Julius-Welser-Straße 8. Die beiden weiteren Standorte werden nur zur Abstellung von Diesel- und Gasbussen genutzt. Der Hauptstandort in der Julius-Welser-Straße 8 umfasst eine Grundstücksfläche von rund 8.900 m<sup>2</sup>. Rund 1.780 m<sup>2</sup> davon sind mit Bürogebäude und Werkstatthalle bebaut, die zusammen eine Nutzfläche von rund 3.240 m<sup>2</sup> haben. In der Werkstatt befinden sich unter anderem eine Bremsteststation und eine Spenglerei, außerdem gibt es am Standort eine Waschstraße. Die übrige Fläche dient als Abstell- und Ladefläche. Rund 4.200 m<sup>2</sup> davon sind seit September 2025 von einem stützenfreien Flugdach mit PV-Anlage überdacht, sodass die Busse darunter ohne Einschränkung rangieren können. Werkstatt, Waschstraße und Verwaltung bilden gemeinsam mit der Ladeinfrastruktur den elektrischen Gesamtverbrauch des Betriebshofs.

Für die Einordnung der späteren Ergebnisse ist insbesondere die räumliche Organisation des Standorts relevant. Die verfügbaren Abstellflächen, die Anordnung der Ladepunkte und die betriebliche Zuordnung von Fahrzeugen zu Stell- beziehungsweise Ladeplätzen beeinflussen, wie flexibel Fahrzeuge während ihrer Standzeiten geladen oder umgestellt werden können. Abbildung 3 zeigt einen Überblick über die Standorte in der Julius-Welser-Straße, wobei nur der Standort Julius-Welser-Straße 8 bisher für den elektrischen Busbetrieb genutzt wird. Auf der linken Seite unter einem neu errichteten Flugdach (gelb umrandet)



**Abbildung 3: Betriebshof Albus Salzburg in der Julius-Welser-Straße 8 (orange: Verwaltungsgebäude und Werkstatt; blau: überdachte Stellplätze; gelb: neues Flugdach über den Großteil der Stellplätze) und Julius-Welser-Straße 1 (grün), Foto: © Albus Salzburg**

befinden sich Stellplätze für je zwei Busse hintereinander mit entsprechenden Ladepunkten. Beim Abstellen der Busse sind hier ihre Abfahrtszeiten zu berücksichtigen, um Rangierfahrten zu minimieren. Unter der rechten Seite des Flugdachs werden Busse dagegen nicht hintereinander abgestellt und können jederzeit ausfahren. Das orange umrandete Gebäude beinhaltet Werkstatthallen und darüber Verwaltungsräume. Das blau umrandete Dach dient als Mitarbeiterparkplatz und bietet zusätzliche Abstellplätze und Ladepunkte für einige Busse. Der grün umrandete Bereich markiert den Standort Julius-Welser-Straße 1, der bisher nicht für BEBs genutzt wird.

### 4.3 Elektrische Infrastruktur

Abbildung 5 zeigt den schematischen Aufbau eines Teils der elektrischen Infrastruktur des Betriebshofs von Albus in Salzburg zum Projektende. Im Anhang findet sich die vollständige Ansicht der elektrischen Infrastruktur aufgeteilt auf drei Abschnitte. Die Darstellung der relevanten Erweiterungen und Änderungen während der Projektlaufzeit werden im Kapitel 6 zum Pilotbetrieb gesondert beschrieben.

Der Netzanschluss erfolgt an das 30-kV-Mittelspannungsnetz auf Netzebene 5. Die Versorgung der Ladeinfrastruktur und der weiteren elektrischen Verbraucher des Betriebshofs erfolgt über zwei Transformatoren mit jeweils 1.250 kVA. Beide Transformatoren werden parallel betrieben und speisen auf eine gemeinsame Niederspannungsschiene. Es handelt sich somit nicht um zwei getrennte Versorgungsbereiche, sondern um ein gemeinsames elektrisches System, in dem sich die Last auf beide Transformatoren verteilt. Im aktuellen Betrieb werden selbst bei

Spitzenbelastungen maximal 40-50% der gesamten Transformatorleistung erreicht. Damit könnte unter bestimmten Voraussetzungen die Ladeinfrastruktur auch bei Ausfall eines Transformators beispielsweise durch Störung oder Wartungszwecke ohne Einschränkungen weiterbetrieben werden.

An die gemeinsame Niederspannungsstruktur sind die Ladeinfrastruktur, die PV-Anlagen sowie die sonstigen Verbraucher des Betriebshofs angeschlossen. Die PV-Anlagen, die auf den Dächern in Abbildung 3 zu sehen sind, speisen ebenfalls in diese gemeinsame elektrische Struktur ein und beeinflussen damit unmittelbar die Leistungsbilanz des Standorts. Die installierte PV-Gesamtleistung beträgt 1.420 kWp.

Im aktuellen Ausbauzustand umfasst die Ladeinfrastruktur zwei Ladesäulentypen mit insgesamt 56 Ladepunkten:

- **10 Ladesäulen ABB Terra 360** mit jeweils zwei Ladepunkten (20 Ladepunkte). Die Leistung von 360 kW wird dynamisch auf die beiden Ladepunkte verteilt, bei gleichzeitiger Belegung stehen je Ladepunkt 180 kW zur Verfügung.
- **9 Ladesäulen ABB HVC 360** mit jeweils vier Ladepunkten (36 Ladepunkte). Die Leistung von 360 kW wird in Schritten von 90 kW auf die angeschlossenen Ladepunkte aufgeteilt, bei voller Belegung stehen je Ladepunkt 90 kW zur Verfügung.



**Abbildung 4: ABB-Ladesäulen am Betriebshof von Albus, © Albus Salzburg/Scheinast**

Die tatsächlich abgerufene Leistung hängt zusätzlich von der maximalen Ladeleistung des jeweiligen Fahrzeugs ab. Die Summe der installierten Ladeleistung beträgt  $19 \times 360 \text{ kW} = 6.840 \text{ kW}$ . Dem steht eine Trafoleistung von  $2 \times 1.250 \text{ kVA} = 2.500 \text{ kVA}$  gegenüber, die zusätzlich auch die übrigen Verbraucher des Betriebshofs versorgt. Ein gleichzeitiges Laden aller Fahrzeuge mit maximaler Leistung ist daher nicht möglich. Dadurch muss die Ladeleistung aktiv gesteuert werden.

Die schematische Darstellung der Infrastruktur dient im weiteren Verlauf als Grundlage für die Einordnung der Messpunkte sowie für die Beschreibung des Last- und Lademanagements.

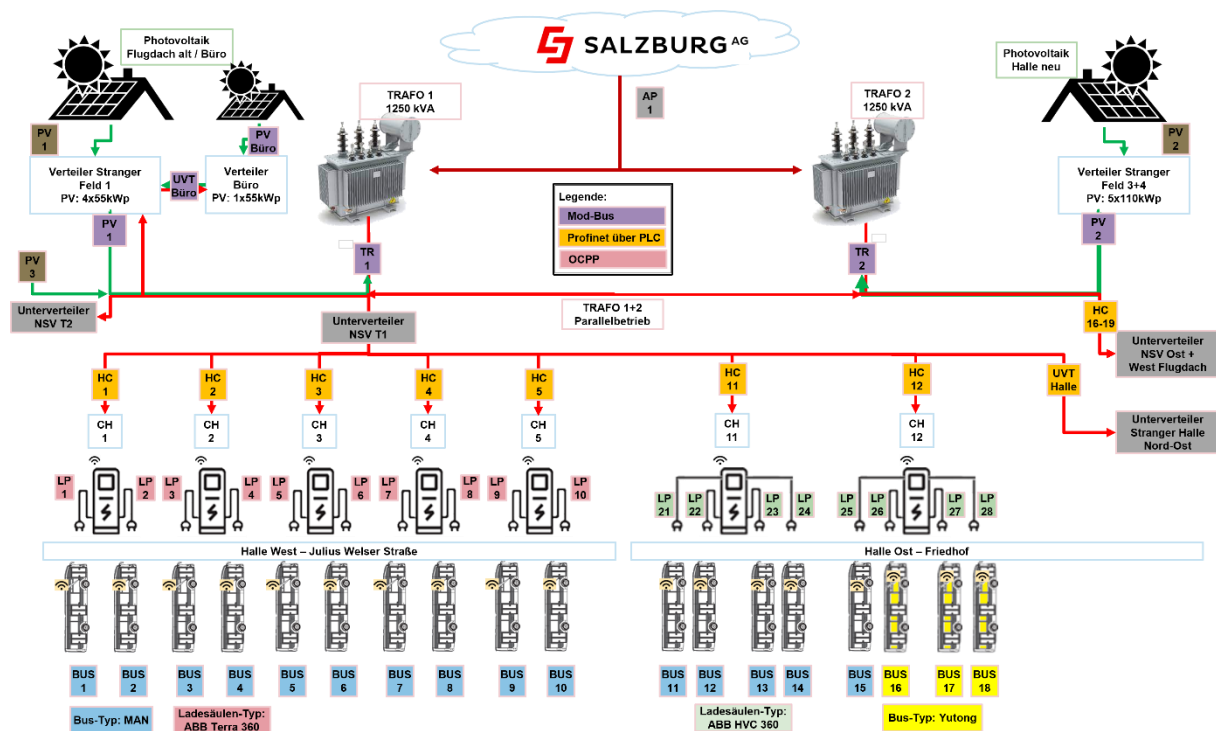


Abbildung 5: Aufbau der elektrischen Infrastruktur am Betriebshof von Albus (Abschnitt 1)

### Wesentliche Eigenschaften des Projektstandorts bei Albus in Salzburg

Verkehrsunternehmen mittlerer Größe mit circa 100 Fahrzeugen und 270 Mitarbeitenden.

Auf keiner Linie durchgängiger, nächtlicher Betrieb; Rückkehr aller Busse in den Betriebshof.

Eigene Stromerzeugung durch eine PV-Anlage mit einer Leistung von 1.420 kWp.

Netzanschluss auf Netzebene 5; Transformatoren mit einer Leistung von 2.500 kVA.

## 5 Anforderungen an eine Lademanagement-Software

Im Rahmen des Projekts OptiChargE wurde eine Lademanagement-Software entwickelt, die den Betrieb batterieelektrischer Busflotten unterstützt und gleichzeitig die Anforderungen eines intelligenten Energiemanagements berücksichtigt. Als Grundlage für die Entwicklung wurden in einem Workshop im April 2024 gemeinsam mit allen Projektpartner:innen die wesentlichen betrieblichen und technischen Anforderungen für das Management einer BEB-Flotte und die zu entwickelnde Lademanagement-Software identifiziert.

Die identifizierten Anforderungen wurden anschließend thematisch gebündelt und strukturiert. Tabelle 2 gibt einen Überblick über die wesentlichen betrieblichen und technischen Anforderungen sowie deren angestrebten Nutzen für den Betrieb und das Management einer batterieelektrischen Busflotte.

**Tabelle 2: Zusammenfassung der identifizierten Anforderungen an eine Lademanagement-Software**

| Themenbereich                 | Zentrale Anforderung                                                                                                               | Ziel/Nutzen                                                                           |
|-------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Energieversorgung</b>      | Kontinuierliche Erfassung und Visualisierung relevanter Energie- und Leistungsdaten                                                | Transparenz über Energieflüsse und Lastzustände als Grundlage für den Betrieb         |
|                               | Intelligentes Lastmanagement                                                                                                       | Vermeidung von Lastspitzen und optimale Nutzung der verfügbaren Netzanschlussleistung |
|                               | Einbindung von Photovoltaikanlage und Batteriespeicher                                                                             | Erhöhung des Eigenverbrauchs erneuerbarer Energie und Reduktion der Energiekosten     |
| <b>Lademanagement</b>         | Kontinuierliche Überwachung aller Ladevorgänge                                                                                     | Sicherstellung der Fahrzeugverfügbarkeit vor Betriebsbeginn                           |
|                               | Automatische Erkennung und Alarmierung bei Ladefehlern oder Störungen                                                              | Rechtzeitiges Eingreifen und Vermeidung von Betriebsausfällen                         |
|                               | Auswahl des optimalen Ladepunktes                                                                                                  | Effiziente Nutzung der vorhandenen Ladeinfrastruktur                                  |
|                               | Intelligente Ladeplanung unter Berücksichtigung von Fahrzeugumläufen, Ladezustand und Energieverfügbarkeit                         | Sicherstellung des Linienbetriebs bei gleichzeitig optimiertem Energieeinsatz         |
| <b>Betriebsmanagement</b>     | Zentrale Übersicht über Fahrzeug- und Ladestatus                                                                                   | Schnelle Beurteilung der Einsatzbereitschaft aller Fahrzeuge                          |
|                               | Unterstützung bei Dispositionsentscheidungen (z. B. erneuter Ladevorgang oder Fahrzeugtausch)                                      | Effiziente Reaktion auf Störungen und kurzfristige Änderungen                         |
| <b>Monitoring und Analyse</b> | Berechnung und Visualisierung relevanter Kennzahlen (z. B. Energieverbrauch, Lastspitzen, PV-Eigenverbrauch, Kosten und Störungen) | Identifikation von Optimierungspotenzialen und Bewertung des Gesamtsystems            |

|                                           |                                                                                             |                                                                            |
|-------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------|
|                                           | Analyse des Energieverbrauchs in Abhängigkeit von Fahrzeug, Umlauf und Betriebsbedingungen  | Verbesserung der Energieeffizienz und Unterstützung der Flottenplanung     |
| <b>System-integration</b>                 | Integration bestehender Leitstellen-, Telematik- und Abrechnungssysteme                     | Nutzung vorhandener IT-Systeme und Reduktion des Implementierungsaufwands  |
|                                           | Anbindung externer Datenquellen (z. B. Fahrplandaten, Strompreise oder Verbrauchsprognosen) | Erweiterbarkeit um zukünftige Funktionen und Optimierungsalgorithmen       |
| <b>Skalierung und Zukunfts-sicherheit</b> | Unterstützung einer schrittweisen Erweiterung der BEB-Flotte                                | Zukunftssichere Einführung der Elektromobilität                            |
|                                           | Nutzung der Betriebsdaten für Umstiegs- und Skalierungsszenarien                            | Unterstützung strategischer Investitions- und Betriebsentscheidungen       |
|                                           | Modulare und erweiterbare Systemarchitektur                                                 | Flexible Anpassung an zukünftige technische und betriebliche Anforderungen |

## 5.1 Anforderungen aus betrieblicher Sicht

Die Einführung batterieelektrischer Busse verändert die betrieblichen Abläufe im öffentlichen Verkehr grundlegend. Während bei konventionellen Dieselmussen das Betanken innerhalb weniger Minuten erfolgt, benötigen batterieelektrische Busse, abhängig von Batteriekapazität und Ladeleistung, mehrere Stunden für einen vollständigen Ladevorgang. Dadurch wird das Lademanagement zu einem zentralen Bestandteil des täglichen Betriebs.

Eine wesentliche Herausforderung ergibt sich aus der erforderlichen elektrischen Ladeleistung für den Betrieb einer BEB-Flotte. Durch das zeitlich teilweise parallele Laden mehrerer Fahrzeuge entstehen hohe Leistungsanforderungen an die Energieversorgung des Betriebshofs. Dies stellt entsprechende Anforderungen an den Netzanschluss sowie an die Dimensionierung der Ladeinfrastruktur dar. Zur optimalen Nutzung der verfügbaren Netzkapazität sind daher eine kontinuierliche Erfassung relevanter Messdaten sowie ein intelligentes Last- und Lademanagement erforderlich.

Darüber hinaus muss der Ladezustand aller Fahrzeuge jederzeit überwacht werden. Da ein Großteil der Ladevorgänge außerhalb der regulären Betriebszeiten erfolgt, müssen Ladeunterbrechungen oder technische Störungen automatisiert erkannt und dem Betriebspersonal gemeldet werden. Nur so kann sichergestellt werden, dass die Fahrzeuge zum geplanten Einsatz vollständig geladen zur Verfügung stehen.

Für einen effizienten Betrieb ist für Nutzer:innen außerdem eine übersichtliche Darstellung des aktuellen Fahrzeug- und Ladestatus erforderlich. Kritische Situationen, beispielsweise unvollständig geladene Fahrzeuge oder ausgefallene Ladepunkte, müssen auf einen Blick erkennbar sein. Gleichzeitig soll das Betriebspersonal bei der Einleitung geeigneter Maßnahmen unterstützt werden, etwa durch die Wiederaufnahme eines Ladevorgangs oder die Disposition eines Ersatzfahrzeugs.

Neben der Sicherstellung des täglichen Betriebs besteht ein zunehmender Bedarf an einer datenbasierten Optimierung des Gesamtsystems. Hierfür müssen geeignete Kennzahlen

bereitgestellt werden, anhand derer Energieverbrauch, Ladeverhalten, Störungen sowie Betriebskosten kontinuierlich analysiert und bewertet werden können.

Im Zuge des Probetriebs zeigte sich zudem, dass insbesondere die Analyse der erforderlichen Tagesfahrleistungen sowie des zu erwartenden Energieverbrauchs in Abhängigkeit von Umlauf und Einsatzzeitpunkt eine wesentliche Grundlage für die Planung zukünftiger Flottenumstellungen darstellt. Die im Projekt gewonnenen Erkenntnisse dienen daher auch als Basis für die Entwicklung von Umstiegs- und Skalierungsszenarien.

## 5.2 Anforderungen aus technischer Sicht

Aus den identifizierten betrieblichen Anforderungen ergeben sich entsprechende technische Anforderungen an die Lademanagement-Software. Neben der Abbildung der operativen Prozesse muss die Software insbesondere eine effiziente Integration unterschiedlicher Datenquellen sowie eine intelligente Steuerung der Ladevorgänge ermöglichen.

Eine wesentliche Voraussetzung ist die einfache Integration in bestehende IT-Systeme des Verkehrsunternehmens. Historisch gewachsene Leitstellen-, Dispositions-, Telematik- und Abrechnungssysteme sollen weiterhin genutzt und um BEB-spezifische Funktionen ergänzt werden können. Dafür ist eine offene Systemarchitektur erforderlich, die eine zukünftige Anbindung zusätzlicher Datenquellen, beispielsweise Fahrplandaten, Energiepreisprognosen oder weiterer Energiemanagementsysteme, ermöglicht.

Für die operative Steuerung des Ladebetriebs muss die Software relevante Kennzahlen in übersichtlicher Form bereitstellen. Hierzu zählen unter anderem der Gesamtenergieverbrauch, Lastspitzen, der Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom, Störungsstatistiken, Energieverbräuche pro Fahrzeug und Kilometer sowie betriebswirtschaftliche Kennzahlen wie die Energiekosten pro gefahrenem Kilometer. Diese Informationen bilden die Grundlage für die Bewertung und kontinuierliche Optimierung des Gesamtsystems.

Ein wesentlicher Schwerpunkt liegt auf der Umsetzung flexibler Ladestrategien mittels definierbarer Ladeprofile. Diese ermöglichen eine bedarfsgerechte Steuerung der Ladevorgänge unter Berücksichtigung des Ladezustands der Fahrzeuge, geplanter Abfahrtszeiten sowie der verfügbaren elektrischen Leistung. Ziel ist es, die Ladeprozesse zeitlich zu optimieren, Leistungsspitzen zu reduzieren und die vorhandene Energieinfrastruktur effizient zu nutzen. Dabei sollen Ladevorgänge nach Möglichkeit über längere Zeiträume verteilt und mit reduzierter Ladeleistung durchgeführt werden, um eine gleichmäßigere Belastung des Netzanschlusses zu erreichen. Gleichzeitig soll lokal erzeugte Photovoltaikenergie bevorzugt für die Ladung der Fahrzeuge genutzt werden.

Die Software muss daher die Verwaltung unterschiedlicher Ladeprofile unterstützen, die beispielsweise zeitgesteuertes Laden bis zur nächsten Abfahrt, eine stufenweise Anpassung der Ladeleistung abhängig vom Ladezustand (State of Charge, SOC) oder eine PV-optimierte Ladung ermöglichen. Dadurch kann die Ladeplanung flexibel an unterschiedliche Betriebssituationen, Fahrzeugumläufe und Energieverfügbarkeiten angepasst werden.

Ein weiterer technischer Aspekt ist die Unterstützung unterschiedlicher Ladestrategien und Betriebsszenarien. Die Lademanagement-Software muss eine flexible Anpassung der Ladeprozesse an die jeweiligen betrieblichen Anforderungen ermöglichen. Dazu zählen

beispielsweise die zeitliche Verteilung von Ladevorgängen über längere Zeiträume, die Berücksichtigung geplanter Abfahrtszeiten sowie die Nutzung verfügbarer Photovoltaikleistung. Dadurch können Lastspitzen reduziert, die vorhandene Ladeinfrastruktur effizient genutzt und der Eigenverbrauch lokal erzeugter Energie erhöht werden.

Darüber hinaus soll die Software modular aufgebaut sein, um zukünftige Erweiterungen sowie eine schrittweise Elektrifizierung größerer Fahrzeugflotten zu unterstützen. Eine skalierbare Systemarchitektur stellt sicher, dass zusätzliche Fahrzeuge, Ladepunkte und Datenquellen ohne grundlegende Änderungen integriert werden können.

Basierend auf den identifizierten betrieblichen und technischen Anforderungen wurde im nächsten Schritt die Gesamtarchitektur der Lademanagement-Software entwickelt und gemeinsam mit den Projektpartner:innen abgestimmt. Die daraus entstandene Systemarchitektur bildet die Grundlage für die im Projekt entwickelte Softwarelösung und wird im folgenden Kapitel beschrieben.

### **Zentrale Anforderungen an eine Lademanagement-Software**

Integration in bestehende IT-Systeme des Verkehrsunternehmens (z.B. Disposition, Abrechnungssysteme), um diese weiterhin nutzen zu können.

Monitoring von Ladezuständen und automatisierte Alarmierung, da Ladevorgänge überwiegend nachts – außerhalb der regulären Betriebszeiten – stattfinden.

Bereitstellung von Analysen für die Entwicklung und Optimierung ganzheitlicher Ladestrategien.

Definition von verschiedenen Ladeprofilen ermöglichen, um konkrete ladetechnische Aspekte der ganzheitlichen Ladestrategien umsetzen zu können.

## 6 Beschreibung der Lademanagement-Software

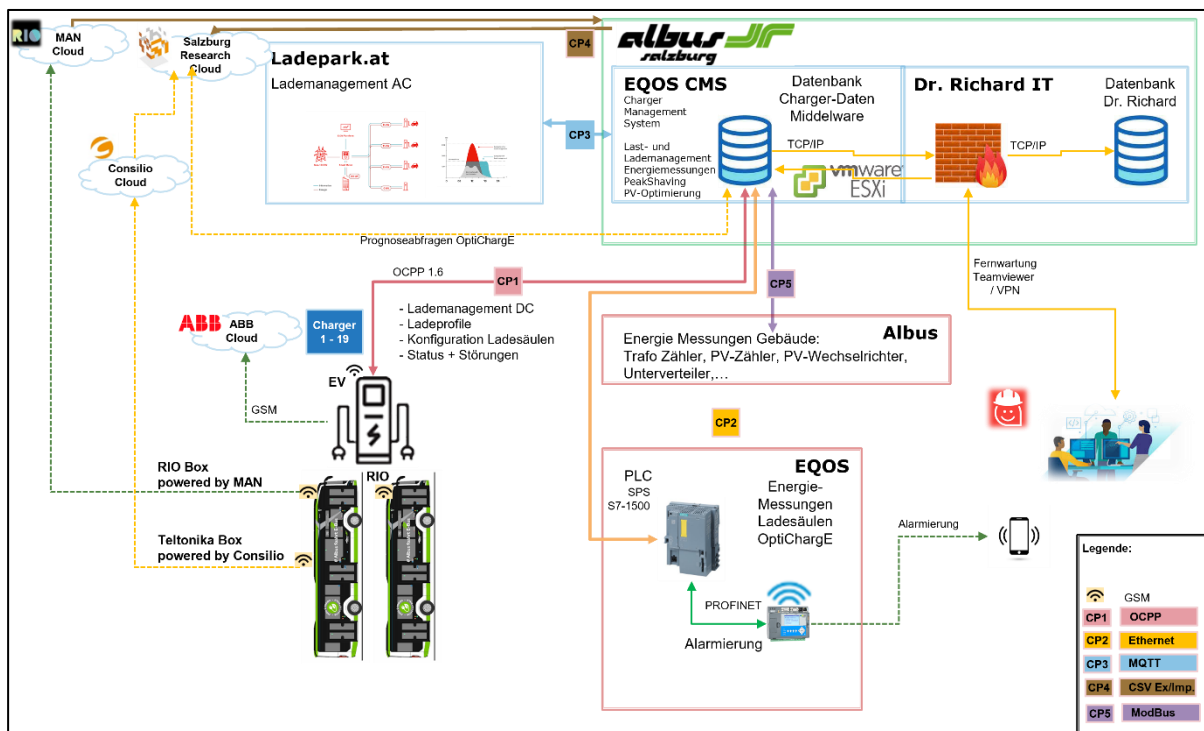
Basierend auf den identifizierten betrieblichen und technischen Anforderungen wurde im Projekt eine Softwarelösung für das Last- und Lademanagement entwickelt und um einen Verbrauchsprognoseservice ergänzt. Das vorliegende Kapitel beschreibt den Aufbau und die Funktionsweise dieser Lösung. Zunächst werden die wesentlichen Systemkomponenten, Schnittstellen und Datenquellen vorgestellt. Anschließend werden die Benutzeroberfläche und die Funktionsweise des Last- und Lademanagements einschließlich der entwickelten Ladestrategien beschrieben. Abschließend wird der Verbrauchsprognoseservice mit den zugrunde liegenden Modellen erläutert.

### 6.1 Systemkomponenten

Die Gesamtsoftware besteht im Wesentlichen aus zwei funktionalen Komponenten: dem Last- und Lademanagement sowie einem Verbrauchsprognoseservice. Beide Komponenten greifen auf unterschiedliche Datenquellen zu und stellen Informationen für den Betrieb und die Weiterentwicklung der Ladeplanung bereit. Abbildung 6 gibt einen Überblick über die wesentlichen Systemkomponenten und Datenflüsse des Last- und Lademanagements. Der Verbrauchsprognoseservice ist darin lediglich über seine Schnittstelle zum Lademanagement dargestellt. Eine detaillierte Beschreibung seiner Systemarchitektur und Funktionsweise erfolgt in Kapitel 6.5.

#### Last- und Lademanagement

Die Software- und Steuerungsarchitektur des Last- und Lademanagements besteht aus mehreren miteinander verbundenen Komponenten.



**Abbildung 6: Systemkomponenten und Datenflüsse des Last- und Lademanagements**

Die zentrale Softwareplattform des Last- und Lademanagements bildet das in C# entwickelte Charger Management System (CMS). Das CMS ist als integrierte Softwarelösung umgesetzt

und bündelt die wesentlichen Funktionen für Datenhaltung, Kommunikation, Überwachung, Parametrierung sowie die Steuerung und Regelung der Ladevorgänge. Hier werden Mess-, Lade-, Fahrzeug- und Konfigurationsdaten aus den angebundenen Systemen zusammengeführt und verarbeitet. Dazu zählen unter anderem Ladeprofile, Fahrzeug- und Ladepunktzuordnungen, Leistungsgrenzen, PV-Einstellungen sowie weitere für das Last- und Lademanagement relevante Parameter.

Die Kommunikation mit den DC-Ladesäulen erfolgt über den Standard OCPP 1.6. Über diese Schnittstelle werden lade- und fahrzeugbezogene Informationen wie SOC, die aktuelle Ladeleistung sowie Status- und Störmeldungen übertragen. In Gegenrichtung übermittelt das CMS die vom Last- und Lademanagement ermittelten Leistungsvorgaben sowie weitere für die Steuerung des Ladevorgangs relevante Informationen an die Ladesäulen.

Die elektrischen Messsysteme des Betriebshofs sind über Modbus an das CMS angebunden. Über diese Schnittstelle werden insbesondere die Messwerte am Netzanschlusspunkt, an den Transformatoren, an den AC-seitigen Messpunkten der Ladeinfrastruktur sowie an den PV-Anlagen erfasst. Die Messdaten werden im CMS zusammengeführt und stehen den Algorithmen des Last- und Lademanagements unmittelbar für die Steuerung und Regelung der Ladeleistung zur Verfügung.

Die Steuerungs- und Regelungsfunktionen des Last- und Lademanagements werden vollständig innerhalb der C#-basierten Softwarelösung ausgeführt. Auf Grundlage der verfügbaren Betriebs-, Mess-, Lade- und Fahrzeugdaten ermitteln die integrierten Algorithmen die jeweils zulässige beziehungsweise erforderliche Ladeleistung der einzelnen Ladepunkte. Die daraus resultierenden Leistungsvorgaben werden anschließend über die entsprechenden Schnittstellen an die Ladeinfrastruktur übertragen.

Ursprünglich war vorgesehen, wesentliche Steuerungs- und Regelungsfunktionen auf einer Siemens SIMATIC S7-1500 umzusetzen. Mit den im Projektverlauf gestiegenen funktionalen Anforderungen wurde dieser Ansatz jedoch nicht weiterverfolgt und das Last- und Lademanagement vollständig in das CMS integriert. Die S7-1500 übernimmt im aktuellen Systemstand ausschließlich Alarmierungsfunktionen. Perspektivisch ist vorgesehen, auch diese Funktionen in die C#-basierte Softwarelösung zu überführen.

Über eine Schnittstelle zur Betriebshof- und Flottenplanung werden zusätzlich betriebliche Informationen in das CMS eingebunden. Hierzu gehören insbesondere Fahrzeugzuordnungen, geplante Abfahrtszeiten und gegebenenfalls Umlaufdaten. Diese Informationen können von den Ladestrategien berücksichtigt werden, beispielsweise um die verfügbare Ladezeit bis zur nächsten geplanten Abfahrt in die Ladeplanung einzubeziehen.

Für Bedienung, Überwachung und Parametrierung verfügt das CMS über ein Webinterface. Darüber können aktuelle Systemzustände und Ladevorgänge eingesehen sowie Ladeprofile, Leistungsgrenzen, Prioritäten und weitere Parameter des Last- und Lademanagements konfiguriert werden.

Zusätzlich verfügen die ABB-Ladesäulen über eine GSM-Verbindung zur ABB-Cloud. Diese Verbindung dient insbesondere herstellereigenen Service-, Diagnose- und Konfigurationsfunktionen und ist von der lokalen OCPP-Kommunikation des Lademanagements zu unterscheiden.

## Verbrauchsprognose

Die zweite wesentliche Komponente der Gesamtsoftware dient der Erfassung und Auswertung von Fahr- und Verbrauchsdaten der BEBs. Ziel ist es, eine Datengrundlage für die Entwicklung und Verbesserung von Verbrauchs- und Lademodellen bereitzustellen.

Hierzu werden mehrere Telematik-Datenquellen eingebunden. Zum einen stehen Daten aus der fahrzeugseitig integrierten Telematik-Lösung RIO des Herstellers über die MAN-Cloud zur Verfügung. Diese stellt über eine Webanwendung aggregierte historische Fahr- und Ladevorgangsdaten bereit.

Ergänzend kommt eine zusätzliche Telematik-Lösung von Consilio zum Einsatz, über die detailliertere Roh- und Betriebsdaten, insbesondere des elektrischen Antriebs, erfasst und über eine Cloud-Lösung bereitgestellt werden. Die so gewonnenen Daten werden in eine Mobilitätsdaten-Cloud von Salzburg Research integriert und dort gespeichert, aufbereitet und überwacht.

Diese differenzierte Datengrundlage ermöglicht es, die einzelnen Einflussgrößen des Energieverbrauchs getrennt zu untersuchen und entsprechende Modellkomponenten zu entwickeln bzw. zu bewerten. Die Verbrauchsprognose ergänzt damit das operative Lademanagement um eine datenbasierte Betrachtung des zukünftigen Energie- und Ladebedarfs der Fahrzeuge.

Das Zusammenspiel der beschriebenen Komponenten setzt eine Reihe technischer, betrieblicher und fahrzeugseitiger Informationen voraus. Welche Daten im Projekt hierfür verfügbar waren und wie sie genutzt wurden, wird im folgenden Abschnitt zusammengefasst.

## 6.2 Datenquellen und verfügbare Informationen

Dieser Abschnitt gibt einen Überblick über die im Projekt erhobenen und verarbeiteten Daten sowie die verfügbaren Datenquellen. Daraus abgeleitete beziehungsweise weiterverarbeitete Daten werden an den jeweils relevanten Stellen im weiteren Verlauf des Berichts beschrieben.

### 6.2.1 Elektrische Messdaten und Ladedaten

Für das Last- und Lademanagement stehen sowohl elektrische Messdaten der Betriebshofinfrastruktur als auch Daten der einzelnen Ladevorgänge zur Verfügung. Im Folgenden werden zunächst die elektrische Energiemessung und anschließend die über die Ladeinfrastruktur erfassten Ladevorgangsdaten beschrieben.

### Energiemessung

Die elektrische Leistungs- und Energieerfassung erfolgt auf mehreren Ebenen:

- **Netzanschlusspunkt:** Auf der Mittelspannungsseite werden Netzbezug und Rückspeisung sowie Blindleistungsgrößen und ein 15-Minuten-Wert beziehungsweise ein entsprechender Zählimpuls erfasst. Die Messung bildet die elektrische Gesamtwirkung des Betriebshofs gegenüber dem öffentlichen Netz ab.
- **Transformatoren:** Auf der Sekundärseite der beiden parallel betriebenen Transformatoren werden Wirk- und Blindleistung sowie Spannung und Strom je Phase erfasst. Die getrennte Messung dient insbesondere der Belastungs- und Überlastüberwachung. Da beide Transformatoren auf dieselbe

Niederspannungsschiene speisen, zeigen die Messwerte die Lastaufteilung innerhalb des gemeinsamen Versorgungssystems.

- Ladesäulen: Die Ladesäulen werden zusätzlich auf der AC-Seite separat vermessen. Erfasst werden insbesondere die Leistungs- und Energieaufnahme sowie Spannung und Strom der einzelnen Phasen. Dadurch kann die tatsächliche elektrische Belastung durch die jeweilige Ladesäule bestimmt werden.
- PV-Anlagen: Die aktuell erzeugte PV-Leistung wird separat erfasst und kann dadurch in die Leistungsbilanz des Betriebshofs einbezogen werden.

Für den sonstigen Verbrauch des Betriebshofs beziehungsweise den Gebäudeverbrauch besteht keine separate direkte Messung. Da jedoch die sekundärseitige Transformatorleistung, die PV-Erzeugung und die AC-Leistungsaufnahme der Ladesäulen bekannt sind, kann dieser Verbrauch näherungsweise als bilanzielle Restgröße bestimmt werden. Für die Regelung des Lastmanagements ist eine separate Messung des Gebäudeverbrauchs nicht erforderlich, da dessen Einfluss bereits in der gemessenen Gesamtleistung am Netzanschlusspunkt beziehungsweise in der Gesamtlast des Betriebshofs enthalten ist.

### Ladevorgangsdaten

Neben den elektrischen Messwerten werden während eines aktiven Ladevorgangs über OCPP 1.6J zyklisch Daten für den jeweiligen Ladepunkt übertragen. Die Aktualisierung erfolgt ungefähr alle fünf Sekunden. Zu den wesentlichen übertragenen Größen gehören:

- SOC
- DC-Ladespannung
- DC-Ladestrom
- aktuell abgegebene DC-Ladeleistung
- maximal angebotener Ladestrom
- maximal angebotene Ladeleistung
- Temperatur der Ladesäule

Diese Daten beschreiben den aktuellen Zustand eines Ladevorgangs und bilden eine wesentliche Grundlage für die Ermittlung und laufende Anpassung der Ladeanforderungen.

Von besonderer Bedeutung ist dabei die Unterscheidung zwischen der vom Last- und Lademanagement freigegebenen beziehungsweise angebotenen Leistung und der tatsächlich vom Fahrzeug aufgenommenen Ladeleistung. Die freigegebene Leistung stellt lediglich eine Obergrenze für den Ladevorgang dar. Die tatsächlich aufgenommene Leistung wird durch das Fahrzeug beziehungsweise dessen Batteriemanagementsystem bestimmt und kann beispielsweise in Abhängigkeit von SOC, Batterietemperatur und weiteren Betriebsbedingungen geringer ausfallen. Diese Unterscheidung ist insbesondere für die Interpretation der aktuellen Leistungsaufnahme und für die dynamische Anpassung der Leistungsvorgaben relevant.

Zusätzlich zu den zyklischen Daten wird für jeden abgeschlossenen Ladevorgang ein zusammenfassender Datensatz gespeichert. Dieser enthält unter anderem:

- Start- und Endzeitpunkt des Ladevorgangs
- Ladepunkt und Standort

- Fahrzeug- beziehungsweise Identifikationsdaten
- SOC bei Ladebeginn und Ladeende
- DC-Energiezählerstände
- insgesamt geladene Energie
- sowie den Grund für die Beendigung des Ladevorgangs

Die tatsächlich geladene Energie ergibt sich aus der Differenz der Energiezählerstände zu Beginn und Ende des Ladevorgangs.

Diese Transaktionsdaten werden in erster Linie für die nachgelagerte Analyse genutzt. Sie ermöglichen beispielsweise Auswertungen zu geladenen Energiemengen, Ladezeiten, SOC-Verläufen oder Fahrzeugnutzung.

## 6.2.2 Betriebs- und Planungsdaten

Neben den technischen Mess- und Ladedaten stehen dem System betriebliche und planerische Informationen zur Verfügung. Diese beschreiben sowohl Eigenschaften der Fahrzeuge als auch deren geplanten Einsatz und ergänzen die aktuellen Betriebsdaten damit um Randbedingungen, die für Verbrauchsprognose, Ladeplanung und Auswertung erforderlich sind.

### Fahrzeugcharakteristiken

Für die einzelnen Fahrzeuge werden verschiedene technische Stammdaten berücksichtigt. Dazu zählen insbesondere die Batteriekapazität, das Fahrzeuggewicht sowie weitere fahrzeugspezifische Eigenschaften wie Frontfläche und Luftwiderstandsbeiwert. Darüber hinaus können Eigenschaften der Fahrzeug- und Batteriesteuerung berücksichtigt werden, beispielsweise Einschränkungen der Rekuperationsleistung bei sehr hohem SOC.

Diese Fahrzeugcharakteristiken werden insbesondere für die Verbrauchsprognose, die Plausibilisierung der Messdaten und die Entwicklung fahrzeugspezifischer Modelle verwendet. Für das Last- und Lademanagement ist insbesondere die Batteriekapazität relevant, da sie zusammen mit dem aktuellen SOC eine Abschätzung der noch benötigten Energiemenge ermöglicht.

### Plandaten

Eine weitere zentrale Datenquelle bilden die betrieblichen Einsatz- und Fahrplandaten. Hierzu gehören insbesondere die geplante Zuordnung von Fahrzeugen und Lenker:innen zu Umläufen sowie die Fahrpläne der eingesetzten Linien.

Die für die batterieelektrischen Busse relevanten Plandaten werden aus den bestehenden betrieblichen Planungssystemen an das CMS übermittelt und dort für die weitere Verarbeitung bereitgestellt. Von besonderer Bedeutung für das Last- und Lademanagement sind die geplanten Abfahrtszeiten und Umläufe der Fahrzeuge.

Diese Informationen werden insbesondere für zeitabhängige Ladestrategien und das Lademonitoring genutzt. Aus den Plandaten kann beispielsweise bestimmt werden, bis zu welchem Zeitpunkt ein Fahrzeug für seinen nächsten Einsatz ausreichend geladen sein muss. Gleichzeitig lassen sich Zeiträume identifizieren, in denen ein Fahrzeug für keinen Umlauf eingeplant ist und damit grundsätzlich für einen Ladevorgang am Betriebshof zur Verfügung stehen kann. Die Plandaten ergänzen die Informationen über tatsächlich

durchgeführte Ladevorgänge somit um die betriebliche Verfügbarkeit und den zukünftigen Einsatz der Fahrzeuge.

Neben den Fahrzeug- und Plandaten werden im Charger Management System weitere Konfigurationsdaten für das Last- und Lademanagement verwaltet. Dazu zählen unter anderem Ladeprofile, Leistungsgrenzen, PV-Einstellungen, Prioritäten sowie minimale und maximale Ladeleistungen. Diese Parameter und ihre konkreten Einstellmöglichkeiten werden in Kapitel 6.4 beschrieben.

### 6.2.3 Telematik- und Verbrauchsdaten

Einige der im Projekt verwendeten Daten werden im Fahrzeug erhoben. Dabei sind zwei wesentliche Datenquellen zu unterscheiden. Zum einen wurde in den sieben zu Projektstart vorhandenen Bussen eine eigene Telematikeinheit verbaut und in eine Datenpipeline integriert, um detaillierte Fahrt- und Verbrauchsdaten zu erheben. Zum anderen liefert die sogenannte RIO-Box, die vom Hersteller MAN verbaut wurde, Daten über die Ladeprozesse und die Fahrten der Busse. Zur Vereinfachung im weiteren Bericht werden die erhobenen Daten als „Telematikdaten“ bzw. „RIO-Daten“ bezeichnet, wenngleich die RIO-Box selbst eine Telematikeinheit ist.

#### Telematikdaten

Für die speziell für das OptiChargE-Projekt erhobenen Telematikdaten wurde in jedem der sieben Fahrzeuge ein Teltonika FMC640 mit zusätzlicher GNSS-Antenne als eigenständige und zusätzliche Telematikeinheit verbaut und direkt an den FMS-CAN-Bus (SAE J1939) des Fahrzeugs angebunden. Die Geräte wurden zentral über ein eigenes Remote-Management-System von Consilio verwaltet und mit einer projektspezifischen Konfiguration für die Datenerfassung ausgestattet. Die Einheit liest dabei die vom Fahrzeug gesendeten Rohdatenrahmen mit rund 1 Hz aus, sofern die Zündung aktiv ist, und übermittelt sie über Mobilfunk an die Consilio-Plattform, wo sie anhand eines eigens für OptiChargE entwickelten Decodier-Profiles in benannte, physikalisch interpretierbare Signale umgerechnet werden.

Eine zentrale Herausforderung bei der Inbetriebnahme war dabei die Interpretation dieser Datenprotokolle: Die vom Fahrzeughersteller MAN ursprünglich zugesagte technische Dokumentation der busspezifischen Signale wurde trotz anfänglicher Zusage letztlich nicht bereitgestellt. Die relevanten Signale mussten daher von Consilio eigenständig entschlüsselt, berechnet und validiert werden – ein deutlich aufwändigerer und zeitintensiverer Prozess als ursprünglich geplant, der mehrere Termine direkt am Betriebshof von Albus in Salzburg erforderte, um die dekodierten Werte gegen die realen Fahrzeugzustände zu prüfen.

Diese Daten wurden in einer Frequenz von 1 Hz erhoben und enthalten damit – im Gegensatz zu den im Projekt zusätzlich verfügbaren RIO-Daten (siehe unten) – zeitlich detaillierte Informationen von den Fahrten der Busse. Daten über den momentanen Energieverbrauch können über diesen Ansatz allerdings nicht direkt erhoben werden. Über die öffentliche FMS-Schnittstelle stehen keine Verbrauchsdaten zur Verfügung. Andere Datenschnittstellen des Fahrzeuges sind aus Sicherheitsgründen geschützt und können nicht abgegriffen werden. Diese Einschränkung stellt eine wesentliche Herausforderung des Projekts dar und verlangte nach einem Alternativansatz zur Ermittlung von zeitlich detaillierten Verbrauchsdaten (siehe Kapitel 6.5.2).

Insgesamt wurden im Laufe des Pilotbetriebs auf diesem Weg rund 70 CAN/J1939-Signale erfolgreich dekodiert, darunter Fahrzeuggewicht, Motordrehzahl, radsensorbasierte Geschwindigkeit, Pedalstellungen, Brems-, Kupplungs- und Tempomatstatus, Fahrtenschreiber- und Fahrerkarten-Status, Lenkwinkel, Quer- und Längsbeschleunigung, Innen- und Außentemperatur sowie Türverriegelungs-, Öffnungs- und Freigabestatus. Zentral für das Projekt ist neben Fahrzeuggewicht und Geschwindigkeit insbesondere das Signal *hybridBatPackRemCharge*, der Ladezustand der Traktionsbatterie. Diese Daten dienen als Eingangsgröße für zentrale, im Projekt entwickelte Anwendungen. Über die gesamte Projektlaufzeit wurden so von den sieben Fahrzeugen 179,7 Millionen Datenpunkte erfasst, was einer zurückgelegten Strecke von 990.836 km bzw. 36.823 Fahrten entspricht. Die Abdeckung der zentralen CAN-Signale (u. a. Motordrehzahl, Kilometerstand, Tachograf) lag bei 99,998%, jene des Batterie-Ladezustands bei 99,56%. Die GNSS-Aufzeichnung wies mit 2,1 Lücken pro 100 Betriebsstunden eine sehr hohe Qualität auf.

Die dekodierten Daten wurden von Consilio als JSON-Datensätze über eine eigens eingerichtete REST-Schnittstelle mit tokenbasierter Bearer-Authentifizierung bereitgestellt, die von Salzburg Research per POST-Abfrage abgeholt wurde. Im Beobachtungszeitraum (23.02.–22.06.2026) wurden darüber 865.319 Anfragen mit einer Erfolgsquote von 98,7% (ab März 2025 99,96%) verarbeitet und rund 4,95 TB an Daten ausgeliefert; ein Wechsel der zugrundeliegenden Serverplattform im Mai 2026 verlief dabei ohne Unterbrechung der Datenlieferung.

## RIO-Daten

Dadurch, dass die Projekt-eigene Telematik-Lösung keinen Zugriff auf Verbrauchsdaten der Busse erhielt, wurde die herstellerseitig verbaute RIO-Box stärker in das Projekt eingebunden. Die durch die RIO-Box erhobenen Daten stehen Albus über eine Weboberfläche nachträglich in aggregierter Form zur Verfügung. Diese Daten wurden durch Albus regelmäßig exportiert und somit in das Projekt eingebracht.

In den Auswertungen bezieht sich eine Datenzeile auf einen Lade- oder einen Entladeprozess. Anders formuliert entsteht eine neue Datenzeile immer dann, wenn der Bus zum Laden angesteckt oder von einer Ladesäule getrennt wird. Dadurch ergaben sich einige Herausforderungen für die Verwendung im OptiChargE Projekt, die im weiteren Verlauf noch detaillierter erläutert werden. Beispielsweise stehen Verbrauchsdaten nur in Summe über einen gesamten Einsatz des Busses zur Verfügung. Insbesondere standen daraus keine hochfrequenten Informationen über den Momentanverbrauch zur Verfügung. Zusätzlich zählt eine Fahrt erst dann als beendet, wenn der Bus wieder geladen wird. Der entsprechende Zeitstempel beschreibt also nicht notwendigerweise den Zeitpunkt der Rückkehr des Busses in den Betriebshof, sodass die Dauer eines Entladeprozesses laut Datensatz deutlich länger sein kann als die tatsächliche Einsatzdauer des Busses.

Die Daten eines Entladeprozesses beinhalten unter anderem zeitliche Informationen, die zurückgelegte Distanz und Informationen über den Energieverbrauch. Die Verbrauchsdaten sind dabei in drei Komponenten aufgeteilt: Energieverbrauch durch den Antrieb, Verbrauch durch Heizung und Klimatisierung, und Verbrauch durch sonstige Zusatzverbraucher. Eine genaue Aufteilung, welche Buskomponenten zu welcher Verbrauchskategorie zählen, konnte im Projekt nicht in Erfahrung gebracht werden.

Die Daten eines Ladeprozesses beinhalten unter anderem zeitliche Informationen sowie Informationen über die geladene Energiemenge als absoluten Wert und prozentual als SOC.

#### 6.2.4 Weitere Daten

Ergänzend zu den unmittelbar aus Betriebshof, Fahrzeugen und Planungssystemen stammenden Daten wurden für die Verbrauchsprognose weitere externe Datenquellen genutzt. Hierzu zählen insbesondere Geodaten des Straßennetzes sowie Wetterdaten.

#### Straßengraph GIP

Die Modellierung des Antriebsverbrauchs im Projekt erfolgte pro Straßenabschnitt. Dafür wurden die sogenannten Links des Straßengraphen der österreichischen Graphenintegrations-Plattform (GIP)<sup>1</sup> in der Version 24.04. verwendet.

#### Wetterdaten

Für die Prognose des Energieverbrauchs durch Heizung und Klimatisierung in den Bussen ist eine Wetterprognose nötig. Dafür wurde auf das „Numerical Weather Prediction“ Modell der GeoSphere Austria zurückgegriffen.<sup>2</sup> Dieses Wettervorhersage Modell liefert meteorologische Vorhersagen für den erweiterten Alpenraum auf einem 2.5 Kilometer-Gitter. Es wird alle 3 Stunden neu gerechnet und liefert Vorhersagen für 60 Stunden.

Um das Klimatisierungsmodell zu trainieren, wurden historische Wetterdaten vom Modell „INCA hourly“ bezogen<sup>3</sup>. Dieses Modell kombiniert verschiedene Datenquellen und erstellt eine möglichst gute Analyse des aktuellen Zustands der (bodennahen) Atmosphäre. Die Daten haben eine räumliche Auflösung von 1km x 1km und werden stündlich gespeichert.

### 6.3 Benutzeroberfläche

Die Bedienung und Überwachung des Last- und Lademanagements erfolgt über die webbasierte Benutzeroberfläche des CMS. Sie ermöglicht einen zentralen Überblick über den aktuellen Betriebszustand der Ladeinfrastruktur und dient zugleich der Parametrierung der wesentlichen Funktionen des Last- und Lademanagements. Abbildung 7 zeigt beispielhaft die Startseite des Webinterfaces mit einer Übersicht der angebundenen Ladepunkte und Fahrzeuge. Für die einzelnen Ladepunkte werden aktuelle Informationen zum zugeordneten Fahrzeug und zum laufenden Ladevorgang dargestellt. Hierzu gehören unter anderem die Fahrzeugzuordnung, der SOC, der Ladebeginn, die geplante Abfahrtszeit, der Ladefortschritt sowie die aktuell vorgegebene und tatsächlich umgesetzte Ladeleistung. Darüber hinaus werden Status- und Störinformationen der Ladesäulen angezeigt. Über die Benutzeroberfläche können außerdem wesentliche Parameter des Last- und Lademanagements konfiguriert werden. Dazu gehören insbesondere die Auswahl und Zuordnung von Ladeprofilen, die Festlegung von Leistungsgrenzen, Einstellungen zur Berücksichtigung der PV-Erzeugung sowie die Priorisierung einzelner Ladepunkte. Bei zeitabhängigen Ladestrategien werden zusätzlich Informationen wie der Ladebeginn, das geplante Ladeende und die Abfahrtszeit berücksichtigt und im Webinterface dargestellt.

---

<sup>1</sup> <https://gip.gv.at/>

<sup>2</sup> <https://data.hub.geosphere.at/dataset/nwp-v1-1h-2500m>

<sup>3</sup> <https://data.hub.geosphere.at/dataset/inca-v1-1h-1km>

Charger Management System

Netz: -23,501 kW

PV: -468,416 kW

Verbrauch gesamt: 444,915 kW

DC Lader: 387,146 kW

AC Lader: 0,000 kW

Haus: 57,769 kW

Halle West - Julius Weiser Strasse

Charger1

Available

DoorClosed

LP1

Charging

50% 30 kW+PV

28.07. 23:45

Vehicleid

9101

Abfahrt

777

Soc

57,0 %

Max. Leistung

40,900 kW

Akt. Leistung

48,580 kW

Charger2

Available

LP3

Charging

50% 30 kW+PV

28.07. 23:46

Vehicleid

9104

Abfahrt

777

Soc

56,0 %

Max. Leistung

49,830 kW

Akt. Leistung

48,720 kW

Charger3

Available

LP5

Available

50% 30 kW+PV

29.07. 00:24

Vehicleid

9220

Abfahrt

29.07. 12:47

28052

Soc

Max. Leistung

Akt. Leistung

Charger4

Available

LP7

Finishing

50KW +PV+ Abfahrt

29.07. 07:36

Vehicleid

9222

Abfahrt

29.07. 09:34

21011

Soc

100,0 %

Max. Leistung

0,000 kW

Akt. Leistung

0,000 kW

Charger5

Available

LP9

Charging

50KW +PV+ Abfahrt

29.07. 07:51

Vehicleid

9224

Abfahrt

29.07. 11:10

840052

Soc

95,9 %

Max. Leistung

116,000 kW

Akt. Leistung

116,850 kW

Charger6

Available

LP11

Finishing

50KW +PV+ Abfahrt

29.07. 08:10

Vehicleid

9220

Abfahrt

29.07. 12:47

28052

Soc

94,0 %

Max. Leistung

0,000 kW

Akt. Leistung

0,000 kW

Charger7

Available

LP13

Finishing

190KW+PV

29.07. 08:24

Vehicleid

9230

Abfahrt

29.07. 09:00

Ausfall

Soc

100,0 %

Max. Leistung

0,000 kW

Akt. Leistung

0,000 kW

Charger8

Available

LP15

Available

50KW +PV+ Abfahrt

Vehicleid

Vehicleid

Abfahrt

Abfahrt

Soc

Max. Leistung

Max. Leistung

Akt. Leistung

Akt. Leistung

Charger9

Available

LP17

Finishing

50KW +PV+ Abfahrt

28.07. 20:32

Vehicleid

9105

Abfahrt

29.07. 09:00

Ausfall

Soc

100,0 %

Max. Leistung

0,000 kW

Akt. Leistung

0,000 kW

Charger10

Available

LP19

Available

50KW +PV+ Abfahrt

Vehicleid

Vehicleid

Abfahrt

Abfahrt

Soc

Max. Leistung

Max. Leistung

Akt. Leistung

Akt. Leistung

Halle Ost - Friedhof

Charger11

Available

LP21

Available

LP22

Available

LP23

Charging

LP24

Available

Charger12

Available

LP25

Available

LP26

Charging

LP27

Available

LP28

Available

Charger13

Available

LP29

Available

LP30

Available

LP31

Available

LP32

Available

Charger14

Available

LP33

Available

LP34

Available

LP35

Charging

LP36

Available

Charger15

Available

LP37

Available

LP38

Available

LP39

Charging

LP40

Available

Flugdach

Charger16

Available

LP41

Available

LP42

Available

LP43

Available

LP44

Available

Charger17

Available

LP45

Available

LP46

Available

LP47

Available

LP48

Available

Charger18

Available

LP49

Available

LP50

Available

LP51

Available

LP52

Available

Charger19

Available

LP53

Available

LP54

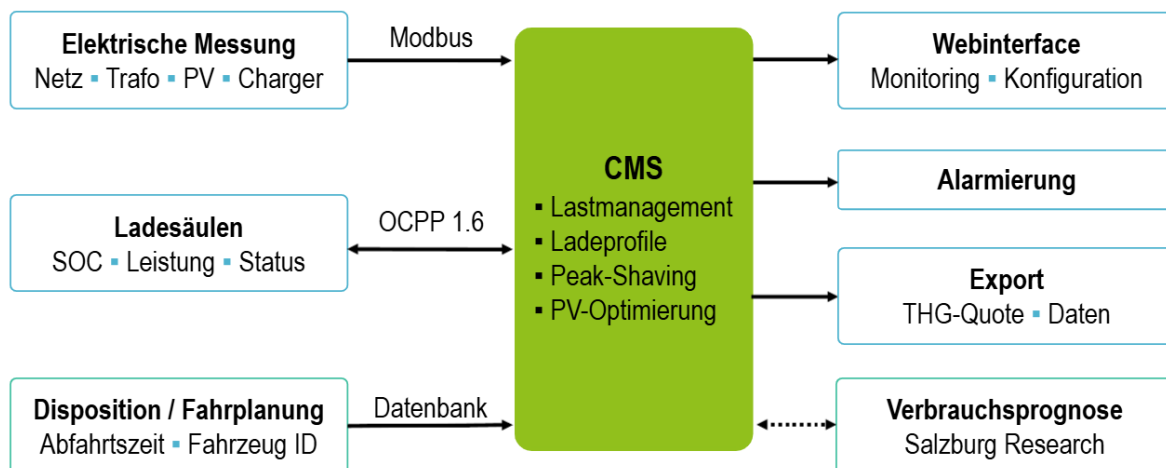
Available

LP55

Available

LP56

Available



**Abbildung 8: Überblick über die Komponenten und Funktionalitäten des Charger Management Systems (CMS)**

durch die dynamische Leistungssteuerung geprüft, in welchem Umfang diese Ladeanforderung unter Berücksichtigung der aktuell verfügbaren elektrischen Leistung und der technischen Grenzen der Infrastruktur tatsächlich freigegeben werden kann.

Die folgenden Abschnitte beschreiben zunächst das grundlegende Regelprinzip des Last- und Lademanagements. Anschließend werden die Bildung der Ladeanforderung und die hierfür verfügbaren Ladeprofile erläutert. Darauf aufbauend wird die dynamische Leistungsfreigabe unter Berücksichtigung von Leistungs- und Infrastrukturgrenzen beschrieben. Abschließend werden die im Projekt umgesetzten Lademodelle des Lademanagements zusammengefasst.

### 6.4.1 Grundprinzip des Lademanagements

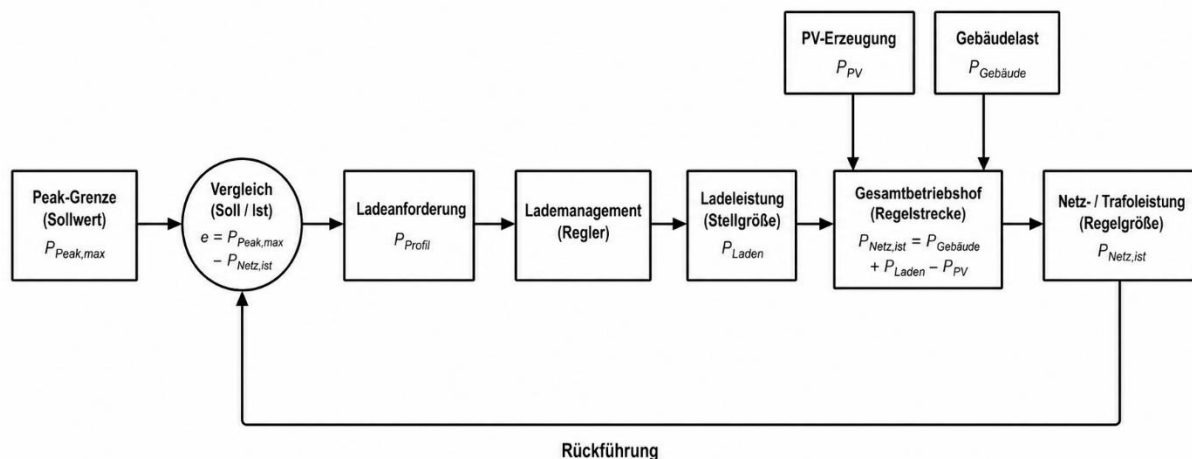
Das Last- und Lademanagement steuert die Ladeleistung der angeschlossenen Fahrzeuge in Abhängigkeit von deren Ladebedarf und der aktuell verfügbaren elektrischen Leistung des Betriebshofs. Die Ladeleistung stellt dabei die wesentliche aktiv beeinflussbare Größe dar. Andere Leistungsanteile, insbesondere der Gebäudeverbrauch und die PV-Erzeugung, werden durch das Last- und Lademanagement nicht unmittelbar gesteuert, beeinflussen jedoch die resultierende Gesamtleistung des Betriebshofs.

Vereinfacht lässt sich die Leistungsbilanz des Betriebshofs wie folgt darstellen:

$$P_{\text{Netz}} = P_{\text{Gebäude}} + P_{\text{Laden}} - P_{\text{PV}}$$

Dabei bezeichnet  $P_{\text{Netz}}$  die am Netz- bzw. Trafoanschlusspunkt auftretende Leistung,  $P_{\text{Gebäude}}$  den Verbrauch der übrigen Betriebshofinfrastruktur,  $P_{\text{Laden}}$  die aktuelle Leistungsaufnahme der Ladeinfrastruktur und  $P_{\text{PV}}$  die lokal erzeugte PV-Leistung. Verluste und weitere Nebenverbraucher werden in dieser vereinfachten Betrachtung nicht gesondert berücksichtigt.

Das grundlegende Funktionsprinzip ist in Abbildung 9 dargestellt. Ausgangspunkt ist eine vorgegebene Leistungsgrenze am Netz- bzw. Trafoanschlusspunkt. Die dort gemessene Leistung wird kontinuierlich mit dieser Grenze verglichen und in die Berechnung des Last- und Lademanagements einbezogen.



**Abbildung 9: Schematischer Regelkreis des Lademanagements**

Gleichzeitig liegt für jeden aktiven Ladepunkt eine Ladeanforderung vor. Sie gibt zunächst an, mit welcher Leistung das jeweilige Fahrzeug auf Grundlage des gewählten Ladeprofils geladen werden soll. Das Last- und Lademanagement führt diese Anforderungen mit der aktuell verfügbaren elektrischen Leistung und den technischen Systemgrenzen zusammen und bestimmt daraus die für die einzelnen Ladepunkte freizugebenden Leistungen.

Ändert sich die Leistungsbilanz des Betriebshofs, wird die freigegebene Ladeleistung entsprechend angepasst. Steigt beispielsweise der Verbrauch anderer Betriebshofeinrichtungen, etwa durch Werkstattverbraucher oder einen Bremsenprüfstand, steht weniger Leistung für die Fahrzeugladung zur Verfügung. Eine steigende PV-Erzeugung reduziert dagegen den Netzbezug und kann – abhängig von der gewählten PV-Einstellung – zusätzlichen Spielraum für die Fahrzeugladung schaffen.

Die aus den freigegebenen Ladeleistungen resultierende Gesamtleistung wird erneut gemessen und in die Berechnung zurückgeführt. Dadurch entsteht ein geschlossener Regelkreis, mit dem die Ladeleistung kontinuierlich an die aktuelle Betriebssituation angepasst werden kann.

Für die weitere Beschreibung sind damit zwei funktionale Ebenen zu unterscheiden:

- Ladeanforderung: Mit welcher Leistung soll ein Fahrzeug zu einem bestimmten Zeitpunkt geladen werden?
- Leistungsfreigabe: Welche Leistung kann unter den aktuellen Netz-, Betriebs- und Infrastrukturbedingungen tatsächlich bereitgestellt werden?

### 6.4.2 Ladeanforderung und Ladeprofile

Die Ladeanforderung beschreibt die für einen Ladepunkt gewünschte Ladeleistung zu einem bestimmten Zeitpunkt. Sie wird auf Grundlage des hinterlegten Ladeprofils sowie gegebenenfalls weiterer fahrzeug- und betriebsbezogener Informationen bestimmt. Die daraus resultierende Leistung stellt zunächst einen Sollwert beziehungsweise eine Obergrenze dar. Erst die nachgelagerte dynamische Leistungssteuerung entscheidet, in welchem Umfang diese Leistung tatsächlich freigegeben werden kann.

Die Ladeprofile werden im CMS konfiguriert und den jeweiligen Ladepunkten zugeordnet. Über die Fahrzeugidentifikation können zusätzlich fahrzeugspezifische Informationen

berücksichtigt werden. Im betrachteten System kommen insbesondere eine statische Leistungsbegrenzung, SOC-abhängige Ladeprofile sowie ein zeitabhängiges Laden unter Berücksichtigung der geplanten Abfahrtszeit zum Einsatz.

### Statische Leistungsbegrenzung

Bei der statischen Leistungsbegrenzung wird für die Ladesäule beziehungsweise den Ladepunkt eine feste maximale Ladeleistung oder ein maximaler Eingangsstrom vorgegeben. Die zulässige Ladeleistung bleibt damit unabhängig vom aktuellen SOC des Fahrzeugs, der verbleibenden Standzeit und der aktuellen Betriebshoflast konstant.

Unabhängig davon kann die innerhalb einer ABB-Ladesäule verfügbare Leistung über die herstellerseitige Dynamic Power Allocation auf die angeschlossenen Ladepunkte verteilt werden. Diese lokale Funktion innerhalb der Ladesäule ist von der übergeordneten Leistungssteuerung durch das CMS zu unterscheiden.

### SOC-abhängiges Laden

Beim SOC-abhängigen Laden wird die Ladeanforderung in Abhängigkeit vom aktuellen Ladezustand der Fahrzeugbatterie bestimmt. Hierzu werden im Ladeprofil Leistungswerte für definierte SOC-Bereiche hinterlegt. Ändert sich der SOC während des Ladevorgangs, kann ein anderer Bereich des Ladeprofils und damit eine veränderte Ladeanforderung wirksam werden. Grundlage für die laufende Anpassung sind die über OCPP zyklisch übertragenen SOC-Werte.

### Zeitgesteuertes Laden zur Abfahrtszeit

Beim zeitabhängigen Laden wird die erforderliche Ladeleistung anhand der noch zu ladenden Energiemenge und der bis zum geplanten Ladeende verfügbaren Zeit bestimmt. Vereinfacht ergibt sich:

$$P_{\text{Profil}} \approx \frac{E_{\text{Rest}}}{t_{\text{bis Abfahrt}}}$$

Wesentliche Eingangsgrößen sind der aktuelle SOC, die hinterlegte Batteriekapazität und die geplante Abfahrtszeit. Die erforderliche Ladeleistung wird während des Ladevorgangs fortlaufend neu berechnet und damit an die verbleibende Ladezeit sowie den aktuellen Ladezustand angepasst.

Vor Beginn des berechneten Zeitladefensters kann zunächst ein reguläres SOC-basiertes Ladeprofil verwendet werden. Zusätzlich können bei der Berechnung konfigurierbare Zeitpuffer (Reservezeit) sowie minimale und maximale Ladeleistungen berücksichtigt werden. Durch die Nutzung längerer verfügbarer Ladezeiträume, beispielsweise während der Nacht, kann die erforderliche mittlere Ladeleistung reduziert werden.

### Berücksichtigung der PV-Erzeugung

Zusätzlich zum Ladeprofil kann festgelegt werden, wie die aktuell verfügbare PV-Leistung bei der Bildung beziehungsweise Freigabe der Ladeleistung berücksichtigt wird. Dabei werden drei Betriebsweisen unterschieden.

Ohne eine explizite PV-Nutzung wirkt sich die PV-Erzeugung zwar physikalisch auf den Netzbezug des Betriebshofs aus, führt jedoch nicht gezielt zu einer Erhöhung der Ladeanforderung.

Im Modus „Netz + PV“ kann verfügbare PV-Leistung zusätzlich zur regulär vorgesehenen Ladeleistung genutzt werden.

Im Modus „Nur PV“ wird die Ladeleistung dagegen an den verfügbaren PV-Überschuss gekoppelt. Ein entsprechend konfigurierter Ladepunkt soll damit nur die Leistung nutzen, die ohne zusätzlichen Netzbezug durch die aktuelle PV-Erzeugung zur Verfügung steht.

Die Ladeprofile und PV-Einstellungen legen somit fest, mit welcher Leistung beziehungsweise unter welchen Bedingungen ein Fahrzeug grundsätzlich geladen werden soll. Anschließend wird geprüft, welche dieser angeforderten Leistung unter den aktuellen Betriebsbedingungen tatsächlich freigegeben werden kann.

### 6.4.3 Peak-Shaving und dynamische Leistungssteuerung

Nachdem die Ladeanforderungen der einzelnen Ladepunkte bestimmt wurden, prüft das Last- und Lademanagement, welche Gesamtleistung unter den aktuellen elektrischen und betrieblichen Randbedingungen zur Verfügung steht. Hierzu wird die aktuell gemessene Leistung am maßgeblichen Netz- beziehungsweise Transformatoranschlusspunkt mit einer konfigurierten Leistungsgrenze verglichen.

Aus der Differenz zwischen der zulässigen und der aktuell auftretenden Leistung ergibt sich der verbleibende Leistungsspielraum. Dieser kann für die Fahrzeugladung genutzt werden. Wird die vorgegebene Grenze erreicht oder überschritten, muss die für die Ladepunkte freigegebene Leistung entsprechend reduziert werden.

Für einen einzelnen Ladepunkt kann das Prinzip vereinfacht als

$$P_{\text{Laden},i} \leq P_{\text{Profil},i}$$

beschrieben werden. Zusätzlich muss die Freigabe innerhalb der aktuell verfügbaren Gesamtleistung und aller technischen Leistungsgrenzen liegen. Die Ladeanforderung bildet damit die gewünschte Obergrenze. Die tatsächlich freigegebene Leistung kann aufgrund der aktuellen Betriebssituation geringer ausfallen. Davon wiederum zu unterscheiden ist die tatsächlich vom Fahrzeug aufgenommene Leistung. Diese kann nochmals unterhalb der Freigabe liegen, da das Batteriemanagementsystem des Fahrzeugs die Ladeleistung beispielsweise in Abhängigkeit von SOC und Batterietemperatur begrenzen kann.

Neben der übergeordneten Leistungsgrenze berücksichtigt das System weitere technische Grenzen der Infrastruktur. Dazu gehören insbesondere die zulässige Belastung der Transformatoren und Versorgungsabschnitte sowie die maximalen Leistungen der Ladesäulen und Ladepunkte. Sind mehrere Fahrzeuge gleichzeitig angeschlossen, wird die verfügbare Ladeleistung unter Einhaltung dieser Grenzen auf die Ladepunkte verteilt. Dabei können hinterlegte Prioritäten berücksichtigt werden.

Änderungen des sonstigen Betriebshofverbrauchs und der PV-Erzeugung verändern den verfügbaren Leistungsspielraum fortlaufend. Steigt der Verbrauch anderer Betriebshofeinrichtungen, steht entsprechend weniger Leistung für die Fahrzeugladung zur Verfügung. Eine höhere PV-Erzeugung kann dagegen zusätzlichen Spielraum schaffen.

Zur Vermeidung unnötig häufiger kleiner Sollwertänderungen wird die Übertragung neuer Leistungsvorgaben durch ein Totband begrenzt. Im betrachteten System wird eine neue Leistungsvorgabe erst bei einer Änderung von mindestens 2 kW und unter Einhaltung eines zeitlichen Mindestabstands von 5 s übertragen. Die von den Ladesäulen zurückgemeldeten Leistungswerte sowie die elektrischen Messwerte werden anschließend erneut in die Berechnung einbezogen. Auf diese Weise wird die Leistungsfreigabe kontinuierlich an die aktuelle Betriebssituation angepasst.

#### 6.4.4 Entwicklung des Lademanagements und Lademodelle

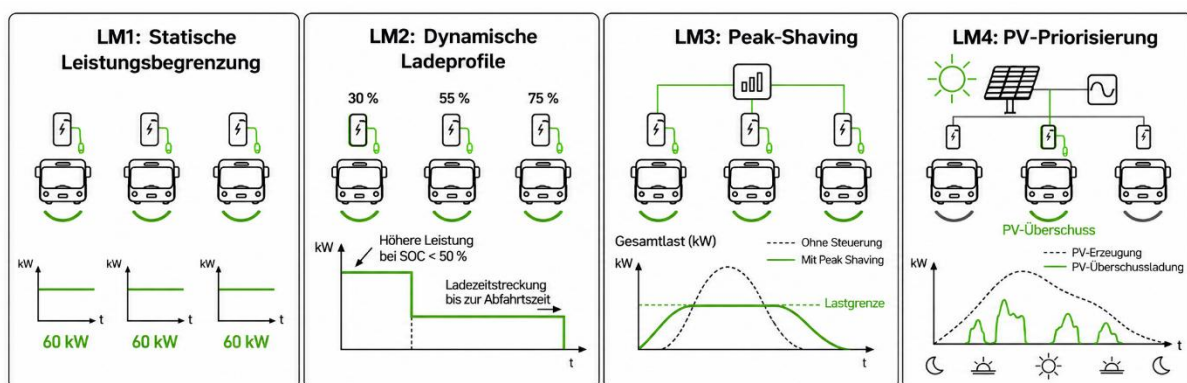
Die Funktionen des Last- und Lademanagements wurden im Projekt kontinuierlich und schrittweise erweitert. Da somit zu verschiedenen Zeitpunkten und auch während des Pilotbetriebs ein unterschiedlicher Funktionsumfang zur Verfügung stand, werden im folgenden Bericht vier Entwicklungs- bzw. Funktionsstufen unterschieden, die als Lademodelle bezeichnet werden.

**Tabelle 3: Übersicht der entwickelten Lademoellen**

| Funktionsweisen                                                                            | Vorteile                                                                                                          | Nachteile/Grenzen                                                                                           |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>LM1: Statische Leistungsbegrenzung</b>                                                  |                                                                                                                   |                                                                                                             |
| Statische Leistungsbegrenzung (6.4.2)                                                      | Einfach, robust und weitgehend unabhängig von übergeordneter Kommunikation und Regelungslogik.                    | Keine Anpassung an Ladebedarf, Betriebshoflast oder PV-Erzeugung.                                           |
| <b>LM2: Dynamische Ladeprofile</b>                                                         |                                                                                                                   |                                                                                                             |
| SOC-abhängiges und Zeitgesteuertes Laden zur Abfahrtszeit sowie PV-Modus „Netz+PV“ (6.4.2) | Bedarfsgerechteres Laden und bessere Nutzung längerer Standzeiten sowie lokaler PV-Erzeugung.                     | Einzelne Ladevorgänge werden gestreckt und optimiert, aber es gibt keine Koordination auf Betriebshofebene. |
| <b>LM3: Peak-Shaving</b>                                                                   |                                                                                                                   |                                                                                                             |
| LM2 + Erweiterung um Peak-Shaving und Leistungsbegrenzung (6.4.3)                          | Bessere Ausnutzung der verfügbaren Anschlussleistung und Begrenzung von Lastspitzen.                              | Höhere Anforderungen an Messwerterfassung, Kommunikation und Regelungslogik.                                |
| <b>LM4: PV-Priorisierung</b>                                                               |                                                                                                                   |                                                                                                             |
| LM3 + Erweiterung der PV-Nutzung mit dem Modus „Nur PV“ (6.4.2)                            | Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs und Vermeidung zusätzlichen Netzbezugs für entsprechend konfigurierte Ladepunkte. | Abhängigkeit von der schwankenden PV-Erzeugung; für zeitkritische Fahrzeuge nur eingeschränkt geeignet.     |

Zu Beginn der Entwicklung gab es nur eine statischen Leistungsbegrenzung (LM1). Es folgte die Entwicklung der beiden dynamischen Ladeprofile SOC-abhängiges und Zeitgesteuertes Laden zur Abfahrtszeit sowie die Nutzung von PV im Modus „Netz+PV“ zur Erhöhung der Ladeleistung bei verfügbarem PV-Strom (LM2). Während des Pilotbetriebs dann insbesondere die Weiterentwicklung zum Peak-Shaving und Leistungsbegrenzung auf Betriebshofebene (LM3). Zuletzt dann die Entwicklung des Modus „Nur PV“ zur gezielten Nutzung von PV-Überschüssen (LM4). Tabelle 3 fasst dieses Lademodelle zusammen.

Insbesondere die Lademodelle LM2 bis LM4 sind als funktionale Erweiterung zu verstehen, in der jede Stufe den Funktionsumfang der vorherigen erweitert. Eine Sonderstellung nimmt LM1 ein: Die statische Leistungsbegrenzung bleibt auch zum aktuellen Zeitpunkt als Rückfallebene bestehen und ermöglicht bei einem Ausfall der übergeordneten Regelungsfunktionen weiterhin einen definierten Ladebetrieb.



**Abbildung 10: Entwicklung der Funktionsstufen des Last- und Lademanagements**

Abbildung 10 veranschaulicht die schrittweise Entwicklung von einer statischen Leistungsbegrenzung über bedarfsabhängige Ladeanforderungen und eine dynamische Leistungssteuerung bis hin zur gezielten Nutzung verfügbarer PV-Überschüsse.

## 6.5 Verbrauchsprognoseservice

Die ursprüngliche Motivation für die Entwicklung eines Verbrauchsprognoseservices bestand darin, den zukünftigen Energiebedarf eines Fahrzeugs bei der Ladeplanung berücksichtigen zu können. Kennt das Lademanagement den voraussichtlichen Energiebedarf bis zum nächsten verfügbaren Ladefenster, muss ein Fahrzeug grundsätzlich nicht zwingend bis zu einem möglichst hohen Ladezustand geladen werden. Stattdessen kann die zu ladende Energiemenge an den tatsächlich erwarteten Bedarf angepasst werden. Dadurch entsteht zusätzlicher zeitlicher und energetischer Spielraum für das Lademanagement.

Ein solcher Ansatz kann beispielsweise dazu genutzt werden, die Nutzung lokal erzeugter PV-Energie zu erhöhen. Bei geringer PV-Erzeugung könnte ein Fahrzeug zunächst nur mit der für den nächsten Einsatz erforderlichen Energiemenge geladen werden, sofern absehbar ist, dass vor einem späteren Einsatz erneut ein Ladefenster mit höherer verfügbarer PV-Leistung besteht.

Im Projektverlauf zeigte sich jedoch, dass für den Busbetreiber Albus die Sicherstellung der betrieblichen Verfügbarkeit der Fahrzeuge gegenüber einer verbrauchsoptimierten Ladeplanung eine höhere Priorität besitzt. Die betriebliche Vorgabe bestand daher darin, die

Fahrzeuge nach Möglichkeit mit einem hohen Ladezustand für den nächsten Einsatz bereitzustellen und die operative Ladeplanung nicht unmittelbar von einer Verbrauchsprognose abhängig zu machen. Wie die Ergebnisse des Pilotbetriebs in Kapitel 8 zeigen, wird darüber hinaus das Potenzial zur zusätzlichen Nutzung eigener PV-Energie durch die gegebenen Fahr- und Fahrzeugeinsatzpläne begrenzt.

Die Entwicklung des Verbrauchsprognoseservices wurde dennoch als eigenständiger Forschungsgegenstand weitergeführt. Der Service wurde als eigenständige, über eine Schnittstelle an das CMS angebundene Komponente umgesetzt und im Rahmen des Pilotbetriebs evaluiert. Damit konnte untersucht werden, mit welcher Qualität zukünftige Energieverbräuche prognostiziert werden können und in welchem Umfang solche Prognosen grundsätzlich für eine zukünftige Erweiterung der Ladeplanung nutzbar wären.

Der folgende Abschnitt gibt einen Überblick über die Softwarearchitektur des Verbrauchsprognoseservices sowie über die zugrunde liegenden Modelle und Prozesse. Die für die Entwicklung und Bewertung der Prognose verwendeten Modellierungsansätze werden anschließend näher beschrieben.

### 6.5.1 Überblick

Abbildung 11 zeigt die Systemarchitektur des Verbrauchsprognoseservices. Die Lademanagement-Software fragt eine Verbrauchsprognose an und sendet dazu Dispositions- und Fahrplaninformationen an den Service. Diese Informationen bestehen im Wesentlichen aus einer zeitlich referenzierten Folge von Orten (Haltestellen, Betriebshof, Abstellplätze), die ein Bus planmäßig anfahren wird. Der Service prognostiziert dann den dafür nötigen Energieverbrauch aufgeteilt in drei Komponenten (Antriebsverbrauch,

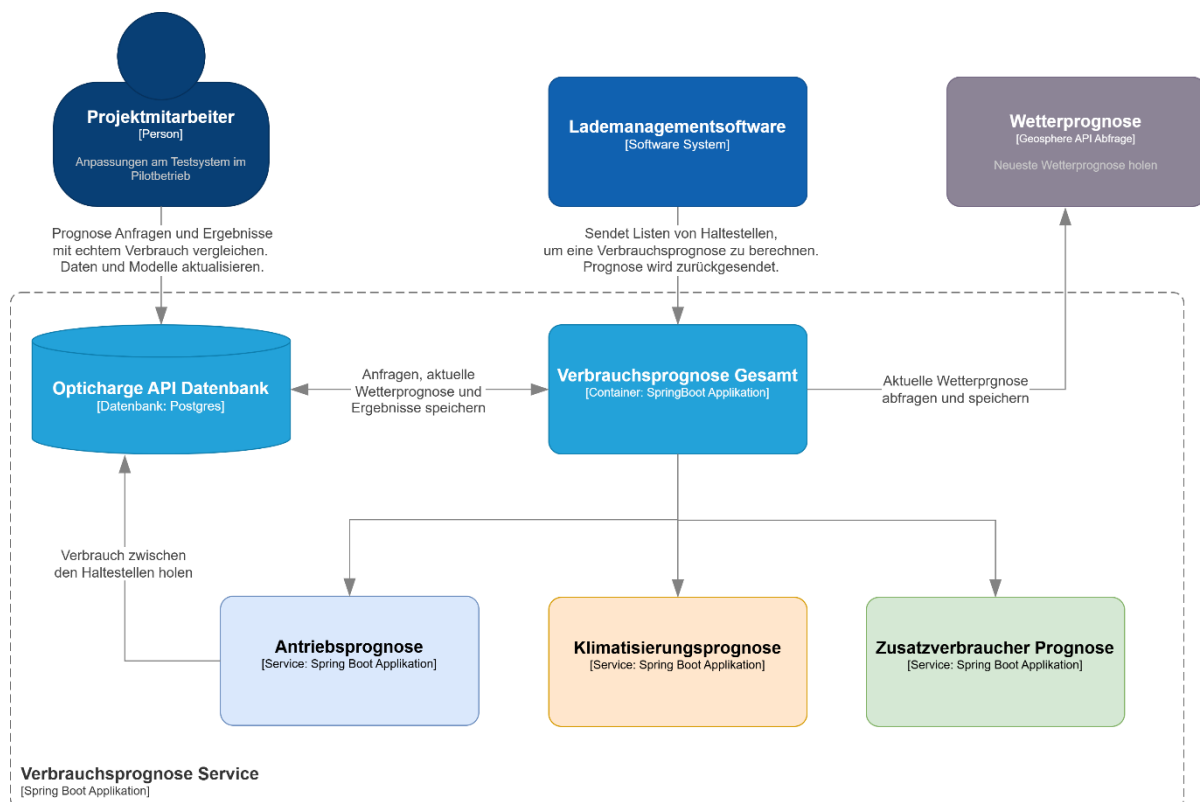


Abbildung 11: Systemarchitektur des Verbrauchsprognose-Services

Verbrauch durch Heizung & Klimatisierung, Zusatzverbrauch), summiert die Ergebnisse zu einer Gesamtverbrauchsprognose auf und sendet diese zurück an die Lademanagement-Software. Die drei separaten Verbrauchskomponenten folgen unterschiedlichen Modellen, die offline berechnet wurden und regelmäßig aktualisiert werden. Die Aufteilung folgt der Struktur von verfügbaren Daten des tatsächlichen Verbrauchs pro Fahrt (RIO-Daten), welche somit für die Entwicklung und Validierung der Prognosemodelle und -services verwendet werden konnten.

Um wetterbasierte Modelle versorgen zu können, fragt der Service eine Wetterprognose ab. Die Antriebsprognose basiert auf zeitabhängigen, typischen Verbrauchswerten pro Straßenabschnitt. Somit ist es nötig, dass der Service die erhaltene zeitreferenzierte Folge von Orten auf eine Folge von Straßenabschnitten abbildet. Diese Abbildung sowie die Verbrauchswerte pro Straßenabschnitt werden ebenfalls offline erstellt bzw. aktualisiert und der Service wird damit versorgt.

Eine Datenbank speichert alle Anfragen, Wetterprognosen und Ergebnisse der Verbrauchsprognosen. Ein Export dieser Daten ermöglicht die nachgelagerte Analyse der Prognosequalität im Vergleich mit den tatsächlichen Energieverbräuchen, sobald die geplanten Fahrten tatsächlich durchgeführt wurden. Die in Abschnitt 8.4.6 berichteten Kennwerte zur Prognosequalität basieren auf diesen Daten.

## 6.5.2 Modellierung des Antriebsverbrauchs

### Überblick

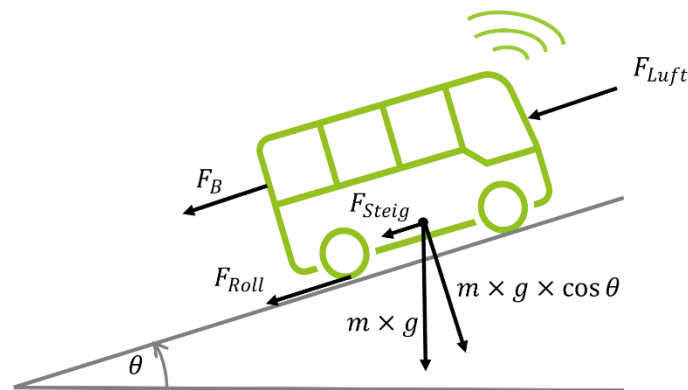
Die Modellierung des Antriebsverbrauchs erfolgt auf Ebene von Straßenabschnitten. Aus vergangenen Fahrten der BEBs auf den Pilotlinien wurde der typische Verbrauch zeitabhängig je Straßenabschnitt ermittelt. Die Verbräuche verschiedener Straßenabschnitte können damit zum Prognosezeitpunkt dynamisch kombiniert werden.

Da der Momentanverbrauch der Busse im Projekt nicht direkt aus dem Fahrzeug erhoben werden konnte (siehe Abschnitt 6.2.3), wurde der Verbrauch vergangener Fahrten auf Basis von hochfrequenten Positionsmessungen (1 Hz) der Fahrzeuge geschätzt. Dazu wird ein sogenanntes physikalisches Modell verwendet. Das Modell errechnet für jede Positionsmessung die Energiemenge, die nötig ist, um das beobachtete Fahrverhalten zu erreichen. Dazu werden die vier Fahrwiderstände Beschleunigungswiderstand, Steigungswiderstand, Luftwiderstand und Rollwiderstand berücksichtigt.

Die Optimierung des Modells bzw. die Kalibrierung der fahrzeugbezogenen Eingabeparameter erfolgt durch den Vergleich des geschätzten Tagesverbrauchs mit dem tatsächlichen Tagesverbrauch laut RIO-Box (siehe Abschnitt 6.2.3).

### Physikalisches Modell

Im Folgenden wird das im Projekt verwendete physikalische Modell beschrieben. Das Modell ist angelehnt an die Arbeiten von Donkers et al. (2020) und Asamer et al. (2016). Abbildung 12 zeigt die auf ein Fahrzeug wirkenden Kräfte schematisch und eine Erklärung der im Folgenden verwendeten Formelzeichen ist in Tabelle 4 angegeben.



**Abbildung 12: Schematische Darstellung der auf ein Fahrzeug wirkenden Kräfte**

Kern des physikalischen Verbrauchsmodells ist die Idee, alle Fahrtwiderstände zu ermitteln und daraus abzuleiten, welche Energie das Fahrzeug aufwenden muss. Die Fahrtwiderstände ergeben sich aus der Summe von Rollwiderstand, Luftwiderstand, Steigungswiderstand und Beschleunigungswiderstand (Trägheit):

$$F_{FW} = F_{Roll} + F_{Luft} + F_{Steig} + F_B$$

Die einzelnen Komponenten ergeben sich dabei wie folgt:

$$F_{Roll} = c_r \times m \times g \times \cos \theta$$

$$F_{Luft} = 0.5 \times \rho \times A \times c_W \times v$$

$$F_{Steig} = m \times g \times \sin \theta$$

$$F_B = c_{dm} \times m \times a$$

**Tabelle 4: Formelzeichen des physikalischen Modells**

| Zeichen     | Beschreibung                                     |
|-------------|--------------------------------------------------|
| $F_{Roll}$  | Rollwiderstand des Fahrzeugs in N                |
| $F_{Luft}$  | Luftwiderstand des Fahrzeugs in N                |
| $F_{Steig}$ | Steigungswiderstand des Fahrzeugs in N           |
| $F_B$       | Beschleunigungswiderstand des Fahrzeugs in N     |
| $F_{FW}$    | Gesamter Fahrtwiderstand des Fahrzeugs in N      |
| $P_F$       | Fahrtleistung des Fahrzeugs in W                 |
| $E_V$       | Energieverbrauch des Fahrzeugs in kWh            |
| $m$         | Masse des Fahrzeugs in kg                        |
| $v$         | Geschwindigkeit des Fahrzeugs in m/s             |
| $a$         | Beschleunigung des Fahrzeugs in m/s <sup>2</sup> |
| $\theta$    | Steigungswinkel                                  |
| $A$         | Frontfläche des Fahrzeugs in m <sup>2</sup>      |

|                |                                                                                                                  |
|----------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $soc$          | SOC (Ladezustand) des Fahrzeugs                                                                                  |
| $r_{soc}$      | Limit des SOC, über dem keine Rekuperation stattfindet                                                           |
| $r_{Leistung}$ | Limit der Rekuperationsleistung. Bremsbedarf über dieses Limit hinaus wird durch die mechanische Bremse erfüllt. |
| $c_w$          | Strömungswiderstandskoeffizient des Fahrzeugs                                                                    |
| $c_r$          | Rollwiderstandskoeffizient des Fahrzeugs                                                                         |
| $c_{dm}$       | Drehmassenkoeffizient. Zuschlag für rotierende Massen im Fahrzeug                                                |
| $c_{ma}$       | Wirkungsgrad des Fahrzeugs beim Antrieb                                                                          |
| $c_{mr}$       | Wirkungsgrad des Fahrzeugs bei der Rekuperation                                                                  |
| $\Delta t$     | Betrachtete Zeitspanne in s.                                                                                     |
| $g$            | Schwerebeschleunigung in $m/s^2$                                                                                 |
| $\rho$         | Luftdichte in $kg/m^3$                                                                                           |

Durch Multiplikation mit der Geschwindigkeit kann aus den Fahrtwiderständen die Fahrleistung ermittelt werden:

$$P_F = F_{FW} \times v$$

Basierend auf der erzielten Fahrleistung  $P_F$  wird ermittelt, wie viel Energie das Fahrzeug aufwenden musste. Dabei werden drei Fälle unterschieden. (1) Ist die errechnete Fahrleistung positiv, so musste das Fahrzeug Energie aus der Batterie aufwenden. Entsprechend dem Wirkungsgrad beim Antrieb  $c_{ma} < 1$  ist die aufzuwendende elektrische Energie größer als die erzeugte kinetische Energie. Ist die Fahrleistung negativ, so kann das Fahrzeug Energie rekuperieren. (2) Ist dabei der SOC sehr hoch, die Batterie also beinahe voll, wird keine Energie rekuperiert. (3) Im Falle, dass rekuperiert werden kann, ist die Rekuperationsleistung beschränkt. Jede Bremsleistung darüber wird durch die mechanische Bremse realisiert. Zusätzlich ist der Wirkungsgrad der Rekuperation  $c_{mr} < 1$  zu berücksichtigen. Nur ein Teil der kinetischen Energie des Fahrzeugs wird als elektrische Energie in die Batterie zurückgespeist. In allen Fällen wird der Energieverbrauch in die in der Elektromobilität übliche Einheit kWh umgerechnet.

$$E_V = \begin{cases} P_F \times \Delta t \div c_{ma} \div 3600000, & P_F \geq 0 \\ 0, & P_F < 0 \wedge soc > r_{soc} \\ \max\{P_F, (-1) \times r_{Leistung}\} \times \Delta t \times c_{mr} \div 3600000, & P_F < 0 \wedge soc \leq r_{soc} \end{cases}$$

Die für das Modell nötigen, fahr-dynamischen Daten werden aus den Telematikdaten (siehe Abschnitt 6.2.3) versorgt. Für die Ermittlung des Steigungswinkels  $\theta$  wird zusätzlich das in der GIP (siehe Abschnitt 6.2.4) hinterlegte Höhenmodell herangezogen, da die Höhenmessung durch GNSS-Sensoren oft ungenau ist. Statische Fahrzeugdaten wurden direkt aus dem Datenblatt der Projektbusse entnommen oder es wurden Werte von vergleichbaren Fahrzeugen aus Literatur verwendet und hinsichtlich der Schätzgenauigkeit des Modells feinjustiert.

## Typischer Antriebsverbrauch je Straßenabschnitt

Das physikalische Modell wird auf die hochfrequenten Positionsmessungen der Fahrzeuge angewendet. Somit ergibt sich eine Schätzung für den Verbrauch der Fahrzeuge in 1-Sekunden-Intervallen. Die Positionsmessungen werden durch einen sogenannten Map-Matching-Prozess auf die Straßenabschnitte der GIP (siehe Abschnitt 6.2.4) abgebildet und alle Verbrauchswerte pro Befahrung eines Straßenabschnitts aufsummiert. Der typische Antriebsverbrauch, der schließlich die Grundlage für den Prognoseservice darstellt, wird als Durchschnitt je Straßenabschnitt und Zeitgruppierung errechnet. Die Zeitgruppierung ergibt sich als Kombination aus der Stunde des Tages und aus einer von drei Wochentaggruppen (Montag – Freitag, Samstag, Sonn- oder Feiertag).

## Umlage von Anfragen auf eine Folge von Straßenabschnitten und Prognose

Im Rahmen der Fahrzeugdisposition ist der geplante Einsatz eines Busses als Folge von Haltestellen bekannt. Die Information, welche Straßenabschnitte zwischen je zwei Haltestellen befahren werden, liegt jedoch nicht vor. Um eine Verbrauchsprognose zu erstellen, ist daher eine Umlage von Haltestellen auf Straßenabschnitte nötig. Im Projekt wurde diese als Komponente im Prognoseservice angesiedelt. Die Anfrage an den Prognoseservice erfolgt also auf Ebene der Haltestellen.

Für die Pilotierung der Verbrauchsprognose auf den beiden Pilotlinien wurde diese Umlage semi-automatisiert erstellt und während des Pilotbetriebs bei Änderungen der Linien gepflegt. Dazu wurde im Straßengraphen der GIP zwischen je zwei Haltestellen der Linien geroutet und das Ergebnis manuell mit dem tatsächlichen Fahrtweg der Busse verglichen und gegebenenfalls korrigiert. Eine Vollautomatisierung dieses Prozesses wurde im Rahmen des Projektes nicht umgesetzt, ist hinsichtlich Skalierung auf weitere Linien jedoch nötig. Die nötigen Daten über den tatsächlichen Fahrtweg der Busse zwischen zwei Haltestellen liegen beispielsweise im Rahmen der Soll-Fahrplandaten (GTFS)<sup>4</sup> digital vor und könnten somit in einem voll-automatisierten Prozess verwendet werden.

Die Prognose des Antriebsverbrauchs ergibt sich dann als Summe über die zeitabhängigen, durchschnittlichen Verbrauchswerte aller relevanten Straßenabschnitte.

### 6.5.3 Modellierung des Klimatisierungsverbrauchs

Der Verbrauch der Busse durch Heizung und Klimatisierung wurde wetterabhängig modelliert. Auf Basis gemessener Verbrauchsdaten (Tages-Granularität) und zugehöriger Temperaturdaten, wurde die Beziehung zwischen Außentemperatur und Energieverbrauch untersucht. Diese Beziehung zeigte einen quadratischen Zusammenhang, weshalb ein passendes quadratisches Modell an diese Datenpunkte gefittet werden konnte. Bei ca. 20 °C Außentemperatur war der Verbrauch am niedrigsten und stieg wieder an, je kälter (Heizung) bzw. heißer (Klimaanlage) die Außentemperatur wurde. Für die ersten vier Monate (bis 21. August 2025) des Pilotbetriebs wurde die Differenz zwischen der Zielinnentemperatur und der Außentemperatur als beobachtete Temperatur im Modell verwendet. Aufgrund von Abweichungen zwischen der Zielinnentemperatur und der tatsächlich aufgezeichneten Innentemperatur wurde das Modell umgestellt, um nur die Außentemperatur zu berücksichtigen.

---

<sup>4</sup> <https://mobilitydata.gv.at/en/daten/soll-fahrplandaten-gtfs>

Das Modell wurde offline berechnet und dem Verbrauchsprognose-Service bereitgestellt. Im Prognoseservice wurde die prognostizierte Außentemperatur zum Fahrzeitpunkt angefragt (siehe Abschnitt 6.2.4) und aus dem berechneten Modell wurde der Verbrauch pro km bei dieser Temperatur abgefragt. Dieser Verbrauch wurde mit der Anzahl der geplanten Fahrtkilometer multipliziert, um den finalen Klimatisierungsverbrauch zu berechnen.

Während des Pilotbetriebs wurden die Modellparameter laufend mit den tatsächlichen Tagesverbräuchen laut RIO-Box (siehe Abschnitt 6.2.3) aktualisiert und optimiert.

#### 6.5.4 Modellierung des Zusatzverbrauchs

Der typische Energieverbrauch durch zusätzliche Verbraucher wurde auf Basis gemessener Verbrauchsdaten (Tages-Granularität) vorberechnet und dem Verbrauchsprognose-Service bereitgestellt. Dazu wurde der Median aus den gemessenen Verbrauchsdaten (Tages-Granularität) pro gefahrenem km berechnet. Im Prognoseservice wurde dieser, wie beim Klimatisierungsmodell, mit der Anzahl der gefahrenen Kilometer multipliziert.

Der Verbrauch pro Kilometer wurde ebenfalls während des Pilotbetriebs anhand der Tagesverbräuchen laut RIO-Box (siehe Abschnitt 6.2.3) laufend aktualisiert und optimiert.

#### **Zentrale systemische Komponenten einer Lademanagement-Software**

Leistungsfähiges Lademanagement benötigt eine zentrale Softwareplattform, in der Fahrzeug-, Lade-, Betriebs- und Infrastrukturdaten zusammen integriert sind.

Für ein flexibles Lademanagement ist die funktionale Trennung zwischen der fahrzeug- und betriebsabhängigen Ladeanforderung und der infrastrukturseitigen Leistungsfreigabe wesentlich.

Eine Prognose des Energiebedarfs der Busse kann einem Lademanagement mehr Flexibilität ermöglichen, da Busse nicht immer vollgeladen werden müssten.

## 7 Pilotbetrieb bei Albus Salzburg

Die im Projekt entwickelte Lademanagementlösung wurde im Rahmen eines 13-monatigen Pilotbetriebs unter realen betrieblichen Bedingungen bei Albus Salzburg eingesetzt und evaluiert. Der Pilotbetrieb startete am 28. April 2025 und endete am 31. Mai 2026. Ziel war es, die entwickelte Lösung im laufenden Betrieb zu erproben, ihre technische und betriebliche Funktionsfähigkeit zu bewerten und Erkenntnisse für die Weiterentwicklung des Lademanagements zu gewinnen.

Der Pilotbetrieb fand dabei nicht unter konstanten Rahmenbedingungen statt. Im Verlauf des Evaluierungszeitraums wurden die Elektrobusflotte, die Ladeinfrastruktur und die installierte PV-Leistung deutlich erweitert. Gleichzeitig wurden die eingesetzten Ladestrategien und Lademodelle weiterentwickelt und an die zunehmende Elektrifizierung des Betriebshofs angepasst. Auch Fahrplan- und Dispositionsänderungen beeinflussten einzelne Teile der Evaluation. Diese Entwicklungen entsprechen dem realen Skalierungsprozess eines zunehmend elektrifizierten Busbetriebs, müssen jedoch bei der Interpretation und dem Vergleich der erhobenen Kennzahlen berücksichtigt werden.

Dieses Kapitel beschreibt zunächst die Ausgangssituation und die wesentlichen Rahmenbedingungen zu Beginn des Pilotbetriebs. Anschließend werden die Veränderungen während des Pilotzeitraums dargestellt. Darauf aufbauend werden geeignete Auswertungszeiträume und Bewertungskriterien definiert und die Ergebnisse des Pilotbetriebs analysiert.

### 7.1 Beschreibung des Pilotbetriebs

Der folgende Abschnitt beschreibt die Ausgangssituation zu Beginn des Pilotbetriebs. Dazu zählen insbesondere die eingesetzte Fahrzeugflotte und die betrachteten Pilotlinien, die vorhandene Lade- und PV-Infrastruktur sowie die zu diesem Zeitpunkt angewandten Dispositions- und Ladestrategien und Lademodelle. Die Lademodelle beziehen sich hier auf die in 6.4.4 definierten Modelle. Diese Rahmenbedingungen bilden den Ausgangspunkt für die spätere Bewertung der im Pilotbetrieb beobachteten Entwicklungen und Ergebnisse.

#### Fahrzeugflotte

Zum Zeitpunkt des Pilotstarts waren 15 batterieelektrische Busse des Herstellers MAN im Einsatz. Die Fahrzeuge waren schrittweise in die Flotte aufgenommen worden:

- Seit Dezember 2023: sieben Fahrzeuge, überwiegend im Einsatz auf den Linien 36 und 181.
- Seit Anfang 2025: sieben weitere Fahrzeuge, davon fünf auf Linie 11 und zwei auf Linie 151 (Gaisbergstrecke).
- Seit April 2025: ein zusätzliches Fahrzeug

Alle 15 Busse verfügten über eine Batteriekapazität von 460 kWh.

#### Pilotlinien

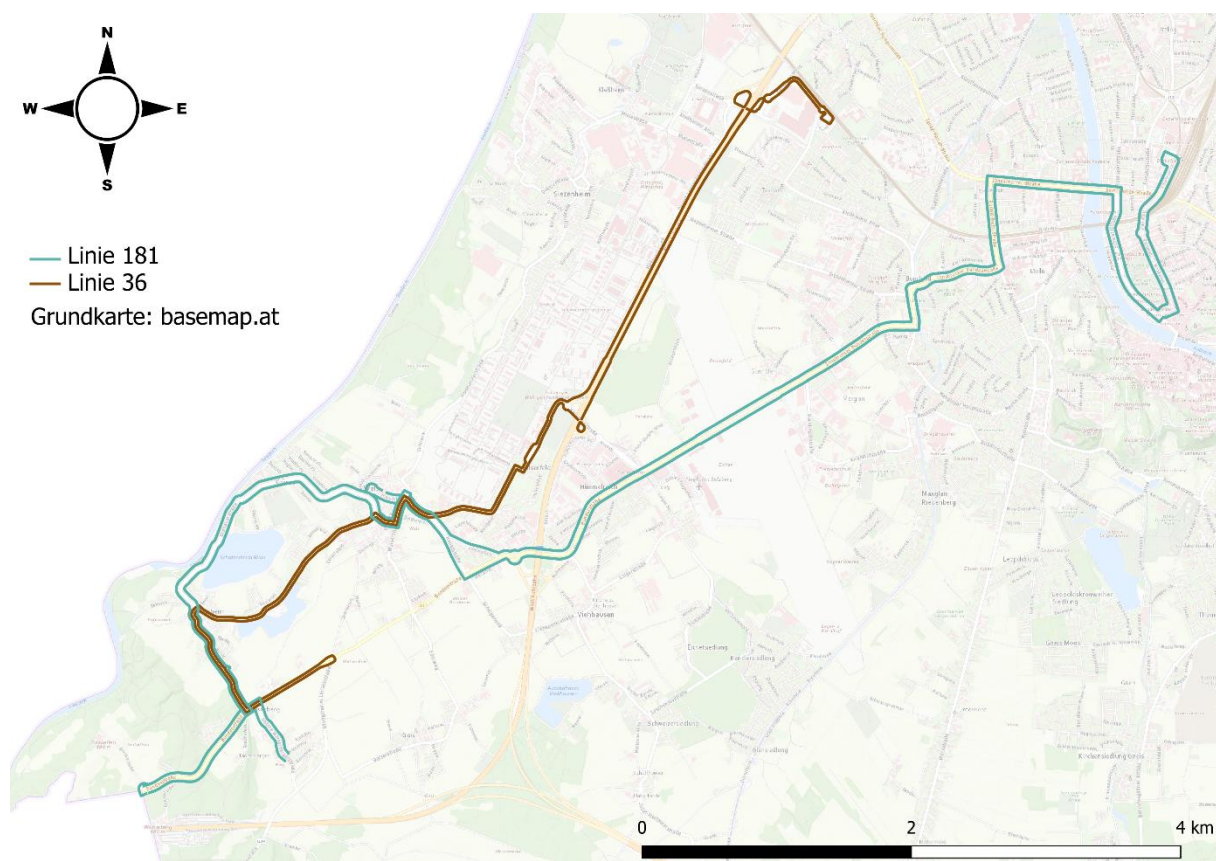
Für die detaillierte fahrzeugseitige Datenerhebung wurden insbesondere die beiden Salzburger Buslinien 36 und 181 betrachtet. Die beiden Linien unterscheiden sich deutlich hinsichtlich Streckenlänge, Fahrtdauer und Einsatzprofil und ermöglichten dadurch die

Untersuchung unterschiedlicher betrieblicher Rahmenbedingungen. Abbildung 13 zeigt ihren Verlauf mit Stand Mai 2026. Linie 36 wurde im Dezember 2025 erweitert (siehe Abschnitt 7.2).

Linie 36 ist eine Stadtbuslinie mit einer einfachen Streckenlänge von circa 6 km und einer einfachen Fahrdauer von circa 12 Minuten zu Beginn des Pilotbetriebs. Charakteristisch für die Linienführung ist ein Autobahnabschnitt von circa 2 km. Die Linie wurde zwischen 5 Uhr und 20 Uhr grundsätzlich stündlich bedient, mit einem verkürzten 30-Minuten-Takt zwischen Montag und Freitag von 5 Uhr bis 8 Uhr. Am Sonntag wird die Linie nicht bedient.

Zu Beginn des Pilotbetriebs wurde Linie 36 ganztägig mit einem einzelnen Fahrzeug bedient. Gegen Mittag erfolgte ein Fahrpersonalwechsel, das Fahrzeug selbst blieb jedoch über den gesamten Betriebstag im Einsatz.

Linie 181 ist eine Regionalbuslinie mit einer einfachen Länge von circa 15 km und einer einfachen Fahrdauer von circa 40 Minuten. Die Linie wird grundsätzlich zwischen 5 Uhr und 0 Uhr zweimal pro Stunde bedient, mit einem leicht abweichenden Takt am frühen Morgen und einem 1-Stunden Takt nach 20 Uhr. An Sonntagen wird die Linie in einem 1-Stunden-Takt zwischen 6 und 23 Uhr bedient. Zu Beginn des Pilotbetriebs war Linie 181 noch von einer baustellenbedingten Umleitung betroffen. Die damit verbundenen Änderungen von Strecke und Fahrzeit werden in Abschnitt 7.2 beschrieben.



**Abbildung 13: Verlauf der beiden Pilotlinien mit Stand Mai 2026. Grundkarte: [basemap.at](https://basemap.at).**

Bereits zu Beginn des Pilotbetriebs wurden die Fahrzeuge auf Linie 181 gezielt unter Berücksichtigung möglicher Zwischenladefenster disponiert. Drei Fahrzeuge waren über den gesamten Betriebstag im Einsatz und kehrten jeweils für rund eine Stunde zum Betriebshof zurück. Während dieser Aufenthalte erfolgten ein Wechsel der Lenker:innen sowie eine

Zwischenladung. Zwei weitere Fahrzeuge wurden ausschließlich vormittags und zwei Fahrzeuge ausschließlich nachmittags eingesetzt. An Sonntagen kamen jeweils zwei Fahrzeuge am Vormittag und zwei weitere am Nachmittag zum Einsatz.

Die beiden Pilotlinien wurden überwiegend mit den sieben bereits seit Dezember 2023 eingesetzten Fahrzeugen bedient. Andere Fahrzeuge kamen insbesondere bei Wartungsarbeiten oder aufgrund sonstiger betrieblicher Erfordernisse zum Einsatz.

### Ladeinfrastruktur

Zu Beginn des Pilotbetriebs bestand die Ladeinfrastruktur aus zehn DC-Schnellladesäulen des Typs ABB Terra 360. Jede Ladesäule stellte zwei Ladepunkte mit einer Leistung von jeweils bis zu 180 kW bereit. Insgesamt standen damit 20 Ladepunkte zur Verfügung.

Die Stromversorgung erfolgte über das 30-kV-Mittelspannungsnetz der Salzburg Netze. Zum Zeitpunkt des Pilotbeginns waren zwei Transformatoren (je 1.250 kVA) im Parallelbetrieb aktiv. Der Parallelbetrieb wurde am 18. April 2025, also kurz vor dem Pilotstart, aufgenommen. Zuvor waren die ursprünglich installierten Transformatoren mit jeweils 800 kVA im Rahmen des Projekts durch die leistungsstärkeren Transformatoren ersetzt worden.

Für die Nutzung lokal erzeugter Solarenergie stand zu Beginn des Pilotbetriebs eine bestehende Photovoltaikanlage mit einer installierten Leistung von 480 kWp zur Verfügung. Weitere technische Details zur elektrischen Infrastruktur sind in Abschnitt 4.3 beschrieben.

### Ladestrategie und Lademodelle

Die betriebliche Grundstrategie sah vor, die regulär eingesetzten Fahrzeuge vor dem nächsten Einsatz möglichst vollständig auf 100% SOC zu laden. Damit wurde eine möglichst hohe Betriebssicherheit gegenüber einer stärkeren Optimierung des Ladezustands priorisiert. Gleichzeitig war grundsätzlich ein fester Ladepunkt je Fahrzeug vorgesehen. Ein Umparken während der Standzeit sollte möglichst vermieden werden, da dadurch insbesondere die Möglichkeit zur Batterievorkonditionierung vor dem nächsten Fahrzeugeinsatz eingeschränkt würde.

Ergänzend wurde bereits vor dem offiziellen Pilotstart eine Strategie zum Zwischenladen eingeführt. Hierzu wurden geeignete Betriebspausen genutzt, um Fahrzeuge tagsüber zum Betriebshof zurückzuführen und während dieser Aufenthalte nachzuladen. Auf den Linien 36 und 181 wurde diese Strategie bereits ab April 2024 angewandt, auf Linie 11 ab Dezember 2024. Die Zwischenladungen erfolgten unabhängig von der jeweils verfügbaren PV-Leistung; vorhandene PV-Erzeugung konnte dabei jedoch unmittelbar für den Ladevorgang genutzt werden.

Zu Beginn des Pilotbetriebs wurde die Ladeleistung der angeschlossenen Fahrzeuge primär durch Lademodell LM2 „Dynamische Ladeprofile“ gesteuert. Dabei wurde die erforderliche Ladeleistung insbesondere unter Berücksichtigung des aktuellen SOC und der geplanten Abfahrtszeit bestimmt und möglichst über das verfügbare Ladefenster verteilt. Ziel war es, die erforderliche Energiemenge bis zur nächsten Abfahrt bereitzustellen und gleichzeitig unnötige Lastspitzen zu vermeiden. Verfügbare PV-Leistung konnte ergänzend für die Ladung genutzt werden.

Als Rückfallebene stand über den gesamten Pilotbetrieb ein statischer Betriebsmodus mit fest vorgegebenen Maximalleistungen zur Verfügung. Dieser ermöglichte auch bei Ausfällen

der übergeordneten Steuerung einen grundsätzlich funktionsfähigen Ladebetrieb. Eine detaillierte Beschreibung der Lademodelle erfolgt in Abschnitt 6.4.

## 7.2 Veränderungen während des Pilotbetriebs

Während des 13-monatigen Pilotbetriebs veränderten sich mehrere für das Lademanagement wesentliche Rahmenbedingungen. Besonders relevant waren die Erweiterung der Fahrzeugflotte, der Ausbau der Ladeinfrastruktur und der PV-Erzeugung sowie die Weiterentwicklung der betrieblichen Ladestrategien und der eingesetzten Lademodelle. Darüber hinaus wirkten sich Änderungen von Fahrplänen und Disposition auf die verfügbaren Ladefenster und den Energiebedarf einzelner Fahrzeuge aus.

Die Veränderungen sind für die Interpretation der Pilotbetriebsergebnisse von zentraler Bedeutung, da sich beispielsweise Ladeenergiebedarf, Spitzenleistung, PV-Nutzung und Stromkosten nicht unabhängig von diesen Rahmenbedingungen bewerten lassen. Abbildung 14 fasst die wesentlichen Entwicklungen während des Pilotbetriebs zeitlich zusammen und dient als Orientierung für die nachfolgenden Beschreibungen.

|     | 2025                            |   |     |          |   |   |   |   | 2026                |          |   |   |          |  |
|-----|---------------------------------|---|-----|----------|---|---|---|---|---------------------|----------|---|---|----------|--|
|     | M                               | J | J   | A        | S | O | N | D | J                   | F        | M | A | M        |  |
| BEB | 15                              |   |     |          |   |   |   |   | 49                  |          |   |   | 58       |  |
| LP  | 20 (10S)                        |   |     |          |   |   |   |   |                     | 40 (15S) |   |   | 56 (19S) |  |
| PV  | 480 kWp                         |   |     | 1420 kWp |   |   |   |   |                     |          |   |   |          |  |
| LS  | 100%SOC, 1LP/BEB, Zwischenladen |   |     |          |   |   |   |   | Laufend Anpassungen |          |   |   |          |  |
| LM  | LM2                             |   | LM3 |          |   |   |   |   | LM3/LM4             |          |   |   |          |  |

**Abbildung 14: Zeitliche Entwicklung im Pilotbetrieb (LP: Ladepunkte, in Klammern Anzahl der Ladesäulen; LS: Ladestrategie; LM: Lademodell)**

### Erweiterung der BEB-Fahrzeugflotte

Die Fahrzeugflotte wuchs im Verlauf des Pilotbetriebs von zunächst 15 auf insgesamt 58 batterieelektrische Busse. Mit den neu hinzugekommenen Yutong-Fahrzeugen wurde zugleich ein zweiter Fahrzeughersteller in den Betrieb integriert. Die Erweiterung erfolgte sukzessive im laufenden Betrieb:

- Januar bis April 2026: schrittweise Aufnahme von insgesamt 34 zusätzlichen Yutong-Bussen (10 m und 12 m) mit einer Batteriekapazität von jeweils 460 kWh in den Linienbetrieb.
- Mai 2026: schrittweise Aufnahme weiterer neun Yutong-Busse in den Linienbetrieb.

Durch die sukzessive Flottenerweiterung stiegen auch der Ladeenergiebedarf und die Zahl zeitlich überlappender Ladevorgänge schrittweise an. Die Auswirkungen auf Leistungsbedarf, Lastverteilung und Auslastung der Ladeinfrastruktur traten daher nicht zu einem einzelnen Zeitpunkt auf, sondern entwickelten sich über mehrere Monate hinweg.

## Erweiterung der Ladepunkte

Parallel zur Fahrzeugflotte wurde auch die Ladeinfrastruktur in zwei Schritten erweitert. Die Inbetriebnahme und technische Anbindung der zusätzlichen Ladepunkte erfolgten jeweils sukzessive, sodass die angegebenen Zeitpunkte den Beginn der jeweiligen Erweiterungsphase kennzeichnen.

- Ab Februar 2026: Erweiterung um fünf ABB-360-HVC-Ladesäulen mit jeweils vier Ladepunkten. Dadurch kamen 20 zusätzliche Ladepunkte hinzu.
- Ab April 2026: Erweiterung um weitere vier ABB-360-HVC-Ladesäulen mit insgesamt 16 zusätzlichen Ladepunkten.

Die neuen HVC-Ladesäulen verfügen über vier Ladepunkte. Jede HVC-Ladesäule stellt dabei eine Gesamtleistung von bis zu 360 kW zur Verfügung, die auf die angeschlossenen Fahrzeuge verteilt werden kann. Die einzelnen Ladepunkte sind somit nicht grundsätzlich auf 90 kW begrenzt.

Mit Abschluss des Ausbaus war die am Betriebshof vorgesehene Kapazität von 56 Ladepunkten erreicht. Eine weitere Erweiterung der Ladeinfrastruktur würde zusätzliche infrastrukturelle Maßnahmen beziehungsweise einen weiteren Standort erfordern.

Für die spätere Auswertung ist zu berücksichtigen, dass eine AC-seitige Verbrauchsmessung und damit eine Bestimmung der Ladesäulenverluste ausschließlich für die zehn ursprünglich installierten Ladesäulen beziehungsweise die Ladepunkte 1 bis 20 möglich ist. Darüber hinaus stellen die zulässigen Leistungswerte der Ladesäulen und die Auslegung der jeweiligen Anschlusskabel technische Grenzen dar, die durch das Lademanagement berücksichtigt werden.

## Erweiterung der Photovoltaikanlage

Am 1. August 2025 wurde eine zusätzliche Photovoltaikanlage mit einer installierten Leistung von 940 kWp auf dem Flugdach des Betriebshofs in Betrieb genommen. Ein Testbetrieb erfolgte bereits ab Juli 2025. Dadurch erhöhte sich die insgesamt installierte PV-Leistung von 480 kWp auf 1.420 kWp.

Die Erweiterung veränderte die am Betriebshof verfügbare lokale Erzeugungsleistung erheblich. Sie beeinflusst damit sowohl den erforderlichen Netzbezug als auch das grundsätzlich verfügbare Potenzial zur Nutzung eigener PV-Energie für die Fahrzeugladung. Die Änderung der installierten PV-Leistung ist daher bei zeitlichen Vergleichen von PV-Nutzung, Netzbezug und Stromkosten zu berücksichtigen.

## Ladestrategie

Die zu Beginn des Pilotbetriebs bestehende Grundstrategie wurde im Projektverlauf weitgehend beibehalten, jedoch im Zuge der wachsenden Fahrzeugflotte um zusätzliche betriebliche Strategien ergänzt.

Zur stärkeren Nutzung der PV-Erzeugung wurden ausgewählte Ladepunkte mit spezifischen Ladeprofilen für Zwischenladungen konfiguriert. Darüber hinaus wurde eine Reservebusstrategie eingeführt. Dabei wurden ausgewählte Reserve- und Verstärkerfahrzeuge zunächst nur bis zu einem SOC von 50% geladen, um einen Teil des

verbleibenden Energiebedarfs nach Möglichkeit am Folgetag während Zeiten hoher PV-Erzeugung zu decken. Für diese Strategie wurden sechs Ladepunkte vorgesehen.

## Lademodelle

Das zu Beginn des Pilotbetriebs eingesetzte Lademodell LM2 „dynamische Ladeprofile“ wurde im weiteren Projektverlauf schrittweise durch zusätzliche Funktionen ergänzt beziehungsweise abgelöst.

- Ab etwa Juni 2025 wurde LM3 „Peak-Shaving“ als primäres Lademodell eingesetzt. Damit wurde die verfügbare Ladeleistung dynamisch unter Berücksichtigung der aktuellen Gesamtleistung des Betriebshofs begrenzt und auf die aktiven Ladepunkte verteilt.
- Ab Anfang 2026 wurden mit der wachsenden Fahrzeugflotte die Ladeprofile und Priorisierungsmechanismen weiter angepasst. In diesem Zusammenhang kamen zusätzliche Funktionen von LM4 „PV-Priorisierung“ zum Einsatz, insbesondere zum Laden mit ausschließlich PV-Leistungsüberschüssen.

Die Wechsel der eingesetzten Lademodelle stellen eine wesentliche Veränderung der Rahmenbedingungen des Pilotbetriebs dar und sind bei der späteren Bewertung von Spitzenleistung, Lastverteilung, PV-Nutzung und Stromkosten zu berücksichtigen.

Während des Pilotbetriebs kam der bereits in Abschnitt 6.4.4 beschriebene statische Rückfallmodus (LM1) bei zwei dokumentierten Systemausfällen tatsächlich zum Einsatz. Beim ersten Ausfall wurde die Ladeleistung automatisch auf 40 kW je Ladepunkt begrenzt; bei einem zweiten, länger andauernden Ausfall wurde sie nach etwa zwei Stunden manuell auf 60 kW je Ladepunkt angehoben.

## Fahrpläne und Disposition

Änderungen an Fahrplänen beeinflussen vor allem die zurückgelegten Strecken und damit den Energiebedarf der Fahrzeuge. Änderungen der Disposition wirken sich zusätzlich auf Standzeiten und verfügbare Ladefenster aus. Beide Aspekte sind daher für die Interpretation der verbrauchs- und ladebezogenen Kennzahlen relevant.

Linie 36 wurde mit dem Fahrplanwechsel Mitte Dezember 2025 erweitert. Es kamen weitere Haltestellen hinzu und die Länge erhöhte sich auf circa 9km. Die Fahrtdauer erhöhte sich auf circa 20 Minuten. Der Takt blieb im Wesentlichen gleich – nur der verdichtete Takt am Morgen wurden von 30 auf 40 Minuten erhöht. Die Linie konnte weiterhin durch ein einzelnes Fahrzeug bedient werden. Im Zuge des Fahrplanwechsels wurde auch die Dispositionsstrategie geändert. War vorher ein einzelner Bus ganztägig im Einsatz, so wurden dann am Vormittag und am Nachmittag verschiedene Busse eingesetzt, jeweils mit einer anderen Fahrperson.

Bis September 2025 war Linie 181 von einer baustellenbedingten Umleitung betroffen. Dabei wurden zwei Haltestellen weniger bedient, die zurückgelegte Strecke hat sich leicht erhöht und die Fahrtdauer wurde einige Minuten länger. Es mussten keine zusätzlichen Busse eingesetzt werden oder die Disposition grundlegend geändert werden. Die Dispositionsstrategie für Linie 181 blieb über den Pilotbetrieb hinweg konstant.

Mit der Erweiterung der Elektrobusflotte wurden auf den Pilotlinien zunehmend auch andere Fahrzeuge als die bereits seit Dezember 2023 eingesetzten MAN-Busse verwendet.

Hintergrund war eine stärkere Rotation der Fahrzeuge, bei der die Ladeplanung zunehmend über einzelne Linien hinaus betrachtet wurde. Die ursprünglich auf den Pilotlinien eingesetzten Fahrzeuge deckten weiterhin einen wesentlichen Teil der Fahrten ab. Durch die stärkere Fahrzeugrotation nahm jedoch gegen Ende des Pilotbetriebs der Anteil der Fahrten ab, für die Daten über die eigens im Projekt installierte Telematikeinheit verfügbar waren. Dies ist bei der Auswertung der fahrzeugseitigen Daten zu berücksichtigen.

### Prognoseservice

Der Verbrauchsprognoseservice wurde während des Pilotbetriebs laufend weiterentwickelt. Einerseits umfasste dies Änderungen des physikalischen Antriebsmodells sowie Anpassungen der Prognosemodelle für Heizung/Klimatisierung und Zusatzverbraucher. Zusätzlich wurden die Prognosemodelle regelmäßig mit neuen, während des Pilotbetriebs erhobenen Daten aktualisiert.

Andererseits waren Anpassungen an der Umlage von Haltestellen auf Straßenabschnitte durch die oben beschriebenen Fahrplanänderungen nötig.

## 7.3 Bewertungskriterien und Kennzahlen

Zur Bewertung der im Pilotbetrieb untersuchten Funktionen werden mehrere Kennzahlen (KPIs, Key Performance Indicators) herangezogen, die unterschiedliche Aspekte des Ladebetriebs und der Verbrauchsprognose abbilden. Eine einzelne Kennzahl ist hierfür nicht ausreichend, da Ladesteuerung, PV-Nutzung, Infrastruktureffizienz, Kosten und Betriebssicherheit unterschiedliche und teilweise gegenläufige Zielgrößen darstellen.

Ausgangspunkt ist der Energiebedarf der Busse, der sich aus dem Linienbetrieb ergibt und durch das Lademanagement selbst nicht beeinflusst werden kann. Beeinflussbar ist dagegen, wann und mit welcher Leistung dieser Energiebedarf gedeckt wird, in welchem Umfang dafür lokal erzeugte PV-Energie genutzt werden kann und wie effizient die vorhandene Infrastruktur eingesetzt wird. Daraus ergeben sich sechs übergeordnete KPI-Kategorien:

1. Ladesteuerung – wie gleichmäßig und mit welchen Leistungsspitzen wird der Ladebedarf gedeckt?
2. PV-Nutzung – in welchem Umfang wird die verfügbare PV-Energie für den Ladebetrieb genutzt?
3. Infrastruktureffizienz – wie effizient wird die elektrische Infrastruktur betrieben und ausgelastet?
4. Kosten – wie wirken sich Ladesteuerung, PV-Nutzung und Infrastruktureffizienz auf die Stromkosten aus?
5. Betriebssicherheit – werden die Fahrzeuge zuverlässig mit dem für den Betrieb erforderlichen Ladezustand bereitgestellt?
6. Prognosequalität – wie genau kann der Energieverbrauch der Fahrzeuge vorhergesagt werden?

Die KPIs zur Prognosequalität sind methodisch von den übrigen KPI-Kategorien getrennt zu betrachten, da die Verbrauchsprognose im Pilotbetrieb nicht in die operative Ladesteuerung eingeflossen ist.

Zwischen den betrachteten Zielgrößen können Zielkonflikte bestehen. Eine stärkere zeitliche Glättung der Ladevorgänge reduziert beispielsweise Leistungsspitzen, kann jedoch zu längeren Ladezeiten bei geringerer Ladeleistung führen und dadurch den Wirkungsgrad der Ladesäulen verschlechtern. Derartige Zielkonflikte werden bei der Interpretation der jeweiligen KPIs berücksichtigt.

Die KPIs des Ladebetriebs werden grundsätzlich auf Monatsbasis ausgewertet. Dies ergibt sich zum einen aus der verfügbaren Datengrundlage, die teilweise auf Tageszählerständen anstelle hochaufgelöster Leistungszeitreihen beruht. Zum anderen folgt die monatliche Betrachtung der Abrechnungslogik des Netzbetreibers, bei der insbesondere der höchste Leistungswert eines Abrechnungsmonats für den Leistungspreis maßgeblich ist.

### 7.3.1 Auswertungsabschnitte

Wie in Abschnitt 7.2 beschrieben, veränderten sich Flottengröße, Ladeinfrastruktur, PV-Anlage und Ladestrategie während des Pilotbetriebs kontinuierlich. Ein direkter Vergleich einzelner Monate ist dadurch nur eingeschränkt aussagekräftig, da Veränderungen der KPIs mehrere, sich überlagernde Ursachen haben können. Um die Kennzahlen dennoch in einer nachvollziehbaren Struktur diskutieren zu können, wird der Pilotbetrieb in drei Auswertungsabschnitte gegliedert. Die Abgrenzung orientiert sich an Zeiträumen, innerhalb derer die wesentlichen Rahmenbedingungen entweder weitgehend konstant bleiben oder Veränderungen methodisch gemeinsam betrachtet werden können.

Die Abschnittsgrenzen orientieren sich an vollen Kalendermonaten. Dies ergibt sich zum einen aus der verfügbaren Datengrundlage, zum anderen aus der Abrechnungslogik der Stromkosten. Für den Leistungspreis ist jeweils der höchste Leistungswert eines Abrechnungsmonats maßgeblich, unabhängig davon, an welchem Tag dieser auftritt. Eine Änderung der Ladesteuerung kann sich daher auf den Leistungspreis des gesamten Monats auswirken, auch wenn sie erst im Laufe des Monats wirksam wird. Untermonatliche Abschnittsgrenzen wären insbesondere für die Kosten-KPI (Abschnitt 7.3.5) nur eingeschränkt interpretierbar. Monate, in denen eine wesentliche Änderung im Monatsverlauf erfolgte, werden daher vollständig einem der angrenzenden Auswertungsabschnitte zugeordnet. Tabelle 5 zeigt die drei Auswertungsabschnitte.

**Tabelle 5: Beschreibung der Auswertungsabschnitte**

| Abschnitt | Zeitraum               | Beschreibung                                                                                                                                                         |
|-----------|------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>A1</b> | Mai – Juli 2025        | Übergang von LM2 zu LM3; Inbetriebnahme der erweiterten PV-Anlage gegen Ende des Zeitraums; Flotte und Ladeinfrastruktur weitgehend konstant                         |
| <b>A2</b> | August – Dezember 2025 | LM3 durchgängig im Einsatz; Flotte und Ladeinfrastruktur weitgehend konstant; Veränderungen insbesondere durch saisonale Einflüsse sowie einzelne Fahrplanänderungen |
| <b>A3</b> | Januar – Mai 2026      | Sukzessive Skalierung von Fahrzeugflotte und Ladeinfrastruktur sowie Anpassung von Ladestrategien und Einsatz von Funktionen aus LM4                                 |

A1 eignet sich am ehesten zur Betrachtung des Effekts des Wechsels von LM2 „dynamische Ladeprofile“ auf LM3 „Peak-Shaving“, da Flotten- und Ladeinfrastruktur während dieses Zeitraums noch weitgehend konstant blieben. A2 bildet eine relativ stabile Referenzperiode ohne größere strukturelle Veränderungen; Schwankungen der KPIs sind hier daher überwiegend saisonalen Einflüssen zuzuordnen. In A3 lassen sich Veränderungen der Kennzahlen dagegen nur eingeschränkt einzelnen Ursachen zuordnen, da Flottenwachstum, Ausbau der Ladeinfrastruktur sowie Anpassungen der Lade- und Dispositionsstrategie zeitgleich erfolgten und teilweise unmittelbar miteinander zusammenhängen. Insbesondere die Strategieanpassungen waren vielfach eine direkte Folge der Skalierung. Einzelne für die Interpretation relevante Ereignisse innerhalb von A3, beispielsweise die Einführung der Reservebus-Strategie oder die Erweiterung der Ladepunkte, werden daher im weiteren Bericht gesondert benannt, ohne den Auswertungsabschnitt formal weiter zu unterteilen.

Die Abschnitte A1–A3 bilden die Referenzstruktur für die Darstellung des Energiebedarfs in Abschnitt 8.1 sowie für die KPI-Auswertungen in Abschnitt 8.4.

### 7.3.2 Ladesteuerung

Die KPIs dieser Kategorie bewerten, wie der vorgegebene Ladeenergiebedarf zeitlich und leistungsmäßig verteilt wird. Da der Energiebedarf der Fahrzeuge als externe Randbedingung betrachtet wird, bilden diese Kennzahlen die Wirkung der Ladesteuerung unmittelbar ab. Die Regelung erfolgt dabei auf Ebene des gesamten Betriebshofs wie in Abschnitt 6.4 beschrieben.

### Datengrundlage MAN und Yutong

Bei MAN-Bussen beginnt und endet ein Ladevorgang mit dem An- beziehungsweise Abstecken. Die erfasste Ladevorgangsdauer entspricht damit näherungsweise der Standzeit am Ladepunkt, überschätzt jedoch die tatsächliche Ladedauer, da das Fahrzeug häufig bereits vollständig geladen ist, bevor es abgesteckt wird. Bei Yutong-Bussen endet der aufgezeichnete Ladevorgang dagegen automatisch bei Erreichen des Ziel-SOC. Die erfasste Ladevorgangsdauer entspricht hier somit eher der tatsächlichen Ladedauer, erlaubt jedoch keinen Rückschluss auf die gesamte Standzeit am Ladepunkt.

Für Kennzahlen, die auf Standzeiten basieren, werden daher die Dispositionsdaten zu Ankunft und Abfahrt mit den Ladevorgangsdaten zusammengeführt. Dadurch kann für beide Fahrzeughersteller eine einheitlich definierte tatsächliche Standzeit bestimmt werden.

### Monats-Lastfaktor

Der Monats-Lastfaktor beschreibt das Verhältnis zwischen der durchschnittlichen Netzbezugsleistung des Betriebshofs und dem für den jeweiligen Monat maßgeblichen Peak-Wert:

$$\text{Monats-Lastfaktor} = \frac{\overline{P}_{\text{Netzbezug, Monat}}}{P_{\text{Peak, Monat}}}$$

Als monatlicher Peak-Wert  $P_{\text{Peak, Monat}}$  wird der für die Abrechnung maßgebliche maximale Netzbezug verwendet. Für Mai 2025 entspricht dieser dem tatsächlich erreichten Maximalwert; ab Juni 2025 wird er durch die im Lademanagement eingestellte Leistungsgrenze bestimmt.

Ein hoher Monats-Lastfaktor bedeutet, dass die durchschnittliche Netzbezugsleistung nahe am maßgeblichen Peak-Niveau liegt und dieses über den Monat vergleichsweise gleichmäßig genutzt wird. Die Kennzahl ist dabei nicht als reine Gütekennzahl zu interpretieren. Aufgrund der betrieblich vorgegebenen Fahr- und Standzeiten kann ein Lastfaktor von 100% am untersuchten Standort nicht erreicht beziehungsweise nicht als sinnvolles Ziel angesehen werden.

Der Monats-Lastfaktor erlaubt zudem keine Aussage darüber, wie einzelne Tageslastgänge geglättet werden oder wodurch hohe Lastzustände entstehen. Er dient vielmehr als aggregierte Kennzahl für die zeitliche Ausnutzung des verfügbaren beziehungsweise vorgegebenen Leistungsniveaus am gesamten Betriebshof.

### Peak-Reduktionsgrad

Zur Bewertung der Wirkung der Ladesteuerung wird der für den jeweiligen Monat maßgebliche Peak-Wert mit zwei hypothetischen Referenzszenarien verglichen. Der berechnete Reduktionsgrad beschreibt damit für Mai 2025 die tatsächlich erreichte Peak-Reduktion und für die nachfolgenden Monate die Reduktion der vorgegebenen Peak-Grenze gegenüber den jeweiligen Referenzszenarien.

Die beiden Referenzszenarien bilden unterschiedliche Stufen der Ladesteuerung ab. In beiden Fällen wird derselbe Energiebedarf der Fahrzeuge zugrunde gelegt. Die nicht unmittelbar der Fahrzeugladung zuordenbare Last des Betriebshofs wird näherungsweise durch ihre jeweilige mittlere Monatsleistung berücksichtigt. Zeitliche Schwankungen dieser Restlast, sowie deren zeitliche Überlagerung mit der PV-Erzeugung werden in den Referenzszenarien nicht rekonstruiert. Die resultierenden Referenzpeaks stellen daher theoretische Vergleichswerte und keine vollständige Simulation des Netzbezugs dar.

Als erste Referenz wird ein ungesteuerter Ladebetrieb betrachtet. Für jeden Ladevorgang wird angenommen, dass die erforderliche Energie ab Beginn des verfügbaren Ladefensters mit der maximal angenommenen Fahrzeugladeleistung geladen wird. Für die im Projekt eingesetzten Fahrzeugtypen werden hierfür 150 kW beziehungsweise 180 kW angesetzt.

Die theoretische Ladedauer eines Fahrzeugs ergibt sich zu

$$t_{\text{Laden},i}^{\text{max}} = \frac{E_i}{P_i^{\text{max}}}$$

Durch die zeitliche Überlagerung der so rekonstruierten Ladevorgänge wird der maximale Ladeleistungsbedarf des Monats bestimmt. Zur näherungsweisen Überführung auf die Ebene des Betriebshofs wird die mittlere nicht ladebezogene Restlast des jeweiligen Monats addiert:

$$P_{\text{Peak,Monat}}^{\text{Schnell}} = \max_t \sum_i P_i^{\text{max}}(t) + \bar{P}_{\text{Rest,Monat}}$$

Die Referenz beschreibt damit einen theoretischen Betrieb, bei dem die vorhandenen Standzeiten nicht zur Leistungsreduktion genutzt werden und keine Koordination der gleichzeitig auftretenden Ladeanforderungen erfolgt.

Als zweite Referenz wird eine reine zeitliche Streckung der disponierten Ladevorgänge betrachtet. Für jedes Fahrzeug wird angenommen, dass die benötigte Energie mit konstanter Leistung gleichmäßig über die gesamte verfügbare Standzeit verteilt wird:

$$P_i^{\text{Zeit}} = \frac{E_i}{t_{\text{Stand},i}}$$

Durch die Überlagerung dieser Ladeleistungen ergibt sich der theoretische Ladeleistungsverlauf des Betriebshofs. Analog zur Schnellladereferenz wird die mittlere nicht ladebezogene Restlast des jeweiligen Monats ergänzt:

$$P_{\text{Peak, Monat}}^{\text{Zeit}} = \max_t \sum_i P_i^{\text{Zeit}}(t) + \bar{P}_{\text{Rest, Monat}}$$

Für Ladevorgänge, für die keine belastbare disponierte Standzeit bestimmt werden kann, wird keine zusätzliche zeitliche Streckung angenommen; sie verbleiben innerhalb ihres beobachteten Ladezeitfensters.

Die Zeitstreckungsreferenz entspricht näherungsweise einer abfahrtszeitbasierten Ladesteuerung ohne koordinierte Begrenzung des Gesamtpeaks. Sie ist damit insbesondere als Vergleichsgröße für den zusätzlichen Effekt des Peak-Shavings geeignet. Dieses Prinzip entspricht in vereinfachter Form dem in Lademodell 2 eingesetzten Ansatz.

Die jeweiligen Peak-Reduktionsgrade ergeben sich dann:

$$\text{Peak-Reduktionsgrad}_{\text{Peak, Monat}} = 1 - \frac{P_{\text{Peak, tatsächlich}}}{P_{\text{Peak, Referenz}}}$$

Ein positiver Wert bedeutet, dass der maßgebliche Peak-Wert unterhalb des jeweiligen theoretischen Referenzpeaks liegt. Ein Wert von null entspricht demselben Peak-Niveau. Negative Werte zeigen, dass der maßgebliche Peak-Wert oberhalb des theoretischen Referenzwerts liegt. Der Reduktionsgrad gegenüber der ungesteuerten Schnellladung beschreibt den gesamten Effekt aus zeitlicher Streckung und koordinierter Leistungsbegrenzung. Der Reduktionsgrad gegenüber der reinen Zeitstreckung isoliert diese Effekte nicht vollständig, erlaubt jedoch eine Abschätzung des zusätzlichen Potenzials der Koordination auf Betriebshofebene. Die Differenz zwischen beiden Referenzszenarien ist daher nicht als additive Zerlegung der Wirkung zu interpretieren.

### 7.3.3 PV-Nutzung

Die KPIs dieser Kategorie bewerten, in welchem Umfang die verfügbare PV-Erzeugung am Betriebshof selbst genutzt beziehungsweise zur Deckung des Ladeenergiebedarfs eingesetzt werden kann. Die PV-Nutzung wird dabei nicht ausschließlich durch den Lademanagementalgorithmus bestimmt, sondern auch durch betriebliche Strategien wie das PV-Zwischenladen, die Reservebus-Strategie und die Zuordnung bestimmter Ladepunkte.

#### PV-Eigenverbrauchsquote

$$\text{PV-Eigenverbrauchsquote} = \frac{E_{\text{PV, genutzt}}}{E_{\text{PV, erzeugt}}}$$

Die PV-Eigenverbrauchsquote beschreibt den Anteil der am Betriebshof erzeugten PV-Energie, der unmittelbar am Standort selbst verbraucht und nicht in das öffentliche Netz

eingespeist wird. Die Kennzahl bezieht sich auf den gesamten Betriebshof und umfasst damit neben der Fahrzeugladung auch andere elektrische Verbraucher.

### PV-Deckungsgrad des Ladebedarfs

Der PV-Deckungsgrad beschreibt, in welchem Verhältnis die am Betriebshof verfügbare PV-Energie zum Ladeenergiebedarf der Fahrzeuge steht. Dabei werden zwei Ausprägungen betrachtet: der bilanzielle Ist-Deckungsgrad auf Basis der tatsächlich selbst genutzten PV-Energie sowie das theoretische Deckungspotenzial auf Basis der insgesamt erzeugten PV-Energie.

Der bilanzielle Ist-Deckungsgrad ergibt sich aus:

$$\text{PV-Deckungsgrad} = \frac{\min(E_{\text{PV, genutzt}}, E_{\text{Laden}})}{E_{\text{Laden}}}$$

Da messtechnisch nicht eindeutig getrennt werden kann, welcher Anteil der selbst genutzten PV-Energie auf die Fahrzeugladung und welcher auf andere Verbraucher des Betriebshofs entfällt, wird vereinfachend angenommen, dass die selbst genutzte PV-Energie zunächst dem Ladebedarf zugerechnet wird. Der Ist-Deckungsgrad stellt daher eine bilanzielle und keine messtechnisch eindeutige Zuordnung des PV-Stroms zur Fahrzeugladung dar.

Ergänzend wird das theoretische PV-Deckungspotenzial bestimmt:

$$\text{PV-Deckungspotenzial} = \frac{\min(E_{\text{PV, erzeugt}}, E_{\text{Laden}})}{E_{\text{Laden}}}$$

Das Deckungspotenzial zeigt, welcher Anteil des Ladeenergiebedarfs grundsätzlich durch die am selben Tag erzeugte PV-Energie hätte gedeckt werden können. Dabei wird nicht berücksichtigt, ob PV-Erzeugung und Ladebedarf innerhalb des Tages tatsächlich zeitgleich auftreten oder ob die Fahrzeugdisposition eine entsprechende Nutzung ermöglicht hätte.

Die gemeinsame Betrachtung von Ist-Deckungsgrad und Deckungspotenzial ermöglicht sowohl eine Einordnung der tatsächlichen PV-Nutzung als auch der Größe der PV-Anlage im Verhältnis zum Ladeenergiebedarf. Insbesondere lässt sich damit unterscheiden, ob eine hohe PV-Eigenverbrauchsquote auf eine effektive Nutzung großer PV-Energiemengen oder lediglich auf eine insgesamt geringe PV-Erzeugung zurückzuführen ist.

### 7.3.4 Infrastruktureffizienz

Die KPIs dieser Kategorie bewerten die Auslastung und energetische Effizienz der elektrischen Infrastruktur. Sie sind durch das Lademanagement nur teilweise beeinflussbar, bilden jedoch wichtige Randbedingungen für die Interpretation der Lade- und Kostenkennzahlen.

#### Trafo-Wirkungsgrad

$$\eta_{\text{Trafo}} = \frac{E_{\text{sekundär, abgegeben}}}{E_{\text{primär, bezogen}}}$$

Da für die Transformatoren Tageszählerstände vorliegen, wird der Wirkungsgrad auf Monatsbasis, aus der über den Betrachtungszeitraum aufsummierten Ein- und Ausgangsenergie, bestimmt. Die Kennzahl stellt damit einen mittleren energetischen

Wirkungsgrad über den gesamten Monat dar und keinen Momentanwirkungsgrad bei einem bestimmten Lastpunkt.

### Mittlere Trafo-Auslastung

$$\text{Mittlere Trafo-Auslastung} = \frac{E_{\text{sekundär, Monat}} / t_{\text{Monat}}}{P_{\text{Trafo, Nennleistung}}}$$

Die mittlere Trafo-Auslastung beschreibt die durchschnittliche Wirkleistungsbeanspruchung der Transformatoren über einen Monat. Hierzu wird aus der sekundärseitig abgegebenen Energie zunächst die mittlere Leistung über den Betrachtungszeitraum bestimmt und auf die verfügbare Nennleistung der Transformatoren bezogen.

Da die Berechnung auf Wirkenergie basiert, handelt es sich um eine wirkleistungsbezogene Auslastung. Eine vollständige Bewertung der Scheinleistungsauslastung unter Berücksichtigung der Blindleistung ist damit nicht verbunden.

### Trafo-Spitzenauslastung

$$\text{Trafo-Lastfaktor} = \frac{P_{\text{Peak, Monat}}}{P_{\text{Trafo, Nennleistung}}}$$

Die Trafo-Spitzenauslastung beschreibt die maximale Beanspruchung der verfügbaren Transformatorleistung innerhalb des Betrachtungszeitraums. In Kombination mit der mittleren Trafo-Auslastung lässt sich damit sowohl die durchschnittliche als auch die maximale Nutzung der vorhandenen Trafokapazität bewerten.

### Ladesäulen-Wirkungsgrad

$$\eta_{\text{Ladesäule}} = \frac{E_{\text{DC, abgegeben}}}{E_{\text{AC, bezogen}}}$$

Der Ladesäulen-Wirkungsgrad beschreibt das Verhältnis zwischen der auf der DC-Seite an die Fahrzeuge abgegebenen Energie und der auf der AC-Seite aufgenommenen Energie. Die Kennzahl kann nur für die ursprünglichen zehn Ladesäulen beziehungsweise die Ladepunkte 1–20 bestimmt werden, da ausschließlich dort eine separate AC-seitige Energiemessung vorliegt.

### Zeitliche Auslastung der Infrastruktur

$$\text{Auslastung} = \frac{\sum \text{Standzeit je Ladepunkt}}{\text{verfügbare Zeit (Monat} \times \text{Anzahl Ladepunkte)}}$$

Die Kennzahl beschreibt, welcher Anteil der insgesamt verfügbaren Ladepunktzeit durch abgestellte Fahrzeuge belegt ist. Dabei wird die im jeweiligen Monat tatsächlich verfügbare Anzahl an Ladepunkten berücksichtigt.

Als Datengrundlage wird derselbe zusammengeführte Standzeitendatensatz wie für die Kennzahlen der Ladesteuerung verwendet. Dadurch wird die unterschiedliche Erfassung der Ladevorgangsdauer bei MAN- und Yutong-Fahrzeugen ausgeglichen und eine einheitliche Bewertung der tatsächlichen Belegung der Ladepunkte ermöglicht.

### 7.3.5 Kosten

Die Kosten-KPIs übersetzen die zuvor betrachteten energetischen und leistungsspezifischen Effekte in ihre wirtschaftliche Wirkung. Ziel ist nicht nur die Darstellung des Kostenverlaufs, sondern dessen Einordnung anhand von Energiebezug, Leistungsspeak und PV-Nutzung.

Die Stromkosten setzen sich folgendermaßen zusammen (Tabelle 6):

**Tabelle 6: Zusammensetzung der Stromkosten**

|                 | Energie        | Netz                     | Steuern & Abgaben                                                  |
|-----------------|----------------|--------------------------|--------------------------------------------------------------------|
| <b>Arbeit</b>   | Lieferant      | Netznutzung, Netzverlust | Förderbeitrag (Arbeit/Verlust), Elektrizitäts- und Gebrauchsabgabe |
| <b>Leistung</b> | -              | Netznutzung Leistung     | Förderbeitrag Leistung                                             |
| <b>Fix</b>      | ggf. Lieferant | Messentgelt              | Förderpauschale                                                    |

Der Arbeitspreis umfasst den vertraglichen Energiepreis sowie die mengenabhängigen Netzentgelte und Abgaben (Netznutzung, Netzverlust, Erneuerbaren-Förderbeitrag, Elektrizitäts- und Gebrauchsabgabe) und wird auf den Netzbezug angewendet. Der Leistungspreis ergibt sich aus dem monatlichen Leistungsspeak und einem Zwölftel des jährlichen Leistungsentgelts; über zwölf Monate entspricht dies der Abrechnung über das 12er-Mittel. Die fixen Entgelte umfassen Messentgelt und Erneuerbaren-Förderpauschale. Mit Ausnahme des Energiepreises beruhen alle Bestandteile auf öffentlich zugänglichen Verordnungen.

Damit ergeben sich für die Gesamtkosten zwei abhängige und ein fixer Anteil:

$$K_{\text{gesamt}} = \underbrace{E_{\text{bezogen}} \times \text{Arbeitspreis}}_{K_{\text{Arbeitspreisanteil}}} + \underbrace{P_{\text{Peak, Monat}} \times \text{Leistungspreis}}_{K_{\text{Leistungspreisanteil}}} + \text{Fixpreis}$$

### Leistungspreisanteil

$$\text{Anteil}_{\text{Leistungspreis}} = \frac{K_{\text{Leistungspreisanteil}}}{K_{\text{gesamt}}}$$

Die Kennzahl zeigt, welcher Anteil der betrachteten Stromkosten durch den monatlichen Leistungsspeak verursacht wird.

### Kostenreduktion durch PV

Der Eigenverbrauch von PV-Energie reduziert die aus dem Netz zu beziehende Energiemenge und damit den Arbeitspreisanteil der Stromkosten. Der relative Einsparungseffekt wird auf die hypothetischen Arbeitspreiskosten ohne PV-Eigenverbrauch bezogen.

$$K_{\text{vermieden, PV}} = E_{\text{PV, genutzt}} \times \text{Arbeitspreis}, \quad \text{Anteil}_{\text{PV-Einsparung}} = \frac{K_{\text{vermieden, PV}}}{K_{\text{Arbeitspreisanteil}} + K_{\text{vermieden, PV}}}$$

Da es sich um eine vermiedene und nicht tatsächlich angefallene Kostenposition handelt, wird die Einsparung nicht auf die tatsächlichen Gesamtkosten, sondern auf die hypothetischen Arbeitspreiskosten ohne PV-Nutzung bezogen.

### Verlustkostenanteil

$$K_{\text{Verluste}} \approx (E_{\text{bezogen}} - E_{\text{DC, geladen}}) \times \text{Arbeitspreis}$$

Da der Ladesäulen-Wirkungsgrad nur für die Ladepunkte 1–20 vorliegt, wird für die übrigen Ladesäulen mit demselben Wirkungsgrad gerechnet.

### Kosten pro geladener kWh

Die Kennzahl setzt die betrachteten Stromkosten in Relation zur tatsächlich an die Fahrzeuge abgegebenen Ladeenergie. Ihr zeitlicher Verlauf kann gemeinsam mit den zuvor beschriebenen Kennzahlen interpretiert werden, um Veränderungen beispielsweise auf Peak-, PV- oder Effizienzeffekte zurückzuführen.

### 7.3.6 Betriebssicherheit

Die KPIs dieser Kategorie bewerten nicht die Optimierung des Ladebetriebs, sondern die grundlegende Frage, ob die Fahrzeuge zuverlässig mit einem für den Betrieb ausreichenden Ladezustand bereitgestellt werden. Die Betrachtung beschränkt sich auf Aspekte, die aus Ladevorgangs- und Dispositionsdaten abgeleitet werden können.

### Vollladungsquote

$$\text{Vollladungsquote} = \frac{N_{\text{SOC Abfahrt} \geq \text{SOC Zielwert}}}{N_{\text{Fahrzeugbetriebstage}}}$$

Für jeden geplanten Fahrzeugeinsatz wird geprüft, ob der unmittelbar vorangegangene Ladevorgang mit dem für den jeweiligen Fahrzeugtyp definierten Ziel-SOC beendet wurde. Bei MAN-Fahrzeugen wird dabei der technische Grenzwert berücksichtigt, bei dem der Ladevorgang automatisch beendet wird.

Die Kennzahl beschreibt damit den Anteil der Einsätze, für die das Fahrzeug entsprechend der betrieblichen Vorgabe vollständig geladen bereitgestellt werden konnte.

### Anteil kritischer Ankünfte

$$\text{Anteil kritische Ankünfte} = \frac{N_{\text{SOC Ankunft} < \text{SOC Kritisch}}}{N_{\text{Fahrzeugbetriebstage}}}$$

Als Ankunfts-SOC wird der SOC zu Beginn des auf einen Betriebseinsatz folgenden Ladevorgangs verwendet. Die Kennzahl beschreibt den Anteil der Fahrzeuge, die mit einem SOC unterhalb eines definierten kritischen Grenzwerts zum Betriebshof zurückkehren.

Im Gegensatz zur Vollladungsquote ist bei dieser Kennzahl ein niedriger Wert anzustreben. Sie dient als Indikator dafür, wie häufig Fahrzeuge ihre betrieblichen Einsätze mit einer nur noch geringen Energiereserve beenden

### 7.3.7 Prognosezuverlässigkeit

Zusätzlich wurde über den Pilotbetrieb die Zuverlässigkeit der Verbrauchsprognose (siehe Kapitel 6.5) untersucht. Wenngleich die Prognose im konkreten Projekt nicht direkt in das entwickelte Lademanagement eingebunden worden ist, könnte sie einem Lademanagement grundsätzlich mehr Flexibilität in der Verteilung der Ladeleistung ermöglichen. Sofern die Prognose zuverlässig erfolgen kann und zusätzlich Reserven eingeplant werden, wird dann auch die Betriebssicherheit nicht wesentlich verringert. Vor diesem Hintergrund lohnt sich die Evaluierung einer Verbrauchsprognose im Umfeld eines Realbetriebs.

Da sich die Prognose nur auf die ursprünglichen sieben Busse und die beiden Pilotlinien des Projektes beschränkt, kann diese Untersuchung unabhängig von den in Kapitel 7.3.1 definierten Skalierungs- und Lade-basierten Auswerteabschnitten erfolgen.

Jedoch gilt es in den Analysen Änderungen und Updates der Prognosemodelle sowie Änderungen an den Buslinien und Fahrplänen zu berücksichtigen. Dies erfolgt als Teil der Analysen in Kapitel 8.4.6.

Zur Analyse der Verbrauchsprognosen werden die RIO-Daten als Vergleich herangezogen, die den tatsächlichen Verbrauch während des Betriebseinsatzes eines Busses zwischen zwei Ladeprozessen (=Entladeprozess) beschreiben. Dazu werden in einem ersten Schritt die getroffenen Verbrauchsprognosen den RIO-Daten zugeordnet. Dabei muss beachtet werden, dass für jeden Dispositionseintrag im Laufe von bis zu zwei Tagen im Voraus zu mehreren Zeitpunkten Prognosen angefragt werden und jeweils mehrere Dispositionseinträge (inkl. Prognose) zu einem Entladeprozess der RIO-Daten gehören. Für die Analysen werden jeweils die Prognosen herangezogen, die am kürzesten vor Start des Entladeprozesses getroffen wurden, weil dieser Stand der Disposition am wahrscheinlichsten dem tatsächlichen Betrieb entspricht. Dennoch kann es aus unterschiedlichen Gründen zu Abweichungen zwischen Planung und dem tatsächlichen Betrieb kommen. Daher werden in den Analysen nur die Fälle berücksichtigt, bei denen die prognostizierte Strecke nicht mehr als 10% von der tatsächlich gefahrenen Strecke laut RIO-Daten abweicht.

Als KPIs dienen der durchschnittliche absolute Fehler (MAE) und der durchschnittliche absolute prozentuale Fehler (MAPE) des prognostizierten Verbrauchs im Vergleich mit dem Verbrauch laut RIO-Daten. Hierbei kann sowohl der Gesamtverbrauch betrachtet werden als auch die drei einzelnen Komponenten: Antrieb, Heizung und Klimatisierung, und Zusatzverbraucher.

### **Eckpunkte des Pilotbetriebs und Bewertungskriterien**

Der 13-monatige Pilotbetrieb war durch eine sukzessive Skalierung von Fahrzeugflotte, Ladeinfrastruktur und PV-Erzeugung sowie durch die Weiterentwicklung von Ladestrategien und Lademodellen geprägt. Ergebnisse sind daher immer im Kontext des jeweiligen Systemzustands zu interpretieren.

Die Fahrzeuge sollten zuverlässig mit ausreichendem Ladezustand bereitgestellt werden. Das Lademanagement optimierte daher vor allem Zeitpunkt und Leistung der Ladung sowie die Nutzung verfügbarer PV-Energie, nicht jedoch den betrieblich verursachten Energiebedarf selbst.

Die Wirkung des Lademanagements wird anhand von Ladesteuerung, PV-Nutzung, Infrastruktureffizienz, Kosten und Betriebssicherheit bewertet; die Qualität der Verbrauchsprognose wird separat betrachtet. Zwischen diesen Zielgrößen können Zielkonflikte bestehen, sodass kein einzelner KPI die Systemwirkung vollständig beschreibt.

## 8 Ergebnisse des Pilotbetriebs

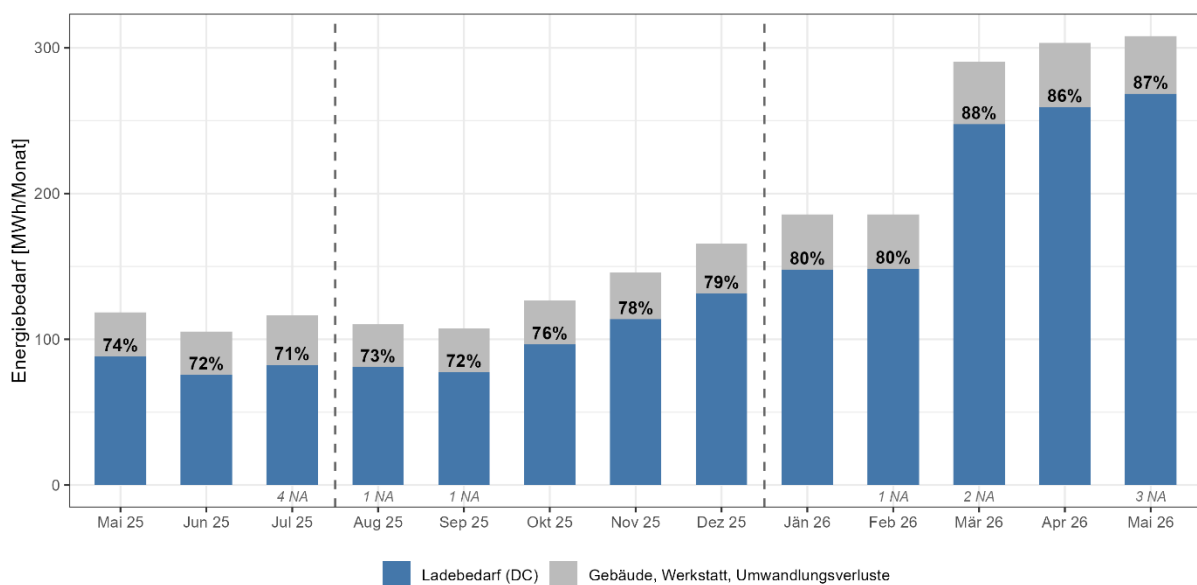
### 8.1 Überblick Gesamtenergiebedarf und Ladevorgänge

Kapitel 7 beschreibt die Veränderungen an Flotte, Ladeinfrastruktur, PV-Anlage und Ladestrategie während des Pilotbetriebs. Im Folgenden wird dargestellt, wie sich diese Entwicklungen in den zentralen Energie- und Betriebskennzahlen des Standorts widerspiegeln. Die Beschreibung bezieht bereits die in Abschnitt 7.3.1 definierten Auswertungsabschnitte A1–A3 ein, in den jeweiligen Grafiken sind diese Abschnitte mit gestrichelten Linien hervorgehoben. Die Bewertung der Ladesteuerung, PV-Nutzung und Infrastrukturauslastung sowie die Einordnung der Ladestrategien erfolgen in den nachfolgenden Auswertungsabschnitten.

Datengrundlage sind die monatlich aggregierten Energiemesswerte des Standorts sowie die Ladevorgangs- und Dispositionsdaten. In einzelnen Monaten mussten aufgrund von Datenlücken bis zu fünf Tage imputiert werden. Besonders betroffen sind Juli 2025 mit fünf Tagen sowie März und Mai 2026 mit jeweils drei Tagen. Dies ist bei der Interpretation der entsprechenden Monatswerte zu berücksichtigen.

#### 8.1.1 Energie- und Leistungsbedarf des Betriebshofs

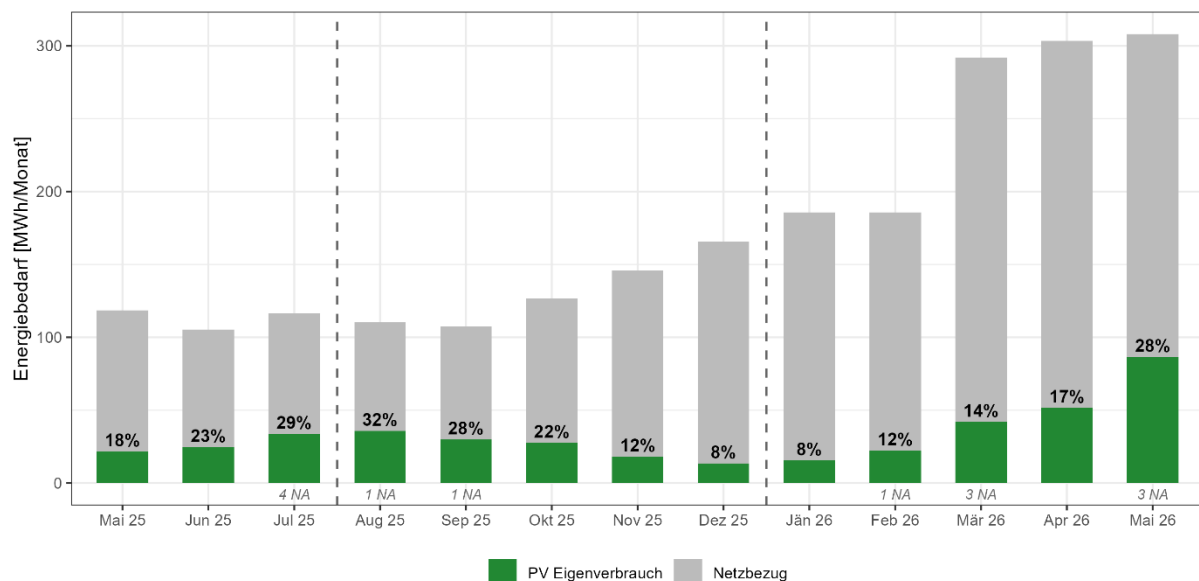
Betrachtet wird zunächst die Energiebilanz des Betriebshofs im Sinne des elektrischen Energiebedarfs sowie dessen Deckung durch Netzbezug und PV-Erzeugung.



**Abbildung 15: Elektrischer Energiebedarf je Monat mit Anteil Ladebedarf (DC)**

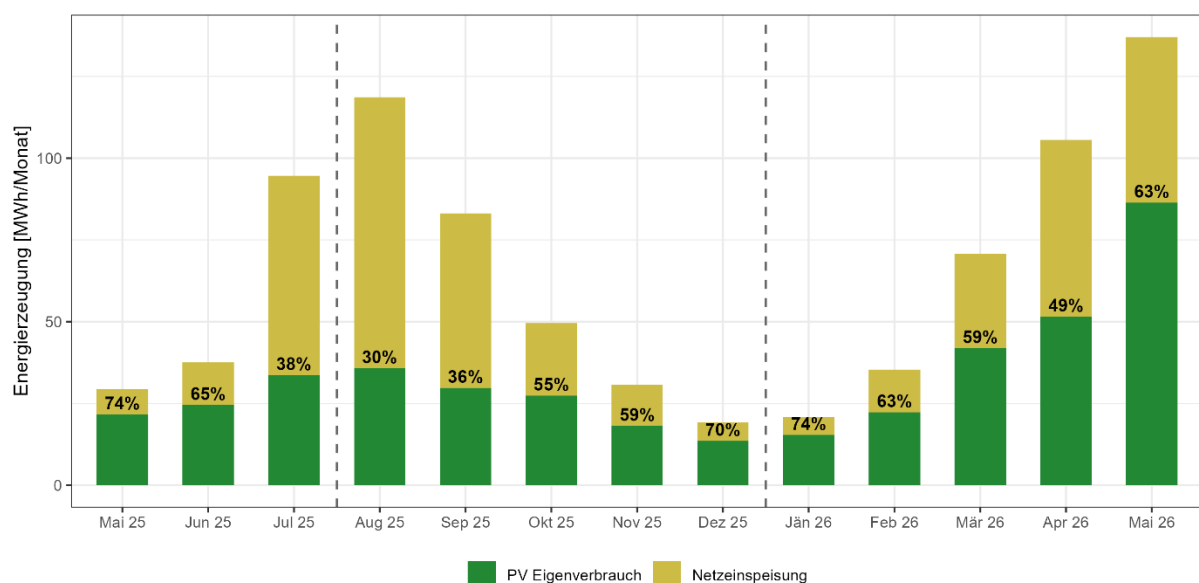
Abbildung 15 zeigt in A1 einen weitgehend konstanten Gesamtenergiebedarf von rund 105 bis 116 MWh pro Monat. In A2 bleibt das Niveau zunächst ähnlich, steigt ab Oktober jedoch kontinuierlich an und erreicht im Dezember rund 166 MWh. Dieser insbesondere saisonal bedingte Anstieg setzt sich bis Januar 2026 fort. In A3 liegen Januar und Februar zunächst auf vergleichbarem Niveau, bevor der Energiebedarf ab März mit der zunehmenden Integration weiterer Fahrzeuge sprunghaft ansteigt. Im Mai 2026 werden schließlich rund 310 MWh erreicht. Gleichzeitig steigt der Anteil der Fahrzeugladung am Gesamtenergiebedarf von rund 71–74% in A1 auf zuletzt 87% im Mai 2026. Der zunehmende

Gesamtenergiebedarf wird damit im Verlauf des Pilotbetriebs immer stärker durch die Fahrzeugladung bestimmt. Der verbleibende Energiebedarf umfasst insbesondere Werkstatt- und Gebäudeverbrauch sowie technische Verluste.



**Abbildung 16: Deckung des elektrischen Energiebedarfs je Monat durch Netzbezug und PV-Eigenverbrauch**

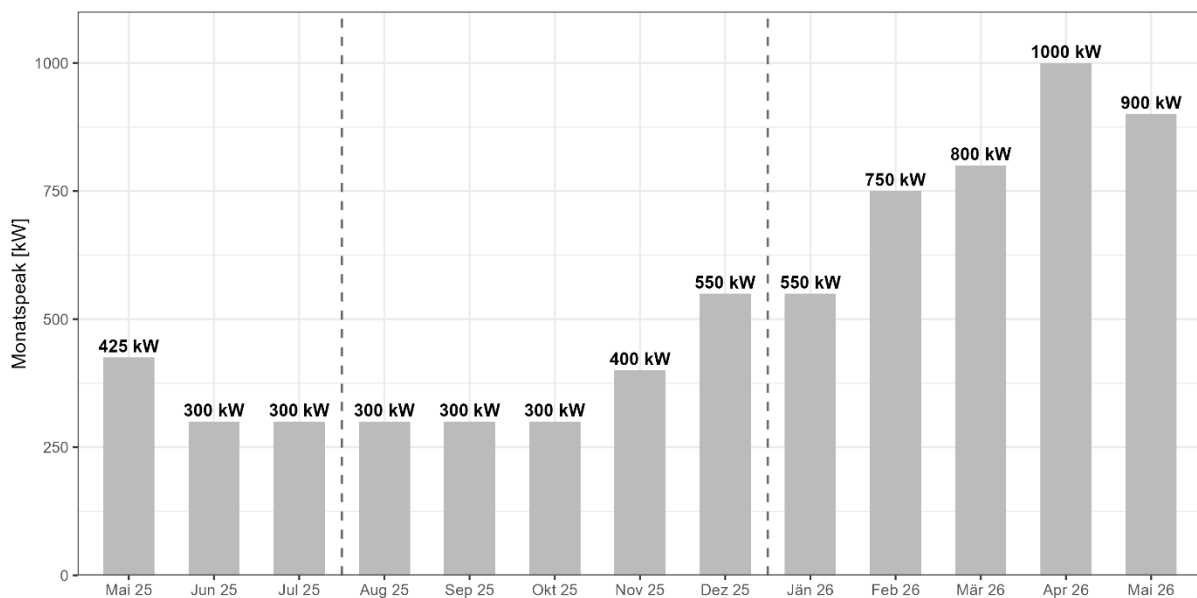
Ergänzend zeigt Abbildung 16 Abbildung 1 wie der elektrische Energiebedarf durch Netzbezug und lokal erzeugte PV-Energie gedeckt wird. Über den gesamten Pilotbetrieb wird der Energiebedarf überwiegend durch Netzbezug gedeckt. In A1 steigt der Anteil der selbst genutzten PV-Energie am Gesamtenergiebedarf von rund 18% auf 29%. Zu Beginn von A2 erreicht er mit rund 32% seinen höchsten Wert und sinkt anschließend mit der saisonal abnehmenden PV-Erzeugung bis auf rund 8%. In A3 nimmt der PV-Anteil wieder zu und erreicht im Mai 2026 rund 28%.



**Abbildung 17: PV-Erzeugung je Monat mit Eigenverbrauchsanteil**

Für die Einordnung dieser Anteile ist zusätzlich die Entwicklung der gesamten PV-Erzeugung relevant (Abbildung 17). In A1 steigt die PV-Erzeugung deutlich an, während der Eigenverbrauchsanteil von rund 74% auf 38% zurückgeht. Mit der erweiterten PV-Anlage erreicht die Erzeugung zu Beginn von A2 mit rund 119 MWh zunächst ein hohes Niveau. Mit der saisonal abnehmenden Erzeugung steigt der Eigenverbrauchsanteil anschließend von rund 30% auf 70%. In A3 nimmt die PV-Erzeugung wieder deutlich zu. Im Mai 2026 werden dabei rund 86 MWh beziehungsweise 63% der erzeugten PV-Energie unmittelbar am Betriebshof genutzt.

Neben der Energiemenge stellt die zulässige Netzbezugsleistung eine wesentliche Randbedingung des Ladebetriebs dar. Abbildung 18 zeigt den Verlauf der verwendeten Peak-Grenzen. In A1 entspricht der Wert für Mai 2025 mit 425 kW noch dem tatsächlich erreichten Monatspeak. Nach Einführung der aktiven Leistungsbegrenzung wurde die Leistungsgrenze auf 300 kW abgesenkt und blieb bis Oktober 2025 in A2 auf diesem Niveau. Im November wurde sie auf zunächst 400 kW und anschließend im Dezember auf 550 kW angehoben. In A3 erfolgte parallel zur Skalierung des Betriebs eine weitere schrittweise Anhebung bis auf 1.000 kW im April 2026; im Mai 2026 wurde die Grenze auf 900 kW festgelegt.



**Abbildung 18: Vorgegebene Peak-Grenze (kW) am Netzanschlusspunkt**

Die Peak-Grenzen werden an dieser Stelle zunächst ausschließlich als betriebliche Randbedingung dargestellt. Ihre Bewertung im Verhältnis zum tatsächlichen Energiebedarf und zu hypothetischen Referenzszenarien erfolgt später anhand des Monats-Lastfaktors und der Peak-Reduktionsgrade.

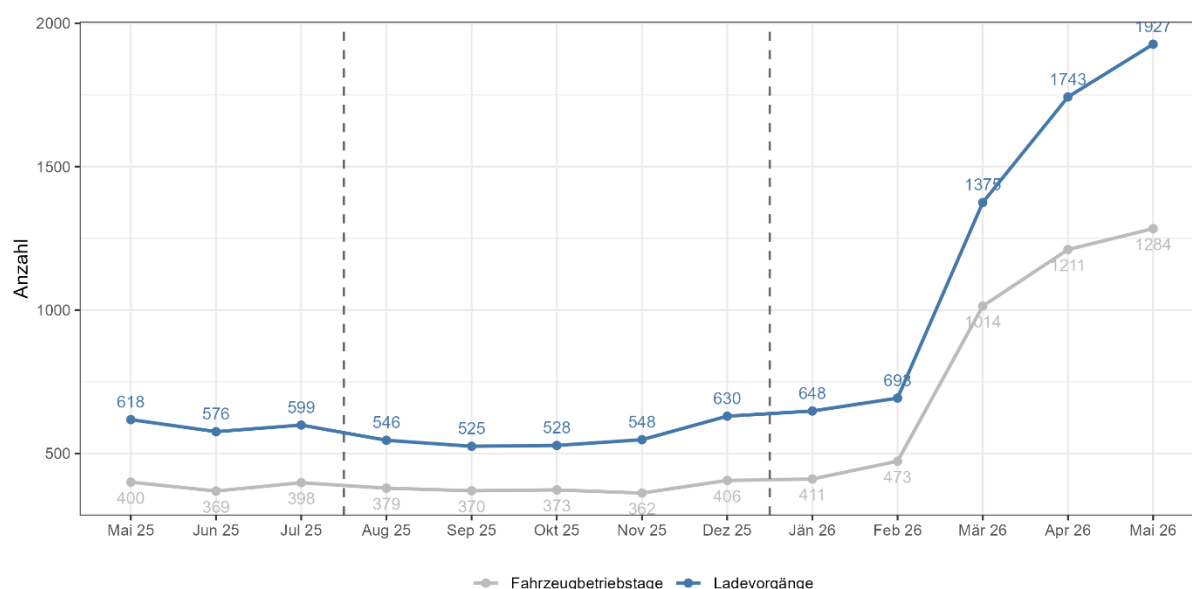
### 8.1.2 Flottenskalierung in Auswertungsabschnitt 3

Zu Beginn des Jahres 2026 wurde die Fahrzeugflotte schrittweise erweitert. Tabelle 7 zeigt die Anzahl der Fahrzeuge, die vom Lademanagement im jeweiligen Monat erkannt und zumindest einmal geladen wurden. Die Zahl der erfassten Fahrzeuge stieg damit innerhalb von A3 von 26 im Januar auf 58 im Mai 2026. Die reine Fahrzeugzahl beschreibt jedoch noch nicht, in welchem Umfang die zusätzlichen Fahrzeuge bereits in den täglichen Linienbetrieb integriert waren.

**Tabelle 7: Detaillierte Übersicht der schrittweisen Flottenskalierung**

|                    | Januar | Februar | März | April | Mai |
|--------------------|--------|---------|------|-------|-----|
| <b>N Fahrzeuge</b> | 26     | 37      | 49   | 49    | 58  |

Abbildung 19 stellt daher ergänzend die Fahrzeugbetriebstage sowie die Anzahl der betriebsbedingten Ladevorgänge dar.

**Abbildung 19: Anzahl der betriebsbedingten Ladevorgänge und Fahrzeuge-Betriebstage je Monat**

Im Januar und Februar liegen die Fahrzeugbetriebstage noch bei rund 360 bis 470 pro Monat und die Zahl der Ladevorgänge bei 618 bis 693. Ab März steigen beide Größen deutlich an und erreichen im Mai 1.284 Fahrzeugbetriebstage und 1.927 Ladevorgänge. Die wesentliche betriebliche Skalierung innerhalb von A3 erfolgte damit insbesondere ab März 2026.

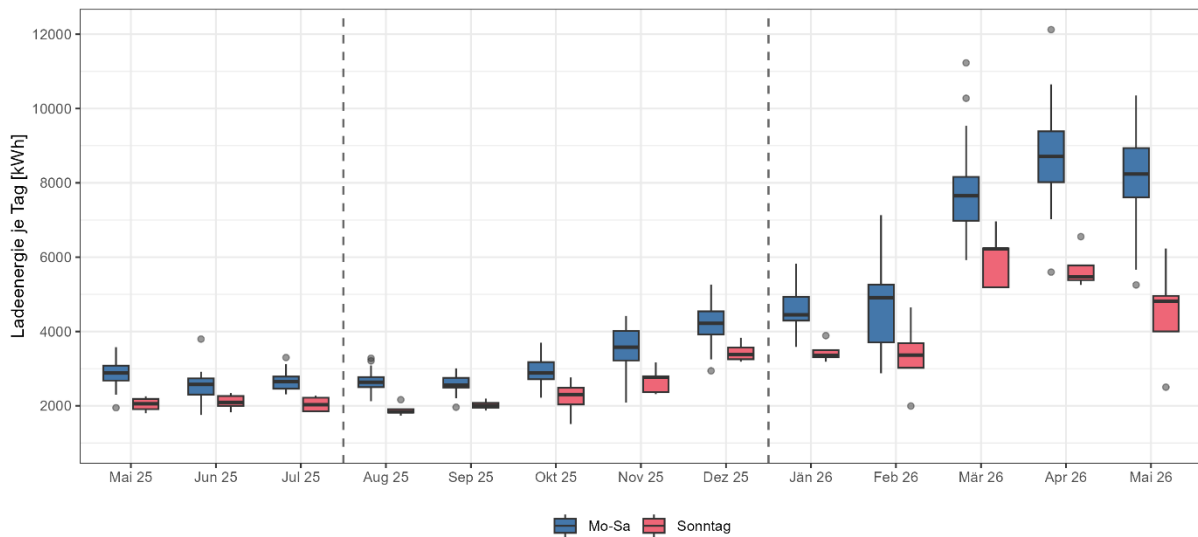
Das Verhältnis von Ladevorgängen zu Fahrzeugbetriebstagen bleibt mit überwiegend rund 1,4 bis 1,6 vergleichsweise stabil. Parallel zur Flotte wurde die Ladeinfrastruktur von zunächst 20 auf 40 und schließlich 56 Ladepunkte erweitert. Deren Auslastung wird in der späteren KPI-Auswertung gesondert betrachtet.

### 8.1.3 Tages- und Wochenmuster

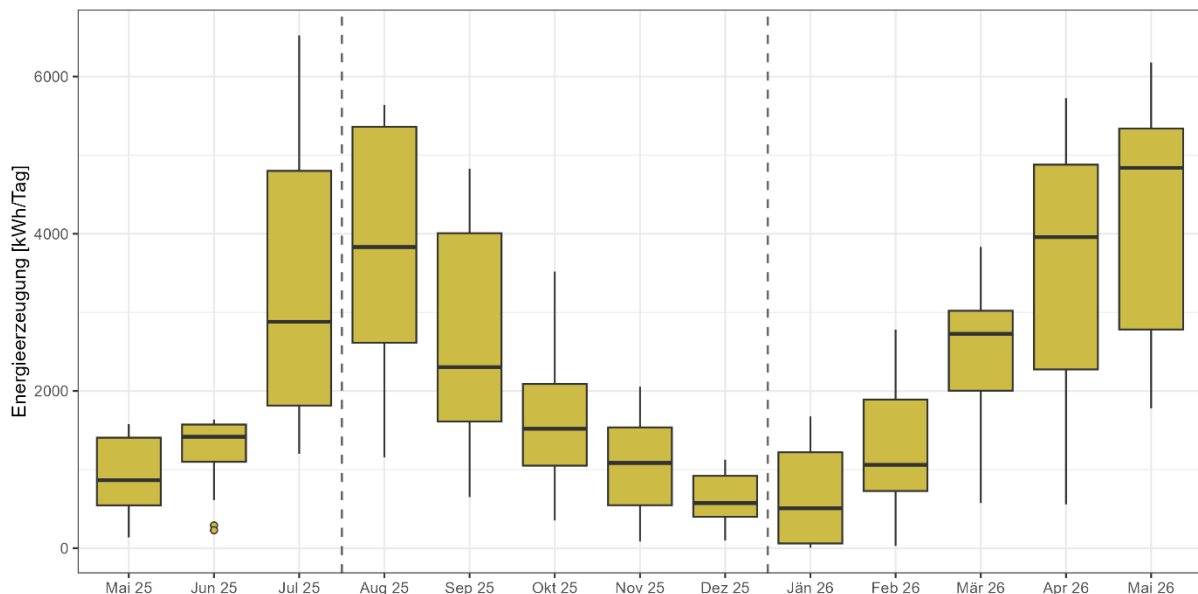
Neben der Entwicklung der Monatswerte zeigen die Tagesdaten deutliche betriebliche und saisonale Schwankungen. Abbildung 20 stellt die tägliche Ladeenergie getrennt nach Werktagen (Montag bis Samstag) und Sonntagen dar. An Sonntagen liegt die Ladeenergie über den gesamten Pilotbetrieb deutlich unter den übrigen Wochentagen. Im Mai 2025 beträgt sie beispielsweise rund 2,0 MWh gegenüber knapp 3 MWh, im Mai 2026 rund 4,5 MWh gegenüber 8,2 MWh.

Auch die tägliche PV-Erzeugung weist innerhalb der einzelnen Monate eine erhebliche Streuung auf (Abbildung 21). Im Mai 2026 werden beispielsweise an mehr als einem Viertel der Tage über 5 MWh, an ebenfalls mehr als einem Viertel jedoch weniger als 3 MWh

erzeugt. Monatswerte fassen somit teilweise deutlich unterschiedliche tägliche Bedingungen zusammen.



**Abbildung 20: Streuung der täglichen Ladeenergie je Monat, getrennt nach Werktagen und Sonntagen**

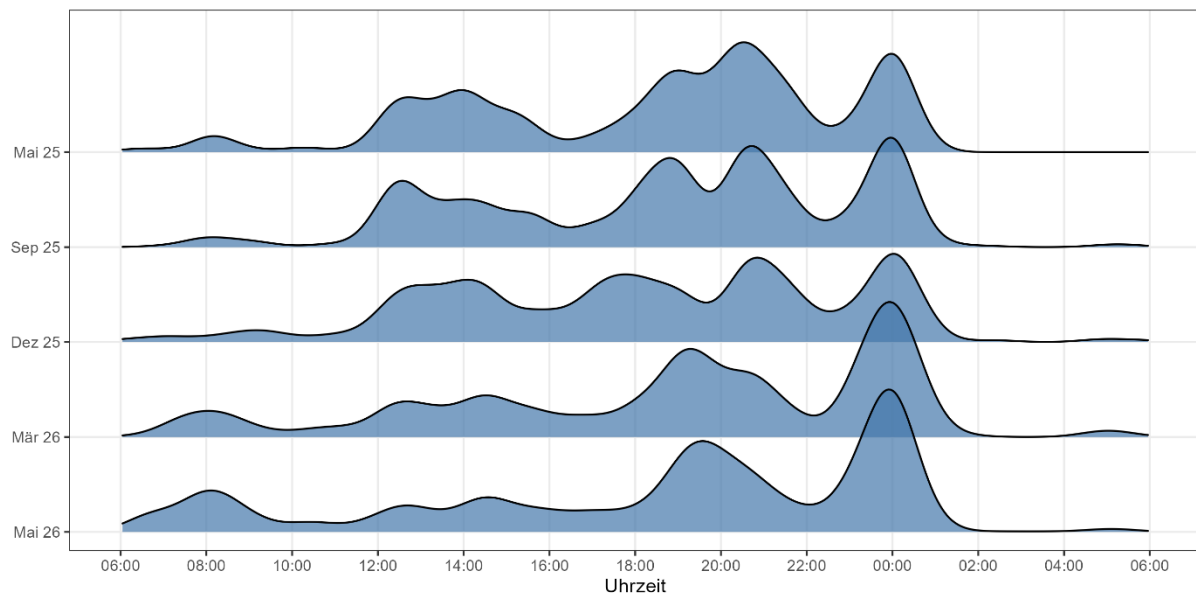


**Abbildung 21: Streuung der täglich erzeugten PV-Energie je Monat**

Die Verteilung der Ladestartzeiten (Abbildung 22) spiegelt in erster Linie den täglichen Busbetrieb wider. Während des Tages befinden sich viele Fahrzeuge im Linienbetrieb; mit der Rückkehr zum Betriebshof steigt die Zahl der Ladevorgänge insbesondere in den Abendstunden deutlich an. Da kein regulärer Nachtbetrieb stattfindet, konzentriert sich ein wesentlicher Teil der Ladung auf die Abend- und Nachtstunden. Zusätzlich treten über den Pilotbetrieb hinweg Ladestarts am frühen Nachmittag auf, die insbesondere mit betrieblichen Zwischenladungen zusammenhängen.

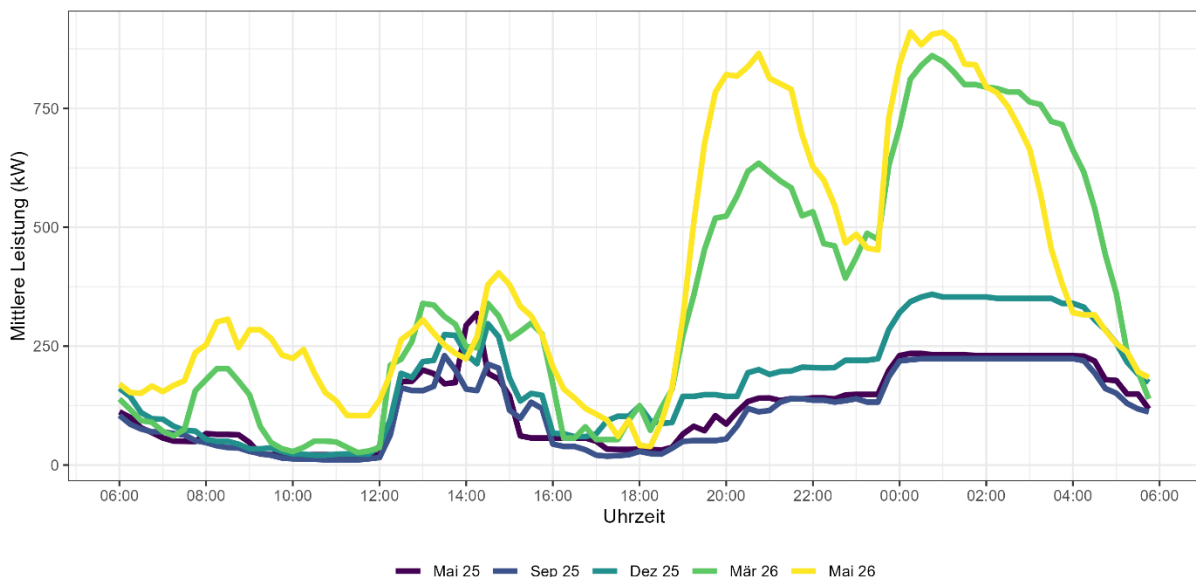
In A3 nimmt mit der wachsenden Fahrzeugflotte die Zahl der abendlichen und nächtlichen Ladestarts deutlich zu. Im Mai 2026 ist darüber hinaus eine ausgeprägtere Häufung gegen 8 Uhr morgens erkennbar. Diese steht im Zusammenhang mit der in Abschnitt 7.2

beschriebenen Reservebusstrategie, bei der ein Teil des Energiebedarfs ausgewählter Fahrzeuge gezielt auf den Folgetag verschoben wurde.



**Abbildung 22: Verteilung der Ladestart-Zeiten je Monat (Auswahl)**

Dieses betriebliche Muster zeigt sich auch im mittleren Tageslastprofil (Abbildung 23). Charakteristisch sind eine Lastphase am frühen Nachmittag sowie deutlich höhere Leistungen nach der abendlichen Rückkehr der Fahrzeuge und in den Stunden nach Mitternacht. Mit der Skalierung in A3 steigt das Leistungsniveau erheblich an. Im Mai 2026 ist zusätzlich eine ausgeprägte Morgenspitze gegen 8 Uhr sichtbar, die zeitlich mit den zusätzlichen morgendlichen Ladestarts der Reservebusstrategie zusammenfällt.

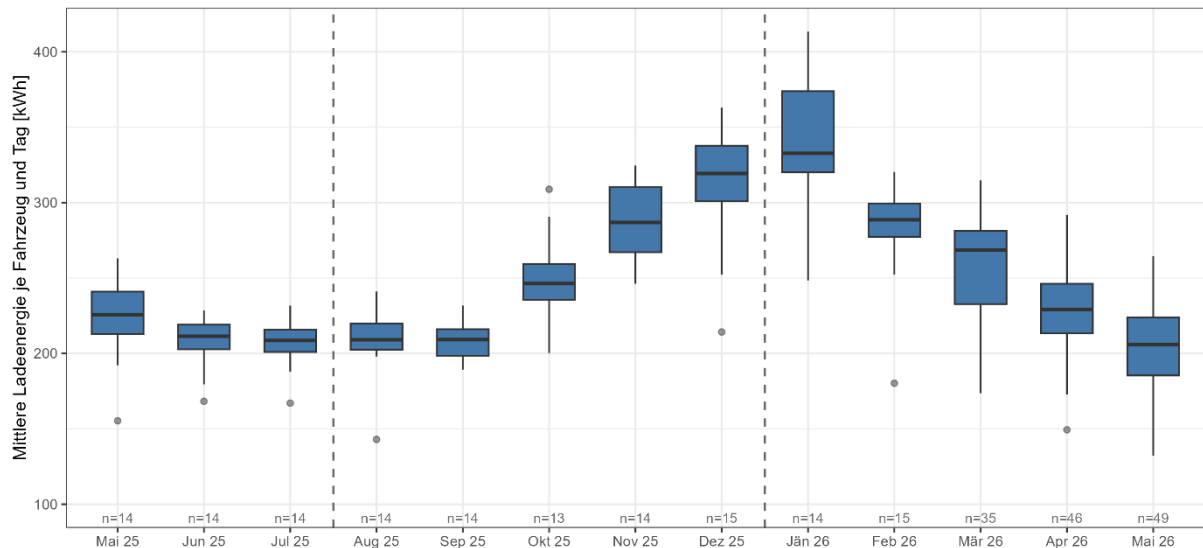


**Abbildung 23: Mittleres Tageslastprofil je Monat (Auswahl)**

Da es sich um über den jeweiligen Monat gemittelte Tagesprofile handelt, sind die dargestellten Leistungsspitzen nicht mit den tatsächlich auftretenden beziehungsweise vorgegebenen Monatspeaks gleichzusetzen.

### 8.1.4 Ladeenergie der Fahrzeuge

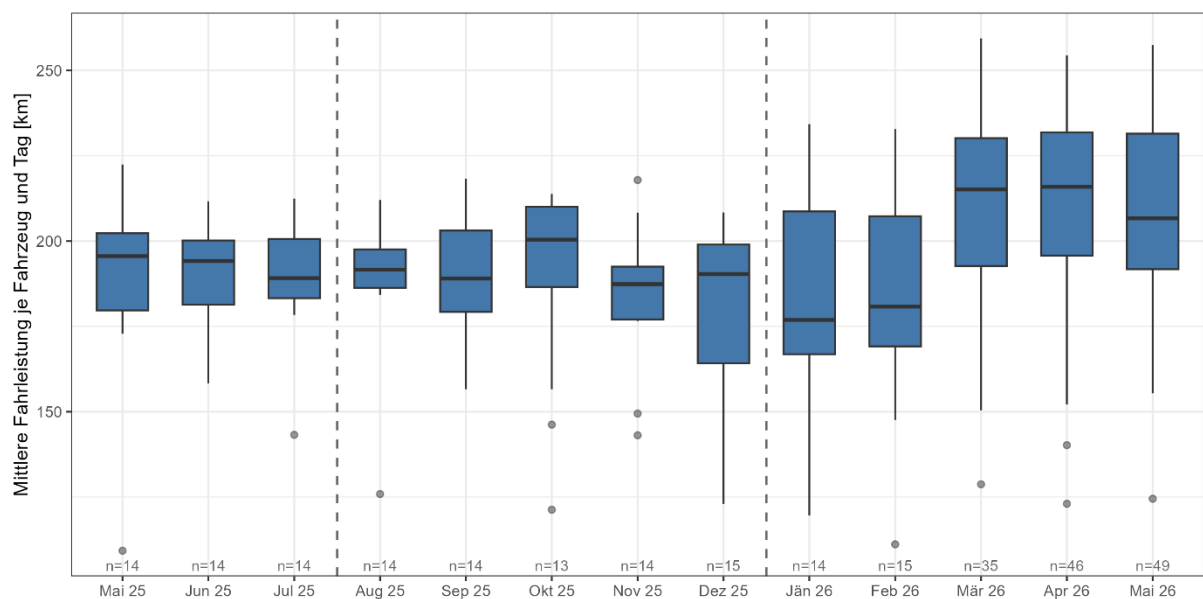
Um die Entwicklung des Gesamtenergiebedarfs unabhängig von der wachsenden Fahrzeugzahl zu betrachten, wird der Ladeenergiebedarf zusätzlich auf Fahrzeugebene ausgewertet.



**Abbildung 24: Streuung der mittleren Ladeenergie je Fahrzeug und Tag**

Abbildung 24 zeigt die mittlere Ladeenergie je Fahrzeug und Tag als Boxplot je Monat. In A1 liegt die mittlere Ladeenergie je Fahrzeug und Tag bei rund 200 bis 225 kWh. Zu Beginn von A2 bleibt sie zunächst auf einem ähnlichen Niveau, steigt mit Beginn der kälteren Jahreszeit jedoch deutlich an. Dieser Anstieg setzt sich bis Januar 2026 fort, wo mit rund 340 kWh je Fahrzeug und Tag der höchste Wert erreicht wird. Im weiteren Verlauf von A3 sinkt die mittlere Ladeenergie wieder und beträgt im Mai 2026 rund 203 kWh. Der Verlauf weist damit auf einen ausgeprägten saisonalen Einfluss auf den fahrzeugbezogenen Energiebedarf hin.

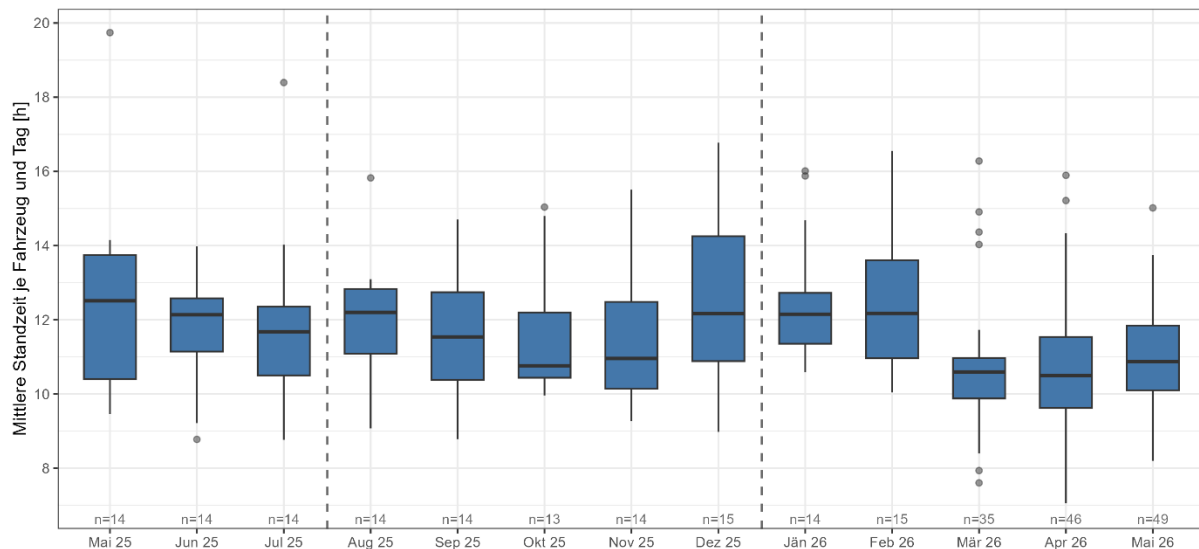
Ergänzend wird die mittlere tägliche Fahrleistung je Fahrzeug betrachtet (Abbildung 25).



**Abbildung 25: Streuung der mittleren Fahrleistung je Fahrzeug und Tag**

In A1 und A2 bleibt die mittlere Fahrleistung mit überwiegend rund 182 bis 191 km je Fahrzeug und Tag vergleichsweise konstant. Auch zu Beginn von A3 liegt sie zunächst in diesem Bereich. Ab März 2026 steigt sie jedoch auf rund 209 bis 211 km je Fahrzeug und Tag. Gleichzeitig verändert sich die Zusammensetzung der gefahrenen Linien. Die ursprünglichen Pilotlinien 36 und 181 weisen über den Pilotbetrieb hinweg eine weitgehend konstante Fahrleistung auf. Der Anteil der neu in Betrieb genommenen Linien an der Gesamtfahrleistung liegt im März 2026 bei rund 63% und steigt bis Mai auf rund 72%.

Abschließend wird in Abbildung 26 die mittlere Standzeit je Fahrzeug und Tag betrachtet.



**Abbildung 26: Streuung der mittleren Standzeit je Fahrzeug und Tag**

Von A1 bis in die ersten Monate von A3 liegt die mittlere Standzeit weitgehend zwischen 11 und 12,5 Stunden je Fahrzeug und Tag. Ab März 2026 sinkt sie auf rund 10 bis 11 Stunden und verbleibt bis zum Ende des Pilotbetriebs auf diesem Niveau. Die Skalierung in A3 ist damit nicht nur durch eine höhere Fahrzeugzahl gekennzeichnet, sondern auf die gesamte Flotte betrachtet auch durch eine höhere mittlere Fahrleistung und kürzere Standzeiten der eingesetzten Fahrzeuge.

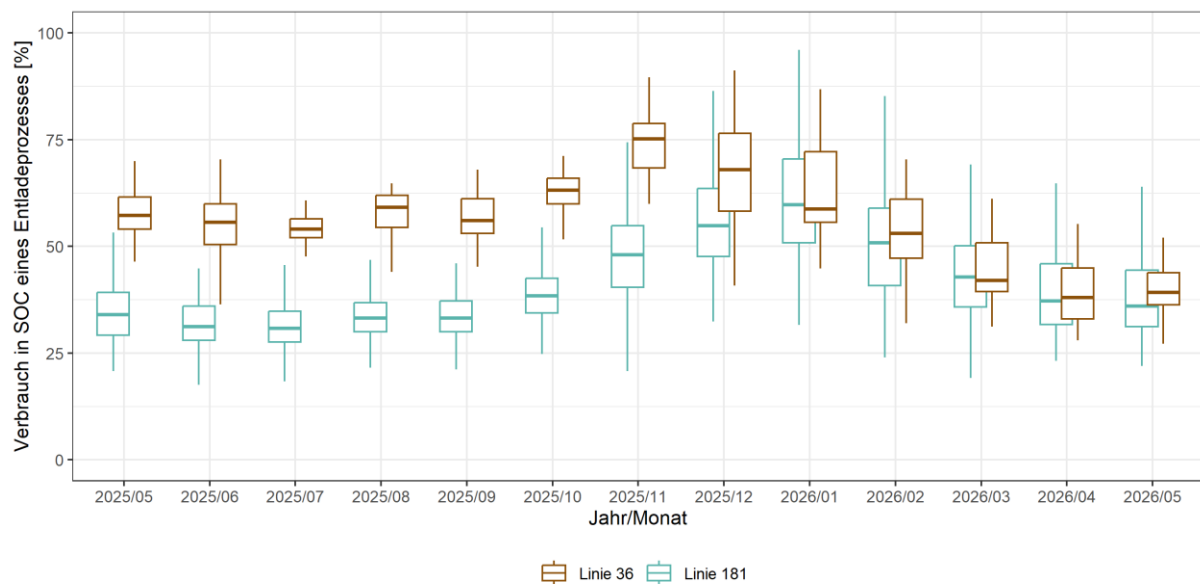
## 8.2 Energiebedarf aus Fahrzeugsicht

### 8.2.1 Energieverbrauch im Pilotbetrieb hinsichtlich Kapazität und Reichweite

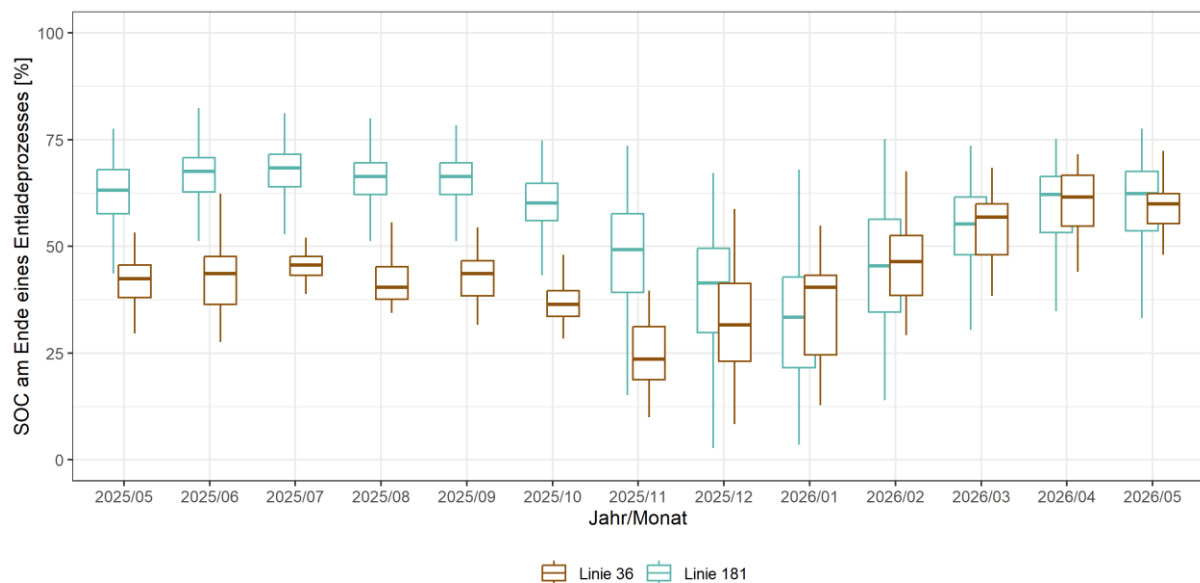
Zunächst wurde der Energieverbrauch auf beiden Pilotlinien hinsichtlich der Auslastung der Batteriekapazität der Busse analysiert, dazu wurden die RIO-Daten von Entladeprozessen mit einer Mindestdauer von 30 min und einer Mindestdistanz von 30 km verwendet, um kurze Test- und Parkfahrten auszuschließen. Zusätzlich werden nur jene Entladeprozesse berücksichtigt, die laut Dispositionsdaten vollständig auf nur jeweils einer der Pilotlinien erfolgt sind.

Abbildung 27 zeigt, wie sich der Verbrauch in SOC, also als Anteil an der Batteriekapazität der Busse, je Monat und Linie verteilt. Die Busse im Projekt haben eine Kapazität von 460 kWh, wobei zu Beginn nur 80% freigeschaltet waren und verwendet werden konnten. Dieser Wert wurde zwischen September 2025 und Februar 2026 sukzessive auf 95% erhöht. Auf

Linie 36 liegt der Verbrauch im Median zwischen 38% im April 2026 und 75% im November 2025. Für Linie 181 liegt der Verbrauch im Median zwischen 30% im Juli 2025 und 58% im Januar 2026.



**Abbildung 27: Verteilung des Verbrauchs in SOC auf den beiden Pilotlinien im Verlauf des Pilotbetriebs**



**Abbildung 28: Verteilung des SOC am Ende eines Einsatzes je Linie im Verlauf des Pilotbetriebs**

Dabei sind Änderungen in der Disposition der Busse zu beachten. Die Änderungen auf Linie 36 im Dezember (siehe Kapitel 7.2) führen möglicherweise dazu, dass der Maximalwert im Gegensatz zur Linie 181 nicht im Januar liegt. Die konkrete Disposition der Busse führt auch dazu, dass der Medianverbrauch der beiden Linien im Früher 2026 recht ähnlich ist, während er am Anfang des Pilotbetriebs klare Unterschiede zeigt. Die Streuung des Verbrauchs je Monat lässt sich vor allem durch unterschiedlich lange Einsätze der Busse erklären. Diese Unterschiede sind schlussendlich fahrplanbedingt. Beispielsweise durch andere Takte und

Betriebszeiten an Wochenenden oder im Berufs- und Schülerverkehr. Die wesentliche Erkenntnis aus dieser Analyse ist, dass die Kapazität der Busse überwiegend klar ausreichend für die gewählte Disposition ist und in der Regel viel Reserve ungenutzt bleibt. Dies zeugt von einer hohen Betriebssicherheit hinsichtlich der Batteriekapazität. Lediglich in den Wintermonaten zeigen vereinzelte Fahrten einen Verbrauch von annähernd 100% der Batteriekapazität. Im Sinne der Betriebssicherheit gilt es, diese Einsätze zu analysieren und gegebenenfalls Anpassungen für den nächsten Winter zu prüfen.

Abbildung 28 zeigt die Verteilung des SOC zum Ende jedes Entladeprozesses, also zum Ende jedes Einsatzes eines Busses. Da die Busse nach vorgegebener Strategie stets zu 100% geladen werden, ist der Verlauf invers zum Verlauf in Abbildung 27. Man sieht, dass die Busse im Winter vereinzelt mit sehr niedrigem Rest SOC zurückkommen.

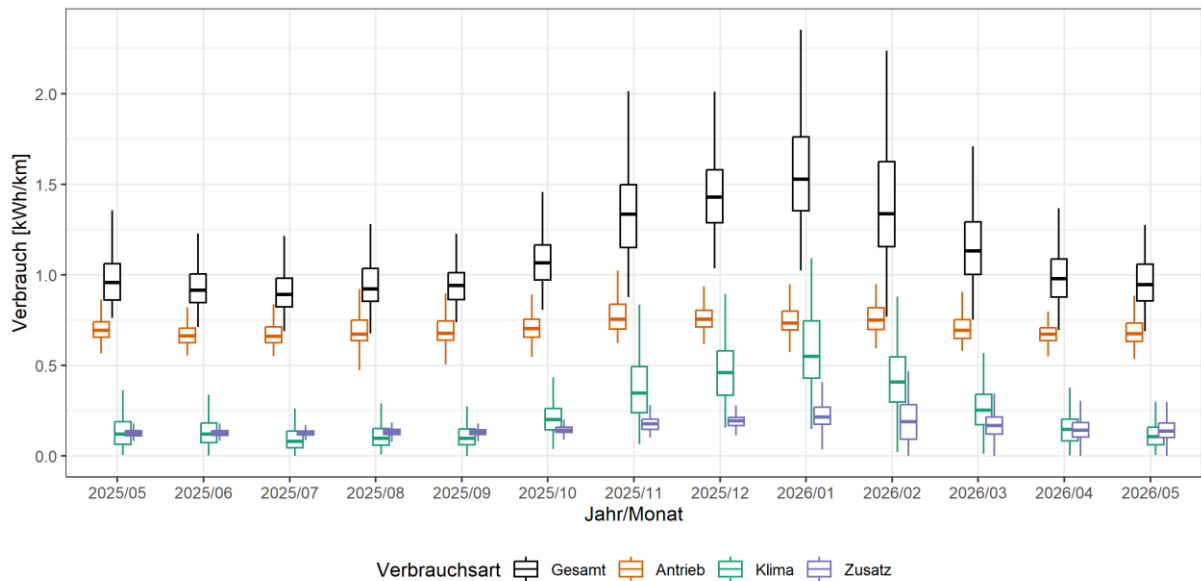
### 8.2.2 Energieverbrauch im Pilotbetrieb nach Verbrauchsarten

Zusätzlich wird betrachtet, wie sich der distanznormierte Energieverbrauch im Laufe des einjährigen Pilotbetriebs entwickelt hat. Die RIO-Daten erlauben uns, dabei die Verbrauchsarten Antrieb, Heizung und Klimatisierung (Klima) sowie sonstige zusätzliche Verbraucher (Zusatz) zu unterscheiden. Um einen Überblick sowohl über den Verlauf innerhalb eines Jahres als auch über die Streuung innerhalb von Zeiträumen mit vergleichbarer, saisonaler Charakteristik zu geben, werden die Verteilung von Verbrauchswerten pro Monat als Boxplot dargestellt.

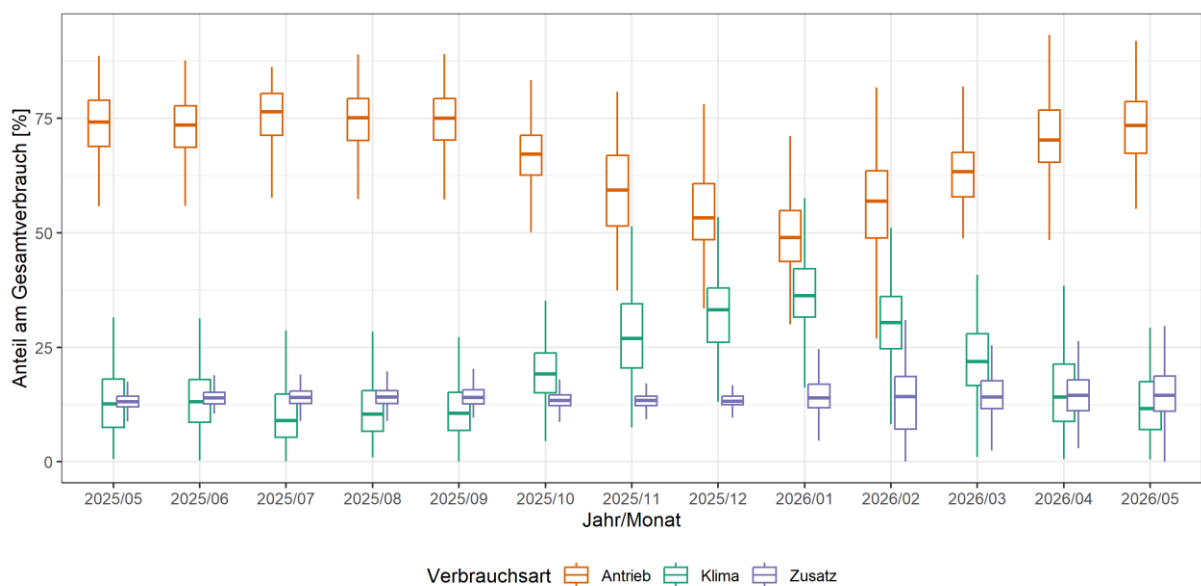
Abbildung 29 und Abbildung 30 zeigen die Verteilung des normierten Verbrauchs beziehungsweise die Verteilung des Anteils am Gesamtverbrauch als Boxplots je Verbrauchsart und je Monat. Zwischen April und September liegt der Median des Gesamtverbrauchs bei knapp unter 1 kWh/km und erreicht im Jänner mit gut 1.5 kWh/km den höchsten Wert. Maßgeblich für diesen Anstieg ist die Heizung des Busses im Winter. In den kalten Monaten vergrößert sich auch die Streuung des Klimaverbrauchs und somit des Gesamtverbrauchs.

Der Median des Antriebsverbrauchs bleibt in einem Bereich von circa 0.65-0.75 kWh/km überwiegend konstant und zeigt nur einen geringfügigen Anstieg in Herbst und Winter. Seine Streuung ist dabei gering mit einem annähernd konstanten Interquartilsabstand von circa 0.15 kWh/km.

Während der Verbrauch durch sonstige Zusatzverbraucher bei geringer Streuung weitestgehend konstant ist und sich in den Wintermonaten im Median nur leicht erhöht, zeigt sich im Februar 2026 eine ungewöhnlich große Streuung und in den angrenzenden Monaten zumindest eine Streuung, die größer ist als im Sommer und Herbst 2025. Obwohl saisonale, witterungsbedingte Effekte als Erklärung für die erhöhte Streuung denkbar sind, blieben die genauen Gründe im Projekt ungeklärt. Wie genau der Zusatzverbrauch der RIO-Daten gemessen wird und welche Buskomponenten dazuzählen konnte nicht in Erfahrung gebracht werden. Auch die Ausreißer nach unten bis zu einem Verbrauch von 0 kWh/km in den Monaten mit erhöhter Streuung sind witterungsbedingt nicht plausibel erklärbar. Einzelne, verbrauchsarme Tage würde man demnach auch in den Monaten mit moderatem Wetter erwarten.



**Abbildung 29: Verteilung des normierten Verbrauchs im Verlauf der Pilotphase nach Verbrauchsarten**

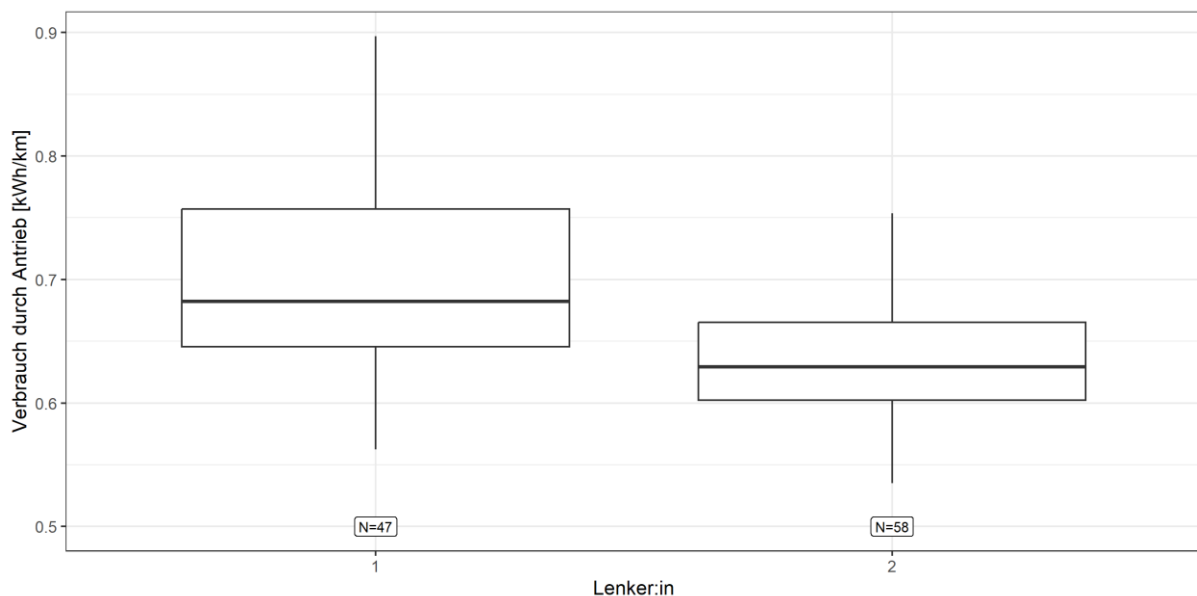


**Abbildung 30: Verteilung des Anteils am Gesamtverbrauch im Verlauf der Pilotphase nach Verbrauchsarten**

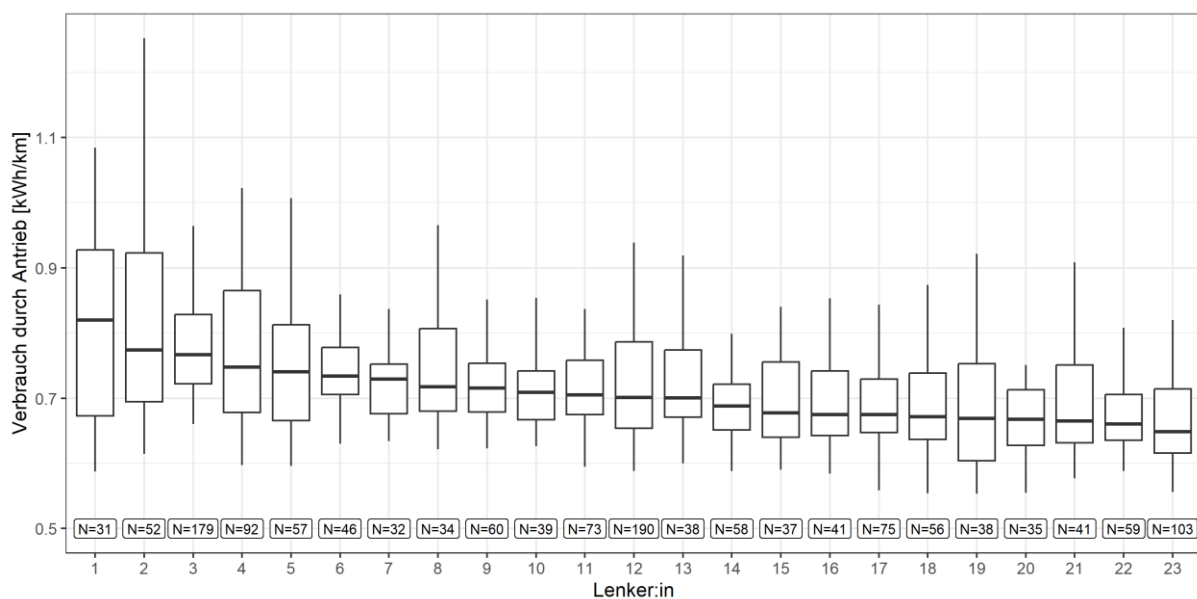
Entsprechend dem erhöhten Verbrauch durch die Heizung in den kalten Monaten, verschiebt sich auch der Anteil am Gesamtverbrauch. Während der Anteil des Verbrauchs durch Heizung und Klimatisierung im Frühjahr und Sommer im Median bei rund 10-12% liegt, erhöht er sich bis zu 37% im Januar. Der Anteil des Verbrauchs durch den Antrieb reduziert sich im Median von circa 75% auf 50%, während der Anteil der Zusatzverbraucher im Median ziemlich konstant bei circa 15% liegt. Die Streuung des Zusatzverbrauchs zeigt einen ähnlichen Verlauf wie die der normierten Verbrauchswerte mit einer auffallend großen Streuung im Februar.

### 8.2.3 Einfluss von Lenker:innen auf den Energieverbrauch

Eine mögliche Erklärung für die Streuung des Energieverbrauchs durch den Antrieb innerhalb verschiedener Monate könnte der Einfluss der Lenker:innen sein. Um den Einfluss der Lenker:innen auf den Energieverbrauch zu untersuchen werden die Verbrauchsdaten der RIO-Box mit Dispositionsdaten verknüpft. Dabei ist zu beachten, dass ein Bus manchmal innerhalb eines Entladeprozesses der RIO-Daten auf verschiedenen Linien eingesetzt wird und dass der/die Lenker:in auf dem Bus aber währenddessen wechseln kann. Die nachfolgenden Analysen werden daher auf die Entladeprozesse beschränkt, bei denen jeweils nur eine Linie von nur einem/einer Lenker:in befahren wurde. Das sind circa dreiviertel aller Entladeprozesse.



**Abbildung 31: Verteilung des normierten Antriebsverbrauchs je Lenker:in auf Linie 36**



**Abbildung 32: Verteilung des normierten Antriebsverbrauchs je Lenker:in auf Linie 181**

Abbildung 31 und Abbildung 32 zeigen die Verteilung des normierten Antriebsverbrauchs je Lenker:in mit mindestens 30 Datenpunkten als Boxplots für die beiden Pilotlinien 36 und 181.

Auf Linie 36 liegen nur für zwei Lenker:innen mindestens 30 Datenpunkte unter den oben genannten Einschränkungen vor, da lediglich für 169 Entladeprozesse der RIO-Daten nur ein/eine Lenker:in eingesetzt worden ist. Für 167 Entladeprozesse wurden zwei Lenker:innen eingesetzt. Der Wechsel von zwei auf ein/eine Lenker:in pro Entladeprozess eines Busses erfolgte im Dezember 2025 im Rahmen der Änderung der Disposition. Im Median unterscheiden sich die beiden Lenker:innen um lediglich 0.05 kWh/km. Lenker:in 1 zeigt mit einer Standardabweichung von 0.13 kWh/km eine etwas größere Streuung als Lenker:in 2 mit einer Standardabweichung von 0.07 kWh/km. Die Standardabweichung über beide Lenker:innen hinweg beträgt 0.11 kWh/km.

Auf Linie 181 liegen für 23 Lenker:innen mindestens 30 Datenpunkte unter den oben genannten Einschränkungen vor. Hier wurde über den gesamten Verlauf des Pilotbetriebs hinweg überwiegend nur ein/eine Lenker:in pro Entladeprozess eines Busses eingesetzt. Auf Linie 181 liegt der Median über alle Lenker:innen bei 0.71 kWh/km bei einer Standardabweichung von 0.11 kWh/km. Der Median pro Lenker:in reicht von 0.65 kWh/km bis 0.82 kWh/km, wobei der Maximalfall tendenziell einen Ausreißer darstellt. Die Standardabweichung pro Lenker:in variiert im Bereich 0.05-0.18 kWh/km.

Insgesamt zeigt sich, dass die Unterschiede in den Mittelwerten der Lenker:innen im Vergleich zum Gesamtverbrauch eines Busses tendenziell gering sind. Außerdem lässt sich festhalten, dass die Streuung pro Lenker:in im Vergleich zu den Unterschieden in den Mittelwerten der Lenker:innen relativ hoch ist. Die Streuung pro Lenker:in kann sowohl intrinsisch (Lenker:in fährt unter gleichen Bedingungen nicht immer gleich effizient) als auch durch externe Bedingungen wie Verkehrs- und Fahrgastaufkommen entstehen. Kapitel 8.3 beschreibt daher zusätzliche Untersuchungen hinsichtlich möglicher unterschiedlicher Fahrstile von Lenker:innen.

### 8.3 Analyse von Fahrstilen hinsichtlich Energieverbrauch

Kapitel 8.2.3 hat gezeigt, dass der normierte Antriebsverbrauch einer erkennbaren Streuung unterliegt. In OptiChargE wurde daher auch die Frage verfolgt, ob unterschiedliche Fahrstile der Buslenker:innen erkennbar sind und inwiefern sie den Antriebsenergieverbrauch beeinflussen. Unterschiedliche Fahrstile bezeichnen dabei nicht nur die Unterschiede zwischen verschiedenen Lenker:innen, die sich als moderat herausgestellt haben, sondern potenziell auch unterschiedliche Fahrstile derselben Lenker:innen. Übergeordnetes Ziel war die Ableitung von konkreten Schulungsmaßnahmen für Lenker:innen, um den Energieverbrauch der BEBs weiter zu optimieren.

#### 8.3.1 Herausforderungen einer Fahrstilanalyse

**H1 – Bewegung des Fahrzeugs ≠ Fahrstil:** Die messbare Bewegung eines Fahrzeuges ist nicht nur durch den persönlichen Stil der Lenker:innen bedingt, sondern durch äußere Bedingungen, die die Lenker:innen nicht beeinflussen können. Andere Verkehrsteilnehmer:innen, bzw. die Verkehrssituation auf den Straßen allgemein, schränken die Handlungsfreiheit der Lenker:innen ein. Der Fahrplan der Busse kann Zeitdruck erzeugen – insbesondere bei Verspätungen. Eine rasantere Bewegung des Busses kann mehr dadurch bedingt sein als durch die Fähigkeiten oder Präferenzen der Lenker:innen. Weiters beeinflusst die Fahrsoftware die konkrete Bewegung der Busse, insbesondere das Beschleunigungs- und Bremsverhalten. Ein Ziel einer guten Fahrsoftware ist es gerade,

ineffiziente Fahrweisen zu verhindern bzw. abzuschwächen. Folglich kann zwar der Energieverbrauch zwischen unterschiedlichen Fahrzeugbewegungen verglichen werden, Rückschlüsse auf den Fahrstil der/des Lenker:in sind jedoch nicht ohne weiteres möglich.

**H2 – Vergleichbarkeit äußerer Bedingungen:** Unterschiedliche Fahrstile können nur durch den Vergleich mehrerer Fahrten identifiziert werden. Für aussagekräftige Ergebnisse ist es wichtig, dass die Fahrten, die miteinander verglichen werden, unter ähnlichen äußeren Bedingungen stattgefunden haben. Beispielsweise Verkehrsdichte, Fahrgastaufkommen oder Wetter könnten den Fahrstil einer/eines Lenker:in beeinflussen. Eine Fahrstilanalyse muss daher äußere Bedingungen kontrollieren.

**H3 – Qualität der Datengrundlage:** Unterschiedliche Fahrstile äußern sich in feinen Unterschieden in der Bewegung eines Fahrzeuges. Messsysteme, die die Fahrzeugbewegung aufzeichnen, wie zum Beispiel GNSS (Globales Navigationssatellitensystem) sind potenziell unpräzise und ermöglichen gegebenenfalls die zuverlässige Detektion von feinen Unterschieden nicht. Zusätzlich muss die Granularität der Messungen (z.B. Abtastrate) geeignet sein, Unterschiede abzubilden. Relevant ist auch, welche Größen messbar oder ableitbar sind und für Vergleiche herangezogen werden können. Im OptiChargE Projekt waren beispielsweise keine direkten Messungen des momentan bzw. fein-granularen Energieverbrauchs möglich. Dieser wurde stattdessen mittels physikalischen Modells aus den Fahrzeugbewegungen geschätzt (vgl. Kapitel 6.5.2). Eine Konsequenz daraus ist, dass sowohl Fahrstil als auch Energieverbrauch aus derselben Datengrundlage – der Fahrzeugbewegung – ermittelt werden müssen und damit durch die Analysemethodik miteinander verknüpft sind.

### 8.3.2 Ansatz 1: Datengetriebene Analyse und Besprechung einzelner Fahrten

Aufgrund der oben genannten Herausforderungen wurde folgendes Konzept erarbeitet, um datengetriebene Fahrstilanalyse und Schulung zu kombinieren. Um die Herausforderungen zu adressieren, wurden möglichst kontrollierte Fahrten speziell für den Zweck der Analyse und Schulung durchgeführt. Dies beinhaltete:

- Durchführung mehrerer Fahrten unter vergleichbaren Bedingungen, insb.
  - auf derselben Strecke
  - zu derselben Tageszeit an vergleichbaren Tagen
- Protokollierung äußerer Bedingungen durch eine Begleitperson im Bus, insb.
  - Verkehr (freie Fahrt, Fahrt im Pulk, Stop & Go, Stau)
  - Fahrgastaufkommen (Anzahl Passagiere, nicht realisierte Halte = Bus bleibt nicht stehen, wenn niemand ein- oder aussteigen möchte)

Die Schulung einer/eines Lenker:in sah folgenden Ablauf vor:

- Durchführung einer begleiteten Fahrt und Datenerhebung
- Gemeinsame, datengestützte Besprechung der Fahrt am selben Tag, um die subjektive Wahrnehmung und mögliche Besonderheiten der Fahrt (Verkehrsbedingungen, etc.) bestmöglich berücksichtigen zu können.
- Gemeinsame Erarbeitung von Optimierungsvorschlägen in Zusammenarbeit zwischen Datenanalysten und der/dem Lenker:in zur Sicherstellung der Umsetzbarkeit.

- Durchführung einer zweiten begleiteten Fahrt am folgenden Tag unter Umsetzung der erarbeiteten Optimierungsvorschläge.

Die Datenanalyse und Aufbereitung erfolgten in folgenden Schritten:

- Aufzeichnung der Testfahrt mit der in den Bussen installierten Telematikeinheit.
- Schätzung des fein-granularen (momentanen) Verbrauchs mittels physikalischen Modells
- Berechnung von Verbrauchswerten je Straßenabschnitt und Differenz zum Durchschnittsverbrauch historischer Fahrten.
- Visuelle Aufbereitung als Kartendarstellung für die Besprechung mit der/dem Lenker:in

Die Durchführung dieses Vorgehens lieferte folgende Ergebnisse. Der Vergleich des Verbrauchs pro Straßenabschnitt mit historischen Daten ist nur bedingt hilfreich.

Abweichende Verbrauchswerte waren stets extrinsisch erklärbar und die Ableitung von konkreten Empfehlungen für einen effizienteren Fahrstil daher sehr schwierig. Ein erhöhter Verbrauch trat beispielsweise auf Straßenabschnitten nach Haltestellen auf, an denen der Bus gehalten hat. Grund dafür ist, dass Busse nicht immer an den Haltestellen stehen bleiben und der durchschnittliche, historische Verbrauch daher geringer ist. Entsprechend trat auf Abschnitten vor solchen Haltestellen der gegenteilige Effekt auf. Die konkrete Fahrt war effizienter als der Durchschnitt, da das Fahrzeug für einen Halt abbremst und Energie rekuperiert wird. Ähnliche Effekte wurden auch auf freier Strecke beobachtet. In der Nähe von Abschnitten mit erhöhtem Verbrauch fanden sich stets Abschnitte mit geringerem Verbrauch. Beispielsweise bei einer Abfahrt von der Autobahn, wo zwischen verschiedenen Fahrten an unterschiedlichen Stellen die Geschwindigkeit unterschiedlich stark reduziert wird. Bremsst der Bus in der konkreten Testfahrt frühzeitig ab, rekuperiert er Energie, während Busse im Durchschnitt ausrollen oder die Geschwindigkeit konstant hochhalten. Auf dem folgenden Abschnitt bremsen dann die Busse im Durchschnitt stärker ab und rekuperieren Energie, die konkrete Fahrt hatte aber bereits die Geschwindigkeit vorher reduziert und kann folglich keinen so starken Rekuperationseffekt mehr auf diesem Abschnitt erzielen. Zu einigen dieser Effekte kommen noch verkehrsbedingte Ereignisse hinzu, die im Fahrtprotokoll festgehalten worden waren und in der Auswertung die Ergebnisse erklären konnten. Ist die freie Fahrt des Busses behindert, so erklärt das ganz konkret, wieso er auf einem Abschnitt abgebremst und damit Energie im Vergleich zum Durchschnitt gewonnen hat, auf dem nächsten aber wieder beschleunigen musste und mehr Energie verbraucht hat.

Obwohl Effekte in den Ergebnissen damit gut nachvollziehbar waren, fiel es dennoch schwer konkrete Handlungsempfehlungen für die Fahrten am folgenden Tag und den allgemeinen Fahrstil abzuleiten. Brems- und Beschleunigungsprozesse waren oft verkehrlich begründet und schienen sich in dieser Art der Datenaufbereitung hinsichtlich Energieverbrauch zum größten Teil aufzuheben.

### 8.3.3 Ansatz 2: Szenarien-basierte Analyse

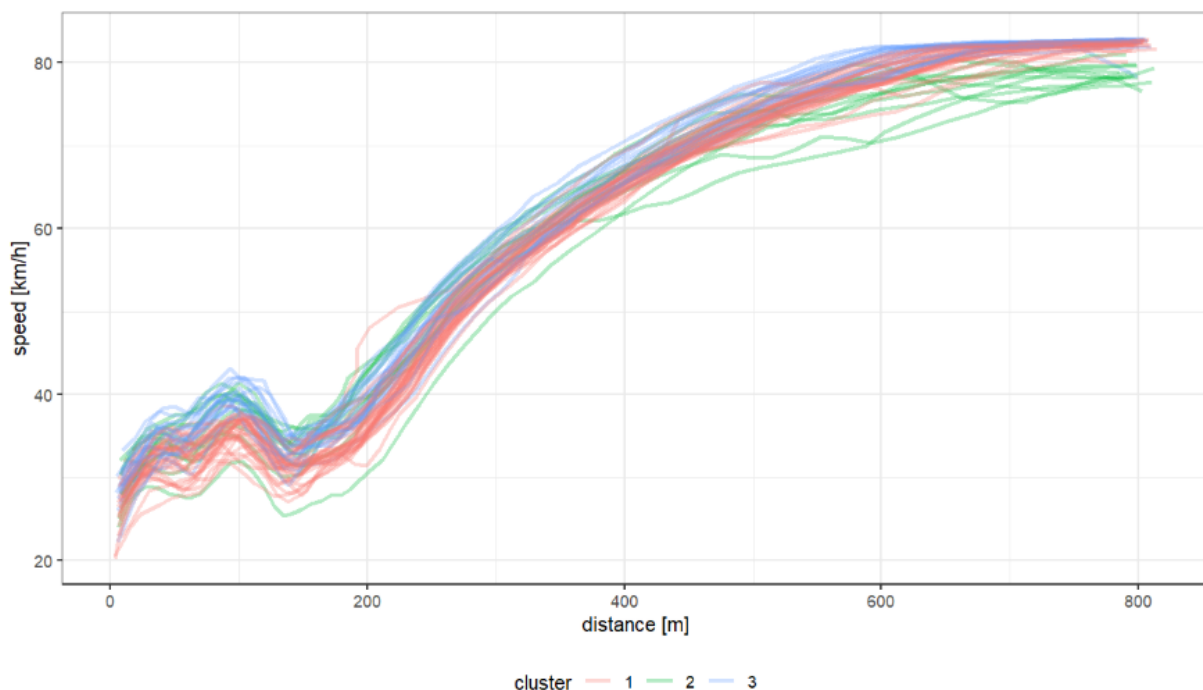
Motiviert durch die Erkenntnisse des ersten Ansatzes wurde ein neues Konzept entwickelt. Dieses sieht vor, innerhalb eng abgesteckter Szenarien und unter vergleichbaren Bedingungen unterschiedliche Fahrstile hinsichtlich des Energieverbrauchs zu untersuchen. Indem der Gesamtverbrauch pro Szenario als Zielvariable untersucht wird, haben

Ausgleichseffekte zwischen einzelnen Straßenabschnitten keinen Einfluss mehr, sofern die verglichenen Fahrten zu Beginn und Ende eines Szenarios dieselben Zustände (z.B. dieselbe Geschwindigkeit) aufweisen.

Schulungsziel dieses Ansatzes ist, anhand konkreter, im täglichen Betrieb relevanter Szenarien beispielhaft aufzuzeigen, wie sich unterschiedliche Fahrstile auf den Energieverbrauch auswirken. Durch die Verwendung realer Fahrtdaten sollen praxisrelevante Beispiele aufbereitet werden, die für Lenker:innen greifbar sind.

### Szenario Autobahnauffahrt

Eine der Pilotlinien führt für circa 2.5 km über einen Autobahnabschnitt. Dabei stellt die Auffahrt auf die Autobahn ein gut kontrollierbares Szenario dar. Ausgehend von einem Kreisverkehr starten viele Fahrten mit ähnlichen Geschwindigkeiten am Anfang des Szenarios auf die Autobahnrampe und beschleunigen auf circa 80 km/h. Es wurde untersucht, inwiefern sich die Fahrstrategien für dieses Beschleunigungsszenario unterscheiden und welche Unterschiede hinsichtlich Energieverbrauch erkennbar sind.



**Abbildung 33: Geclusterte Geschwindigkeitsprofile im Szenario Autobahnauffahrt**

Dazu wurden zunächst die Weg-Geschwindigkeit-Profile der einzelnen Fahrten des Szenarios geclustert. Abbildung 33 zeigt die Geschwindigkeitsprofile nach K-Means Clustering ( $k = 3$ ) basierend auf der Dynamic Time Warping (DTW) Distanz (Berndt and Clifford 1994). Cluster 2 (grün) ist charakterisiert durch einen Fahrstil, der eine tendenziell niedrigere Endgeschwindigkeit erreicht. Cluster 1 (rot) und Cluster 3 (blau) charakterisieren Fahrstile mit einer höheren Endgeschwindigkeit, wobei die Fahrten in Cluster 1 diese Endgeschwindigkeit durch eine langsamere Beschleunigung erreichen bzw. an jeder Stelle des Weges eine niedrigere Geschwindigkeit als die Fahrten in Cluster 3 aufweisen. Visuell zeigt sich also, dass das Clustering Verfahren unterscheidbare Cluster erzeugt, die als unterschiedliche Fahrstile interpretiert werden können.

Tabelle 8 zeigt den Durchschnitt, den Median und die Standardabweichung (SD) des Antriebsverbrauchs über die gesamte Strecke des Szenarios pro Cluster, sowie die Anzahl der Fahrten (N) pro Cluster. Ein Kruskal-Wallis-Test (Kruskal and Wallis 1952) zeigt, dass die Unterschiede zwischen den drei Clustern statistisch signifikant sind, die Verbrauchswerte also keiner gemeinsamen Verteilung entstammen, sondern von den über Geschwindigkeitsprofile ermittelten Clustern beeinflusst sind. Verwirft man allerdings Cluster 2, da dessen Fahrten überwiegend eine niedrigere Endgeschwindigkeit erreichen, so zeigen sich keine signifikanten Unterschiede im paarweisen Vergleich zwischen den Fahrstilen von Cluster 1 und Cluster 3.

**Tabelle 8: Antriebsverbrauchstatistiken pro Cluster im Szenario Autobahnauffahrt**

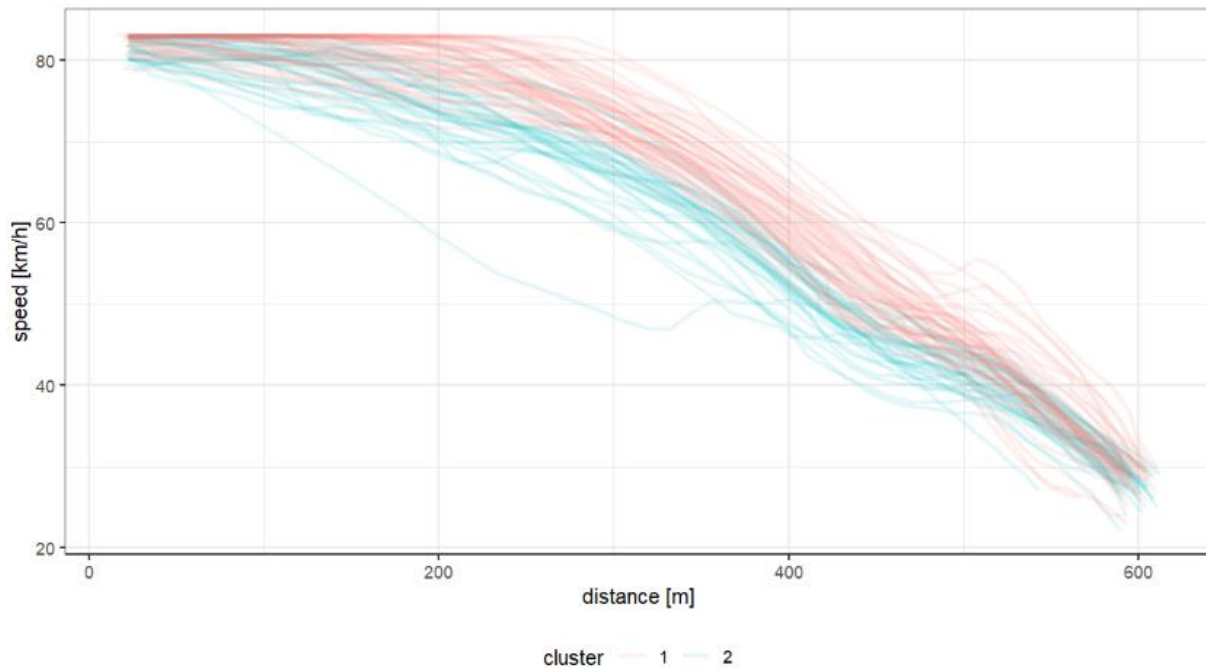
| Cluster | Durchschnitt | Median   | SD       | N  |
|---------|--------------|----------|----------|----|
| 1       | 1.60 kWh     | 1.60 kWh | 0.04 kWh | 31 |
| 2       | 1.47 kWh     | 1.47 kWh | 0.06 kWh | 11 |
| 3       | 1.59 kWh     | 1.61 kWh | 0.04 kWh | 17 |

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich in realen Geschwindigkeitsprofilen kaum Unterschiede zeigen und insbesondere der Energieverbrauch sehr ähnlich ist. Ein Effekt entsteht lediglich durch eine geringere Endgeschwindigkeit. Dies war jedoch nicht der Fokus des Szenarios. Dass eine niedrigere Geschwindigkeit grundsätzlich zu einem geringeren Verbrauch führt, ist wohl bekannt. Die Lenker:innen müssen jedoch den Fahrplan einhalten und dürfen andere Verkehrsteilnehmer:innen durch eine deutlich langsamere Fahrweise auf der Autobahn nicht behindern. Die praktische Relevanz dieses Effekts ist daher begrenzt.

### Szenario Autobahnabfahrt

Auch die Abfahrt von der Autobahn stellt ein gut kontrollierbares Szenario dar. Dabei sollen unterschiedliche Fahrstile beim Abbremsen identifiziert und Effekte auf den Antriebsverbrauch analysiert werden. Die am besten unterscheidbare Gruppierung von Geschwindigkeitsprofilen wurde mit einem Feature-basierten K-means-Clustering ( $k=2$ ) erreicht. Als Features dienten die Durchschnittsgeschwindigkeit, die Durchschnittsbeschleunigung, die Dauer bis zur Unterschreitung von 70, 50, 30 km/h und die Gesamtdauer. Abbildung 34 zeigt die geclusterten Geschwindigkeitsprofile, wobei Cluster 1 (rot) einen Fahrstil charakterisiert, bei dem später und dafür stärker abgebremst wird als bei den Fahrten in Cluster 2 (blau).

Tabelle 9 zeigt die Verbrauchsstatistiken pro Cluster. Es zeigt sich ein geringer, aber laut statistischen Tests signifikanter Unterschied im Verbrauch zwischen beiden Clustern. Fahrten, bei denen später gebremst wurde, verbrauchten im Durchschnitt 0.02 kWh mehr bzw. rekuperierten 0.02 kWh weniger Energie. Obwohl statistisch signifikant, hat dieser Effekt quasi keinen praktischen Nutzen.



**Abbildung 34: Geklusterte Geschwindigkeitsprofile im Szenario Autobahnabfahrt**

**Tabelle 9: Antriebsverbrauchstatistiken pro Cluster im Szenario Autobahnabfahrt**

| Cluster | Durchschnitt | Median    | SD       | N  |
|---------|--------------|-----------|----------|----|
| 1       | -0.60 kWh    | -0.60 kWh | 0.03 kWh | 52 |
| 2       | -0.62 kWh    | -0.63 kWh | 0.04 kWh | 34 |

### 8.3.4 Fazit

Zwar konnten in beiden Ansätzen Verbrauchsunterschiede durch Charakteristiken der Fahrten erklärt werden, jedoch bleibt der Schluss auf Fahrstile der Lenker:innen schwierig, da äußere Bedingungen wie andere Verkehrsteilnehmer oder Fahrpläne die Fahrten beeinflussen. Die in Ansatz 2 erkannten Verbrauchsunterschiede sind zwar statistisch signifikant, in ihrer Ausprägung aber so gering, dass sich kaum ein praktischer Nutzen ergeben könnte. Folglich konnten im Projekt datengetrieben keine sinnvollen Schulungsmaßnahmen abgeleitet werden. Die bei den Versuchen gewonnen Erkenntnisse beinhalten keinen relevanten Neuigkeitswert gegenüber dem bisherigen Wissen hinsichtlich effizienter Fahrweisen.

Ein weiterer relevanter Aspekt ist die in den Bussen installierte Fahrsoftware. Laut dem Betreiber Albus wurde diese mit dem Hersteller abgestimmt und leistet in der subjektiven Wahrnehmung einen wesentlichen Beitrag, ineffiziente Fahrweisen zu reduzieren. Ein empirischer Vergleich verschiedener Softwareeinstellungen war im Projekt nicht vorgesehen, sodass die Ergebnisse des Projekts bei dieser subjektiven Einschätzung verbleiben.

## 8.4 Evaluierung des Pilotbetriebs

Die in Abschnitt 7.3 definierten Bewertungskriterien und KPI werden im folgenden Abschnitt für den Pilotbetrieb berechnet und diskutiert.

## 8.4.1 Ladesteuerung

Die Bewertung der Ladesteuerung erfolgt anhand des Monats-Lastfaktors und der Peak-Reduktion gegenüber den beiden definierten Referenzszenarien. Während der Monats-Lastfaktor die Ausnutzung des maßgeblichen Peak-Niveaus beschreibt, ermöglicht die Peak-Reduktion eine Einordnung der Leistungsbegrenzung gegenüber einer ungesteuerten Schnellladung und einer reinen Zeitstreckung.

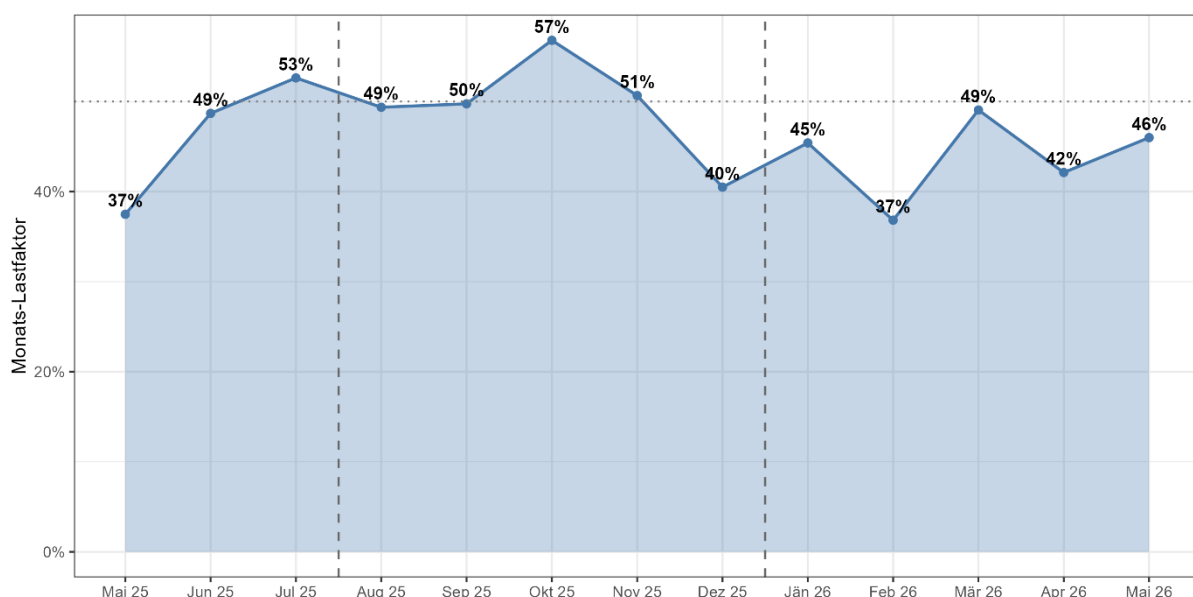
### Monats-Lastfaktor

Abbildung 35 zeigt die Entwicklung des Monats-Lastfaktors über den Pilotzeitraum. In A1 steigt dieser von 37,5% im Mai 2025 auf 48,7% im Juni und 52,6% im Juli. Damit liegt die mittlere Netzbezugsleistung im weiteren Verlauf von A1 deutlich näher am jeweils maßgeblichen Monatspeak als zu Beginn des Pilotbetriebs.

In A2 bewegt sich der Monats-Lastfaktor überwiegend um 50 %. Im August und September werden 49,1% beziehungsweise 49,8% erreicht; im Oktober steigt der Wert auf 56,8% und damit auf den höchsten Wert des gesamten Pilotzeitraums. Im November beträgt der Lastfaktor 50,7%, bevor er im Dezember auf 40,5% zurückgeht.

In A3 schwankt der Monats-Lastfaktor stärker. Er liegt im Januar bei 45,4% und fällt im Februar auf 36,8%. Im März steigt er auf 49,1% und erreicht im April und Mai 42,1% beziehungsweise 46,0%. Diese Schwankungen fallen in den Zeitraum der schrittweisen Flottenskalierung sowie der Erweiterung der Ladeinfrastruktur und der Anpassung der vorgegebenen Leistungsgrenzen.

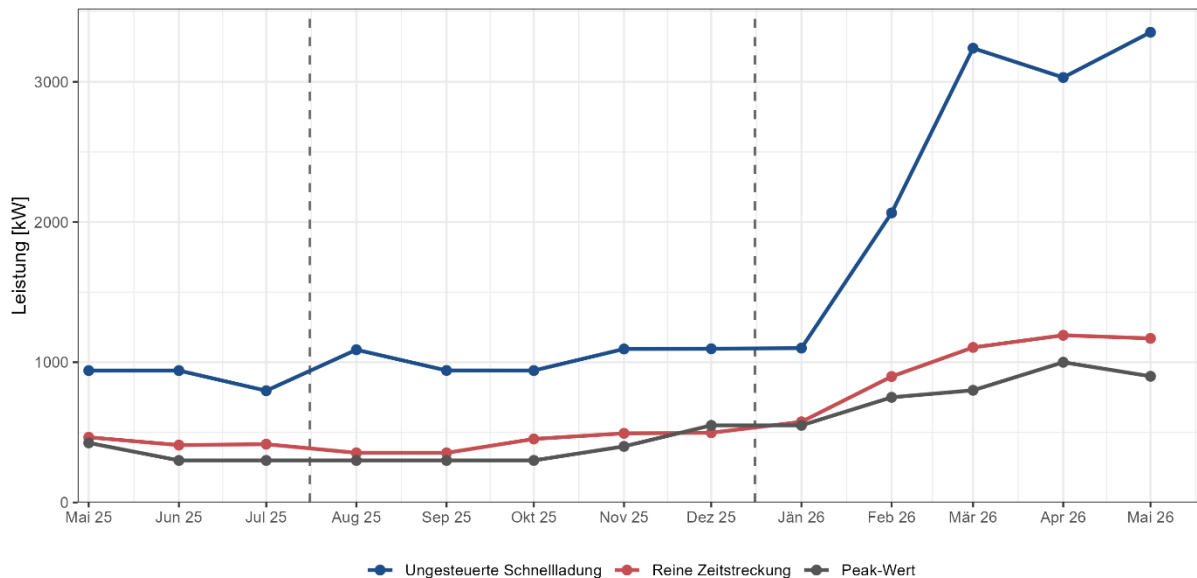
Ein Monats-Lastfaktor von rund 50% ist unter den gegebenen Betriebsbedingungen nicht als geringe Auslastung zu interpretieren. Aufgrund des Linienbetriebs konzentriert sich ein wesentlicher Teil des Ladebedarfs auf die Standzeiten am Abend und in der Nacht, während die Leistungsanforderung zu anderen Tageszeiten deutlich geringer ist. Ein Lastfaktor nahe 100% stellt daher für den betrachteten Busbetrieb kein realistisches Betriebsniveau dar.



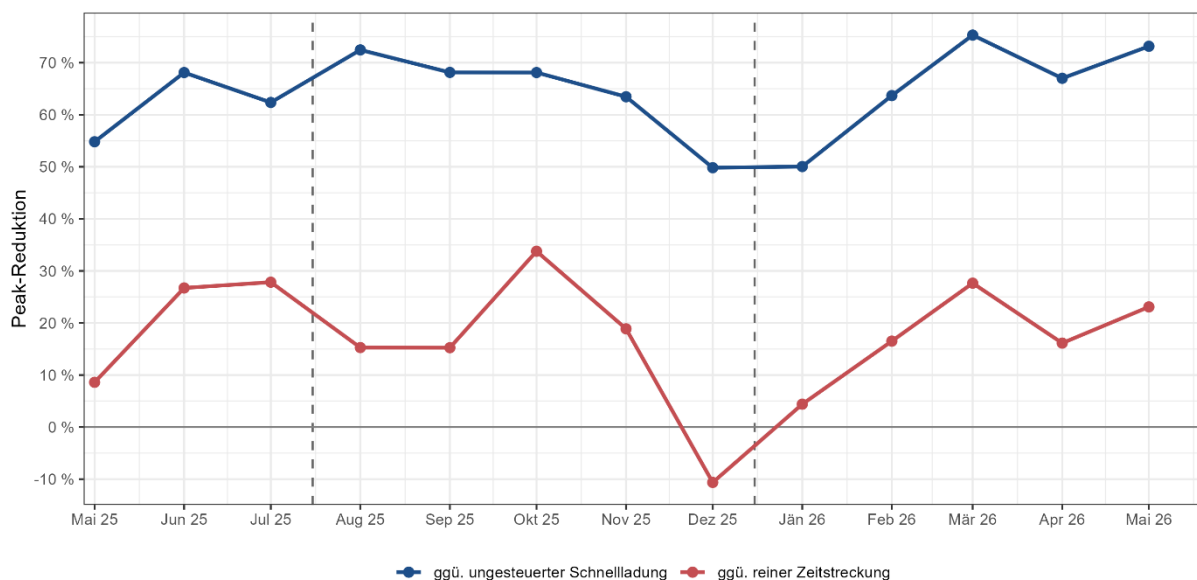
**Abbildung 35: Monats-Lastfaktor des Betriebshofs**

## Peak-Reduktionsgrad

Eine direktere Bewertung der Leistungsbegrenzung ermöglicht der Vergleich mit den beiden theoretischen Referenzszenarien. Abbildung 36 zeigt zunächst die absolute maximale Peak-Leistung je Monat für die Referenzszenarien und Abbildung 37 stellt die Peak-Reduktion gegenüber einer ungesteuerten Schnellladung sowie gegenüber einer reinen Zeitstreckung über die verfügbare Standzeit dar.



**Abbildung 36: Peak-Leistung je Monat für die theoretischen Referenzen und den aus den Ladedaten rekonstruierten tatsächlichen Peak-Leistung**



**Abbildung 37: Peak-Reduktionsgrad der tatsächlichen Peak-Leistung gegenüber ungesteuerter Schnellladung und reiner Zeitstreckung**

Bereits in A1 liegt das tatsächlich erreichte beziehungsweise vorgegebene Leistungsniveau deutlich unter dem Referenzpeak der ungesteuerten Schnellladung, wobei in dieser Referenz fast immer Werte von 1000 kW erreicht werden. Im Mai 2025 beträgt die Reduktion gegenüber dieser Referenz 54,8%, gegenüber der Zeitstreckungsreferenz dagegen 8,6%. Im

Juni liegen die Reduktionsgrade bei 68,1 beziehungsweise 26,7%, im Juli bei 62,4 beziehungsweise 27,8%.

Auch in A2 bleibt die Reduktion gegenüber der ungesteuerten Schnellladung hoch und liegt zwischen rund 63,5 und 72,5%. Gegenüber der Zeitstreckungsreferenz werden im August und September Werte von rund 15% erreicht. Im Oktober steigt der Reduktionsgrad auf 33,8% und beträgt im November 18,9%.

Der Dezember 2025 stellt dabei einen Sonderfall dar. Die vorgegebene Leistungsgrenze von 550 kW liegt rund 49,8% unter der Schnellladereferenz von etwa 1.096 kW, gleichzeitig jedoch oberhalb der retrospektiv bestimmten Zeitstreckungsreferenz von rund 497 kW. Daraus ergibt sich gegenüber der Zeitstreckung ein negativer Reduktionsgrad von -10,6%. Der negative Wert beschreibt somit ausschließlich das Verhältnis zur theoretischen Referenz: Die im Betrieb vorgegebene Leistungsgrenze lag in diesem Monat oberhalb des nachträglich berechneten Leistungsniveaus der reinen Zeitstreckung.

Mit der Flottenskalierung in A3 steigen die absoluten Leistungsniveaus der beiden Referenzszenarien deutlich an. Der näherungsweise Referenzpeak der ungesteuerten Schnellladung erhöht sich einschließlich der mittleren Restlast von rund 1,1 MW im Januar auf 2,1 MW im Februar, 3,2 MW im März und rund 3,35 MW im Mai. Die Zeitstreckungsreferenz steigt im gleichen Zeitraum von rund 575 kW auf 898 kW und anschließend auf rund 1,1 bis 1,2 MW. Die vorgegebenen Leistungsgrenzen am Netzanschlusspunkt liegen demgegenüber zwischen 550 und 1.000 kW. Entsprechend beträgt die Reduktion gegenüber der ungesteuerten Schnellladereferenz in A3 zwischen 50,1% und 75,3% und gegenüber der Zeitstreckungsreferenz zwischen 4,4% und 27,6%.

Die beiden Reduktionsgrade stellen keine additive Zerlegung der Wirkung dar. Der Vergleich mit der ungesteuerten Schnellladereferenz beschreibt den Abstand zu einem Laden mit hoher verfügbarer Ladeleistung. Die Zeitstreckungsreferenz berücksichtigt dagegen bereits die verfügbaren Standzeiten der einzelnen Fahrzeuge und bildet damit ein anspruchsvolleres Referenzniveau. Die detaillierte Einordnung der beobachteten Unterschiede im Zusammenhang mit den jeweils eingesetzten Lademodellen erfolgt in Abschnitt 8.5.

#### 8.4.2 PV-Nutzung

Die Nutzung der am Betriebshof erzeugten PV-Energie wird anhand der Eigenverbrauchsquote und des PV-Deckungsgrads des Ladebedarfs bewertet. Die Eigenverbrauchsquote beschreibt, welcher Anteil der erzeugten PV-Energie unmittelbar am Standort genutzt wird. Der PV-Deckungsgrad setzt die selbst genutzte PV-Energie rechnerisch ins Verhältnis zum Ladeenergiebedarf der Fahrzeuge. Ergänzend wird ein theoretisches PV-Deckungspotenzial ausgewiesen, das angibt, welcher Anteil des Ladebedarfs bei vollständiger Nutzung der erzeugten PV-Energie maximal hätte gedeckt werden können.

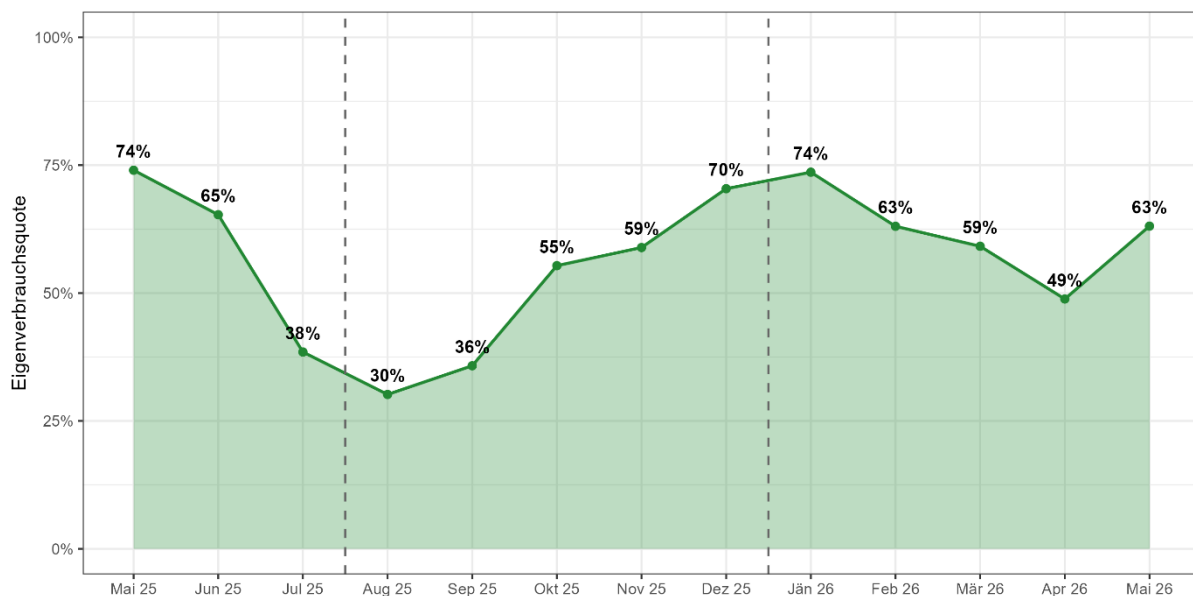
#### PV-Eigenverbrauchsquote

Abbildung 38 zeigt die Entwicklung der PV-Eigenverbrauchsquote über den Pilotzeitraum. In A1 sinkt die Quote deutlich von 74% im Mai 2025 auf 65% im Juni und 38% im Juli. Dieser Rückgang fällt mit der starken Zunahme der PV-Erzeugung im Zuge der Anlagenerweiterung

zusammen. Die zusätzlich erzeugte Energie konnte mit der zu diesem Zeitpunkt noch vergleichsweise kleinen Fahrzeugflotte nicht vollständig am Standort genutzt werden.

In A2 erreicht die Eigenverbrauchsquote im August mit 30% ihren niedrigsten Wert. Mit der saisonal abnehmenden PV-Erzeugung steigt sie anschließend kontinuierlich an und erreicht im Dezember 70%. Die höheren Eigenverbrauchsquoten zum Ende von A2 sind daher nicht mit einer höheren PV-Deckung des Ladebedarfs gleichzusetzen. Vielmehr kann bei geringerer winterlicher PV-Erzeugung ein größerer Anteil der erzeugten Energie unmittelbar durch den ohnehin vorhandenen Standortverbrauch aufgenommen werden.

In A3 liegt die Eigenverbrauchsquote im Januar zunächst bei 74%. Mit zunehmender PV-Erzeugung im Frühjahr sinkt sie auf 63% im Februar, 59% im März und 49% im April. Im Mai steigt sie wieder auf 63%. Damit wird trotz der deutlich höheren PV-Erzeugung wieder ein größerer Anteil der erzeugten Energie am Standort selbst genutzt. Das ist vor allem auf die angepasste Ladestrategie zurückzuführen.



**Abbildung 38: PV-Eigenverbrauchsquote**

### PV-Deckungsgrad Ladebedarf

Ein differenzierteres Bild ergibt sich aus dem Anteil des Ladebedarfs, der durch PV-Energie gedeckt wird und in Abbildung 39 dargestellt ist.

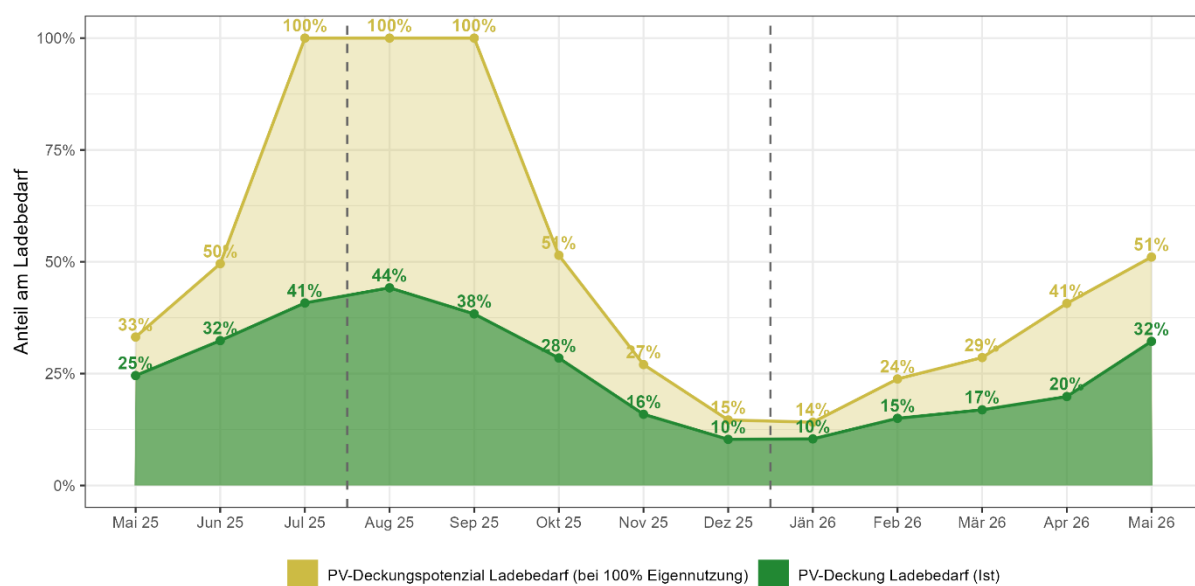
In A1 steigt der PV-Deckungsgrad von 25% im Mai auf 32% im Juni und 41% im Juli. Gleichzeitig erhöht sich das theoretische Deckungspotenzial von 33% über 50% auf 100%. Bereits im Juli wäre die insgesamt erzeugte PV-Energie damit rechnerisch ausreichend gewesen, um den gesamten Ladeenergiebedarf des Monats zu decken. Aufgrund der zeitlichen Verteilung von PV-Erzeugung und Ladevorgängen konnten davon jedoch nur 41% rechnerisch am Standort genutzt werden.

Zu Beginn von A2 bleibt das theoretische Potenzial mit 100% im August und September sehr hoch. Der erreichte Deckungsgrad liegt mit 44% beziehungsweise 38% jedoch deutlich darunter. Die Differenz zeigt, dass die insgesamt verfügbare Energiemenge allein nicht entscheidend ist. Insbesondere die zeitliche Übereinstimmung zwischen PV-Erzeugung und verfügbarem Ladebedarf begrenzt die Nutzung. Mit saisonal sinkender PV-Erzeugung gehen

anschließend sowohl das Deckungspotenzial als auch der erreichte Deckungsgrad zurück. Im Dezember beträgt der PV-Deckungsgrad noch rund 10% bei einem theoretischen Potenzial von 15%.

Auch A3 beginnt im Januar mit einem PV-Deckungsgrad von rund 10%. Mit zunehmender PV-Erzeugung steigt dieser über 15% im Februar und 17% im März auf 20% im April. Im Mai wird mit 32% wieder ein deutlich höherer Wert erreicht. Gleichzeitig erhöht sich das theoretische Deckungspotenzial von 14% im Januar auf 51% im Mai.

Der deutliche Anstieg im Mai fällt zeitlich mit den in Abschnitt 7.2 beschriebenen Anpassungen der Dispositions- und Ladestrategie zusammen, durch die zusätzliche Ladevorgänge in die PV-ertragreichen Tagesstunden verlagert wurden. Die konkrete Wirkung der dabei eingesetzten Lademodelle wird in der späteren Detailauswertung gesondert betrachtet.



**Abbildung 39: PV-Deckungsgrad des Ladebedarfs und theoretisches PV-Deckungspotenzial**

Die beiden Kennzahlen verdeutlichen ihren unterschiedlichen Aussagegehalt. Eine hohe Eigenverbrauchsquote bedeutet nicht zwangsläufig einen hohen Beitrag der PV-Erzeugung zum Ladeenergiebedarf. So werden im Januar zwar 74% der erzeugten PV-Energie am Standort genutzt, aufgrund der geringen Erzeugung entspricht dies jedoch nur rund 10% des Ladebedarfs. Umgekehrt zeigt der Sommer 2025, dass ein hohes theoretisches Deckungspotenzial aufgrund der zeitlichen Verteilung von PV-Erzeugung und Ladebedarf nur teilweise genutzt werden kann.

Das theoretische Deckungspotenzial erlaubt zugleich eine Einordnung der PV-Anlagenauslegung. Bei der zum Ende des Pilotbetriebs erreichten Flottengröße von 58 BEBs beträgt es im Mai 2026 rund 51%. Selbst bei vollständiger Nutzung der erzeugten PV-Energie hätte somit weiterhin ein erheblicher Teil des Ladeenergiebedarfs durch Netzbezug gedeckt werden müssen. Die PV-Anlage kann den Netzbezug daher deutlich reduzieren, ihn bei der erreichten Flottengröße jedoch nicht vollständig ersetzen.

### 8.4.3 Infrastruktureffizienz

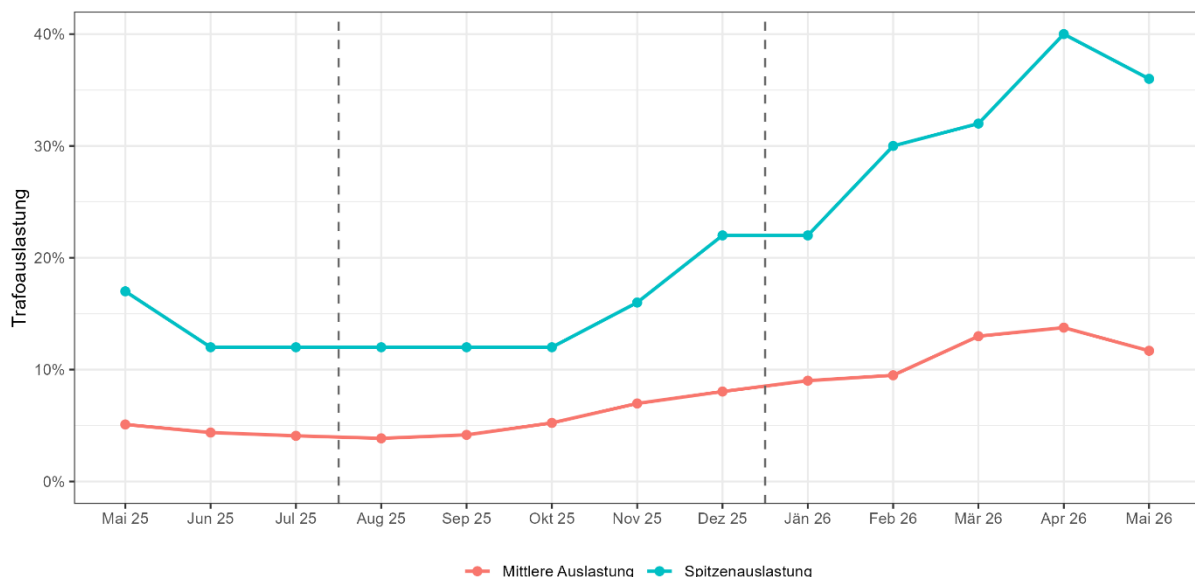
Die Effizienz und Auslastung der elektrischen Infrastruktur wird anhand des Trafo-wirkungsgrads, der Spitzenauslastung der Trafos, des Wirkungsgrads der Ladeinfrastruktur sowie der zeitlichen Auslastung der Ladepunkte bewertet. Die Kennzahlen zeigen, inwieweit die installierte Infrastruktur mit zunehmender Flottengröße genutzt wird und welche Leistungs- und Kapazitätsreserven während des Pilotbetriebs bestehen.

#### Trafo-Wirkungsgrad und Spitzenauslastung

Abbildung 40 zeigt die mittlere und maximale Auslastung der Transformatoren. In A1 und über weite Teile von A2 liegt die Spitzenauslastung zunächst bei lediglich rund 12%. Gegen Ende von A2 steigt sie auf 16% im November und 22% im Dezember. In A3 setzt sich dieser Anstieg mit der Flottenskalierung deutlich fort. Die Spitzenauslastung erreicht 30% im Februar, 32% im März und mit 40% im April den höchsten Wert des Pilotbetriebs. Im Mai liegt sie bei 36%.

Auch die mittlere Auslastung nimmt mit der Skalierung zu. Während sie in A1 und zu Beginn von A2 lediglich bei rund 4% bis 5% liegt, steigt sie gegen Ende von A2 auf etwa 8% und erreicht in A3 bis zu rund 14%. Die Entwicklung zeigt damit sowohl hinsichtlich der mittleren als auch der maximalen Leistungsbeanspruchung eine zunehmende Nutzung der vorhandenen Transformatorleistung.

Die Wirkungsgrade der Transformatoren und der Ladegeräte sind gemeinsam in Abbildung 41 dargestellt. Der Transformatorwirkungsgrad liegt über den gesamten Pilotzeitraum auf einem hohen Niveau. In A1 bewegt er sich zwischen 97,6% und 97,9%. Im weiteren Verlauf steigt er leicht an und erreicht in A3 Werte von 98,3% bis 98,5%.



**Abbildung 40: Mittlere Auslastung und Spitzenauslastung der Transformatoren**

Die zu Beginn des Pilotbetriebs vorhandene Transformatorleistung lag damit deutlich über dem Leistungsbedarf der damaligen Flotte. Mit der Skalierung wird ein zunehmender Teil dieser Reserve genutzt, ohne dass die verfügbare Leistung ausgeschöpft wird. Aus rein leistungsbezogener Sicht wäre für die während des Pilotbetriebs beobachteten Lasten grundsätzlich auch eine geringere installierte Transformatorleistung ausreichend gewesen.

Bei der Dimensionierung sind jedoch neben der Spitzenlast insbesondere Redundanz, Betriebssicherheit, zukünftige Flottenerweiterungen sowie Wartungs- und Störfälle zu berücksichtigen.

### Ladesäulen-Wirkungsgrad

Auch der Wirkungsgrad der Ladeinfrastruktur liegt auf einem stabilen Niveau. Für die Ladepunkte mit verfügbarer AC-seitiger Energiemessung werden in A1 Werte zwischen 92,8% und 93,6% erreicht. Im Verlauf von A2 steigt der Wirkungsgrad leicht an und erreicht im November und Dezember 94,4% beziehungsweise 94,5%. In A3 bewegt er sich zwischen 94,1% und 94,6%.

Der leichte Anstieg fällt mit einer zunehmenden Nutzung der Ladeinfrastruktur und höheren Ladeleistungen zusammen und ist mit einer günstigeren Betriebspunktwahl der Leistungselektronik vereinbar. Eine eindeutige kausale Zuordnung lässt sich aus den Monatswerten jedoch nicht ableiten.

Die Auswertung bezieht sich ausschließlich auf diejenigen Ladepunkte, für die eine vergleichbare AC-seitige Energiemessung verfügbar ist. Für Mai 2026 kann aufgrund fehlender beziehungsweise nicht vergleichbarer AC-Messdaten kein Wirkungsgrad der Ladegeräte ausgewiesen werden.

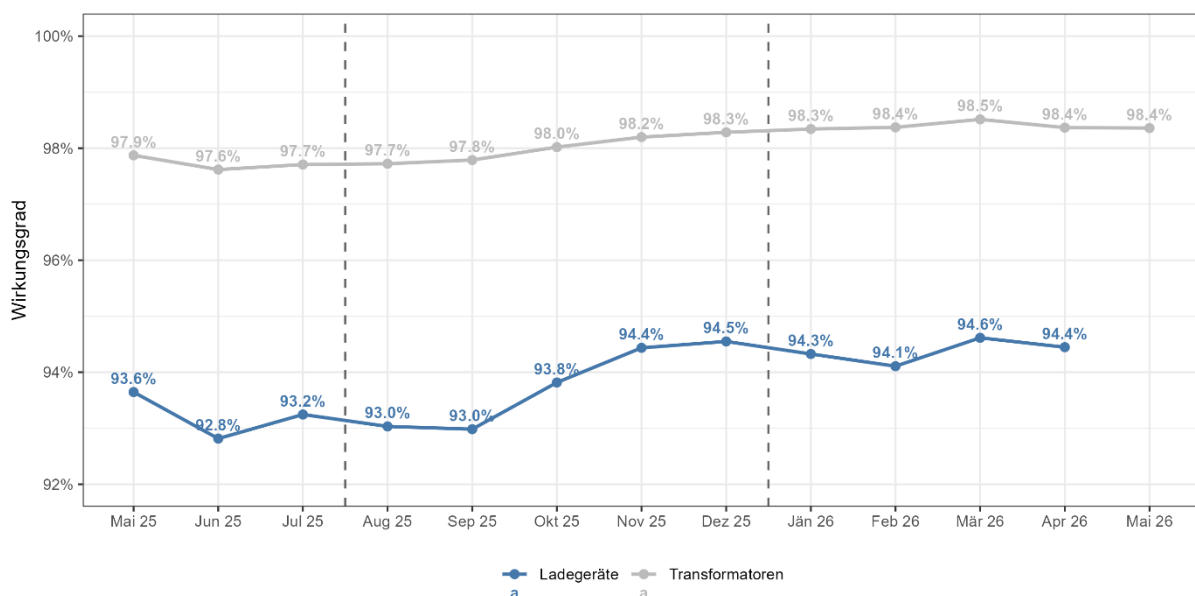


Abbildung 41: Wirkungsgrad der Transformatoren und Ladegeräte

### Zeitliche Auslastung der Infrastruktur

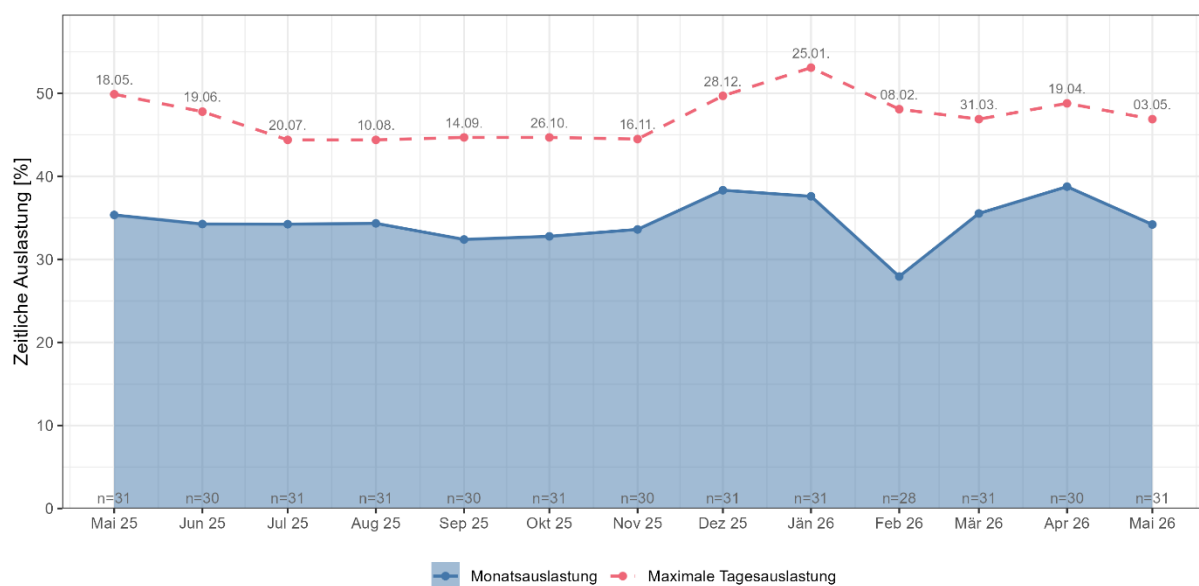
Die zeitliche Auslastung der Ladepunkte bleibt trotz der deutlichen Flottenskalierung moderat. Die Monatsauslastung liegt überwiegend zwischen etwa 32% und 38%, wie in Abbildung 42 ersichtlich ist. Eine Ausnahme bildet Februar 2026 mit rund 26%. An den jeweils am stärksten ausgelasteten Tagen werden etwa 44% bis 53% der insgesamt verfügbaren Ladepunktstunden belegt.

Die über 24 Stunden gemittelten Werte bilden die betriebliche Beanspruchung jedoch nur eingeschränkt ab. Da sich die Fahrzeugstandzeiten stark auf die Abend- und Nachtstunden konzentrieren, kann während dieser Depotphase ein großer Teil der Ladepunkte gleichzeitig

belegt sein. Eine Tagesauslastung von beispielsweise 50% entspricht rechnerisch bereits einer vollständigen Belegung aller Ladepunkte über zwölf Stunden.

Die Ergebnisse zeigen damit, dass die Ladepunkanzahl grundsätzlich gut auf die betriebliche Struktur abgestimmt ist. Die hohe Zahl verfügbarer Ladepunkte ermöglicht insbesondere während der konzentrierten Nachtladung eine flexible Fahrzeugzuordnung und reduziert zusätzlichen Rangier- oder Umsteckbedarf. Außerhalb der Hauptladefenster bestehen gleichzeitig deutliche zeitliche Reserven.

Dass die Monatsauslastung trotz der erheblichen Flottenzunahme nicht kontinuierlich steigt, ist insbesondere auf die parallele Erweiterung der Ladeinfrastruktur zurückzuführen. Die verfügbare Ladepunktkapazität wurde damit schrittweise an den wachsenden Fahrzeugbestand angepasst.



**Abbildung 42: Zeitliche Auslastung der Ladepunkte**

Insgesamt zeigt die Infrastrukturauswertung einen effizienten und zugleich robust dimensionierten Betrieb. Mit der Flottenskalierung steigt die Beanspruchung der Transformatoren deutlich an, ohne dass deren Leistungsreserven ausgeschöpft werden. Die Wirkungsgrade der Transformatoren und Ladegeräte bleiben auf hohem Niveau. Auch bei den Ladepunkten bestehen zeitliche Reserven, wobei die Tagesmittelwerte die hohe Gleichzeitigkeit während der nächtlichen Depotladung nur eingeschränkt abbilden. Die vorhandenen Reserven tragen damit neben der Skalierbarkeit insbesondere zur betrieblichen Flexibilität und Ausfallsicherheit bei.

#### 8.4.4 Kosten

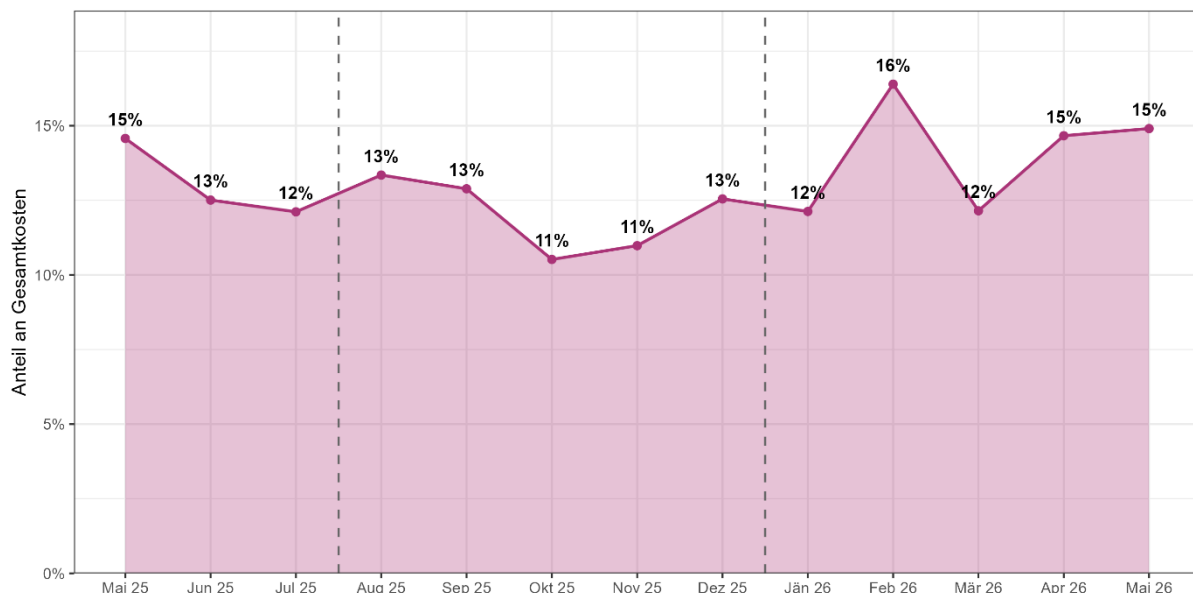
Da die zugrunde liegenden Strompreise und vertraglichen Konditionen von Albus vertrauliche Informationen darstellen, werden keine absoluten Kostenwerte ausgewiesen. Die Bewertung erfolgt stattdessen anhand relativer Kostenanteile sowie eines auf Mai 2025 normierten Kostenindex. Dadurch lassen sich die wesentlichen Kostentreiber und deren Entwicklung über den Pilotzeitraum vergleichen.

## Leistungspreisanteil

Abbildung 43 zeigt den Anteil des Leistungspreises an den gesamten Stromkosten. Dieser liegt über den Pilotzeitraum zwischen rund 11% und 16%.

In A1 sinkt der Anteil von rund 15% im Mai auf 12% im Juni und Juli. In A2 liegt er zunächst bei rund 13% und erreicht im Oktober mit 11% seinen niedrigsten Wert. Zum Ende von A2 steigt er mit der angehobenen Leistungsgrenze wieder auf rund 13%. In A3 schwankt der Anteil zwischen 12% und 15% und liegt im Mai 2026 bei rund 15%.

Die Entwicklung ergibt sich aus dem Verhältnis zwischen der für die Abrechnung maßgeblichen Netzanschlussleistung und der insgesamt bezogenen Energiemenge. Steigt der Energieumsatz stärker als die Leistungsgrenze, verteilt sich der leistungsabhängige Kostenanteil auf eine größere Energiemenge. Die Begrenzung der Netzanschlussleistung beeinflusst damit nicht nur die maximale Bezugsleistung, sondern auch die spezifischen Kosten des Ladebetriebs. Hinzu kommt ebenfalls ab 2026 eine implizite Erhöhung des Leistungspreises durch Änderungen der Netzkosten und Abgaben, die für den Arbeitspreisanteil im Verhältnis stärker sinken als für den Leistungspreisanteil.



**Abbildung 43: Anteil des Leistungspreises an den Gesamtkosten**

## Kostenreduktion durch PV

Die wirtschaftliche Wirkung der PV-Nutzung zeigt sich unmittelbar in den vermiedenen Arbeitspreiskosten. Abbildung 44 stellt die Einsparung relativ zu den Arbeitspreiskosten dar, die ohne Nutzung der lokal erzeugten PV-Energie entstanden wären.

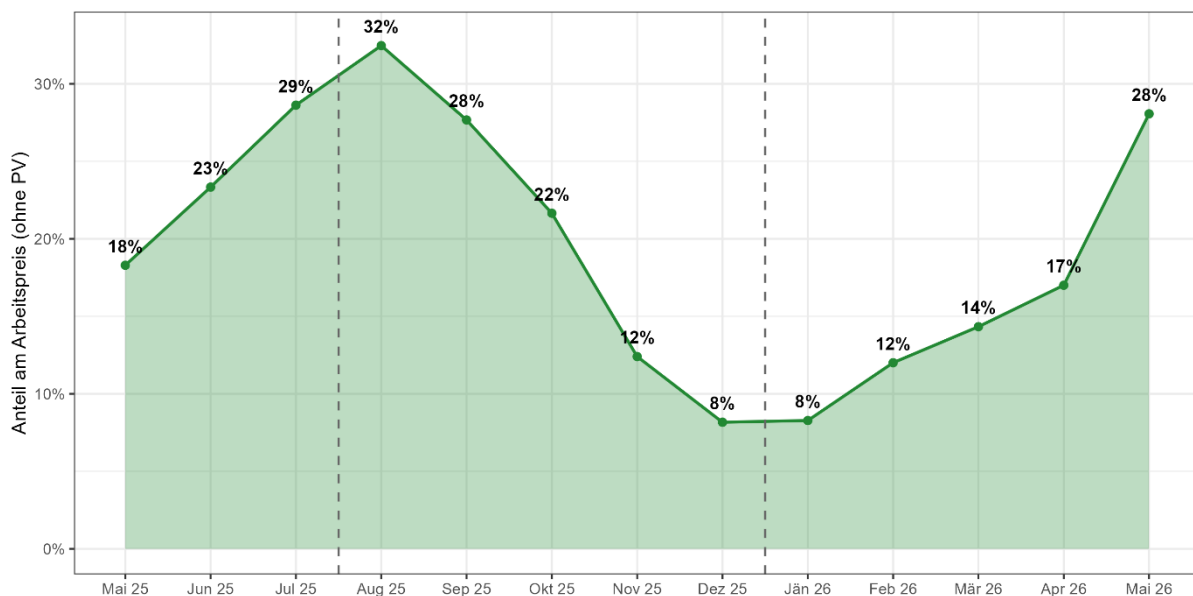
Damit übersetzt sich die zuvor dargestellte PV-Nutzung unmittelbar in eine Reduktion der energiemengenabhängigen Stromkosten. Entscheidend ist dabei nicht allein die erzeugte PV-Energiemenge, sondern die tatsächlich am Standort genutzte und dadurch ersetzte Netzbezugsmenge.

## Verlustkosten

Die aus Transformator- und Ladeverlusten resultierenden Arbeitspreiskosten bleiben über den Pilotzeitraum vergleichsweise stabil. Ihr Anteil an den Arbeitspreiskosten ohne PV liegt zwischen rund 6,1% und 7,4%.

In A1 beträgt der Anteil zwischen 6,7% und 7,4%. In A2 sinkt er von rund 7,0% im August und September auf etwa 6,1% im Dezember. In A3 bewegt er sich überwiegend zwischen rund 6,1% und 6,4%.

Die Umwandlungsverluste stellen damit einen kontinuierlichen Kostenbestandteil dar, tragen jedoch deutlich weniger zu den monatlichen Kostenschwankungen bei als die PV-Nutzung und der Leistungspreis. Der leichte Rückgang gegenüber den ersten Pilotmonaten ist mit den in Abschnitt 8.4.3 dargestellten höheren Wirkungsgraden der Transformatoren und Ladegeräte vereinbar.

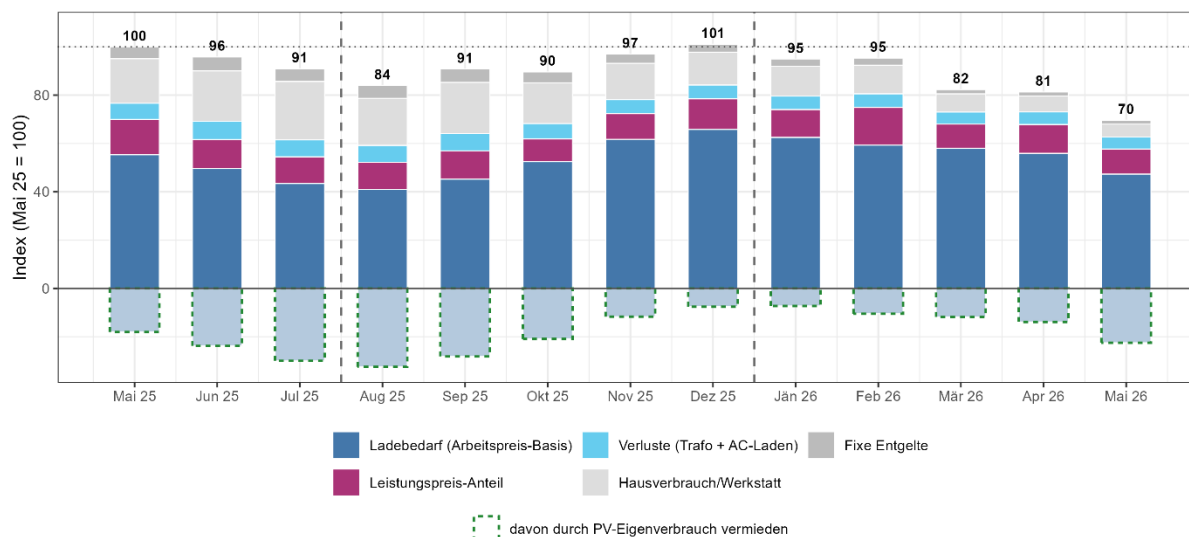


**Abbildung 44: Reduktion der Arbeitspreiskosten durch PV-Nutzung**

## Kosten pro geladener kWh

Für die zusammengeführte Betrachtung werden die relevanten Kostenbestandteile auf die an die Fahrzeuge abgegebene Ladeenergie bezogen und auf Mai 2025 normiert. Abbildung 45 zeigt neben dem Arbeitspreis als Basis für eine geladene kWh insbesondere die auf eine geladene kWh umgelegten Anteile des Leistungspreises, der Umwandlungsverluste und des übrigen Standortverbrauchs. Die PV-Einsparung wird hier als Reduktion des effektiven Arbeitspreises dargestellt.

Die Darstellung verdeutlicht, dass die spezifischen Kosten pro geladener kWh nicht allein durch den Arbeitspreis der für die Fahrzeugladung benötigten Energie bestimmt werden. Zusätzlich werden leistungsabhängige Kosten, Umwandlungsverluste und der übrige Standortverbrauch auf den Ladeenergieumsatz umgelegt. Mit zunehmender Flottengröße und steigendem Ladeenergieumsatz können sich insbesondere weitgehend fixe beziehungsweise nicht proportional steigende Kostenbestandteile auf eine größere Energiemenge verteilen.



**Abbildung 45: Normierter Kostenindex je geladener kWh und Beiträge der wesentlichen Kostenkomponenten (Der Arbeitspreis-Block ist um die PV-Einsparung nach unten verschoben, der Bereich unter der Nulllinie wurde durch PV vermieden.)**

Gleichzeitig reduziert die PV-Nutzung die spezifischen Kosten, wobei dieser Effekt entsprechend der verfügbaren und tatsächlich genutzten PV-Energie saisonal schwankt. Besonders deutlich ist die kostensenkende Wirkung im Sommer 2025 und erneut im Mai 2026, während sie in den Wintermonaten aufgrund der geringen PV-Erzeugung deutlich geringer ausfällt.

#### 8.4.5 Betriebssicherheit

Die Betriebssicherheit wird anhand des Ladezustands zu Beginn des Fahrzeugeinsatzes sowie des Anteils kritischer Rückkehrzustände bewertet. Als ausreichend geladen wird ein Fahrzeug-Betriebstag gewertet, wenn der SOC zu Betriebsbeginn über 95% liegt. Ergänzend wird der Anteil der Fahrzeug-Betriebstage betrachtet, an denen ein Fahrzeug mit einem SOC unter 10% zum Betriebshof zurückkehrt.

Abbildung 46 zeigt, dass der Anteil der Starts mit einem SOC über 95% in A1 durchgehend auf einem sehr hohen Niveau von rund 97% bis 99% liegt. Auch zu Beginn von A2 bleibt dieser Anteil zunächst hoch, nimmt im weiteren Verlauf jedoch ab. Im November und Dezember werden noch rund 94% beziehungsweise 92% erreicht; im Januar 2026 liegt die Quote mit etwa 89% am niedrigsten.

Diese Entwicklung fällt mit dem saisonal erhöhten Energiebedarf der Fahrzeuge zusammen. Dadurch muss während der verfügbaren Standzeiten eine größere Energiemenge nachgeladen werden, während die Ladeleistung gleichzeitig durch die vorgegebenen Leistungsgrenzen begrenzt ist. Die geringeren Start-SOC-Werte sind daher mit einer reduzierten energetischen und zeitlichen Reserve während der Winterperiode vereinbar. Eine eindeutige Zuordnung allein zur Leistungsbegrenzung ist anhand der Monatswerte jedoch nicht möglich.

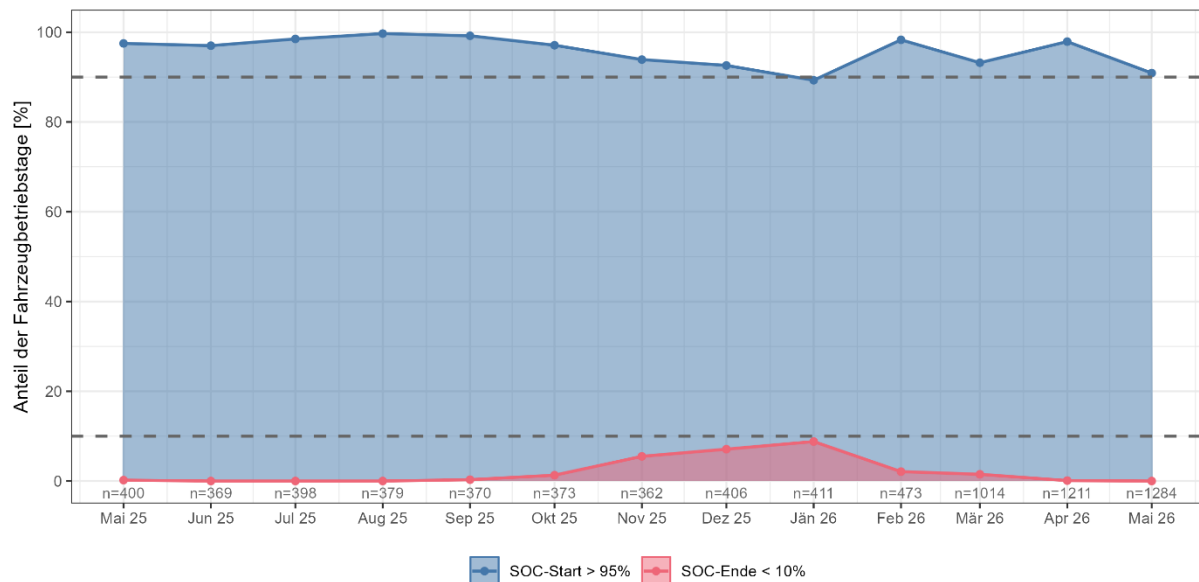
Parallel dazu nimmt der Anteil kritischer Rückkehrzustände mit einem SOC unter 10% zu. Während solche Fälle in A1 und zu Beginn von A2 praktisch nicht auftreten, steigt ihr Anteil im November auf rund 5%, im Dezember auf etwa 7% und erreicht im Januar mit knapp 10%

den höchsten Wert des Pilotzeitraums. Ab Februar geht dieser Anteil deutlich zurück und liegt ab April wieder nahe null.

Die beiden Kennzahlen zeigen damit ein konsistentes Bild: In der verbrauchsintensiven Winterperiode kommen häufiger Fahrzeuge mit niedrigem SOC zum Betriebshof zurück, während gleichzeitig der Anteil der nahezu vollständig geladenen Fahrzeuge zu Betriebsbeginn sinkt. Dies weist auf geringere Reserven im Ladesystem unter diesen anspruchsvolleren Bedingungen hin. Dennoch beginnt auch in diesem Zeitraum der überwiegende Teil der Fahrzeug-Betriebstage mit einem SOC über 95%.

Mit der Flottenskalierung in A3 ist keine systematische Verschlechterung der Betriebssicherheit erkennbar. Trotz der stark steigenden Zahl ausgewerteter Fahrzeug-Betriebstage erreicht der Anteil der Starts mit einem SOC über 95% im Februar und April erneut rund 98% und liegt im März bei etwa 93%. Im Mai sinkt dieser Anteil auf rund 90%. Dieser Rückgang ist jedoch im Zusammenhang mit der in Abschnitt 7.2 beschriebenen Reservebusstrategie zu betrachten, bei der ausgewählte Fahrzeuge bewusst nicht vollständig geladen werden, um einen Teil des Ladebedarfs in PV-ertragreiche Tagesstunden zu verschieben. Ein Start-SOC unter 95% stellt in diesen Fällen daher nicht zwangsläufig eine Einschränkung der betrieblichen Einsatzfähigkeit dar.

Gleichzeitig bleiben kritische Rückkehrzustände mit einem SOC unter 10% ab Februar selten und treten ab April praktisch nicht mehr auf. Dies spricht dafür, dass die Skalierung der Flotte und die Einführung zusätzlicher Ladestrategien im betrachteten Zeitraum ohne erkennbaren Anstieg kritischer Ladezustände umgesetzt werden konnten.

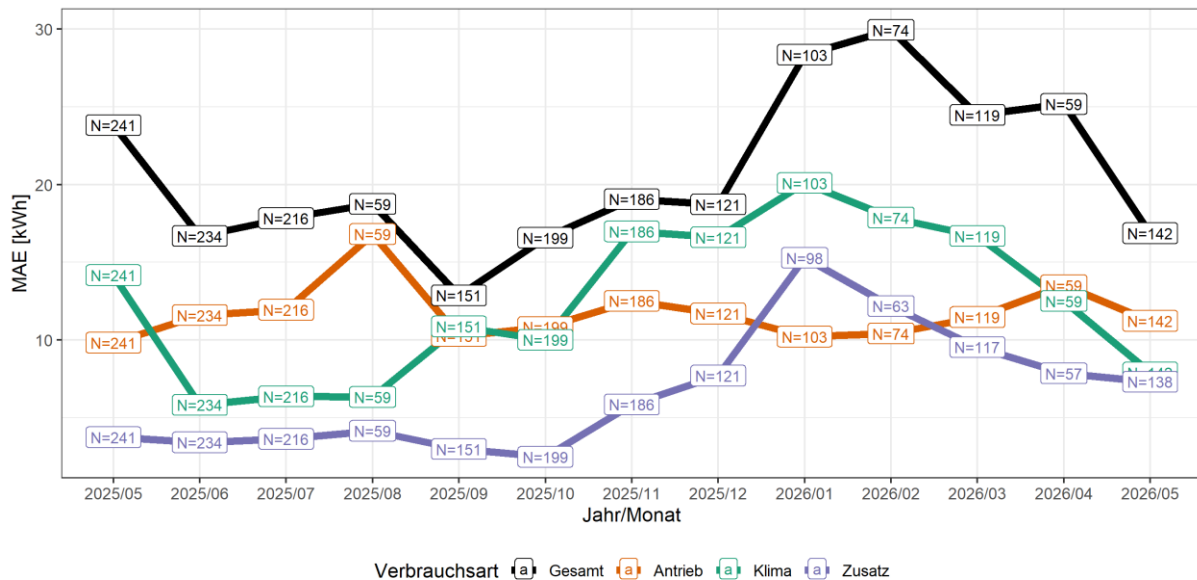


**Abbildung 46: Anteil der Fahrzeug-Betriebstage mit einem Start-SOC über 95% sowie Rückkehr-SOC unter 10%**

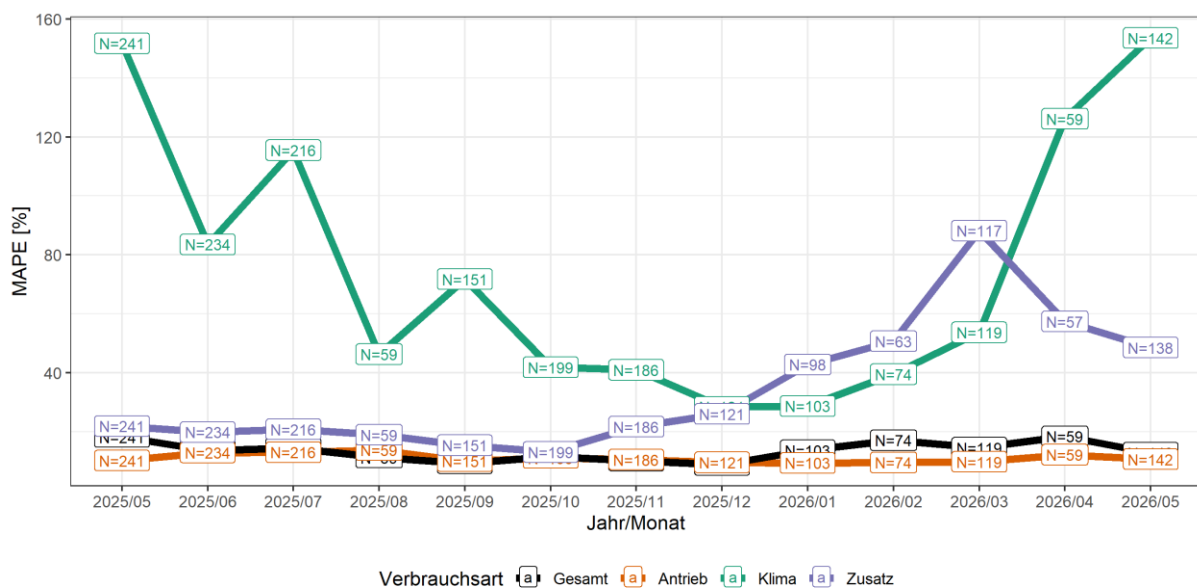
#### 8.4.6 Prognosezuverlässigkeit

Abbildung 47 und Abbildung 48 zeigen den durchschnittlichen absoluten und den durchschnittlichen absoluten prozentualen Fehler der Verbrauchsprognose pro Monat im Verlauf des Pilotbetriebs. Textlabel geben dabei die Anzahl der zugrundeliegenden Daten je Monat an. Unterschiede in dieser Anzahl sind erklärbar durch Abweichungen zwischen

Planung und tatsächlichem Betrieb (siehe Kapitel 7.3.7), durch Änderungen an der Linienführung (siehe Kapitel 7.2), die verspätet im Prognosesystem nachgezogen wurden und durch Datenlücken in den Vergleichsdaten. Für einen belastbaren Fehlerwert liegen jedoch in jedem Monat ausreichend Daten vor.



**Abbildung 47: Durchschnittlicher absoluter Fehler (MAE) der Verbrauchsprognose während des Pilotbetriebs**



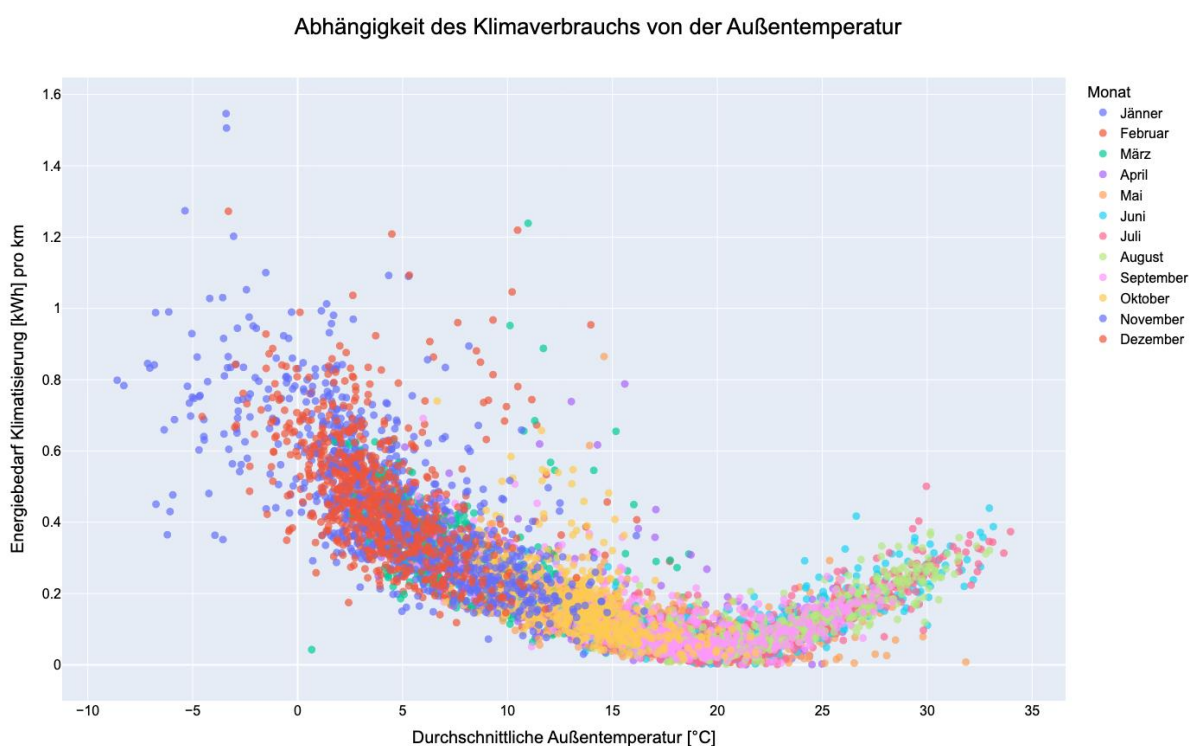
**Abbildung 48: Durchschnittlicher absoluter prozentualer Fehler (MAPE) der Verbrauchsprognose während des Pilotbetriebs**

Besonders auffallend ist der hohe prozentuale Fehler der Klimaverbrauchsprognose im Frühling und Frühsommer, während der absolute Fehler in diesen Zeiträumen am geringsten ist. Dabei ist die Rolle eines allgemein niedrigen Verbrauchs durch Heizung- und Klimatisierung zu beachten. Wie aus Abbildung 29 ersichtlich ist, gibt es im Frühjahr und Sommer vereinzelte Fahrten, bei denen kaum Energie für Heizung- und Klimatisierung verbraucht wird. Dann führt beispielsweise ein absoluter Fehler von 5 kWh bei einem

Vergleichswert von 0.5 kWh zu einem Fehler von 1000%, was den durchschnittlichen prozentualen Fehler des Monats stark beeinflussen kann.

Auch der Anstieg des Fehlers der Prognose der Zusatzverbraucher ab November ist auffallend. Der Zeitraum deckt sich mit der erhöhten Streuung des gemessenen Zusatzverbrauchs der Vergleichsdaten (Abbildung 29). Die Modellannahme eines konstanten, streckennormierten Zusatzverbrauchs führt folglich zu den Prognosefehlern. Da die Streuung des Zusatzverbrauchs im Projekt nicht erklärt werden konnte, blieben die Prognosefehler ebenfalls unerklärbar und das Modell konnte im laufenden Pilotbetrieb nicht verbessert werden.

Zwischen Herbst und Frühjahr ist die Prognose des Klimaverbrauchs der größte Fehlertreiber.



**Abbildung 49: Zusammenhang zwischen der Außentemperatur und dem Energiebedarf für die Klimatisierung in den tatsächlichen Tagesverbräuchen laut RIO-Box**

In Abbildung 49 wird der Zusammenhang zwischen der Außentemperatur und dem Energiebedarf für die Klimatisierung dargestellt. Der niedrigste Verbrauch tritt bei einer Außentemperatur von etwa 20 °C auf. Bei niedrigeren Temperaturen steigt der Energiebedarf für die Heizung, während bei höheren Temperaturen der Energiebedarf für die Kühlung zunimmt. Die Abbildung zeigt, vor allem im Winter, trotz der großen Abhängigkeit von der Außentemperatur, eine breite Streuung. Weitere Parameter, die einen Einfluss auf den Klimatisierungsverbrauch haben könnten, wie z.B. die Niederschlagsmenge oder der Fahrstil, wurden untersucht, aber es wurde keine eindeutige Ursache für die Streuung gefunden. Da es keine Auskunft vom Hersteller gibt, welche Komponenten zum Klimatisierungsverbrauch zählen, blieb die Streuung mit den im Projekt verfügbaren Daten unerklärbar und die Prognose konnte im Pilotbetrieb folglich nicht verbessert werden.

In den Sommermonaten hatte die Prognose des Antriebsverbrauchs den größten Einfluss auf den Gesamtfehler. Während der Fehler der Antriebsverbrauchsprognose weitestgehend konstant blieb und keine klaren saisonalen Effekte zeigt, sticht ein erhöhter Fehler im August hervor (Abbildung 47). Grund hierfür ist eine baustellenbedingte Umleitung der Linie 181.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass ein durchschnittlicher absoluter Fehler des Gesamtverbrauchs von 13-30 kWh, bzw. ein prozentualer Fehler von 9-18% hinter den Erwartungen des Projektes zurückbleibt und im Sinne der Betriebssicherheit ein Lademanagement nicht zuverlässig darauf aufbauen kann. Während die im Projekt gewählten Prognoseansätze Abhängigkeiten grundsätzlich abbilden konnten, blieb ein wesentlicher Teil der Varianz unerklärt. Hier ist künftig auch an der Datengrundlage anzusetzen. Eine zuverlässige Datenversorgung, von detaillierten und akkuraten Verbrauchsmessungen bis hin zur zuverlässigen, digitalen Abbildung der tatsächlich gefahrenen Wege ist essenziell für eine erfolgreiche Modellierung. Darüber hinaus hat der Pilotbetrieb demonstriert, wie ein Prognoseservice erfolgreich aufgebaut und in eine bestehende Datenlandschaft integriert werden kann.

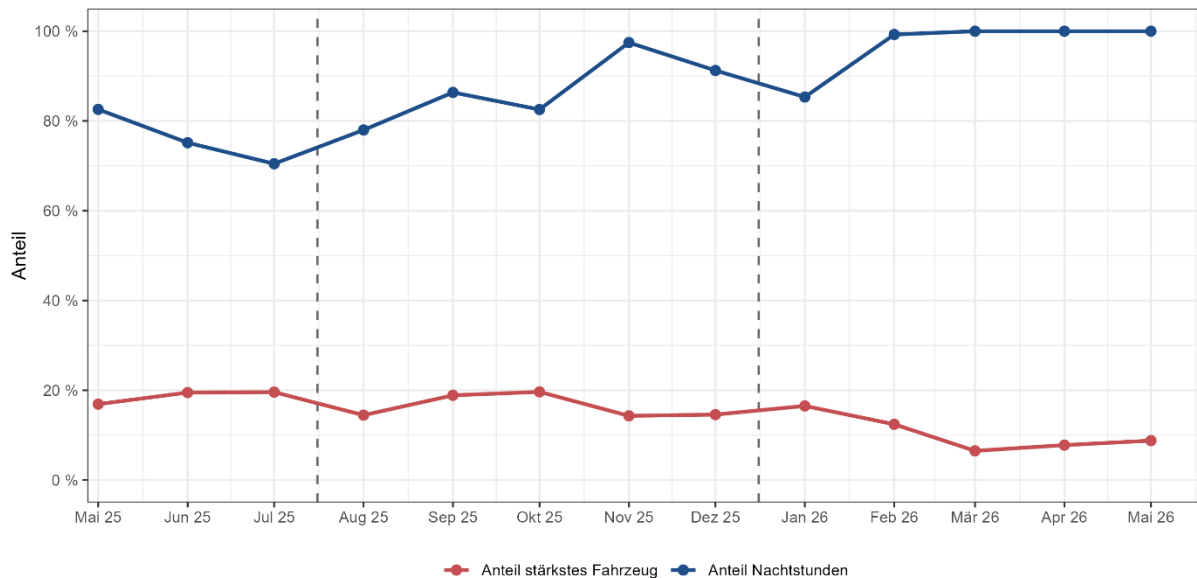
## 8.5 Diskussion der Ladestrategien und Ladeprofile

Über den Pilotzeitraum zeigen sich die Auswirkungen des Lademanagements und der eingeführten Ladestrategien auf die Leistungsspitze. Bereits LM2 reduziert durch die Nutzung der verfügbaren Standzeiten die erforderlichen Ladeleistungen deutlich gegenüber einer ungesteuerten Schnellladung. Mit LM3 kommt die koordinierte Begrenzung der Gesamtleistung des Betriebshofs hinzu. Die Verbesserung des Monats-Lastfaktors und die zusätzliche Peak-Reduktion gegenüber der reinen Zeitstreckungsreferenz zeigen, dass damit nicht mehr nur einzelne Fahrzeuge entsprechend ihrer Abfahrtszeit gesteuert, sondern die Ladeanforderungen zunehmend auf Betriebshofebene koordiniert werden (siehe Abschnitt 8.4.1)

Mit der Flottenskalierung verändert sich dabei auch die Struktur der zu regelnden Last. Vor der Skalierung entstehen hohe Ladeleistungen zwar überwiegend in den Abend- und Nachtstunden, einzelne leistungsintensive Tages- oder Zwischenladungen können jedoch noch einen vergleichsweise großen Einfluss haben. Abbildung 50 zeigt den Anteil der stärksten Einzelladung bei Auftreten der hohen Lastzustände, sowie den Anteil dieser hohen Lastzustände während der Nachtladungen. Zunächst sind bei erreichtem Peak typischerweise etwa 13 bis 15 Fahrzeuge gleichzeitig beteiligt, wobei das leistungsstärkste Einzelfahrzeug rund 14% bis 20% der Gesamtleistung beitragen kann. Ab März 2026 entstehen die Peaks dagegen nahezu ausschließlich während der nächtlichen Depotladung und verteilen sich auf 26 bis 27 gleichzeitig ladende Fahrzeuge; der Beitrag des stärksten Einzelfahrzeugs sinkt dabei auf etwa 6% bis 9%. Die Regelaufgabe verschiebt sich damit von der Begrenzung einzelner leistungsintensiver Ladevorgänge hin zur koordinierten Verteilung eines großen aggregierten Nachtladebedarfs.

Gleichzeitig zeigt die PV-Auswertung, dass Peak-Shaving und PV-Nutzung unterschiedliche zeitliche Anforderungen an die Ladesteuerung stellen. Im Sommer 2025 stand bereits eine hohe PV-Erzeugung zur Verfügung, während die kleinere Flotte tagsüber nur begrenzten flexiblen Ladebedarf bot. Entscheidend war daher weniger die verfügbare PV-Energiemenge als die zeitliche Verfügbarkeit geeigneter Fahrzeuge. Mit den später eingeführten PV-Ladeprofilen, LM4 und der Reservebusstrategie wurde gezielt Ladebedarf aus der Nacht in

PV-ertragreiche Tagesstunden verschoben. Die morgendliche Häufung von Ladestarts sowie der von April auf Mai 2026 steigende PV-Deckungsgrad stehen mit dieser Strategie in Zusammenhang und zeigen das zusätzliche Potenzial einer stärker PV-orientierten Disposition. Gleichzeitig bleibt ein Teil des rechnerisch verfügbaren PV-Potenzials ungenutzt.



**Abbildung 50: Struktur hoher Ladeleistungen im Pilotbetrieb. Dargestellt sind der mediane Anteil des jeweils leistungsstärksten Fahrzeugs sowie der Anteil der Peaks zwischen 18:00 und 06:00 Uhr innerhalb der oberen 5% der monatlichen Ladeleistung.**

Die Ergebnisse der Infrastruktur- und Kosten-KPIs verdeutlichen dabei einen grundsätzlichen Zielkonflikt. Die eingesetzten Lademodelle optimieren primär die Gesamtleistung und die zeitliche Bereitstellung der benötigten Energie, nicht die maximale Auslastung oder den optimalen Wirkungsgrad jedes einzelnen Ladegeräts. Durch Zeitstreckung und Peak-Begrenzung können Ladegeräte häufiger mit geringerer Leistung betrieben werden, obwohl ihr günstigster Wirkungsgrad bei höheren Teillasten liegt. Ein geringerer Komponentenwirkungsgrad kann auf Systemebene dennoch sinnvoll sein, wenn dadurch Netzleistung und leistungsabhängige Kosten reduziert oder zusätzliche PV-Energie genutzt werden kann. Ebenso wird die Auslastung der Ladepunkte bewusst nicht maximiert, da feste Ladepunkte, geringe Umparkvorgänge und Leistungsreserven zur betrieblichen Robustheit beitragen.

Ergänzend lässt sich aus dem Verhältnis zwischen der für den Ladebetrieb verfügbaren Gesamtleistung und der installierten Nennleistung der Ladegeräte ein effektiver Gleichzeitigkeitsfaktor ableiten. Dieser liegt im Pilotbetrieb trotz der deutlichen Flottenskalierung überwiegend in einer Größenordnung von rund 8% bis 15%. Im Mai 2026 standen beispielsweise 6,84 MW installierte Ladeleistung einer Leistungsgrenze von 0,9 MW gegenüber, entsprechend einem Gleichzeitigkeitsfaktor von rund 13%, in Bezug auf die Anschlussleistung von 2,5 MW rund 36%. Die Dimensionierung der Ladeinfrastruktur und des Netzanschlusses muss damit nicht auf einer vollständigen gleichzeitigen Nutzung aller Ladegeräte beruhen. Voraussetzung hierfür ist jedoch eine koordinierte Ladesteuerung, die die verfügbare Netzleistung entsprechend den Abfahrtszeiten und Energiebedarfen auf die angeschlossenen Fahrzeuge verteilt.

Auch die Betriebssicherheit muss in diesem Zusammenhang als Randbedingung und nicht lediglich als weiterer Optimierungswert verstanden werden. Der erhöhte Fahrzeugenergiebedarf im Winter reduziert die verfügbare Ladezeitreserve und fällt mit niedrigeren Start-SOC sowie häufiger auftretenden niedrigen Rückkehr-SOC zusammen. Trotz dieser anspruchsvolleren Bedingungen und der anschließenden deutlichen Flottenskalierung ist jedoch keine systematische Verschlechterung der betrieblichen Einsatzfähigkeit erkennbar. Der niedrigere Anteil von Starts mit mehr als 95% SOC im Mai 2026 ist zudem teilweise strategisch bedingt, da Reservefahrzeuge bewusst nicht vollständig geladen wurden, um flexiblen Energiebedarf in PV-ertragreiche Tagesstunden zu verschieben.

Insgesamt zeigen die Ergebnisse damit keinen einzelnen optimalen Ladezustand, sondern eine Abwägung zwischen Betriebssicherheit, Begrenzung der Netzleistung, PV-Nutzung, Kosten und Infrastruktureffizienz. Die Strategie entwickelte sich im Pilotbetrieb von einer primär fahrzeug- und abfahrtszeitbezogenen Zeitstreckung über eine koordinierte Gesamtleistungsbegrenzung hin zu einer Kombination aus Peak-Begrenzung und gezielter Verschiebung flexibler Ladeenergie in PV-ertragreiche Zeitfenster. Für zukünftige Lademodelle ergibt sich daraus insbesondere das Potenzial, diese Zielgrößen stärker gemeinsam zu optimieren, beispielsweise indem innerhalb einer vorgegebenen Gesamtleistungsgrenze Ladeleistungen gezielter auf geeignete Ladepunkte konzentriert und zugleich PV-Verfügbarkeit, SOC-Ziele und Abfahrtszeiten berücksichtigt werden.

## 8.6 Analyse der Benutzer:innenfreundlichkeit des Systems

### 8.6.1 Methodik der Nutzer:innenbefragung

Zur Evaluation der Benutzer der im Projekt entwickelten Lademanagement-Software wurden leitfadengestützte Interviews mit drei Anwender durchgeführt, die unterschiedliche Aufgabenbereiche im Betrieb abdecken. Aufgrund der geringen Stichprobengröße wurde bewusst ein qualitatives Untersuchungsdesign gewählt. Ziel der Befragung war die vertiefte Analyse der Nutzungserfahrungen sowie der wahrgenommenen Stärken, Herausforderungen und Verbesserungspotenziale der Lademanagement-Software im Pilotbetrieb.

Der Interviewleitfaden umfasste 30 identische Fragen sowie zwei zusätzliche rollenspezifische Fragen. Er kombinierte geschlossene und offene Fragestellungen. Die geschlossenen Fragen wurden überwiegend auf einer fünfstufigen Likert-Skala beantwortet (1 = stimme gar nicht zu, 5 = stimme sehr stark zu). Ergänzend ermöglichten offene Fragen eine detaillierte Beschreibung der praktischen Erfahrungen mit der Software.

Der Fragebogen gliederte sich in folgende Themenbereiche:

- Nutzungskontext und Rolle der befragten Personen
- Optimierung der Ladevorgänge
- Betriebswirtschaftlicher Nutzen
- Zielkonflikte und Abwägungen
- Vertrauen in die Software und Entscheidungsunterstützung
- Benutzer:innenfreundlichkeit der Lademanagement-Software

- Verbesserungspotenziale
- Gesamtbewertung der Lademanagement-Software
- Rollenspezifische Zusatzfragen

Die Interviews fanden am 15. Juli 2026 am Betriebsgelände der Albus Salzburg Verkehrsbetrieb GmbH statt und wurden von einer Mitarbeiterin der Salzburg Research Forschungsgesellschaft durchgeführt. Die Interviewdauer lag zwischen 30 und 45 Minuten.

Die Interviews wurden mit der lokal betriebenen Transkriptionssoftware noScribe (Dröge, 2026) transkribiert. Erfasst wurden die Sprecherwechsel sowie der gesprochene Inhalt, während Pausen, Betonungen, Emotionen und Füllwörter nicht berücksichtigt wurden. Anschließend wurden sämtliche Transkripte anhand der Audioaufzeichnungen und der während der Interviews angefertigten Notizen überprüft und gegebenenfalls korrigiert.

Die geschlossenen Fragen wurden deskriptiv anhand einer tabellarischen Zusammenstellung der Antworten ausgewertet. Die offenen Antworten wurden mittels zusammenfassender qualitativer Inhaltsanalyse nach Mayring ausgewertet (Mayring & Fenzl, 2019). Dabei werden Aussagen schrittweise paraphrasiert, inhaltlich reduziert und thematisch kategorisiert, um die wesentlichen Inhalte systematisch herauszuarbeiten und für die Beantwortung der Forschungsfrage zusammenzufassen (Mayring & Fenzl, 2019).

### Limitationen der Nutzer:innenbefragung

Die geringe Stichprobengröße sowie die Tatsache, dass sämtliche Interviewpartner aus demselben Unternehmen stammen und die im eigenen Betrieb eingesetzte Lademanagement-Software bewerten, schränken die Übertragbarkeit der Ergebnisse ein. Die Ergebnisse dienen daher der vertieften Betrachtung des Pilotbetriebs und erlauben keine statistische Generalisierung oder uneingeschränkte Übertragung auf andere Verkehrsunternehmen. Zudem beruhen die Ergebnisse auf den subjektiven Einschätzungen der Befragten, die je nach Rolle und Aufgabenbereich unterschiedlich ausfallen können. Vereinzelt erschwerten Hintergrundgeräusche die Verständlichkeit der Audioaufzeichnungen. Sämtliche Transkripte wurden deshalb anhand der Originalaufzeichnungen und der Interviewnotizen überprüft. Dennoch kann nicht ausgeschlossen werden, dass bei der Transkription oder der anschließenden inhaltlichen Verdichtung einzelne Bedeutungsnuancen verloren gegangen sind.

### 8.6.2 Ergebnisse der Nutzer:innenbefragung

Die Auswertung der Interviews zeigt insgesamt eine hohe Akzeptanz der Lademanagement-Software. Die Befragten bewerten insbesondere die Unterstützung bei der Ladeplanung, die Transparenz über den Ladezustand der Fahrzeuge sowie die Möglichkeit einer flexiblen Anpassung der Ladeprozesse positiv. Gleichzeitig verdeutlichen die Interviews, dass die Lademanagement-Software als Entscheidungsunterstützung verstanden wird und das Erfahrungswissen der Anwender:innen weiterhin eine wichtige Rolle im operativen Betrieb einnimmt.

### Nutzungskontext

Die drei Interviewpartner:innen nutzen die Lademanagement-Software in unterschiedlichen betrieblichen Funktionen. Ihre Aufgaben reichen von der operativen und strategischen

Steuerung der Elektromobilität im Unternehmen über die Weiterentwicklung der Software bis hin zur täglichen Fahrzeugdisposition und Ladeplanung. Entsprechend variiert auch die Nutzungshäufigkeit zwischen einer täglichen Anwendung und einer mehrmaligen Nutzung pro Monat.

### Unterstützung der betrieblichen Ladeplanung

Die Lademanagement-Software wird von allen Interviewpartner:innen als zentrales Werkzeug für die Planung und Steuerung der Ladevorgänge beschrieben. Insbesondere bei einer größeren Anzahl batterieelektrischer Busse wird eine manuelle Ladeplanung als nicht mehr praktikabel angesehen.

Als wesentliche Stärke der Software wird die flexible Erstellung und Anpassung von Ladeprofilen genannt. Dadurch können unterschiedliche Betriebsstrategien umgesetzt werden, beispielsweise die priorisierte Nutzung von Photovoltaikstrom, die Reduktion des Netzstrombezugs oder die optimierte Auslastung der Ladeinfrastruktur. Darüber hinaus dient die Software der kontinuierlichen Überwachung der Fahrzeugflotte, der Ladezustände sowie der Energieerzeugung und des Energieverbrauchs.

Alle Interviewpartner:innen bewerten den Beitrag der Software zur Optimierung der Ladeplanung als hoch bis sehr hoch. Insbesondere die gleichmäßige Verteilung der Ladevorgänge, die Vermeidung von Planungskonflikten sowie die effiziente Auslastung der Ladeinfrastruktur werden als wesentliche Vorteile hervorgehoben. Gleichzeitig wird die koordinierte Steuerung der Ladevorgänge als wichtiger Beitrag zur Sicherstellung der Fahrzeugverfügbarkeit angesehen, da ungeplante Ladeengpässe reduziert und die Einsatzbereitschaft der Busse erhöht werden.

Darüber hinaus unterstützt die Lademanagement Software die Anwender:innen bei der Bewältigung der zunehmenden Komplexität einer wachsenden Elektrobusflotte. Die Verwaltung vieler Fahrzeuge mit unterschiedlichen Ladezuständen wird als deutlich erleichtert wahrgenommen. Hinsichtlich kurzfristiger betrieblicher Änderungen zeigen sich jedoch unterschiedliche Einschätzungen. Zwei Interviewpartner:innen betonen, dass durch regelmäßige Aktualisierungen der Fahrzeugdisposition im 15-Minuten-Takt auch kurzfristige Änderungen zeitnah in der Ladeplanung berücksichtigt werden können. Eine Person weist darauf hin, dass die Lademanagement-Software zwar die Ladeplanung unterstützt, andere Ursachen für Fahrzeugausfälle jedoch außerhalb ihres Einflussbereichs liegen.

Selbst in Ausnahmesituationen kann der Ladebetrieb durch vordefinierte Ladeprofile fortgeführt werden. Bei einem längeren Stromausfall kann der Tagesbetrieb durch die vorhandene Fahrzeugladung und Reservefahrzeuge weiterhin teilweise aufrechterhalten werden. Zusätzlich wurde eine Speicherbatterie zur Absicherung der betrieblichen Administration installiert, die eine Energieversorgung für etwa 48 Stunden ermöglicht.

### Skalierbarkeit der Lademanagement-Software

Alle Befragten sehen die Software als geeignet an, um eine wachsende Anzahl batterieelektrischer Busse zu verwalten. Auch die Konfiguration neuer Fahrzeuge wird als einfach und praxistauglich bewertet.

Grundsätzliche technische Grenzen hinsichtlich der Skalierbarkeit wurden nicht gesehen. Zwei Interviewpartner:innen gehen davon aus, dass die Lademanagement-Software

unabhängig von der Flottengröße eingesetzt werden kann. Lediglich die Übersichtlichkeit der Benutzeroberfläche könnte nach Einschätzung einer Person bei einer sehr hohen Anzahl an Ladepunkten, ab etwa 100 Ladepunkten, zu einer Herausforderung werden.

Einigkeit besteht zudem darüber, dass die Lademanagement-Software innerhalb weiterer Standorte der Dr. Richard Gruppe eingesetzt werden könnte. Ein Einsatz außerhalb der Unternehmensgruppe wäre nach Einschätzung der Befragten technisch zwar möglich, wird derzeit jedoch aufgrund des damit verbundenen Wettbewerbsvorteils nicht angestrebt.

### **Rolle manueller Eingriffe in die Ladeplanung**

Die Interviews zeigen, dass die automatische Ladeplanung regelmäßig durch manuelle Anpassungen ergänzt wird. Solche Eingriffe erfolgen insbesondere bei kurzfristigen Änderungen des Fahrbetriebs, beispielsweise bei Fahrzeugausfällen, geänderten Abfahrtszeiten oder dem Einsatz von Reservefahrzeugen.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die Lademanagement-Software von den Anwender:innen nicht als vollständig automatisiertes Planungssystem verstanden wird, sondern als Entscheidungsunterstützung. Die automatisch erzeugten Ladepläne werden durch betriebliches Erfahrungswissen ergänzt, wobei unter anderem saisonale Unterschiede und betriebliche Besonderheiten berücksichtigt werden. Darüber hinaus werden manuelle Eingriffe gezielt genutzt, um neue Funktionen oder Softwareanpassungen zunächst kontrolliert an einzelnen Ladepunkten zu testen, bevor sie auf den gesamten Ladepark übertragen werden.

Insgesamt unterstreichen die Interviews, dass die Kombination aus automatisierter Ladeplanung und menschlicher Entscheidungskompetenz als wesentlicher Erfolgsfaktor für einen stabilen und flexiblen Betrieb angesehen wird.

### **Betriebswirtschaftlicher Nutzen**

Der Effizienzgewinn für die Mitarbeitenden wird als sehr hoch eingeschätzt, da die Lademanagement-Software sowohl den Zeitaufwand für die Ladeplanung als auch den Abstimmungsbedarf zwischen den Abteilungen reduziert. Gleichzeitig trägt die Software zur Senkung der Energiekosten bei, wobei die Reduktion der Energiekosten auf 40–80% geschätzt wurde. Darüber hinaus werden Lastspitzen beim Netzbezug vermieden und der Personaleinsatz für die Ladeplanung geringgehalten.

Die Ladesoftware unterstützt die Befragten mit einer effizienteren Nutzung der PV-Anlage, da die Lademanagement-Software das Ladeverhalten an die PV-Produktion angepasst. Es ist für alle Interviewten nachvollziehbar, wie die Lademanagement-Software die PV-Energie einplant und sie sind sich einig, dass die PV-Energie optimal für das Laden der Busse genutzt wird.

Auch die Transparenz und Steuerbarkeit der Lademanagement-Software werden als sehr hoch bewertet. Die Lademanagement-Software bietet einen sehr guten Überblick über den Energieverbrauch und diese Informationen unterstützen die Befragten, fundiertere Entscheidungen zu treffen. Die Darstellung der Daten wurde als verständlich bis sehr gut verständlich eingestuft.

Die Lademanagement-Software liefert einen wichtigen Betrag zu strategischen Zielen. Die Optimierung der Ladevorgänge, die effiziente Nutzung der PV-Anlage, der Beitrag zu den

Nachhaltigkeitszielen und die Planbarkeit und Betriebssicherheit wurden als sehr hoch bemessen. Der Beitrag zur Reduktion der Energiekosten wurde als stark bis sehr stark eingeschätzt. Die Verbesserung der betrieblichen Abläufe wurde von den Befragten hingegen unterschiedlich bewertet und reicht von mittelstark bis sehr stark. Es gab für die Interviewten keine Situationen, in denen die Ziele der Lademanagement-Software in Konflikt mit anderen betrieblichen Anforderungen stehen.

### **Vertrauen in die Lademanagement-Software und Entscheidungsunterstützung**

Die Nutzenden bringen der Lademanagement-Software ein sehr hohes Maß an Vertrauen entgegen und bewerten die von ihr bereitgestellten Ergebnisse als sehr gut nachvollziehbar. Die Lademanagement-Software hat ihre Arbeitsweise sehr stark beeinflusst. Ein Interviewter hebt insbesondere hervor, dass sich der Arbeitsalltag durch die verbesserte Erfassung und Bewertung des Energieverbrauchs positiv verändert hat. Die verfügbaren Verbrauchsdaten können gezielt analysiert und darauf aufbauend Maßnahmen zur Reduktion des Energieverbrauchs abgeleitet und umgesetzt werden. Eine derart detaillierte Analyse und Optimierung war beim Einsatz von Dieselbussen in dieser Form nicht möglich.

### **Benutzer:innenfreundlichkeit**

Die Benutzer:innenfreundlichkeit OptiChargE-Software wird generell als sehr hoch eingestuft. Die Einarbeitung in die Lademanagement-Software fiel allen leicht und sie würden die Software an neue Kolleg:innen weiterempfehlen. Hinsichtlich der intuitiven Bedienbarkeit zeigen sich jedoch Unterschiede in der Wahrnehmung. Jene Personen, die die Lademanagement-Software als sehr intuitiv einschätzten, berichteten von keinen konkreten Schwierigkeiten oder wiederkehrenden Problemen bei der Nutzung. Eine befragte Person bewertete die Intuitivität mittelmäßig und begründete dies damit, dass die Benutzeroberfläche aus ihrer Sicht nicht ausreichend übersichtlich gestaltet sei.

### **Verbesserungspotenziale**

Die befragten Personen sehen zwei Verbesserungspotenziale in der Lademanagement-Software. Zum einen wird eine stärkere zeitabhängige Steuerung des Lademanagements gewünscht. Dabei sollen die Ladeprioritäten automatisch an unterschiedliche Tageszeiten angepasst werden. Beispielsweise könnte während der Nacht das Lastmanagement stärker berücksichtigt werden, während tagsüber die Abfahrtszeiten der Busse stärker in den Fokus rücken. Zum anderen besteht Verbesserungspotenzial bei der Integration der Lademanagement-Software mit dem operativen Dispositionssystem. Insbesondere eine Rückkopplung von Ladeinformationen und geplanten Ladevorgängen in das Dispositionssystem könnte die betrieblichen Abläufe weiter optimieren. Dadurch wären alle relevanten Informationen zentral in einem System verfügbar.

### **Gesamtbewertung und Fazit**

Die Gesamtnutzung der Lademanagement-Software wurde in Abhängigkeit vom jeweiligen Arbeitsbereich unterschiedlich und insgesamt von mittel bis sehr stark bewertet. Der Gesamtnutzen der Software für den gesamten Betrieb wurde hingegen von den Befragten als sehr hoch eingeschätzt. Aufgrund der positiven Erfahrungen wird die Lademanagement-Software auch nach Abschluss des Pilotbetriebs dauerhaft im Betrieb eingesetzt werden.

### **Zentrale Ergebnisse der Nutzer:innenbefragung**

Die Lademanagement-Software ermöglicht eine koordinierte, flexible und effiziente Planung der Ladevorgänge.

Die Lademanagement-Software reduziert den Planungs- und Abstimmungsaufwand, unterstützt die Senkung der Energiekosten und trägt zur Vermeidung von Lastspitzen bei.

Die transparente Einbindung der PV-Erzeugung ermöglicht eine effiziente Nutzung der verfügbaren Solarenergie für das Laden der Busse und unterstützt damit Nachhaltigkeitsziele.

Die Anwender:innen bewerten die Lademanagement-Software als benutzerfreundlich, nachvollziehbar und vertrauenswürdig.

## **8.7 Erfahrungen aus dem Pilotbetrieb**

Der Pilotbetrieb war charakterisiert durch die wissenschaftliche Begleitung eines laufenden operativen Betriebs. Insbesondere konnten gezielte Experimente nur in begrenztem Umfang durchgeführt werden, da Betriebssicherheit und -effizienz Priorität hatten. Statt beispielsweise eine gezielte Versuchsreihe mit unterschiedlichen Lademodellen unter vergleichbaren Bedingungen durchzuführen, wurde das jeweils vielversprechendste Modell im Betrieb angewendet. Gleichzeitig ermöglichte die langfristige Beobachtung eines realen Betriebs aber wertvolle Einsichten, wie während einer laufenden Elektrifizierung Know-how schrittweise aufgebaut werden kann und daraus operative Verbesserungen entwickelt werden können. Trotz der sich ändernden Kontextbedingungen konnten saisonale Effekte untersucht werden.

Der Pilotbetrieb hat gezeigt, dass das Monitoring der operativen Parameter, wie z.B. Ladekurven und Leistungsspeaks, PV-Nutzung und Stromkosten, eine wichtige Grundlage für die Verbesserung operativer Prozesse ist. Dadurch konnten ungenutzte Potenziale erkannt und durch veränderte Betriebsabläufe bzw. eine veränderte Umlaufplanung besser genutzt werden. Es wurde deutlich, dass die Ablaufplanung einen wesentlichen Einfluss auf die Verteilung des Energiebedarfs und auf die Nutzung von PV-Strom haben kann und dadurch Energiekosten reduziert werden können. Flexibilität in der Disposition von Fahrzeugen erhöht das Potenzial weiter. Anpassungen der Umläufe und Betriebsabläufe wurden dabei erfolgreich durch manuelle Planung entwickelt. Perspektivisch kann eine Lademanagement-Software solche Planungsprozesse aktiv unterstützen oder teilweise übernehmen, wenngleich die unternehmensspezifischen Kenntnisse und Erfahrungen ein wesentlicher Teil des Planungsprozesses bleiben werden.

Ebenso wurde deutlich, dass Betriebssicherheit die höchste Priorität hat. Ein Lademanagement, das operative Kosten noch etwas mehr reduzieren kann, ist uninteressant, wenn dabei das Risiko steigt, dass Busse nicht rechtzeitig vollgeladen werden könnten. Hinsichtlich Betriebs- und Ausfallsicherheit sind ein Monitoring von Ladezuständen und eine automatische Alarmierung in Fehlerfällen hoch relevant, insbesondere auch nachts, um Fehler zügig beheben und den Betrieb am nächsten Tag sichern zu können.

Der kontinuierliche Ausbau des elektrischen Busbetriebs, inkl. Ladeinfrastruktur und Energieversorgung, verändert die Betriebsparameter laufend. Entsprechend sind flexible

Systeme und Prozessstrukturen entscheidend. Dass die Busse jeden Tag in den Betriebshof zurückkehren, vereinfacht die Skalierung des elektrischen Betriebs im konkreten Fall wesentlich. Mit der gegebenen Linien- und Umlaufstruktur waren auch die Reichweiten der elektrischen Fahrzeuge kein kritisches Thema. Anpassungen an Betriebsabläufen erfolgten nicht zum Zweck der Machbarkeit, sondern lediglich zum Zweck der Optimierung. Alternative Betriebsstrukturen konnten im Pilotbetrieb dieses Projektes nicht erforscht werden.

Die Integration von Telematikdaten der Fahrzeuge in ein Forschungsprojekt oder eine Lademanagement-Software kann herausfordernd sein. Die Fahrzeughersteller bieten relevante Telematikdaten selbst an. Dies geschieht einerseits in der Form von fertigen Analysedashboards, die zwar Nutzer:innen einen informativen Überblick bieten, aber keine Integration in automatisierte Prozesse erlauben. Zudem sind die Art und die Granularität der Analysen oftmals stark eingeschränkt. Andererseits bieten Fahrzeughersteller Schnittstellen für weitestgehend unverarbeitete Fahrzeugdaten an. Format und Inhalt können sich hier zwischen Herstellern unterscheiden und erschweren die Integration in automatisierte Prozesse. Externe Telematikanbieter erhalten dagegen nur beschränkten Zugriff auf die im Fahrzeug verfügbaren Daten. Somit bleibt man bei der Integration von Telematikdaten abhängig von den Fahrzeugherstellern und ihren Preismodellen. Anforderungen von Softwarelösungen an Datenqualität, -inhalt und -format müssen bei der Beschaffung neuer Fahrzeuge mitbedacht werden.

Der Pilotbetrieb bei Albus hat auch gezeigt, dass ein gesamtheitliches Konzept für die Elektrifizierung des Betriebs essenziell ist. Es bestehen wesentliche Abhängigkeiten zwischen Linien- und Umlaufstrukturen, Energieversorgung, Flottengröße, Depotlayout und Ladeinfrastruktur, Softwareunterstützung, sowie Finanzierung und Förderung. Kapitel 9 erläutert diese Abhängigkeiten im Detail.

Die konkreten Anforderungen an eine Lademanagement-Software waren stark standortabhängig, sowohl hinsichtlich des gewählten Ladekonzepts und der operativen Strategie als auch hinsichtlich der bereits existierenden Daten- und Softwarekomponenten, die es zu integrieren galt. Daher war keine Standardlösung passend. Individuelle Anpassungsmöglichkeiten einer Lademanagement-Software sind folglich essenziell.

### **Zentrale Ergebnisse aus dem Pilotbetrieb**

Zwischen Lenker:innen konnten geringe Verbrauchsunterschiede festgestellt werden. Jedoch konnten datengetrieben keine konkreten energiesparenden oder energieaufwendigen Fahrstile identifiziert werden, die als Grundlage für Schulungsmaßnahmen verwendet werden könnten.

Fahrzeuge wurden vor Abfahrt ausreichend geladen und kamen nur selten – überwiegend im Winter – mit niedrigen Restladeständen in den Betriebshof zurück. Auch die Skalierung der elektrischen Flotte erfolgte ohne negative Einflüsse auf die Betriebssicherheit hinsichtlich der Ladezustände.

Ladesäulen und Transformatoren erreichten Wirkungsgrade von rund 94% und 98%.

Die Zuverlässigkeit der pilotierten Verbrauchsprognose blieb hinter den Anforderungen an die Betriebssicherheit zurück und wurde daher nicht operativ für die Ladesteuerung verwendet.

Die pilotierte Ladesteuerung zeigte eine deutliche Reduktion des monatlichen Leistungspeaks im Vergleich zu Referenzstrategien.

Die Eigenverbrauchsquote des erzeugten PV-Stroms und die Deckungsquote des Energiebedarfs erreichten in keinem Monat 100% und schwankten aufgrund saisonaler Einflüsse stark.

Die Nutzung des eigenen PV-Stroms trug zu einer Reduktion des monatlichen Arbeitspreises des Strombezugs von 8% im Winter bis 32% im Sommer bei.

## 9 Skalierungsstrategien für eine ÖPNV-E-Busflotte

### 9.1 Zielsetzung, Gegenstand und Abgrenzung der Skalierungsstrategien

Ziel dieses Kapitels ist die Ableitung von Skalierungsstrategien für den weiteren Roll-out batterieelektrischer Busse auf Basis der im vorigen Kapitel dargestellten Ergebnisse des OptiChargE-Pilotbetriebs bei Albus. Gemäß dem Schwerpunkt des Projekts sollte der Fokus der Skalierungsstrategien auf folgenden Aspekten liegen: (1) zusätzliche Linien, (2) zusätzliche E-Busse sowie (3) Erweiterung der Lademodelle. Wie sich herausgestellt hat, können diese Kernaspekte einer Skalierung nicht losgelöst von weiteren Aspekten betrachtet werden. Aus den Praxiserfahrungen des Pilotbetriebs und aus der Literatur werden daher im Bericht zunächst alle relevanten Skalierungsdimensionen identifiziert und ihre Zusammenhänge diskutiert (Kapitel 9.3) und anschließend Handlungsempfehlungen abgeleitet (Kapitel 9.4). Da die Bedingungen je Standort sehr unterschiedlich sein können, stellen die Ergebnisse keine direkt anwendbaren, konkreten Skalierungspläne dar, sondern beschreiben wichtige Aspekte eines Planungsprozesses, der standortspezifisch erfolgen muss.

Die Entwicklung dieser Ergebnisse erfolgte praxisnah, da bei Albus während des Pilotbetriebs bereits eine deutliche Erweiterung des E-Bus-Systems stattgefunden hat. Die Anzahl der eingesetzten BEBs wurde erhöht, weitere Linien wurden einbezogen, zusätzliche Fahrzeugtypen wurden integriert, die Ladeinfrastruktur wurde erweitert, die PV-Anlage wurde ausgebaut und Software sowie betriebliche Abläufe wurden an die wachsenden Anforderungen angepasst. Diese reale Skalierung bildet die empirische Grundlage für die folgenden Entwicklungen.

Wirtschaftliche und finanzielle Aspekte der Skalierung, etwa Investitionen in Fahrzeuge, Ladeinfrastruktur, Netzanschluss oder die Nutzung von Förderinstrumenten, wurden im Projekt OptiChargE nicht vertieft untersucht. Entsprechend liefert das Kapitel zwar eine Aufstellung von relevanten Zusammenhängen zwischen verschiedenen Skalierungsdimensionen, kann aber keine finanzielle Bewertung dieser Zusammenhänge leisten. Für konkrete Umsetzungsentscheidungen sind die Ergebnisse durch eine standortspezifische Kosten- und Förderanalyse zu ergänzen.

### 9.2 Methodisches Vorgehen zur Entwicklung von Skalierungsstrategien

Die Entwicklung von Skalierungsstrategien basierte im Wesentlichen auf den Erkenntnissen aus dem Pilotbetrieb. Dabei sind zwei Blöcke zu unterscheiden: Einerseits zeigte der Pilotbetrieb grundsätzliche Zusammenhänge und Herausforderungen in der Umstellung einer Busflotte auf elektrische Fahrzeuge auf. Andererseits erfolgte während der Pilotphase bereits eine Teilskalierung der Flotte bei Albus. Das dabei konkret angewendete Vorgehen wurden im Projektteam diskutiert und die gewonnen Erkenntnisse flossen zusätzlich ein. Da sich die Erkenntnisse aus dem Pilotbetrieb auf nur ein Unternehmen und einen Standort beziehen, wurden sie durch die Ergebnisse einer zusätzlichen Literaturrecherche ergänzt.

Sowohl aus den Projekterfahrungen als auch aus der Literaturrecherche wurde deutlich, dass die Skalierung batterieelektrischer Busflotten als integrierter Planungsprozess zu verstehen ist (Heide et al., 2025). Die Skalierung betrifft verschiedene Dimensionen, die zusammenhängen. Skalierung in keiner der Dimensionen kann getrennt von den anderen betrachtet werden. Beispielsweise benötigt eine erhöhte Anzahl von elektrischen Bussen eine passend dimensionierte Infrastruktur. Zusätzlich wird die Skalierung des elektrischen Verkehrs stark von standortspezifischen Aspekten beeinflusst (Gasparre et al., 2025). Die Entwicklung einer konkreten Skalierungsstrategie muss daher durch jedes Busunternehmen selbst standortspezifisch erfolgen.

Daher wurde der methodische Ansatz verfolgt, unterschiedliche Skalierungsdimensionen aus der Literatur und den Erfahrungen des Pilotbetriebs zu extrahieren und zu strukturieren. Dabei werden in den nachfolgenden Abschnitten sowohl die Aspekte, die Busunternehmen dabei beachten müssen, als auch die Zusammenhänge zwischen verschiedenen Dimensionen beschrieben. Ziel ist es einen Rahmen für die Entwicklung eines konkreten, standortspezifischen Skalierungsplans zu geben. Entsprechend dem Fokus von OptiChargE wird dabei insbesondere auf die Konsequenzen für eine Lademanagement-Software eingegangen.

Neben den Erfahrungen des eigenen Pilotbetriebs wurden dafür insbesondere zwei Fallbeispiele einer erfolgreichen Skalierung aus der Literatur herangezogen: Shenzhen (PwC, 2024; World Bank, 2021) und Wiesbaden (PwC, 2024). Die Auswahl dieser beiden Städte ermöglicht es, unterschiedliche Rahmenbedingungen und Umsetzungsstrategien mit Gegebenheiten in OptiChargE zu vergleichen, und somit möglichst generalisierbare Skalierungsstrategien zu entwickeln. Während sich OptiChargE mit der Elektrifizierung aus Sicht eines Busunternehmens beschäftigte, folgen die beiden Fallbeispiele einer regionalen Perspektive.

Die chinesische Metropole Shenzhen war 2017 die weltweit erste Stadt, die ihren öffentlichen Busverkehr vollständig elektrifizierte. Mit insgesamt 16.359 batterieelektrischen Bussen gilt Shenzhen als internationales Vorzeigeprojekt für die großskalige Einführung von Elektrobussen. Die Umstellung erfolgte schrittweise in drei Phasen: Nach dem Pilotbetrieb mit Hybridbussen ab 2008 wurden ab 2011 die ersten batterieelektrischen Busse in Betrieb genommen. Darauf aufbauend wurde die erste vollständig elektrifizierte Buslinie eingeführt, bevor zwischen 2015 und 2017 die gesamte Busflotte auf batterieelektrische Fahrzeuge umgestellt wurde. Der am häufigsten eingesetzte Bustyp, der BYD K8, verfügt über eine Reichweite von rund 250 km und wird überwiegend über Nacht im Depot geladen. Parallel zum Ausbau der Fahrzeugflotte wurde auch die Ladeinfrastruktur kontinuierlich erweitert. Diese wird von externen Ladeinfrastrukturbetreibern errichtet und betrieben. Die eingesetzten Ladestationen verfügen jeweils über vier Ladepunkte, wodurch mehrere Busse gleichzeitig mit vergleichsweise geringer Ladeleistung über Nacht geladen werden können. Dieses Konzept reduziert Rangierfahrten im Depot und trägt zu einem wirtschaftlichen Ladebetrieb bei. Die schnelle Umsetzung der vollständigen Elektrifizierung wurde maßgeblich durch die enge Zusammenarbeit zwischen Betreiber, Staat und Stakeholdern ermöglicht. Neben der finanziellen Förderung durch den Staat umfasste dies die koordinierte Bereitstellung von Grundstücken, Netzanschlüssen, Genehmigungen sowie den parallelen Ausbau der Ladeinfrastruktur. Das Fallbeispiel Shenzhen unterscheidet sich deutlich von den Bedingungen in OptiChargE, da sich die umfassenden staatlichen Förderprogramme, die

zentralisierte Entscheidungsstruktur sowie die politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen von der Republik China deutlich von den europäischen Gegebenheiten unterscheiden. Dennoch ist es gut geeignet, die Erfahrungen aus OptiChargE zu ergänzen und so zur Entwicklung allgemeiner Skalierungsstrategien beizutragen. Das Fallbeispiel verdeutlicht, dass die erfolgreiche Skalierung batterieelektrischer Busflotten einen integrativen Planungsprozess erfordert. Zugleich dient es als Vorzeigebispiel dafür, dass eine Skalierung in dieser Größenordnung bereits im Jahr 2017 erfolgreich umgesetzt werden konnte (PwC, 2024; World Bank, 2021).

Die deutsche Landeshauptstadt Wiesbaden verfolgt seit 2017 das Ziel, ihre gesamte Busflotte schrittweise auf emissionsfreie Antriebe umzustellen. Mit Unterstützung des Bundes begann 2018 die Beschaffung von BEBs. Ab 2019 wurden die ersten Mercedes-Benz eCitaro mit einer Batteriekapazität von 292 kWh in Betrieb genommen. Parallel zur Fahrzeugbeschaffung wurde die erforderliche Ladeinfrastruktur aufgebaut. Das Betriebskonzept basiert überwiegend auf dem nächtlichen Laden der Busse im Depot (Depot Charging) (PwC, 2024). Im Jahr 2023 umfasste die Flotte bereits 118 batterieelektrische Busse. Inzwischen wurde der Fuhrpark durch einen vollelektrischen Gelenkbus erweitert; sechs weitere Gelenkbusse sind in Planung (Landeshauptstadt Wiesbaden, 2026). Der Projekterfolg hängt maßgeblich von einer koordinierten Planung der Ladeinfrastruktur, der frühzeitigen Einbindung aller Projektbeteiligten sowie einer ausreichenden finanziellen Förderung ab. Das Fallbeispiel Wiesbaden wurde unter ähnlichen regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wie in Österreich umgesetzt. Die Skalierung erfolgte über eine schrittweise Integration batterieelektrischer Busse in bestehende Betriebsstrukturen (PwC, 2024). Damit ermöglicht das Fallbeispiel einen Vergleich zu den in OptiChargE gewählten Skalierungsansätzen unter vergleichbaren Bedingungen.

## 9.3 Skalierungsdimensionen

Die Skalierung einer elektrischen Busflotte umfasst nicht nur den Kauf neuer Fahrzeuge, sondern betrifft auch verschiedene Aspekte hinsichtlich Betriebsorganisation sowie physikalische und digitale Infrastruktur (UITP, 2021). Diese Aspekte werden in den folgenden Abschnitten als verschiedene Dimensionen betrachtet, entlang derer eine Skalierung erfolgen muss. Zudem erläutern sie, inwiefern einzelne Dimensionen die Skalierung einer elektrischen Flotte betreffen, wie verschiedene Dimensionen zusammenhängen und welche Abwägungen bei der Ausarbeitung eines konkreten Skalierungsplans zu treffen sind.

### 9.3.1 Elektrifizierung weiterer Linien und Umläufe

Bei der Umstellung einer bestehenden Linie bzw. bei der Planung des Betriebs einer neuen Linie sind die Charakteristiken von elektrischen Fahrzeugen zu berücksichtigen. Für jede zusätzliche Linie ist zu prüfen, ob sie mit vorhandenen oder geplanten Fahrzeugen, Ladepunkten, Standzeiten und Reserven zuverlässig betrieben werden kann. Zentrale Kriterien sind einerseits die Linienlänge und die Umlaufstruktur aus deren Kombination sich die Tageskilometer eines Busses ergeben. Zusätzlich relevant für den Verbrauch sind topografische Anforderungen und saisonale Verbrauchseinflüsse. Die Depotbindung der Busse beziehungsweise die Nähe zu Lademöglichkeiten und die Stabilität der Fahrpläne beeinflussen, wo und wie die nötige Energie zur Verfügung gestellt werden kann (PwC, 2024).

Auch die Erfahrungen aus dem Pilotbetrieb zeigen, dass die Eignung einer Linie nicht isoliert anhand der Linienlänge und angegebenen Reichweite der Fahrzeuge bewertet werden kann. Saisonale Verbrauchsunterschiede beeinflussen die Reichweite. Die Einbindung in die gesamte Umlauf- und Fahrzeugdisposition ist ebenso entscheidend. Geschwindigkeits- und Höhenprofile der Linie beeinflussen den tatsächlichen Verbrauch der Fahrzeuge zusätzlich (Belloni et al. 2025).

Die Bedeutung dieser Faktoren zeigt sich beispielsweise auch im Fallbeispiel Shenzhen. Vor der Einführung der Elektrobusflotte wurden die bestehenden Linien, Fahrleistungen sowie die topografischen und klimatischen Bedingungen analysiert, um Fahrzeuge und Ladeinfrastruktur bedarfsgerecht auszulegen. Das Straßennetz ist überwiegend flach und damit grundsätzlich gut für den Einsatz von Elektrobussen geeignet; für Strecken mit größeren Steigungen können entsprechend angepasste Busmotoren erforderlich sein. Auch die klimatischen Bedingungen wirken sich unmittelbar auf den Betrieb aus. Shenzhen weist ein subtropisches Klima mit einer jährlichen Durchschnittstemperatur von rund 23 °C auf, wobei im Sommer deutlich höhere Temperaturen erreicht werden. Der dadurch erhöhte Klimatisierungsbedarf führte dazu, dass der durchschnittliche Stromverbrauch der Elektrobusse in den Sommermonaten rund 19,3% über jenem der übrigen Monate lag und sich die verfügbare Reichweite entsprechend verringerte. Darüber hinaus erhöhen hohe Temperaturen die Anforderungen an Batteriekühlung, Sicherheit und Lebensdauer. Auch die betrieblichen Fahrleistungen waren für die Auslegung des Systems maßgeblich. Die Buslinien waren im Durchschnitt 20,2 km lang, während ein Fahrzeug täglich durchschnittlich rund 229 km zurücklegte. Diese Fahrleistungen sowie die Verfügbarkeit geeigneter Flächen und Standorte für Ladeinfrastruktur in Depots und an Endhaltestellen bildeten wesentliche Grundlagen für die Dimensionierung und Beschaffung der Fahrzeuge und Ladeanlagen (World Bank, 2021).

Während die Länge einer Einzelfahrt auf einer Linie die Reichweite eines BEB kaum überschreiten dürfte, könnten vollständige Fahrzeugumläufe eines Betriebstages eine kritische Gesamtdistanz erreichen. Durch weitere Ladestandorte, durch Änderungen an der Umlaufplanung, oder durch Investitionen in Fahrzeuge mit hohen Batteriekapazitäten kann der elektrische Betrieb ermöglicht werden. Damit wird die Elektrifizierbarkeit einer Linie eher zu einer wirtschaftlichen und planerischen Frage als zu einer technischen Frage der Machbarkeit. Fehlen etwa Lademöglichkeiten in der Nähe der Linie und die Fahrzeuge haben dadurch lange Leerfahrten und müssen häufig rotieren, dann werden mehr Fahrzeuge und mehr Personal benötigt, um die Linie elektrisch zu betreiben. Oder weitere Lademöglichkeiten müssen stattdessen geschaffen werden.

Für eine stufenweise Elektrifizierung ist es sinnvoll, Linien anhand der nötigen Anpassungen und Investitionen zu bewerten. Zu diesem Zweck wird ein standardisiertes Bewertungsschema empfohlen, das Linien nach ihrer Elektrifizierungseignung klassifiziert und sichtbar macht, welche zusätzlichen Voraussetzungen, etwa weitere Ladepunkte, längere Standzeiten oder Fahrzeugreserven, für den jeweiligen E-Bus-Betrieb erforderlich sind. Dadurch lassen sich jene Linien priorisieren, die mit bestehender oder kurzfristig erweiterbarer Infrastruktur zuverlässig betrieben werden können.

Um die Priorisierung von Linien nachvollziehbar zu machen, wird eine einfache Ampel-Klassifikation je Linie vorgeschlagen. Jede Linie wird anhand von fünf Kriterien bewertet (siehe Tabelle 10). Die Kriterien greifen die in der Literatur als zentral identifizierten

Einflussgrößen auf Reichweite, Ladezeiten und Umlaufplanung auf (Heide et al. 2025; Chauhan et al. 2026) und wurden um die im Pilotbetrieb bei Albus beobachteten Faktoren Depotbindung und Reservebedarf ergänzt, die in der allgemeinen Literatur seltener explizit behandelt werden, sich im realen Betrieb aber als praktisch relevant erwiesen haben.

**Tabelle 10: Bewertungsschema für die Bewertung neuer Linien**

| Kriterium                                            | grün – gut geeignet                                             | gelb – mit Anpassung geeignet                                             | rot – ungeeignet ohne größere Maßnahmen                                      |
|------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Tageskilometer vs. Reichweite (inkl. Reserve)</b> | deutlich unterhalb der nutzbaren Reichweite                     | nahe der Grenze, Reserve erforderlich                                     | über der nutzbaren Reichweite                                                |
| <b>Standzeiten am Depot</b>                          | ausreichend für vorgesehenes Ladefenster, Zwischenladen möglich | knapp, höhere Ladeleistung nötig                                          | zu kurz für Nachladung, keine hohe Ladeleistung verfügbar                    |
| <b>Depotbindung / Rückkehr</b>                       | regelmäßige Rückkehr zum Depot möglich                          | teilweise Fremddepot/-abstellung                                          | während der Kurszeit keine planbare Rückkehr zum Depot                       |
| <b>Topografie und Verbrauch</b>                      | keine besonderen Anforderungen                                  | erhöhter Verbrauch aufgrund von Steigung, Länge der Steigung, Kälte, etc. | starke saisonale/topografische Belastungen, lange Distanzen, hohe Beladungen |
| <b>Reservebedarf / Fahrzeugrotation</b>              | mit bestehender Flotte abdeckbar                                | zusätzliche Reservefahrzeuge erforderlich                                 | Flotte aktuell nicht ausreichend groß                                        |

Eine Linie mit überwiegend grüner Bewertung wird priorisiert elektrifiziert. Bei überwiegend gelber Bewertung sind gezielte Maßnahmen zu definieren und umzusetzen, etwa eine höhere Ladeleistung oder ein zusätzliches Reservefahrzeug und eine Umplanung von Umläufen, um diese Linien elektrifizieren zu können. Linien mit roter Bewertung werden zunächst zurückgestellt.

Aus Sicht einer ganzheitlichen Lademanagement-Software ist für die Elektrifizierung weiterer Linien vor allem die Prognose des Energieverbrauchs relevant. In der Planungsphase kann etwa eine physikalische Verbrauchsschätzung (siehe Kapitel 6.5.2) auf Fahrtdaten des bisherigen Betriebs mit Dieselmussen angewendet werden, um eine genauere Abschätzung des Energiebedarfs auf der Linie zu ermitteln. Handelt es sich um eine neu anzulegende Linie, liegen also keine Fahrtdaten vor, so kann als Alternative zum oben beschriebenen Bewertungsschema auch ein generelleres Verbrauchsmodell auf Basis von Streckencharakteristiken verwendet werden. Ein solcher Ansatz wurde in OptiChargE im Rahmen einer Masterarbeit erprobt (Opitz, 2025). Damit könnten die beiden Punkte „Tageskilometer vs. Reichweite“ und „Topografie und Verbrauch“ aus dem Bewertungsschema oben durch eine konkrete Verbrauchsschätzung ersetzt werden.

Außerdem sind Umlauf- und Dispositionsplanung Aufgaben, die durch Software gestützt werden können. Im Vergleich zum Betrieb mit Dieselmussen müssen dabei zusätzlich Lademöglichkeiten und Ladezeiten stärker berücksichtigt werden.

### 9.3.2 Umstellung der Flotte und Erweiterung

Die Skalierung hinsichtlich der Anzahl elektrischer Fahrzeuge betrifft in erster Linie die Beschaffung der Fahrzeuge. Hier gilt es mögliche Förderprogramme zu beachten (Kapitel 9.3.8). Die Beschaffung sollte sich auch nach den Anforderungen des Betriebs bzw. der zu betreibenden Linien richten, etwa hinsichtlich Batteriekapazität oder Fahrgastkapazität. Relevant ist dabei auch die technische und datenbezogene Integrationsfähigkeit: Unterschiedliche Fahrzeugtypen und Hersteller unterscheiden sich in Batteriekapazität, Ladeverhalten, Datenzugang, Software und Schnittstellen sowie Wartungsanforderungen. Empfohlen wird, hierfür Mindestanforderungen zu definieren, etwa hinsichtlich Datenzugang bzw. Schnittstellen-Verfügbarkeit, eindeutige Fahrzeugidentifikation und Plug-&-Charge-Fähigkeit bzw. unterstützte Ladeprotokolle im Allgemeinen, und diese bereits in Ausschreibungen zu verankern.

Eine Erweiterung der elektrischen Flotte bedingt auch eine Erweiterung der Ladeinfrastruktur (Kapitel 9.3.3), die Anpassung von Depotabläufen (Kapitel 9.3.4), den Ausbau der Energieversorgung (Kapitel 9.3.5), sowie den Aufbau von BEB-spezifischem Know-how, etwa hinsichtlich Planung und Wartung (Kapitel 9.3.7).

Mit wachsender Flotte müssen Prozesse auch weiter automatisiert werden. Das OptiChargE Projekt hat gezeigt, dass zu Beginn mit wenigen Bussen viele Prozesse gut von Hand geplant und durchgeführt werden konnten. In dieser Phase bietet die manuelle Durchführung sogar den Vorteil, konkrete, standortspezifische Anforderungen besser zu erkennen und Erfahrungen zu sammeln. Langfristig und mit Blick auf eine weitere Skalierung sollten Prozesse fortlaufend automatisiert werden. Eine Lademanagement-Software sollte dem Busbetreiber zu Beginn einer Umstellung viel manuelle Kontrolle überlassen können und flexibel genug sein, standortspezifische Anforderungen in der Automatisierung von Prozessen abbilden zu können. Zusätzlich muss sie mit unterschiedlichen Fahrzeugtypen umgehen können, beispielsweise um Ladeprofile auf unterschiedliche Batteriekapazitäten anzupassen.

Das Fallbeispiel Wiesbaden gibt weitere Einblicke. Der Prozess begann 2019 mit der Einführung erster Batteriebusse. Anschließend wurde die Flotte in mehreren Beschaffungsschritten erweitert (PwC, 2024). 2023 umfasste die Flotte 118 batterieelektrische Busse. Nun wird der Fuhrpark um vollelektrischen Gelenkbus erweitert (Landeshauptstadt Wiesbaden, 2026). Das Beispiel zeigt, dass die Elektrifizierung größerer Busflotten typischerweise stufenweise über mehrere Beschaffungsphasen erfolgt (PwC, 2024).

### 9.3.3 Ladeinfrastruktur

Eine weitere Dimension stellt die Skalierung der Ladeinfrastruktur dar. Für den Betrieb mit elektrischen Fahrzeugen bedarf es ausreichender Lademöglichkeiten. Wesentliche Aspekte dabei sind die Wahl passender Standorte, die Anzahl an Ladepunkten je Standort, sowie die Ladetechnologie. Eng verbunden mit der Dimension der Ladeinfrastruktur ist auch die

Energieversorgung, etwa die Kapazität von Netzanschluss und Trafo, auf die Kapitel 9.3.5 näher eingeht.

Die Entwicklung eines Ladekonzepts hängt wesentlich von Lage und Energiebedarf der zu betreibenden Linien ab. Liegen Linien weit voneinander entfernt und haben einen hohen Energiebedarf, kann es sinnvoll sein, mehrere Ladestandorte zu etablieren. Aufgrund der momentan noch geringeren Reichweite von elektrischen Fahrzeugen, könnten mehr Standorte nötig sein als für die Versorgung von Dieselmotoren zuvor. Schnelles Zwischenladen beispielsweise mittels Pantographen oder Induktion an Haltestellen kann eine sinnvolle Option sein. Darüber hinaus kann Gelegenheitsladen oder Zwischenladen gerade in dichten urbanen Umgebungen, in denen die Installation von großskaliger Depotladeinfrastruktur herausfordernd ist, sinnvoll sein (Ciliz et al. 2025).

Der Vergleich verschiedener Ladetechnologien wurde in OptiChargE nicht empirisch erforscht. Für eine Abwägung der Vor- und Nachteile verschiedener Ladetechnologien sei daher auf die Literatur verwiesen. Soares et al. (2026) berichten eine Life-Cycle-Kostenanalyse verschiedener Ladestrategien (Depotladen und Gelegenheitsladen mittels Plug-In, Induktion bzw. Pantographen) anhand einer Fallstudie in New Jersey. López et al. (2022) berichten unter anderem die Ergebnisse einer SWOT-Analyse verschiedener Ladetechnologien.

Bei der Entwicklung eines Ladekonzepts gibt es zusätzlich Abhängigkeiten von Fahr- und Umlaufplänen. Einerseits müssen Ladekonzepte für konkrete Fahr- und Umlaufpläne geeignet sein. Andererseits hat der Pilot betrieb gezeigt, dass ein Betreiber gerade an den Umlaufplänen Anpassungen vornehmen kann, um andere Ladekonzepte zu ermöglichen. Dies wiederum könnte zusätzliche Fahrzeuge erfordern. Folglich handelt es sich hierbei um eine standortspezifische und wirtschaftliche Planungsaufgabe.

Im Fallbeispiel Shenzhen wird ebenfalls die Bedeutung einer auf die betrieblichen Anforderungen abgestimmten Wahl der Ladetechnologie deutlich. Im Zuge der großflächigen Elektrifizierung entschied sich der Betreiber für DC-Schnellladen, insbesondere um kurze Ladezeiten zu ermöglichen und den begrenzten Flächen in den Depots Rechnung zu tragen. Dabei wurde auch berücksichtigt, dass bis zu vier Busse an einem Ladepunkt geladen werden können, ohne umfangreiche Anpassungen der bestehenden Betriebsabläufe vornehmen zu müssen. Gleichzeitig können dadurch nächtliche Rangierfahrten auf dem Betriebshof reduziert werden. Alternative Konzepte wie Batteriewechsel oder induktives Laden wurden geprüft, aufgrund technischer und wirtschaftlicher Einschränkungen jedoch nicht weiterverfolgt. Das Beispiel zeigt, dass die Wahl der Ladetechnologie nicht isoliert, sondern gemeinsam mit Flächenverfügbarkeit, Betriebsabläufen und den Anforderungen der eingesetzten Fahrzeugflotte betrachtet werden sollte (World Bank, 2021).

Im OptiChargE-Projekt wurde aufgrund der Nähe der zu betreibenden Linien zum existierenden Depot dieses Depot mit Ladeinfrastruktur ausgestattet. Busse kommen täglich zurück ins Depot und können dort geladen werden. Für die derzeitige Ausbaustufe bietet das Depot ausreichend Platz für die nötige Ladeinfrastruktur. Für eine weitere Elektrifizierung bei Albus ist allerdings ein zusätzlicher Standort nötig. Vor der Umstellung auf Elektromobilität, konnten Busse nach Ende ihres Einsatzes im Depot gereinigt und getankt werden und auf einem nahen Parkplatz abgestellt werden. Aufgrund der Ladezeiten der elektrischen Busse,

ist dies nicht analog durchführbar. Die räumlichen Gegebenheiten des bestehenden Depots begrenzen also die weitere Skalierung der Ladeinfrastruktur an diesem Standort.

Das Depot wurde so ausgelegt, dass für jeden batterieelektrischen Bus ein eigener Ladepunkt zur Verfügung steht. Die räumliche Begrenzung liegt hierbei bei 56 Ladepunkten. Diese strategische Entscheidung erhöht die betriebliche Flexibilität und gewährleistet eine hohe Betriebssicherheit, da jeder Bus unabhängig von seiner Abstellposition jederzeit geladen werden kann. Alternativ könnten Busse durch geänderte Depotabläufe (siehe auch Kapitel 9.3.4) zügig geladen und schließlich umgeparkt werden. So müsste nicht jeder Stellplatz mit einem Ladepunkt ausgestattet sein. Hier ist eine Abwägung zwischen Personalaufwand, vor allem während der Nachtstunden, Betriebssicherheit und Kosten für mehr Ladepunkte nötig.

Bei der Beschaffung von Ladesäulen sind, ähnlich zur Beschaffung von Fahrzeugen, unterschiedliche Modelle hinsichtlich ihrer Fähigkeiten und deren Auswirkungen auf den Betrieb zu beachten. Während des Pilotbetriebs bei Albus waren zunächst nur Ladesäulen vom Typ ABB Terra 360 mit zwei Ladepunkten (2 x 180 kW) im Einsatz. Später kamen Ladesäulen vom Typ ABB 360 HVC mit vier Ladepunkten (4 x 90 kW) hinzu. Für das Depotlayout, das Ladekonzept und die Depotabläufe bei Albus sind die HVC-Ladesäulen gut geeignet, da bei diesen jeweils zwei Busse hintereinander abgestellt werden und die Ladestrategie vorsieht, das Laden mit geringer Leistung über längere Zeiträume zu strecken. Zusätzlich bieten die HVC-Ladesäulen grundsätzlich die Möglichkeit, einzelne Busse mit 180 kW (1 Anschluss) oder sogar 360 kW (2 Anschlüsse am Bus nötig) zu laden. Dabei werden jedoch die übrigen Ladepunkte der Ladesäule blockiert. Es können etwa nicht 4 Busse an einer Säule gleichzeitig mit jeweils 180 kW geladen werden.

Neben den eigentlichen Ladesäulen ist auch die Dimensionierung ihrer elektrischen Anbindung zu beachten. Obwohl bei Albus schon in einer ersten Ausbaustufe von Ladesäulen entsprechend dimensioniert Kabel für das Zielbild der Ladeinfrastruktur im Depot verlegt wurden und weitere Ladesäulen später einfach angeschlossen werden konnten, hat man danach noch Platz für weitere Ladesäulen geschaffen, die ursprünglich nicht geplant waren. Hier limitiert nun die elektrische Anbindung die gemeinsame Maximalleistung dieser weiteren Ladesäulen. Praktisch stellt das im Betrieb keine Einschränkung dar, weil die Maximalleistung der Ladesäulen im Regelbetrieb nicht nötig ist und in Sonderfällen (z.B. nach einem Stromausfall) der Großteil der Ladesäulen mit Maximalleistung betrieben werden können. Jedoch zeigt das Beispiel die Wichtigkeit einer integrierten und vorausschauenden Planung.

Aufgrund der komplexen Zusammenhänge sollte also eine erste, teilweise Ausbaustufe nicht nur an der nächsten Fahrzeugbeschaffung, sondern an einem realistischen Zielbild des künftigen, elektrifizierten Betriebs ausgerichtet werden. Ladepunktbedarf, bauliche Erweiterbarkeit und Netzanschluss sind frühzeitig gemeinsam zu prüfen.

An eine Lademanagement-Software ergibt sich daraus die Anforderung, die Ladeinfrastruktur in verschiedenen Skalierungsstufen abbilden zu können, inklusive verschiedener Ladestandorte, unterschiedlicher Ladetechnologien (z.B. Pantographen) und unterschiedlicher Modelltypen mit ihren verschiedenen Eigenschaften. Die Software muss nicht nur einzelne Ladepunkte mit ihrer theoretischen Maximalleistung abbilden, sondern auch übergreifende Limitierungen, beispielsweise, dass vier Ladepunkte einer HVC-

Ladesäule gemeinsam 360 kW nicht überschreiten können oder die Grenzen der elektrischen Anbindung einer Gruppe von Ladesäulen, die dadurch ein gemeinsames Leistungslimit haben.

### 9.3.4 Depotabläufe

Gemeinsam mit der Skalierung der Ladeinfrastruktur muss auch die Skalierung der Ladeabläufe neu gedacht werden. Im Falle des Depotladens bei Albus waren Ladeabläufe in OptiChargE ein integraler Teil aller Abläufe am Depot. Bei Albus wird die Park- und Ladezuordnung durch den Werkstattleiter vorgegeben und vom Portier überwacht. Ein einfacher und klar definierter Prozess reduziert den operativen Aufwand und minimiert Fehlerquellen.

Allgemein lässt sich festhalten, dass die Zuordnung der Fahrzeuge zu den Ladepunkten operativ möglichst einfach gestaltet werden sollte. Während dieser Prozess im Depot von Albus gut manuell durchgeführt werden kann, ist für größere Standorte eine Automatisierung möglicherweise sinnvoll. Hier könnte eine Lademanagement-Software ansetzen und die abfahrtszeitbasierte Zuordnung von Bussen zu Stell- und Ladeplätzen übernehmen oder unterstützen.

Wie sich im Pilotbetrieb gezeigt hat, erhöht das Ziel, eigenen PV-Strom besser auszunutzen, die Komplexität der Depotabläufe weiter. Analoges gilt beispielsweise auch für Konzepte mit dynamischem Strompreis. Wird allgemein die Fahrzeugplanung auf eine Reduzierung der Stromkosten ausgerichtet, so müssen unterschiedliche Fahrzeuge unterschiedlich behandelt werden. Im Vergleich zum Betrieb von Dieselnissen werden Fahrzeuge nicht direkt nach deren Rückkehr vollgetankt und können dann beliebig eingesetzt werden. Beispielsweise wurden im Pilotbetrieb die Fahrzeuge, die spät ins Depot zurückkommen, in der Nacht nur teilweise geladen, am nächsten Tag für einen späteren Dienst geplant und am Vormittag mittels PV-Strom geladen. Dabei muss darauf geachtet werden, dass sie auf ihrem Stellplatz keine Busse blockieren, die zu einem frühen Dienst ausrücken sollen. Gleichzeitig muss die Lademanagement-Software ermöglichen, dass diese Busse entsprechend der abweichenden Ladestrategie geladen werden können. In OptiChargE wurde das durch spezielle Ladeprofile an ausgewählten Ladesäulen, die PV-Energie priorisieren, umgesetzt. Der Portier überwacht dabei, dass Busse korrekt abgestellt werden. Das Beispiel zeigt das Zusammenspiel zwischen Depotabläufen, Depotlayout, Ladeinfrastruktur und Lademanagement-Software deutlich.

Werden Ladeinfrastruktur und Fahrzeugflotte weiter skaliert, muss auch die Skalierung der entsprechenden Depotabläufe mitgedacht werden. Im Pilotbetrieb bei Albus hat sich gezeigt, dass dabei die Betriebssicherheit oberste Priorität hat und Strategien, die potenziell einen kostenärmeren Betrieb ermöglichen, sorgfältig dagegen abgewogen werden müssen.

### 9.3.5 Energieversorgung

Mit der Skalierung von Linien, Fahrzeugen und Ladeinfrastruktur, muss die Skalierung der Energieversorgung entsprechend mitgedacht werden. Neben der Verfügbarkeit von ausreichend Energie für den Betrieb ist die Reduzierung der Energiekosten dabei das Hauptziel. Die Erstellung eines Energiekonzepts muss dabei standortspezifisch erfolgen und dabei die Möglichkeiten des Netzanschlusses, einer eigenen Stromerzeugung, eines Batteriespeichers und einer Mitgliedschaft in einer Energiegemeinschaft berücksichtigen.

Die verfügbare Netzkapazität und erforderliche Anschlussleistung beeinflussten die Ausgestaltung des späteren Betriebs maßgeblich. Die erforderliche Netzanbindung eines Standorts sollte daher bereits in einer frühen Planungsphase gemeinsam mit dem zuständigen Netzbetreiber abgestimmt und bereits auf den zukünftigen Ausbau der Flotte ausgelegt werden, auch wenn die vollständige Anzahl der Ladepunkte erst in späteren Projektphasen realisiert wird. Voraussetzung dafür ist die frühzeitige Einbindung von Expert:innen zur Dimensionierung der erforderlichen Netzanschlussleistung und zur Definition der relevanten Infrastrukturparameter.

Möglichkeiten zur Errichtung, Nutzung, Dimensionierung und zukünftigen Erweiterung von Photovoltaikanlagen sollten bereits in der Planungsphase berücksichtigt werden. Die Verfügbarkeit lokal erzeugter, erneuerbarer Energie stellt einen wesentlichen Faktor für die wirtschaftliche und ökologische Optimierung batterieelektrischer Busflotten dar.

Mit wachsender Flotte und größerer PV-Leistung gewinnt die Frage an Bedeutung, in welchem Umfang PV-Strom tatsächlich im Betrieb genutzt werden kann. Der tatsächliche Nutzen hängt stark davon ab, ob Fahrzeuge zu Zeiten hoher PV-Erzeugung am Depot verfügbar sind und ob die Disposition entsprechende Ladefenster ermöglicht bzw. ob entsprechende Anpassungen der Fahrzeugumläufe durchgeführt werden können, sodass tagsüber ein Zwischenladen im Depot möglich ist. Eine PV-Integration ist daher nicht nur energietechnisch, sondern auch organisatorisch zu planen: PV-Erzeugung, Fahrzeugverfügbarkeit, Standzeiten und Tagesumlaufplanung müssen gemeinsam betrachtet werden, ohne die Betriebssicherheit zu gefährden. Abzuwägen ist hier auch der Nutzen von zusätzlichen BEBs. Einerseits können sie als „rollende Speicher“ dienen beziehungsweise eine flexiblere Umlaufplanung ermöglichen. Im Pilotbetrieb wurden beispielsweise die Umläufe der batterieelektrischen Busse so angepasst, dass ein Teil der Fahrzeuge tagsüber Zwischenladungen durchführen kann. Dadurch wird die tagsüber verfügbare Photovoltaikenergie bestmöglich genutzt und der Anteil erneuerbarer Energie im Ladeprozess erhöht. Die enge Abstimmung zwischen Umlaufplanung und Energiemanagement stellt einen wesentlichen Hebel für die zukünftige Skalierung und Optimierung des Gesamtsystems dar. Andererseits sind Kosten für Beschaffung, Wartung und Stellplätze gegenzurechnen. Es besteht also ein Trade-off zwischen PV-Nutzung und Fahrzeugauslastung.

Kann die lokal erzeugte Photovoltaikenergie nicht vollständig für den Eigenbedarf genutzt werden, bietet die Teilnahme an einer Energiegemeinschaft eine wirtschaftlich attraktive Möglichkeit, überschüssige Energie zu vermarkten und zusätzliche Erlöse aus der Einspeisung zu erzielen. Außerdem bieten stationäre Batteriespeicher die Möglichkeit, selbst erzeugte Energie zu speichern und zu einem späteren Zeitpunkt zu nutzen, etwa wenn Busse am Abend ins Depot zurückkehren.

Ein wesentlicher Kostenpunkt des Netzbezugs ist die Peak-Leistung. Da sich die Netzkosten häufig am höchsten gemessenen Leistungsbezug innerhalb eines Abrechnungszeitraums orientieren, kann bereits eine einzelne außergewöhnlich hohe Lastspitze die Netzentgelte für den gesamten Monat maßgeblich erhöhen. Ein intelligentes Lademanagement zur Begrenzung von Lastspitzen leistet daher einen wichtigen Beitrag zur Senkung der Betriebskosten. Die tatsächlich auftretenden sowie die zukünftig erwarteten Lastspitzen stellen einen wesentlichen Einflussfaktor für die Dimensionierung des Netzanschlusses, die Auslegung der Ladeinfrastruktur und die wirtschaftliche Skalierbarkeit des Ladeparks dar.

Eine frühzeitige Berücksichtigung dieser Lastspitzen ist daher für die Infrastrukturplanung essenziell und kann Investitionskosten reduzieren.

Ziel von Ladestrategien ist also stets, die Last möglichst gleichmäßig zu verteilen und Lastspitzen zu vermeiden. Eine Lademanagement-Software muss daher Ladeprozesse lastschonend gestalten und dabei gegebenenfalls die Verfügbarkeit von selbst erzeugtem Strom berücksichtigen. Obwohl eine PV-freundliche Umlaufplanung in OptiChargE händisch erfolgte, kann eine Software auch hier ansetzen und die Planung unterstützen oder automatisieren.

Während OptiChargE die Thematik aus der Sicht eines einzelnen Standortes untersucht hat, bietet das Fallbeispiel Shenzhen einen größeren Blickwinkel. Die World Bank (2021) beschreibt die Ladeinfrastruktur als einen zentralen Engpass bei der schnellen Elektrifizierung der Busflotte. Insbesondere die begrenzte Flächenverfügbarkeit in der dicht bebauten Stadt sowie die steigende lokale Stromnachfrage erschwerten den Ausbau. Teilweise mussten zusätzliche Transformatoren und Stromleitungen errichtet werden, um die erforderliche Netzkapazität bereitzustellen. Die Betreiber verfügten über 1707 Ladepunkte an 104 Standorten, darunter Depots, Busendstellen, öffentliche Parkplätze und weitere Flächen. Die Ladeinfrastruktur wurde von neun Dienstleistern errichtet und betrieben. Überwiegend kamen DC-Schnelllader mit 150 kW beziehungsweise 180 kW zum Einsatz. Die konkrete Auslegung der Ladeinfrastruktur erfolgte standortspezifisch und berücksichtigte unter anderem Flächenverfügbarkeit, die Anzahl der zu versorgenden Busse, Platzbedarf, Ladegeschwindigkeit und Netzkapazität.

### 9.3.6 Software und Daten

Mit wachsender Flotte steigt die Bedeutung einer skalierbaren Software- und Systemarchitektur. Das Lademanagementsystem muss zusätzliche Fahrzeuge, Ladepunkte, Linien, Datenquellen und Nutzer:innen unterstützen, wobei Datenflüsse stabil, nachvollziehbar und ausreichend aktuell bleiben müssen. Algorithmen, etwa zur Steuerung der Ladelast, müssen auch in umfangreichen Systemen rechtzeitig eine gute Lösung errechnen können. Der Pilotbetrieb in OptiChargE hat gezeigt, dass der gewählte, heuristische Ansatz Lastspitzen effektiv vermeiden und dabei die Betriebssicherheit im Sinne ausreichend geladener Busse sicherstellen kann.

Der im Projekt umgesetzte Ansatz zur Ladesteuerung erlaubt dem Betreiber ein hohes Maß an Kontrolle. Im Pilotbetrieb hat sich, insbesondere durch die weitere Skalierung, gezeigt, dass damit standortspezifische Eigenheiten hinsichtlich der zu betreibenden Linien und der konkreten Energieversorgung gut adressiert werden können. Der Betreiber entwickelte beispielsweise Konzepte zur besseren Nutzung der selbst erzeugte PV-Energie durch die Umstellung von Fahrzeugumläufen. Die Lademanagement-Software ermöglicht dabei die Erstellung von passenden Ladeprofilen, um die Konzepte entsprechend in der Software abzubilden. Die Erfahrungen bei Albus zeigen daher auf, dass der Automatisierungsgrad von Umlauf- und Ladeplanung nicht per se ein Erfolgskriterium ist. Vielmehr gibt es einen Trade-Off zwischen Standardisierung bzw. Automatisierung zur Beschleunigung von Prozessen und manueller Kontrolle durch den Betreiber zur flexiblen und standortspezifischen Optimierung.

Der Pilotbetrieb zeigte auch: Monitoring und Alarmierung sind zentrale Voraussetzungen für Betriebssicherheit. Ladezustände, Ladeprozesse, Schnittstellenprobleme, Datenlücken und

Systemstörungen müssen rechtzeitig erkannt werden und es braucht Prozesse wie kurzfristige Störungen auch nachts erkannt und behoben werden können, wenn vielleicht kein Personal an einem Standort anwesend ist, da ein Großteil der Ladeleistung typischerweise nachts erfolgt.

Algorithmen benötigen Daten, etwa von Fahrzeugen oder der Ladeinfrastruktur. Mit deren Erweiterung werden entsprechend mehr Sensoren benötigt und die Datenverwaltung umfangreicher. Neben Anschaffungs- und Installationskosten ist auch ihre Wartung zur berücksichtigen. Konsequenterweise stellt der Datenbedarf einer Software einen Kostenpunkt dar, der hinsichtlich der Skalierung bedacht werden muss.

Die im Projekt entwickelten Verbrauchs- und Lademodelle können für Planung und Bewertung der Skalierung genutzt werden, etwa zur Abschätzung des Energiebedarfs neuer Linien oder zur Bewertung künftiger Infrastrukturvarianten. Ein operativer Einsatz von Prognosemodellen zur Steuerung des Lademanagements stellt dagegen hohe Anforderungen an Datenqualität, Prognosegüte und Sicherheitsreserven und sollte erst erfolgen, wenn diese ausreichend robust sind. Andernfalls bleibt ihr Mehrwert für ein Lademanagement gering.

Das Fallbeispiel Shenzhen ergänzt die Ein-Standort-Perspektive um einen breiteren Blickwinkel. Auch dort wurde die Digitalisierung des Betriebs vorangetrieben. Da Elektrobusse und Ladeinfrastruktur umfangreiche Echtzeitdaten liefern, modernisierte die Shenzhen Bus Group (SZBG) ihre Dispositions- und Managementsysteme. Das Busbetriebsmanagement, das Sicherheitsmanagement sowie das Reparatur- und Lademanagement wurden im „Intelligent Transportation Center“ zusammengeführt. Durch die Integration von Fahrzeug- und Ladeinformationen konnten Reichweitenunsicherheiten reduziert, Betriebsabläufe effizienter gestaltet und die Sicherheit verbessert werden. Zudem ergeben sich Potenziale für ein effizienteres Anlagenmanagement und eine bessere Servicequalität für Fahrgäste (World Bank, 2021).

### 9.3.7 Organisation und Know-how

Die Skalierung des E-Bus-Betriebs ist nicht nur eine technische, sondern auch eine organisatorische Aufgabe. Disposition, Betriebshofpersonal, Lenker:innen, technische Betreuung und Management müssen mit zunehmender Systemkomplexität umgehen können. Die Rollen, Verantwortlichkeiten und Eskalationsprozesse müssen klar definiert sein. Die Erfahrungen aus dem Pilotbetrieb zeigen, dass ein wesentlicher Erfolgsfaktor das Know-how des Betreibers ist. Dieses Know-how muss sich ein Betrieb aneignen. Dafür sind geeignete Weiterbildungsmaßnahmen zu schaffen. Gleichzeitig lässt sich wertvolles Wissen durch gezieltes Monitoring früher Skalierungsstufen aufbauen und auf folgende Skalierungsstufen übertragen. Gerade aufgrund der standortspezifischen Charakteristik des Skalierungsprozesses, ist dies ein essenzieller Aspekt.

Eine durchgängige Versorgungssicherheit, flexible Dispositionsmöglichkeiten und eine schnelle Erkennbarkeit von Ladezuständen entscheiden maßgeblich über die Alltagstauglichkeit eines größeren E-Bus-Systems. Dazu ist das Zusammenspiel von softwaregestützten und manuellen Prozessen zu organisieren. Konkrete Prozessabläufe werden dabei auch maßgeblich von den bisherigen Abläufen und Kontextbedingungen eines Betriebes bestimmt. Folglich muss jeder Betreiber für ihn passende Prozesse entwickeln.

In Shenzhen wurden Busfahrer:innen gezielt auf die veränderten Fahreigenschaften der Elektrobusse geschult, etwa auf längere Bremswege und sensiblere Pedale. Auch die Sicherheitschecks vor Fahrtbeginn wurden angepasst. Gleichzeitig veränderten sich die Anforderungen an das Wartungspersonal: Statt klassischer Mechaniker werden verstärkt elektromechanisch qualifizierte Techniker benötigt. SZBG investierte daher umfassend in Schulungen und Kompetenzaufbau für Fahrer:innen, Wartungspersonal, Führungskräfte und Verwaltungsmitarbeiter:innen. Bemerkenswert ist, dass die Belegschaft während der Elektrifizierung vollständig erhalten werden konnte (World Bank, 2021).

### 9.3.8 Finanzierung und Förderung

Die Einwerbung von Fördermitteln für die Beschaffung batterieelektrischer Busse sowie für den Aufbau der erforderlichen Lade- und Netzinfrastruktur ist ein wesentlicher Erfolgsfaktor für die Elektrifizierung von Busflotten. Förderungen tragen dazu bei, die derzeit noch höheren Investitionskosten gegenüber konventionellen Dieselnissen teilweise auszugleichen und verbessern damit die wirtschaftliche Umsetzbarkeit einer Flottenumstellung. Die Anschaffungskosten batterieelektrischer Busse lagen in der Begleituntersuchung zur deutschen Elektrobusförderung noch mehr als doppelt so hoch wie jene vergleichbarer Dieselnisse. Trotz geringerer Energie- und Betriebskosten bestanden dadurch auch über den Lebenszyklus weiterhin Mehrkosten gegenüber Dieselnissen. Die Bedeutung von Förderungen zeigt sich beispielsweise an der deutschen Förderrichtlinie für alternative Busantriebe, über die bis zu 80% der Investitionsmehrkosten eines Batteriebusse gegenüber einem Dieselniss sowie bis zu 40% der Investitionskosten der erforderlichen Ladeinfrastruktur gefördert werden konnten. Förderprogramme können damit einen erheblichen Teil der zusätzlichen Anfangsinvestitionen abfedern und die wirtschaftliche Umsetzbarkeit der Flottenumstellung unterstützen (NOW GmbH, 2021; PwC et al., 2024). Fördermöglichkeiten, beispielsweise für den Bau einer PV-Anlage, unterliegen dabei oft regionalen Unterschieden und sind standortspezifisch zu prüfen.

SZBG begegnete den hohen Investitionskosten der Elektrobusse mit einem Finanzierungsleasing. Eine Leasinggesellschaft kaufte die Fahrzeuge und vermietete sie über acht Jahre an SZBG; anschließend gingen die Busse in deren Eigentum über. Da die Leasingdauer der vorgesehenen Lebensdauer der Fahrzeuge entsprach, konnten die hohen einmaligen Anschaffungskosten in planbare jährliche Leasingzahlungen überführt werden. Für zentrale Fahrzeugkomponenten gewährleisteten die Hersteller über den gesamten Lebenszyklus entsprechende Garantien. Die Ladeinfrastruktur wurde getrennt davon finanziert und befand sich je nach Standort im Eigentum von SZBG, Depotbetreibern oder Ladeinfrastruktur-Dienstleistern, während die Stromleitungen in öffentlicher Hand blieben. Das Modell verteilte Investitionen und Risiken damit auf spezialisierte Akteure und reduzierte die finanzielle Belastung des Busbetreibers (World Bank, 2021).

## 9.4 Leitfragen und Handlungsempfehlungen für die Skalierung

Insgesamt zeigt sich, dass es für die Umstellung auf batterieelektrische Busflotten keinen allgemeingültigen Lösungsansatz gibt. Planung und Skalierung erfordern vielmehr eine standortspezifische Abwägung technischer, betrieblicher, infrastruktureller und wirtschaftlicher Anforderungen. Faktoren wie verfügbare Flächen, Netzanschlussleistung, Ladeinfrastruktur, Photovoltaikpotenziale, Betriebsprozesse, Anzahl der Busse und

Umlaufplanung beeinflussen die Ausgestaltung der Elektrifizierung maßgeblich und führen häufig zu Zielkonflikten, beispielsweise zwischen Betriebssicherheit und Energie- bzw. Kosteneffizienz.

Für Verkehrsunternehmen bedeutet dies, dass für jeden Standort ein individueller Skalierungsplan entwickelt werden muss, der sowohl langfristige Infrastrukturinvestitionen als auch betriebliche Anforderungen berücksichtigt. Diese Erkenntnisse decken sich mit den Schlussfolgerungen der UITP (2025), wonach kein universeller *one-size-fits-all*-Ansatz für die Skalierung batterieelektrischer Busflotten existiert. Stattdessen müssen Skalierungsstrategien an die jeweiligen lokalen Rahmenbedingungen angepasst werden, um eine wirtschaftlich und betrieblich nachhaltige Elektrifizierung zu ermöglichen.

Als Konsequenz dieser Erkenntnisse sind die im Projekt entwickelten Skalierungsstrategien kein konkreter Plan, den Busbetreiber exakt übernehmen können. Der Bericht zeigt stattdessen anhand von Leitfragen auf, welche kritischen Aspekte bei einer Skalierung zu beachten sind, um so einen Prozessrahmen zur Orientierung für Busbetreiber zu bieten. Einen konkreten Skalierungsplan muss der Betreiber standortspezifisch erarbeiten und kann dabei diesem Rahmen folgen.

#### 9.4.1 Leitfragen zur Entwicklung von Skalierungsplänen

Folgende Leitfragen sind bei der Entwicklung eines konkreten Skalierungsplans zu beachten. Sie sollten grundsätzlich hinsichtlich des Zielbilds bzw. der Endausbaustufe beantwortet werden. Während die Reihung der Leitfragen versucht eine sinnvolle Bearbeitungsreihenfolge vorzugeben, sind dennoch die in Kapitel 9.3 berichteten Abhängigkeiten zwischen den verschiedenen Skalierungsdimensionen zu beachten. Eine strikt lineare Bearbeitung der Leitfragen ist daher nicht möglich.

##### Anforderungs- und Potenzialanalyse:

- **Analyse von Standortpotenzialen:** Wie viele Stell- und Ladeplätze können an bestehenden Standorten geschaffen werden? Welche Netzanschlussleistung kann der Netzbetreiber dort bieten? Welche Potenziale gibt es für eine eigene Stromerzeugung (z.B. PV-Anlage)?
- **Anforderungen aus Buslinien:** Welche Linien sollen elektrisch betrieben werden? Wie viele Busse sollen elektrisch betrieben werden? Welcher Verbrauch ist zu erwarten? Wie lange ist die Anfahrt zwischen potenziellen Ladestandorten und der Linie?
- **Analyse von Fördermöglichkeiten:** Gibt es finanzielle Förderungen für die Anschaffung von Fahrzeugen, den Bau von Ladeinfrastruktur oder den Bau von Anlagen zur Stromerzeugung?

##### Ablaufplanung:

- **Entwicklung von Ladestrategien:** Wann, wo und wie sollen Busse geladen werden? Welche zeitlichen Bedingungen für das Laden ergeben sich durch Fahrpläne und dynamische Energiepreise (z.B. PV-Anlage)?
- **Umlaufplanung:** Müssen bestehende Umläufe angepasst werden, um die geringere Reichweite von BEBs zu adressieren? Können Umläufe so angepasst werden, dass selbst erzeugter Strom besser genutzt und die Ladeleistung gezielter verteilt wird?

Können durch eine angepasste Umlaufplanung Lastspitzen im Stromnetz reduziert werden?

- **Definition von Depotabläufen:** Welche neuen Prozesse sind im Depot erforderlich und wie werden Verantwortlichkeiten verteilt? Inwieweit müssen bestehende Prozesse angepasst werden?
- **Definition der gewünschten Softwareunterstützung:** Welche Prozesse sollen wie durch Software unterstützt werden? Wie viel Kontrolle soll bei menschlichem Personal bleiben und welche Schritte sollen automatisiert werden? Welche Anforderungen ergeben sich an Software und an von Software benötigte Daten? Welche Erweiterungen von bestehender Software- und Dateninfrastruktur sind dafür nötig?

#### **Planung von Fahrzeugflotte, Ladeinfrastruktur und Energieversorgung:**

- **Flottenplanung:** Wie viele Fahrzeuge sind nötig, inkl. operativer Reserve? Welche Ausstattung, insbesondere hinsichtlich Batteriekapazität, ist nötig? Welche Anforderungen bestehen an Datenschnittstellen und Ladetechnologien (Ladeleistung, Ladeprotokolle, Pantographen vs. Stecker, etc.)?
- **Ladeinfrastruktur:** Wie viele Ladepunkte sind an welchem Standort erforderlich? Soll es für jeden Bus einen eigenen Ladepunkt geben? Welche Ladeleistung müssen diese Ladepunkte bieten?
- **Energieversorgung:** Wie werden Ladepunkte mit Energie versorgt? Wie groß müssen Netzanschluss bzw. Trafo und ggfs. eine eigene Stromerzeugung dimensioniert werden? Ist die Integration eines Batteriespeichers sinnvoll? Lohnt sich die Mitgliedschaft in einer Energiegemeinschaft?

#### **Schrittweiser Investitionsplan und Know-how Aufbau:**

- **Definition von Investitionsschritten:** In welchen Schritten soll die Umstellung auf einen elektrischen Betrieb erfolgen? Welche Investitionen hinsichtlich Endausbau müssen in einem ersten Schritt schon umgesetzt werden und welche können später noch nachgezogen werden? Welche Linien eignen sich am besten und sollten zuerst umgestellt werden?
- **Know-how Aufbau:** Welches Know-how fehlt für die Umstellung auf einen elektrischen Betrieb? Wie kann das spezifische Know-how im Betrieb aufgebaut werden? Welche Weiterbildungsmaßnahmen sind notwendig?

### **9.4.2 Handlungsempfehlungen**

Aus den gewonnenen Erkenntnissen lassen sich unterschiedlich konkrete Handlungsempfehlungen ableiten, je nachdem, ob sie sich auf die unmittelbare Weiterentwicklung des Pilotstandorts, auf den Rollout innerhalb der Dr. Richard Gruppe oder auf allgemein übertragbare Planungsprinzipien für andere Busunternehmen beziehen.

#### **Handlungsempfehlungen für Albus für eine weitere Skalierung**

- Die weitere Skalierung der Elektrobussflotte sollte schrittweise auf Basis des bestehenden Zielbilds erfolgen. Dabei sind die vorgesehenen Fahrzeugzahlen, die zu elektrifizierenden Linien und der dafür erforderliche Ausbau der Ladeinfrastruktur mit

den bestehenden Standortgrenzen des Depots, dem Netzanschluss und der verfügbaren Trafokapazität abzugleichen.

- Die Priorisierung weiterer Linien sollte auf Basis des Bewertungsschemas erfolgen. Dabei sind gezielt jene Linien auszuwählen, deren Betrieb mit der vorhandenen oder kurzfristig erweiterbaren Ladeinfrastruktur zuverlässig gewährleistet werden kann.
- Vor der Beschaffung jeder weiteren Fahrzeugtranche ist zu prüfen, ob Ladepunkte, Stellplätze, Netzanschluss, Software sowie die Betriebshofprozesse ausreichend auf die zusätzliche betriebliche Komplexität vorbereitet sind.
- Der Eigenverbrauch der Photovoltaikanlage sollte durch eine abgestimmte Disposition der Fahrzeuge und geeignete Ladefenster gezielt erhöht werden, ohne die Betriebssicherheit des Gesamtsystems zu beeinträchtigen.
- Monitoring, Alerting und eine hohe Datenqualität sind vor einer weiteren Vergrößerung der Flotte als zentrale Voraussetzungen für einen stabilen und zuverlässigen Betrieb sicherzustellen.
- Die definierten Leistungskennzahlen sind nach jeder Ausbaustufe systematisch auszuwerten. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse sind unmittelbar in die Planung der jeweils nächsten Ausbaustufe einzubeziehen.

### **Handlungsempfehlungen für die Dr. Richard Gruppe**

- Aus den Erfahrungen des Pilotbetriebs bei Albus sollte ein internes Referenzmodell entwickelt werden, das kein starres technisches Vorbild darstellt, sondern ein strukturiertes Vorgehensmodell mit definierten Mindestanforderungen und Prüfkriterien, das an die jeweiligen Standortbedingungen angepasst werden kann.
- Vor der Planung einer Elektrifizierung weiterer Standorte empfiehlt sich die Erstellung eines umfassenden Standort- und Linienprofils für jeden Betrieb, das insbesondere die Rahmenbedingungen des Depots, den Netzanschluss, die Linien- und Umlaufstruktur, die Flottenzusammensetzung, die Ladeinfrastruktur, die eingesetzte Software sowie organisatorische Aspekte berücksichtigt.
- Standortübergreifend standardisierbare Elemente sollten innerhalb der Unternehmensgruppe vereinheitlicht werden. Dazu zählen insbesondere Kriterien zur Bewertung von Linien, Anforderungen an Lade- und Fahrzeugdaten, Monitoringprozesse sowie Schulungsunterlagen.
- Standortabhängige Rahmenbedingungen wie das Depotlayout, der Netzanschluss, das Photovoltaikpotenzial oder die lokale Linienstruktur sind für jeden Standort gesondert zu bewerten und nicht unmittelbar aus den Erfahrungen bei Albus zu übernehmen.
- Auf Grundlage des Referenzmodells sollten jene Standorte identifiziert und priorisiert werden, die ein besonders hohes Potenzial für eine wirtschaftliche und betrieblich sinnvolle Elektrifizierung aufweisen.
- Die Einführung batterieelektrischer Busse sollte auch innerhalb der Unternehmensgruppe stufenweise und auf Basis einer kontinuierlichen Evaluation erfolgen. Das im Pilotbetrieb bei Albus erprobte Vorgehen kann dabei als methodische Grundlage dienen.

## Handlungsempfehlungen für andere Busunternehmen

- Die Elektrifizierung des Busbetriebs sollte als integrierter Systemprozess geplant werden, bei dem Linien, Fahrzeuge, Ladeinfrastruktur, Energieversorgung, Software, Datenmanagement und organisatorische Rahmenbedingungen gemeinsam betrachtet und aufeinander abgestimmt werden.
- Vor der Beschaffung größerer Flotten batterieelektrischer Busse empfiehlt sich eine fundierte Analyse der Standortbedingungen und der zu elektrifizierenden Linien.
- Bereits in einer frühen Planungsphase sollten die infrastrukturellen Möglichkeiten und Grenzen des Depots untersucht werden. Insbesondere die Anzahl verfügbarer Stellplätze und Ladepunkte, die Anschlussleistung, die Trafokapazität sowie die baulichen Erweiterungsmöglichkeiten können wesentliche Einschränkungen für eine spätere Skalierung darstellen.
- Die Anforderungen an den Datenzugang sowie an die erforderlichen Schnittstellen sollten bereits im Beschaffungsprozess verbindlich festgelegt werden, da sie eine wesentliche Voraussetzung für den Betrieb, das Monitoring und die spätere Entwicklung von Planungs- und Prognosemodellen darstellen.
- Monitoring und Alerting sollten als wesentliche Bestandteile des Betriebs etabliert werden. Die Ladesoftware sollte dabei als zentrale Integrationsschicht zwischen Fahrzeugen, Ladeinfrastruktur und Betriebsprozessen verstanden werden.
- Verbrauchs- und Lademodelle sollten zunächst als Instrumente für Planung und gegebenenfalls Simulation eingesetzt werden. Ein operativer Einsatz setzt eine ausreichende Prognosegüte sowie stabile und qualitativ hochwertige Datenflüsse voraus.
- Organisatorisches Know-how sollte gezielt aufgebaut werden, da geschultes Personal, klar definierte Rollen und dokumentierte Prozesse ebenso entscheidend für den Erfolg der Elektrifizierung sind wie die technische Infrastruktur.
- Die Skalierung sollte stufenweise und datenbasiert erfolgen. Dabei empfiehlt sich, jede Ausbaustufe anhand definierter Leistungskennzahlen zu evaluieren, bevor die nächste Ausbaustufe umgesetzt wird.
- Alle genannten Empfehlungen sollten durch eine standortspezifische Kosten- und Förderanalyse ergänzt werden, da Finanzierungsfragen nicht Gegenstand des Projekts OptiChargE waren.

## 9.5 Fazit

Die Erfahrungen aus OptiChargE zeigen, dass die Skalierung batterieelektrischer Busflotten als integrierte Systementwicklung geplant werden muss. Der Pilotbetrieb bei Albus bildet dafür eine praxisnahe Grundlage: Für Albus liefern die Ergebnisse konkrete Ansatzpunkte für weitere Ausbauschritte, innerhalb der Dr. Richard Gruppe können sie als Referenzrahmen für weitere Standorte dienen, und für andere Busunternehmen lassen sich übertragbare Prinzipien und Leitfragen ableiten.

Finanzierung, Förderungen und Investitionsplanung sind für die Umsetzung wesentlich, wurden in OptiChargE jedoch nicht vertieft untersucht; für konkrete Roll-out-Entscheidungen sind die technischen und betrieblichen Erkenntnisse daher durch eine standortspezifische Kosten- und Finanzierungsanalyse zu ergänzen. Zusammenfassend liefert OptiChargE keinen allgemeingültigen Roll-out-Plan, sondern einen daten- und erfahrungsbasierten

Orientierungsrahmen für die Skalierung von E-Bus-Systemen entlang der drei Antrags-Ebenen: für Albus, für die Dr. Richard Gruppe und für andere Busunternehmen.

### **Zentrale Erkenntnisse hinsichtlich der Skalierung einer ÖPNV-E-Busflotte**

Skalierung ist als integrierter Planungsprozess zu verstehen: Flotte, Ladeinfrastruktur, Energieversorgung, Software und Prozessabläufe müssen gemeinsam skaliert werden.

Ein konkreter Skalierungsplan muss standortspezifisch, entsprechend den vorliegenden Bedingungen entwickelt werden.

Änderungen an den Umlaufplänen ermöglichen einen Trade-off zwischen Fahrzeugauslastung und Energiekostenoptimierung (z.B. PV-Nutzung), der wirtschaftlich zu bewerten ist.

## 10 Wirkungsanalyse

### 10.1 Überblick und Einordnung

Die nachfolgende Wirkungsanalyse beschränkt sich auf wesentliche Inhalte des Pilotbetriebs und beschreibt die Wirkung von Entwicklungen im Projekt bzw. Potenziale in den untersuchten Themengebieten. Sie folgt dabei drei Hauptaspekten, die energetische und wirtschaftliche Wirkungen im Betrieb elektrischer Busse haben: Energiebedarf, Ladestrategien zur Verteilung des Energiebedarfs und Integration selbst erzeugten PV-Stroms. Der Energiebedarf des Betriebs lässt sich nahezu vollständig auf den Verbrauch der Fahrzeuge zurückführen. Während der Betreiber keinen Einfluss auf viele äußere Faktoren wie Wetter oder Verkehrslage hat, können Schulungen des Fahrpersonals den Antriebsverbrauch potenziell reduzieren und damit zu einer Verringerung des Gesamtenergiebedarfs beitragen. Dieser Energiebedarf muss durch das regelmäßige Laden der Busse gedeckt werden. Unterschiedliche Ladestrategien haben dabei insbesondere Einfluss auf die Leistungsspitzen des Netzbezugs, die sich in den operativen Kosten niederschlagen. Neben dem Netzbezug kann, wie beispielsweise in OptiChargE, selbsterzeugter Strom zur Deckung des Energiebedarfs herangezogen werden. Dadurch kann der für die Ladung genutzte Strommix kostengünstiger gestaltet werden.

Folgende Fragestellungen werden konkret adressiert:

1. Welches Wirkpotenzial hinsichtlich einer Reduktion des Energieverbrauchs durch Schulungen des Fahrpersonals lässt sich aus den Ergebnissen des Pilotbetriebs ableiten?
2. Welche Wirkung gegenüber anderen und einfacheren Ladestrategien wurde durch die entwickelte Ladestrategie mit Peak-Shaving im Pilotbetrieb erzielt?
3. Welches Potenzial hätte eine erhöhte Nutzung des eigenen PV-Stroms im Pilotbetrieb gehabt und wie würden Speicher dazu beitragen dieses Potenzial zu erschließen?

Die nachfolgende Wirkungsanalyse stellt dabei weder eine vollständige Total-Cost-of-Ownership noch eine Life-Cycle-Analyse der Umweltwirkungen der Elektrifizierung des öffentlichen Verkehrs dar. Grundlegende wirtschaftliche und ökologische Vergleiche zwischen batterieelektrischen und Diesel betriebenen Bussen wurden bereits in zahlreichen wissenschaftlichen Arbeiten untersucht. Dazu zählen insbesondere Analysen der Total-Cost-of-Ownership sowie Untersuchungen der Treibhausgasemissionen und weiterer Umweltwirkungen über den Lebenszyklus der Fahrzeuge. Die Ergebnisse solcher Untersuchungen hängen unter anderem von Fahrzeug- und Batteriekosten, Einsatzbedingungen, Energiepreisen, Strommix und Ladeinfrastruktur ab (Lajunen und Lipman 2016; Jagiełło 2025; Meishner und Sauer 2020; Ager-Wick Ellingsen et al. 2022). Der Schwerpunkt liegt daher nicht auf einer erneuten grundlegenden Bewertung der Vorteilhaftigkeit batterieelektrischer Busse gegenüber Dieselnissen, sondern auf konkreten Fragestellungen ihres betrieblichen Einsatzes.

Der von der Salzburg AG bezogene Strom wird in der gesetzlichen Stromkennzeichnung zu 100% erneuerbaren Energieträgern zugeordnet<sup>5</sup>. Für diesen Versorgermix weist die Salzburg AG CO<sub>2</sub>-Emissionen von 0,00 g CO<sub>2</sub>/kWh aus. Dies entspricht der Stromkennzeichnungsverordnung 2022, nach der bei einem Versorger- bzw. Produktmix aus 100% erneuerbarem Strom im Rahmen der Stromkennzeichnung keine CO<sub>2</sub>-Emissionen ausgewiesen werden. Für die vorliegende Wirkungsanalyse wurden die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Netzstrombezugs daher mit 0 g CO<sub>2</sub>/kWh angesetzt. Lebenszyklusbedingte Treibhausgasemissionen der Stromerzeugungsanlagen wurden in dieser Bilanzierung nicht berücksichtigt.

Unter dieser Bilanzierungsgrenze ergibt sich weder aus einer Reduktion des elektrischen Energiebedarfs (Fragestellung 1) noch aus einer erhöhten Nutzung der eigenen PV-Energie (Fragestellung 3) eine rechnerische Reduktion der strombezogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen. Fragestellung 2 adressiert die zeitliche bzw. leistungsbezogene Verteilung des Energiebedarfs zur Reduktion von Leistungsspitzen. Dadurch ändert sich die insgesamt bezogene Energiemenge nicht und es ergibt sich auch hier nach dem verwendeten Emissionsansatz keine Veränderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Eine Quantifizierung vermiedener CO<sub>2</sub>-Emissionen erfolgte daher für die drei Fragestellungen nicht. Die Wirkungsanalyse betrachtet stattdessen lediglich die energetischen und wirtschaftlichen Wirkungen. Zusätzlich wurde die Kostenwirkung in Relation zu den dafür erforderlichen Investitionen gesetzt.

## 10.2 Annahmen und methodische Grundlagen

Für die Wirkungsanalyse wurden einige gemeinsame Annahmen getroffen. Zum einen wurde für den Arbeitspreis der aus dem Netz bezogenen elektrischen Energie ein Wert von 12 ct/kWh entsprechend aktuellen Tarifen des Salzburger Stromanbieters Salzburg AG für Gewerbekunden angenommen<sup>5</sup>. Wie in Kapitel 8.4.4 erläutert, sind die tatsächlichen Tarifbedingungen von Albus vertraulich zu behandeln. Zusätzlich sind festgelegte Netzkosten und Abgaben zu beachten<sup>6</sup>. Tabelle 11 fasst die angenommenen Energiekosten zusammen.

**Tabelle 11: Angenommene Energiekosten**

| Komponente |                                         | 2025              | 2026              |
|------------|-----------------------------------------|-------------------|-------------------|
| Arbeit     | Arbeitspreis Lieferant                  | 12 ct/kWh         | 12 ct/kWh         |
|            | Arbeitsabhängige Netzkosten und Abgaben | 3,665 ct/kWh      | 2,994 ct/kWh      |
|            | Summe Arbeitspreis                      | 15,665 ct/kWh     | 14,994 ct/kWh     |
| Leistung   | Summe Leistungspreis                    | 5,6363 €/kW/Monat | 5,7598 €/kW/Monat |

Die Wirkungsgrade von Ladesäulen und Trafo wurden entsprechend den Ergebnissen in Kapitel 8.4.3 angesetzt. Im Durchschnitt wurde ein Wirkungsgrad von 94% der Ladesäulen

<sup>5</sup> <https://www.salzburg-ag.at/strom/unternehmen/strom.html>

<sup>6</sup> <https://www.salzburgnetz.at/downloads.html#Stromnetz>

bzw. 98% der Trafos angenommen. In Kombination ergibt sich damit ein Gesamtwirkungsgrad am Betriebshof von rund 92%.

## 10.3 Wirkung von Fahrschulungen

### 10.3.1 Motivation

Wie in Kapitel 8.2.3 beschrieben, wurden im Pilotbetrieb geringe Unterschiede zwischen den Lenker:innen hinsichtlich des Verbrauchs durch den Antrieb festgestellt. Obwohl die Analyse von Fahrstilen (Kapitel 8.3) nicht eindeutig identifizieren konnte, welche Fahrstile zu einem erhöhten Verbrauch führen, legen die Verbrauchsunterschiede nahe, dass Potenzial zur Reduktion des Energieverbrauchs existiert. Dieses wurde nachfolgend quantifiziert, und hinsichtlich Energie und Kostenwirkung analysiert.

### 10.3.2 Methodik

Basierend auf dem Median-Verbrauch je Lenker:in auf der Pilotlinie 181 wurde in drei gestaffelten Szenarien die Wirkung untersucht, die ein Angleich des persönlichen Verbrauchs an den Verbrauch der besten Lenker:innen hätte. Aufgrund der asymptotischen Charakteristik des Medianverbrauchs in Abbildung 32 wurde angenommen, dass der niedrigste beobachtete Verbrauch (0.65 kWh/km) einem Optimum bereits sehr nahekommt. Zusätzlich wurde angenommen, dass eine geeignete Schulung einen Angleich an diesen Verbrauch bis zu einem gewissen Grad erreichen könnte. Die folgenden Szenarien untersuchten einen Angleichungsgrad von 30, 50 bzw. 100%. Hatte beispielsweise ein(e) Lenker:in ursprünglich einen Medianverbrauch von 0.75 kWh/km, so resultierte eine Angleichung um 30% bei einem Optimalverbrauch von 0.65 kWh/km in einem Verbrauch von 0.72 kWh/km nach einer hypothetischen Schulung. Tabelle 12 fasst die getroffenen Annahmen je Szenario zusammen.

**Tabelle 12: Szenarien der Wirkungsanalyse von Fahrschulungen**

|                   | Optimaler Verbrauch | Angleichungsgrad |
|-------------------|---------------------|------------------|
| <b>Szenario 1</b> | 0.65 kWh/km         | 30%              |
| <b>Szenario 2</b> | 0.65 kWh/km         | 50%              |
| <b>Szenario 3</b> | 0.65 kWh/km         | 100%             |

Um die Reduktion des Antriebsverbrauchs durch die oben beschriebene Angleichung in Relation zu setzen, wurde der Verbrauch der Fahrten auf der Linie 181 während des Pilotbetriebs mit den angeglichenen Medianverbräuchen je Lenker:in neugeschätzt. Dabei wurde auch der tatsächliche Verbrauch durch Klimatisierung und sonstige Zusatzverbraucher berücksichtigt, um einen Gesamtverbrauch zu ermitteln. Als Vergleichswert wurde dieselbe Schätzung auf Basis des nicht angepassten, d.h. ursprünglichen Medianverbrauchs durchgeführt. Schließlich wurden die auf Linie 181 errechneten Ergebnisse der Lenker:innen auf ihre gesamte Fahrleistung auf allen Linien extrapoliert, um eine Abschätzung des jährlichen Einsparpotenzials je Lenker:in zu ermitteln.

### 10.3.3 Ergebnisse

Eine Zusammenfassung der Ergebnisse ist in Tabelle 13 gegeben. Der Gesamtverbrauch der 23 betrachteten Lenker:innen auf der Linie 181 während des Pilotbetriebs (mindestens 30 Fahrten je Lenker:in, analog zu Abbildung 32) läge im Vergleichswert bei 212 385 kWh. Der Antriebsverbrauch hatte dabei einen Anteil von 138 604 kWh. Ein Angleich des Medianverbrauchs je Lenker:in um 30% an den besten beobachteten Medianverbrauch (Szenario 1) führte dabei zu einer Reduktion des Gesamtverbrauchs um lediglich 1.7%. Ein Angleich um 100% (Szenario 3), d.h. eine perfekte Schulungswirkung, würde in einer Reduktion des Gesamtverbrauchs um 5.6% resultieren.

**Tabelle 13: Reduktion des Energieverbrauchs auf Linie 181 im Pilotbetrieb je Szenario**

|                       | Antriebsverbrauch | Reduktion | Gesamtverbrauch | Reduktion |
|-----------------------|-------------------|-----------|-----------------|-----------|
| <b>Vergleichswert</b> | 138 604 kWh       | -         | 212 385 kWh     | -         |
| <b>Szenario 1</b>     | 135 019 kWh       | 2.6%      | 208 801 kWh     | 1.7%      |
| <b>Szenario 2</b>     | 132 629 kWh       | 4.3%      | 206 411 kWh     | 2.8%      |
| <b>Szenario 3</b>     | 126 655 kWh       | 8.6%      | 200 436 kWh     | 5.6%      |

Betrachtet man die Verbrauchsreduktion für die 23 Lenker:innen auf ihrer gesamten Fahrleistung, das heißt nicht nur auf der Linie 181, so könnten je nach Szenario jährlich im Mittel 270, 449, 899 kWh an Energieverbrauch je Lenker:in im Fahrzeug eingespart werden. Unter Beachtung des Wirkungsgrads der Ladeinfrastruktur am Betriebshof liegt der eingesparte Strombedarf bei 293, 488, 977 kWh in den Szenarien 1, 2, 3. Das entspricht Energiekosten von 44, 73, 147 €, wenn diese Energie aus dem Netz bezogen wird. Bei angenommenen Lohnkosten von 40 € macht eine Schulung aus wirtschaftlicher Sicht also nur Sinn, wenn sie weniger als 1.1, 1.8, 3.7 Stunden pro Jahr umfasst und dabei die angenommene Wirkung der Szenarien von 30, 50, 100 Prozent Effizienzangleich erzielt.

Folglich können Effizienzschulungen von Lenker:innen zwar den Energiebedarf reduzieren – entgegen den Vermutungen zu Projektbeginn – ergibt sich daraus aber kein wirtschaftlich relevanter Hebel zur Reduzierung der Energiekosten.

## 10.4 Wirkung der entwickelten Ladestrategien

### 10.4.1 Motivation

Die im Projekt entwickelte Ladesteuerung begrenzt die gleichzeitig abgerufene Ladeleistung. Da das Netznutzungsentgelt einen leistungsbezogenen Anteil enthält, der sich am höchsten Viertelstundenwert des Monats bemisst, wirkt jede Begrenzung der Leistungsspitze unmittelbar auf die operativen Kosten. Ziel dieses Abschnitts ist es, diese Kostenwirkung zu quantifizieren: Wie viel Leistungsentgelt wurde durch die konkret entwickelte Ladesteuerung vermieden, verglichen mit anderen und einfacheren Steuerungsmethoden?

### 10.4.2 Methodik

Der Vergleich erfolgte zwischen dem tatsächlich abgerechneten Monatspeak und zwei Referenzszenarien, die in Kapitel 7.3.2 hergeleitet wurden:

- **Real:** tatsächlich abgerechneter Peak mit aktiver Ladesteuerung
- **Schnellladung:** ungesteuerter Betrieb, Busse laden unmittelbar nach dem Anstecken mit maximaler Leistung
- **Zeitstreckung:** Ladevorgänge über die Standzeit verteilt, ohne aktive Leistungsbegrenzung

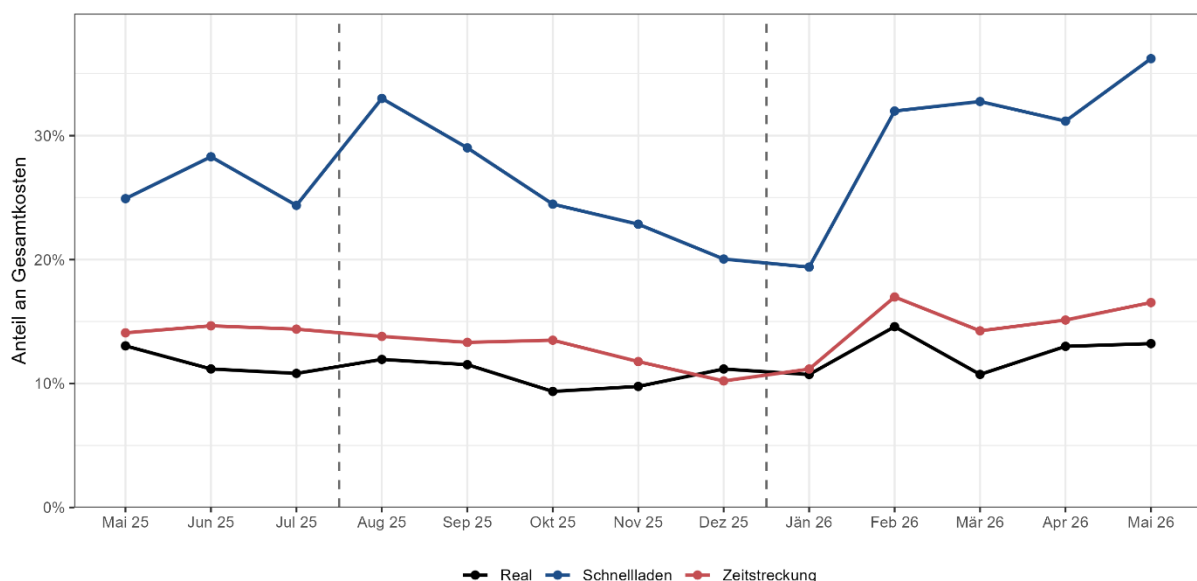
Da die Szenarien Ladeenergie ausschließlich zeitlich verschieben und nicht reduzieren, unterscheidet sich ausschließlich der Leistungsanteil der Kosten. Alle übrigen Bestandteile — Arbeitspreis, Umwandlungsverluste, Gebäudeverbrauch, PV-Eigenverbrauch und fixe Entgelte — sind in allen drei Szenarien identisch. Die vermiedenen Leistungskosten ergeben sich damit direkt als

$$\Delta K_{\text{Leistungspreisanteil}} = (P_{\text{Peak, Referenz}} - P_{\text{Peak, Real}}) \times \text{Leistungspreis}$$

mit dem Leistungspreis je kW/Monat (Netznutzung und Erneuerbaren-Förderbeitrag, siehe Tabelle 11).

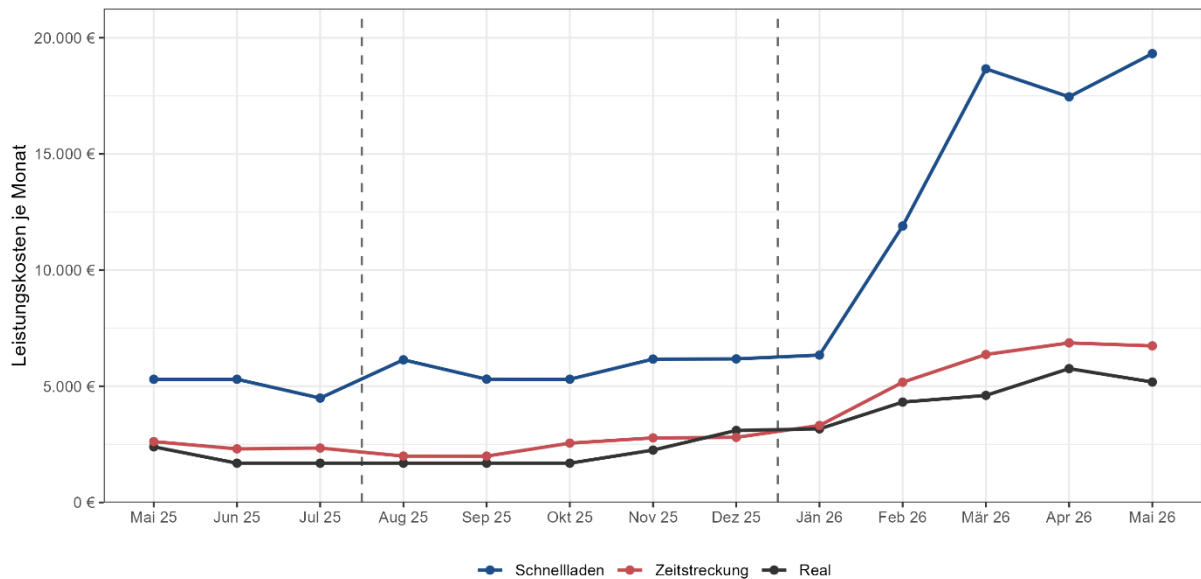
Für die Darstellung des Leistungskostenanteils an den Gesamtkosten wird zusätzlich der in Tabelle 11 angenommene Arbeitspreis benötigt. Die Rechnung der Gesamtkosten erfolgte dann analog zur Beschreibung in Kapitel 7.3.5, dabei wurde dann auch wieder der tatsächliche Netzbezug des Pilotbetrieb (Kapitel 8.1.1) zu Grunde gelegt.

### 10.4.3 Ergebnisse

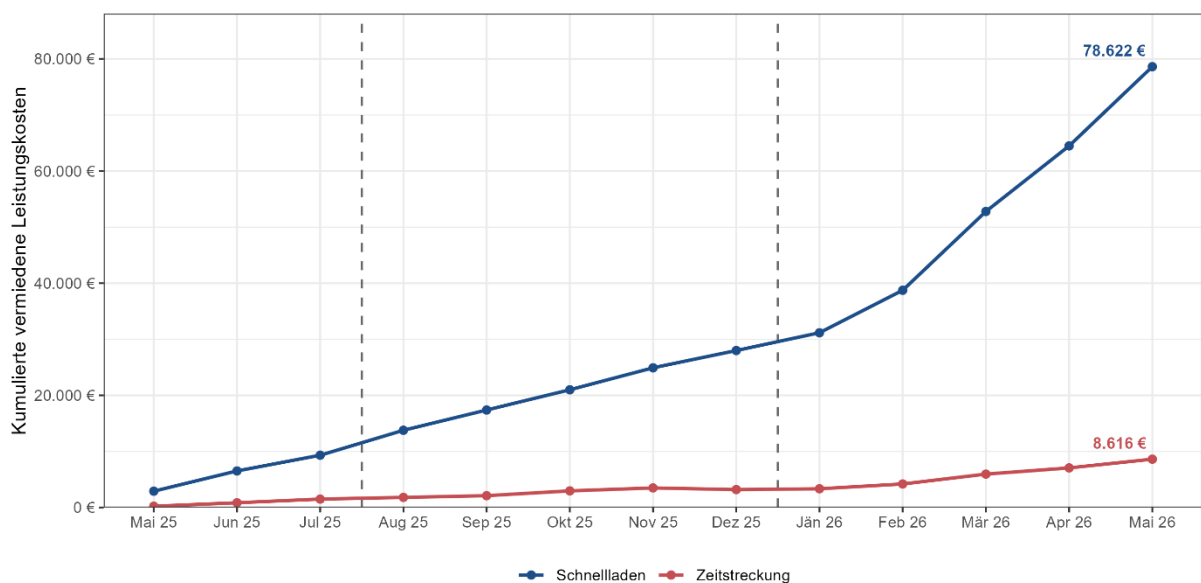


**Abbildung 51: Leistungskostenanteil je Szenario**

Wie in Abbildung 51 ersichtlich ist, lag der Leistungskostenanteil im realen Betrieb zwischen 9% und 15% der Gesamtkosten, im Mittel bei 12%. Ohne Ladesteuerung mit Schnellladen hätte er 19% bis 36% betragen, im Mittel 29%. Die Zeitstreckung allein hätte den Anteil nur auf 14% begrenzt. Abbildung 52 zeigt die entsprechenden absoluten Leistungskosten je Monat über den Verlauf des Pilotbetriebs. Der vertikale Abstand zur Real-Linie zeigt dabei die vermiedenen Kosten der angewendeten Ladestrategie im Vergleich zu den beiden Referenzszenarien. Der Anstieg ab Jänner 2026 in allen Szenarien ist dabei durch die Skalierung der elektrischen Flotte bedingt.



**Abbildung 52: Absolute Leistungskosten je Monat und Szenario**



**Abbildung 53: Kumulierte vermiedene Leistungskosten**

Die vermiedenen Kosten im Vergleich zu den Referenzszenarien sind in Abbildung 53 über den Pilotzeitraum kumuliert aufgetragen. Der Verlauf wurde mit dem Flottenhochlauf ab Januar 2026 deutlich steiler, weil mit der Zahl der Fahrzeuge auch das Überlagerungspotenzial und damit die Wirkung der Steuerung zunahm. Tabelle 14 zeigt zusammenfassend die Leistungskosten, sowie die insgesamt über den gesamten Pilotzeitraum vermiedenen Leistungskosten.

Die Ladesteuerung vermied damit rund zwei Drittel der Leistungskosten (67%), die bei ungesteuertem Schnellladen angefallen wären. Im Vergleich zur unkoordinierten Ladestreckung je Bus sparte die pilotierte Ladesteuerung 18% an Leistungskosten ein. Damit zeigt sich, dass die Koordination der Ladesteuerung beziehungsweise die Begrenzung der Gesamtleistung durch einen manuell eingestellten Grenzwert einen wirtschaftlichen

Mehrwert bietet. Die Leistungskomponente des Strompreises setzt einen wirtschaftlichen Anreiz, hohe Leistungspeaks im Strombezug zu vermeiden. Die im Pilotbetrieb nachgewiesene Reduktion der monatlichen Leistungspeaks (Abbildung 36) verringert die maximale Leistungsanforderung des Standorts an das Stromnetz und kann damit zu einer Entlastung der lokalen Netzinfrastruktur beitragen. Die pilotierte Ladesteuerung weist somit neben der wirtschaftlichen Wirkung auch eine potenziell netzentlastende Wirkung auf.

**Tabelle 14: Kosten und Kostenreduktion der Ladestrategien im Vergleich zu Referenzstrategien**

| Szenario                 | Leistungskosten | Vermiedene Kosten |
|--------------------------|-----------------|-------------------|
| Real (mit Ladesteuerung) | ≈ 39.200 €      | -                 |
| Schnellladen             | ≈ 118.000 €     | 78.622 €          |
| Zeitstreckung            | ≈ 47.800 €      | 8.616 €           |

## 10.5 Wirkung erhöhter PV-Nutzung

### 10.5.1 Motivation

Selbst erzeugter PV-Strom ersetzt Netzbezug und vermeidet damit den vollständigen Arbeitspreis einschließlich der arbeitsabhängigen Netzkosten und Abgaben. Er ist damit deutlich wertvoller als eingespeister Strom. Im Pilotbetrieb wurde ein Teil der Erzeugung eingespeist, obwohl gleichzeitig Netzbezug anfiel (Kapitel 8.4.2). Dieser Abschnitt quantifiziert den Kostenwert dieses ungenutzten Potenzials und prüft, welcher Anteil davon technisch erschließbar wäre.

### 10.5.2 Methodik

Die Bewertung erfolgte in drei Stufen:

- Ist: tatsächlich erreichter Eigenverbrauch
- Speicher: zusätzliche Nutzung durch einen Batteriespeicher definierter Größe
- Obergrenze: vollständige Nutzung der monatlichen Erzeugung; hypothetisch, da unbegrenzte zeitliche Verschiebung vorausgesetzt wird

Der Kostenwert des ungenutzten PV-Potenzials ergibt sich als

$$K_{PV, \text{ ungenutztes Potenzial}} = (\min(E_{PV, \text{ erzeugt}}, E_{\text{Netzbezug}}) - E_{PV, \text{ genutzt}}) \times \text{Arbeitspreis}$$

$$\text{Anteil} = \frac{K_{PV, \text{ ungenutztes Potenzial}}}{K_{\text{gesamt}}}$$

mit dem vollkommenen Arbeitspreis je kWh (siehe Tabelle 11).

Die Kappung am Netzbezug war erforderlich, weil nur bezogene Energie eingespart werden kann. Im Gegensatz zur Definition in Kapitel 7.3.3 und der Auswertung in Kapitel 8.4.2 wurde das Potenzial hier auf den gesamten Netzbezug und nicht nur den Ladebedarf bezogen, da PV-Strom auch Gebäude- und Werkstattverbrauch sowie Umwandlungsverluste deckt und in allen Fällen dieselbe Kostenposition vermeidet. Bewertet wurde nur die zusätzliche Nutzung, denn der bereits erreichte Eigenverbrauch ist in den Ist-Kosten enthalten.

Der Speicher wurde auf Tagesbasis simuliert. Je Tag wurde aus dem gemessenen Überschuss geladen, soweit die nutzbare Kapazität reichte, und anschließend entsprechend dem gemessenen, nächtlichen Netzbezug entladen. Ein Übertrag zwischen Tagen findet nicht statt. Alle Kapazitätsangaben beziehen sich auf die nutzbare Energie. Es wurden lediglich zwei Annahmen getroffen: ein Round-Trip-Wirkungsgrad von 90% einschließlich Wechselrichter sowie die Annahme, dass der Speicher nachts vollständig in den Ladebedarf entladen werden kann.

Die Bewertung erfolgte bewusst ohne vollständige Investitionsrechnung. Ausgewiesen werden die jährlich verschobene Energiemenge, die daraus resultierende Zahl der Vollzyklen sowie der Jahresnutzen je Kilowattstunde nutzbarer Kapazität.

Für den spezifischen Anschaffungspreis wurde je Speichergröße eine Bandbreite aus Unter- und Obergrenze angesetzt (Tabelle 15). Die Werte sind als Marktrichtwerte für installierte, schlüsselfertige Systeme in Euro je kWh ohne Umsatzsteuer zu verstehen. Sie stützen sich auf veröffentlichte Preisangaben von Batteriegrossspeicher.org<sup>7</sup>, Fiegenbaum Solutions<sup>8</sup>, PVB<sup>9</sup> und Logic Energy<sup>10</sup>. Die Untergrenze entspricht einem Standort mit einfachem Netzanschluss. Die Obergrenze berücksichtigt zusätzliche Aufwände etwa für Netzanschluss, Tiefbau und Brandschutz. Da keine der Quellen konkret auf den österreichischen Markt bezogen ist, sind die Werte als Näherung für den DACH-Raum zu verstehen.

**Tabelle 15: Kostenannahmen für verschiedene Speichergrößen (spezifische Anschaffungspreise, netto, installiert)**

| Kapazität (kWh) | Min. €/kWh | Max. €/kWh | Quelle Min. Kosten                                                         | Quelle Max. Kosten                                                                            |
|-----------------|------------|------------|----------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>100</b>      | 450        | 750        | Logic Energy (50–100 kWh ≈ 450)                                            | Batteriegrossspeicher.org (100–300 kWh: 450–750)                                              |
| <b>250</b>      | 300        | 750        | Logic Energy (200–500 kWh: 300–450)                                        | Batteriegrossspeicher.org (100–300 kWh: 450–750)                                              |
| <b>500</b>      | 300        | 650        | Logic Energy (200–500 kWh: 300–450)<br>Fiegenbaum (250 kWh–1 MWh: 350–500) | PVB (422 kWh: 400–610; 1 MWh: 330–530);<br>Batteriegrossspeicher.org (300–1000+ kWh: 400–650) |
| <b>1 000</b>    | 300        | 650        | Fiegenbaum (1 MWh: 300–450)                                                | Batteriegrossspeicher.org (300–1000+ kWh: 400–650)                                            |
| <b>2 000</b>    | 240        | 530        | Fiegenbaum (2 MWh: 240–360)                                                | PVB (1 MWh: 330–530)                                                                          |
| <b>3 000</b>    | 220        | 450        | Fiegenbaum (1–5 MWh: 220–450)                                              | PVB (5 MWh+: 270–450);<br>Fiegenbaum (1–5 MWh: 220–450)                                       |

<sup>7</sup> [www.batteriegrossspeicher.org/gewerbespeicher-kosten-und-wirtschaftlichkeit/](http://www.batteriegrossspeicher.org/gewerbespeicher-kosten-und-wirtschaftlichkeit/)

<sup>8</sup> <https://www.fiegenbaum.solutions/blog/solar-und-batteriespeicher-wie-unternehmen-von-rekordinvestitionen-in-erneuerbare-energien-profitieren-koennen>

<sup>9</sup> <https://www.pvb.com/de/blog/how-much-does-a-ci-bess-really-cost-in-2026-europe-total-installed-cost-guide-for-cfos-updated-june-2026/>

<sup>10</sup> <https://www.logicenergy.de/neuigkeiten/stromspeicher-100-kwh-preis-2026>

Die statische Amortisationsdauer ergibt sich als Quotient aus spezifischem Anschaffungspreis und spezifischem Jahresnutzen. Sie berücksichtigt nicht Degradation, Betriebskosten, Wechselrichtertausch oder Zyklen-Lebensdauer und stellt daher eine untere Grenze der tatsächlichen Amortisationsdauer dar. Die genannten Quellen geben allesamt eine durchschnittliche Lebensdauer von 10-15 Jahren an.

Ein möglicher Beitrag des Speichers zur Reduktion der Leistungsspitze wurde nicht berücksichtigt und wäre zusätzlicher Nutzen. Für die Einspeisung wurde kein Erlös angesetzt; jede selbst genutzte Kilowattstunde spart damit den vollen Arbeitspreis ohne Opportunitätskosten. Dies ist die für einen Speicher günstigste Annahme.

### 10.5.3 Ergebnisse

#### Kostenwert des ungenutzten Potenzials

Über 13 Monate wurden rund 394 MWh eingespeist, obwohl gleichzeitig Netzbezug anfiel. Bei vollständiger Nutzung dieser Energie wären Arbeitspreiskosten von 60.752 € vermieden worden. Das ist die absolute Obergrenze jeder Maßnahme zur Verbesserung der PV-Nutzung. Dazu kann Abbildung 39 in Kapitel 8.4.2 betrachtet werden. Diese Obergrenze ist strukturell begrenzt, und zwar aus zwei unterschiedlichen Gründen:

Erstens war die Anlage nach dem Ausbau im Juli 2025 für den damaligen Bedarf überdimensioniert. Im August 2025 überstieg die verfügbare Erzeugung mit 119 MWh den Gesamtverbrauch von 110 MWh; ein Teil des Überschusses war unabhängig von jeder Speichergröße nicht nutzbar, weil kein Bedarf vorhanden war.

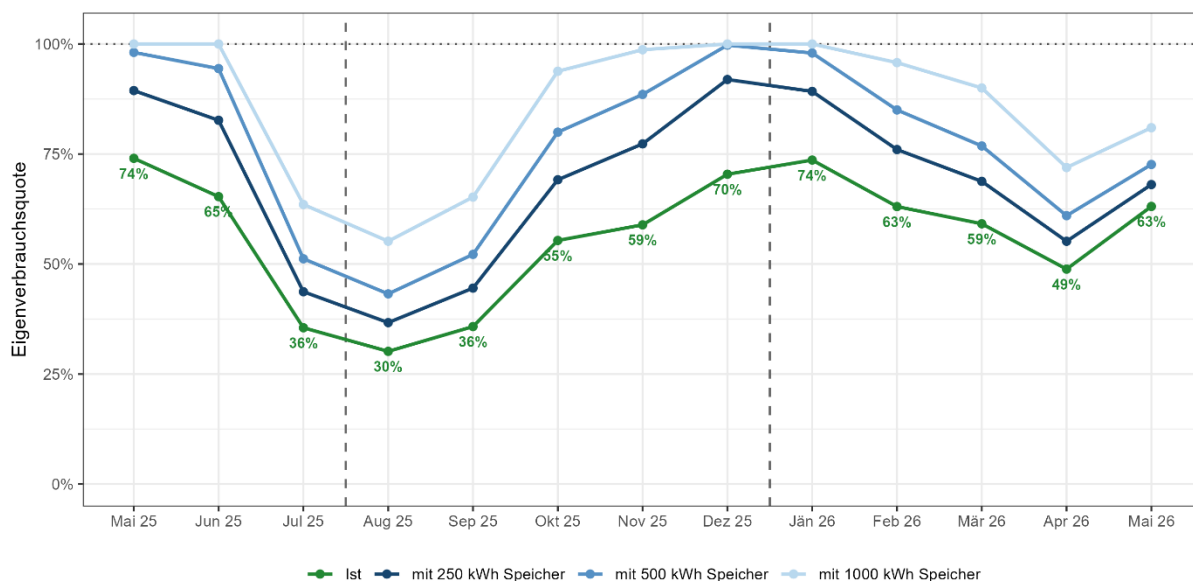
Zweitens hat die Skalierung das Verhältnis seither umgekehrt. Während das strukturelle Potenzial im Sommer 2025 zwischen 77% und 108% lag, betrug es im Mai 2026 nur noch 44% — bei gleichzeitig deutlich höherer absoluter Erzeugung. Der Bedarf wuchs schneller als die Erzeugung. Der maximal erreichbare Deckungsanteil verringerte sich damit im Verlauf des Pilotbetriebs, obwohl die Anlage ausgebaut wurde. Kapitel 8.4.2 zeigt denselben Effekt bezogen auf den Ladebedarf.

Im Winter fällt die Erzeugung schließlich so weit ab, dass kaum Überschuss entsteht: Im Dezember 2025 und Jänner 2026 lag das strukturelle Potenzial bei rund 12%.

#### Möglichkeiten eines Speichers

Abbildung 54 zeigt, welcher Anteil der Erzeugung heute selbst genutzt wird und wie sich dieser Anteil mit ausgewählten Speicherkapazitäten erhöhen würde. Die Eigenverbrauchsquote lag im Ist-Zustand zwischen 30% im August 2025 und zuletzt 63% im Mai 2026. Der Durchschnitt der Monatswerte lag bei 56%. Ein Speicher hebt sie in den Wintermonaten nahezu auf 100%, in den Sommermonaten dagegen nur begrenzt.

Tabelle 16 zeigt die Potenziale verschiedener Speicherkapazitäten in verschiedenen Metriken. Dabei wird deutlich, dass nur sehr große Speicherkapazitäten den PV-Überschuss deutlich erschließen können. Gleichzeitig sinkt die Auslastung der Speicher mit steigender Kapazität und folglich die Ersparnis pro Jahr und installierter kWh Kapazität. Kleine und große Speicher scheitern an unterschiedlichen Grenzen, die Abbildung 55 sichtbar macht. Ein 100-kWh-Speicher ist durch seine eigene Kapazität begrenzt. Er ist an rund 320 Tagen im Jahr vollständig geladen, auch im Winter, und nutzt damit die installierte Kapazität sehr



**Abbildung 54: PV-Eigenverbrauchsquote: Ist und mit Speicher in verschiedenen Größen**

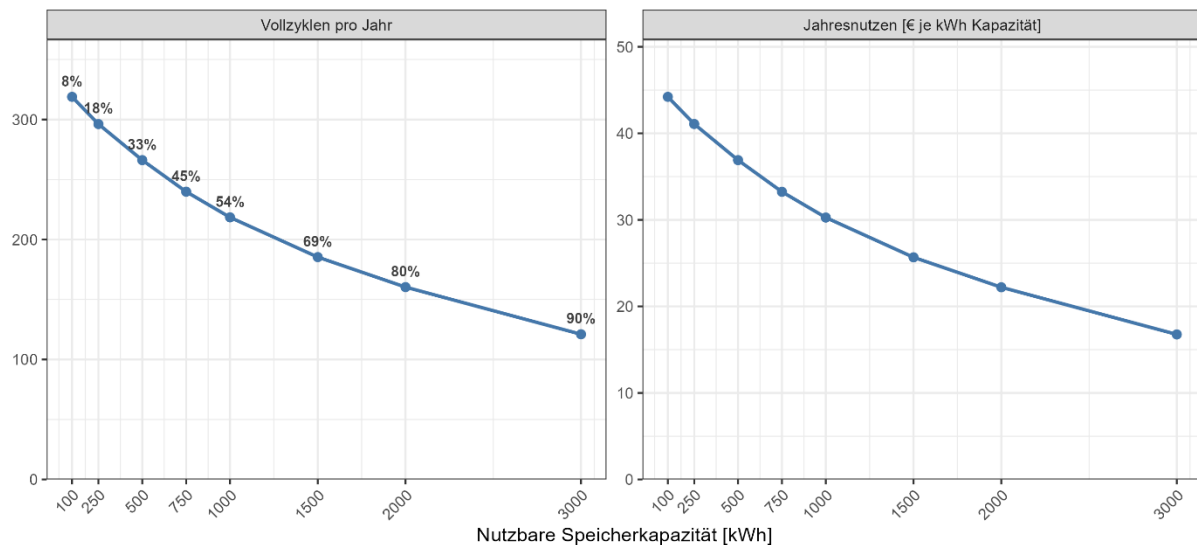
gut aus — hebt aber nur 8% des Überschusses. Ein 3-MWh-Speicher ist umgekehrt durch den verfügbaren Überschuss begrenzt. Er nutzt 90% davon, erreicht aber nur 121 Vollzyklen, weil er an einstrahlungsschwachen Tagen und im Winter nicht gefüllt wird. Entsprechend verschiebt sich auch die saisonale Verteilung: Beim kleinen Speicher entfallen 44% der Ersparnis auf das Winterhalbjahr (Oktober bis März), beim großen nur 24%. Der Jahresnutzen je Kilowattstunde Kapazität sinkt dadurch von 44,2€ für einen 100-kWh-Speicher auf 16,8 € für einen 3-MWh-Speicher.

**Tabelle 16: Potenziale verschiedener Speicherkapazitäten**

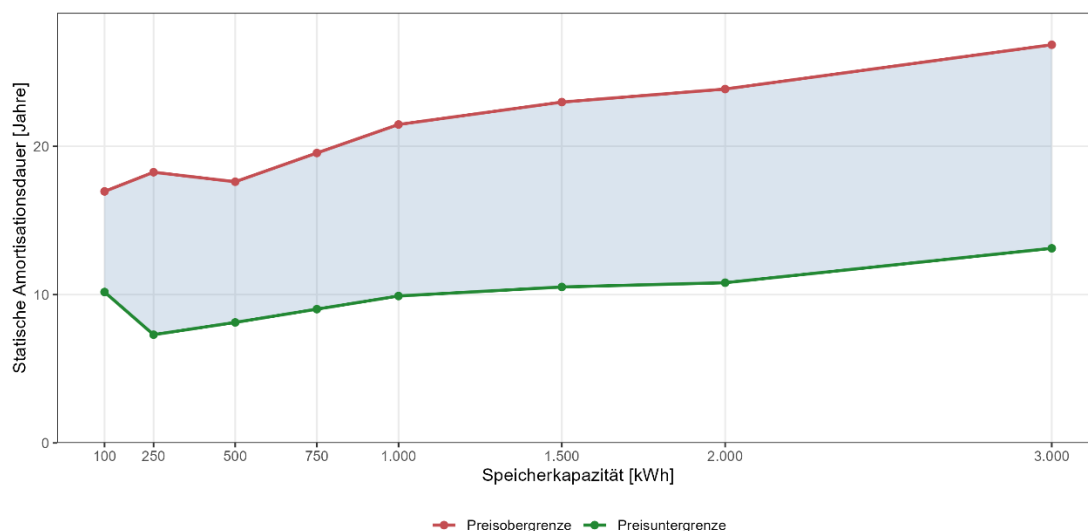
| nutzbare Kapazität | Vollzyklen je Jahr | Anteil am Überschuss | Ersparnis je Jahr | Ersparnis je kWh und Jahr |
|--------------------|--------------------|----------------------|-------------------|---------------------------|
| <b>100 kWh</b>     | 319                | 8%                   | 4.421 €           | 44,2 €                    |
| <b>250 kWh</b>     | 296                | 18%                  | 10.270 €          | 41,1 €                    |
| <b>500 kWh</b>     | 266                | 33%                  | 18.451 €          | 36,9 €                    |
| <b>1000 kWh</b>    | 218                | 54%                  | 30.268 €          | 30,3 €                    |
| <b>2000 kWh</b>    | 160                | 80%                  | 44.417 €          | 22,2 €                    |
| <b>3000 kWh</b>    | 121                | 90%                  | 50.279 €          | 16,8 €                    |

Die auf den spezifischen Anschaffungspreis aus Tabelle 15 bezogenen Ergebnisse der statischen Amortisationsrechnung sind in Abbildung 56 dargestellt. Bei der unteren Preisgrenze liegt das Optimum bei 250 kWh (7,3 Jahre) bis 500 kWh (8,1 Jahre) nutzbarer Kapazität, damit auch innerhalb einer durchschnittlichen Lebensdauer von 10-15 Jahren. Bei der oberen Preisgrenze liegen die Speicher der Kapazitäten 100 kWh – 500 kWh bei 17,0 bis 18,3 Jahren. In jedem Fall sind es eher kleinere Kapazitäten, die sich hier schneller amortisieren und deutlich unterhalb der Größe, die den Sommerüberschuss abdecken würde. Da die statische Rechnung wie bereits beschrieben eine untere Grenze darstellt, ist

eine Wirtschaftlichkeit auf Basis der reinen PV-Eigenverbrauchserhöhung damit nur bei Anschaffungspreisen deutlich an der unteren Preisgrenze zu erwarten.



**Abbildung 55: Vollzyklen und Jahresnutzen je kWh Kapazität**



**Abbildung 56: Amortisation verschiedener Speichergrößen für die Preisunter-/obergrenzen aus Tabelle 15**

### Schlussfolgerung

Die Bewertung setzte für die Einspeisung keinen Erlös an und unterstellte damit die für einen Speicher günstigste Annahme: Jede selbst genutzte Kilowattstunde spart den vollen Arbeitspreis, ohne dass an anderer Stelle Erlöse entfallen. Wird der Überschuss vergütet, etwa über eine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft, verringert sich der Vorteil der Speicherung entsprechend, da die eingespeicherte Energie sonst Erlöse erzielt hätte. Der Nutzen je geladener Kilowattstunde ergibt sich dann aus dem Arbeitspreis, verringert um die Speicherverluste, abzüglich der entgangenen Vergütung, wobei diese vom Trafoverlust geringfügig beeinflusst wird. Eine Vergütung von rund der Hälfte des Arbeitspreises (hier ca. 7,7 ct/kWh) senkt den Jahresnutzen auf rund 41% des berechneten Szenarios. Die Amortisationsdauer steigt dadurch dann auf mehr als das Doppelte: Bei der

Preisuntergrenze liegt sie im Optimum bei 17,8 Jahren (250 kWh) bis 19,8 Jahren (500 kWh).

Weiterhin wurde die hier vorgestellte Rechnung rückblickend für den gesamten Pilotbetrieb erstellt. Ein großer Teil des Einsparpotenzials entsteht hier in den Monaten mit besonders starkem Überschuss nach dem Ausbau der PV-Anlage im Sommer 2025 und wäre schon im Jahr 2026 im Sommer nicht mehr in gleichem Maße abrufbar. Wie in Kapitel 8.4.2 beschrieben und auch in Abbildung 54 gut sichtbar, konnte bereits durch Anpassungen der Disposition und Ladestrategien von April 2026 auf Mai 2026 der PV-Eigenverbrauch um 14% erhöht werden. Es ist auch anzunehmen, dass dieser Spielraum zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs durch Disposition und Nutzungsanpassung noch nicht ausgeschöpft ist. Es wäre daher zu empfehlen eine Neubewertung der Speicher nach vollständiger Umstellung der Disposition und Kenntnis der verbleibenden Potenziale vom Sommer 2026 vorzunehmen. Bei deutlich geringeren verbleibenden Überschüssen wird das Optimum ggf. zu noch kleineren Speicherkapazitäten verschoben werden.

### **Zentrale Erkenntnisse der Wirkungsanalyse**

Lenker:innen-spezifische Verbrauchsunterschiede waren gering, sodass Schulungsmaßnahmen zwar den Gesamtverbrauch geringfügig reduzieren könnten, jedoch nicht wirtschaftlich wären.

Die pilotierte Ladesteuerung reduzierte den Leistungspeak je Monat und folglich die leistungsabhängigen Stromkosten im Vergleich zu Referenzstrategien wesentlich.

Ein Batteriespeicher könnte die Nutzung des eigenen PV-Stroms erhöhen, weist aber lange Amortisationsdauern auf, sodass die Wirtschaftlichkeit einer solchen Investition zweifelhaft ist.

## 11 Conclusio und Ausblick

In OptiChargE wurde eine Lademanagement-Software entwickelt, die Albus als Busbetreiber sowohl bei der Umstellung auf einen Busbetrieb mit batterieelektrischen Bussen und bei dessen weiterer Skalierung als auch in den operativen Abläufen, insbesondere bei der Planung und Steuerung von Ladevorgängen erfolgreich unterstützt hat und über das Projekt hinaus weiter unterstützen wird. Die Daten, die dabei in einem 13-monatigen Pilotbetrieb erhoben wurden, ermöglichten einerseits die umfangreiche Analyse von Energieverbräuchen und Ladeprozessen sowie andererseits die quantitative Bewertung des entwickelten Lastmanagements und der angewendeten operativen Ladestrategien im realen Betrieb. Aus den im Projekt gewonnenen Erfahrungen wurden wichtige Aspekte für eine Skalierung des elektrischen Busbetriebs aus Betreibersicht herausgearbeitet und Handlungsempfehlungen formuliert, die Unternehmen innerhalb der Dr. Richard Unternehmensgruppe sowie externe Unternehmen bei einer Umstellung leiten können.

Im Rahmen des Pilotbetriebs untersuchte OptiChargE Einflussfaktoren auf den Energiebedarf eines elektrischen Busbetriebs. Aus Betreibersicht sind dabei insbesondere zwei Aspekte relevant: Saisonalität und Einfluss durch Lenker:innen. Der Verbrauch unterliegt einer starken Saisonalität, die in Salzburg insbesondere durch einen erhöhten Verbrauch durch das Heizen der Fahrgasträume im Winter bedingt ist. Der um circa 50% höhere Energiebedarf im Winter ist sowohl bei der Dimensionierung der Ladeinfrastruktur und Energieversorgung als auch in der Planung von Fahrzeugumlauf und insbesondere von Ladefenstern zu berücksichtigen. Die Unterschiede zwischen Lenker:innen hinsichtlich Energieverbrauch durch den Antrieb der Busse haben sich als geringer herausgestellt als zu Projektbeginn vermutet. Eine wesentliche Rolle dürfte dabei die Fahrsoftware spielen, mit deren Kalibrierung sich Albus (außerhalb des Forschungsprojekts) intensiv beschäftigt hat. Unter anderem begrenzt die Fahrsoftware die Leistung beim Beschleunigen und trägt damit zur Stabilisierung der Antriebsverbräuche bei. Im Gegensatz zu Dieselnissen spielt hier auch die Rekuperationsfähigkeit der BEBs hinein. Kinetische Energie geht bei häufigem Bremsen nicht verloren, sondern kann größtenteils in die Batterie zurückgespeist werden. Die Streuung je Lenker:in hinsichtlich Antriebsverbrauch ist im Vergleich zu den Unterschieden zwischen Lenker:innen höher – vermutlich bedingt durch äußere Einflüsse wie Fahrgastaufkommen und Verkehrslage. Entsprechend zeigte eine Potenzialanalyse auf, dass keine wirtschaftlich relevante Reduktion des Energiebedarfs durch Schulungsmaßnahmen zu erwarten ist.

Der im Projekt verfolgte Ansatz einer detaillierten Verbrauchsmodellierung wurde zusätzlich zu den vielschichtigen Einflussfaktoren durch eine herausfordernde Datengrundlage erschwert. Über eine eigens installierte Telematikeinheit konnte kein Zugriff auf Daten des momentanen Verbrauchs des Fahrzeugs erfolgen. Die Abschätzung des momentanen Antriebsverbrauchs über die detailliert gemessene Fahrzeugkinematik und ein physikalisches Modell konnte die fehlende direkte Messung im Projektplan erfolgreich abfedern. Die getrennte Modellierung des Verbrauchs durch Heizung und Klimatisierung bildete die Temperaturabhängigkeit grundsätzlich erfolgreich ab. Dennoch blieb gerade in den kalten Monaten ein signifikanter Anteil der Varianz unerklärt. Eine darauf aufsetzende Vorhersage lieferte teilweise Prognosen, die wesentlich vom tatsächlichen Verbrauch der Busse abwichen. Obwohl eine Verbrauchsprognose einem Lademanagementsystem mehr Flexibilität bieten könnte, da Fahrzeuge zu ihrem Abfahrtszeitpunkt nicht notwendigerweise

vollgeladen werden müssten, blieb der im Projekt entwickelte Prognoseansatz hinter den Anforderungen an seine Zuverlässigkeit hinsichtlich der Ausfallsicherheit des Busbetriebs zurück und wurde nicht im operativen System verwendet. Insgesamt zeigte der Ansatz einer detaillierten Verbrauchsprognose Potenzial, Ladesteuerungen zu optimieren, Datenverfügbarkeit und -qualität im Realbetrieb sind jedoch kritische Aspekte, die frühzeitig mit Fahrzeugherstellern abgestimmt werden müssen.

Zusätzlich zur Modellierung des momentanen Antriebsverbrauchs auf Straßenabschnitten, auf denen Daten tatsächlicher Befahrungen vorliegen, beschäftigte sich das Projekt auch damit, den Verbrauch auf einem unbefahrenen Straßenabschnitt aus seinen baulichen Eigenschaften abzuschätzen. Im Rahmen einer Masterarbeit (Opitz, 2025) konnte erfolgreich gezeigt werden, dass durch gezielte Merkmalskonstruktion eine solche Abschätzung zuverlässig möglich ist.

Durch die enge Einbindung des Busbetreibers Albus als Projektpartner konnte OptiChargE Anforderungen an eine Lademanagement-Software aus Nutzer:innensicht herausarbeiten. Die Integration bestehender IT-Systeme eines Verkehrsunternehmens ist bei einer schrittweisen Umstellung auf BEBs essenziell, um einen reibungslosen Parallelbetrieb von Diesel- und elektrischen Bussen zu ermöglichen. Durch die längere Dauer von Ladeprozessen im Vergleich zum Betanken von Dieseln ist zusätzlich ein Monitoring von Ladezuständen nötig. Insbesondere nachts außerhalb der regulären Betriebszeiten braucht es zusätzlich eine automatisierte Alarmierung. Im Projektverlauf zeigte sich zudem die Präferenz von Albus nach Möglichkeiten der manuellen Steuerung und Optimierung von Ladeprozessen. Ladestrategien sollten in enger Abstimmung mit Änderungen an der Fahrzeugdisposition optimiert werden können und die Begrenzung der Peak-Leistung manuell erfolgen. Dies adressiert die Tatsache, dass Ladestrategien ganzheitlich zu verstehen sind und nicht nur ein Lastmanagement unter einer gegebenen Umlaufstruktur bedeuten. Entsprechend muss eine Lademanagement-Software die Betriebsprozesse durch geeignete Analyse- und Steuerungsfunktionen unterstützen. Dadurch, dass nur ein Busbetreiber in den Entwicklungsprozess involviert war, stellen die erzielten Erkenntnisse keine allgemeingültigen Nutzer:innenbedürfnisse dar. Bei anderen betrieblichen Organisationsformen oder Präferenzen kann ein höherer Automatisierungsgrad bevorzugt werden. Weitere Anforderungsstudien sind nötig, um die OptiChargE-Ergebnisse zu ergänzen und generelle Designprinzipien für eine Lademanagement-Software zu erarbeiten.

Die im Projekt entwickelte Lademanagement-Software ermöglicht daher den Nutzer:innen die Definition verschiedener Ladeprofile, sowohl für Ladepunkte als auch Fahrzeuge, und damit Flexibilität zur Umsetzung verschiedener ganzheitlicher Ladestrategien. Ein globaler Leistungsgrenzwert wird manuell eingestellt, um Lastspitzen des Energiebedarfs zu verhindern. Analysedashboards ermöglichen die Identifikation von weiteren Optimierungspotenzialen und zeigen auf, wenn der Leistungsgrenzwert dazu führt, dass Busse nicht ausreichend geladen würden. Die Evaluierung im Rahmen des Pilotbetriebs zeigte, dass dieser Ansatz Lastspitzen erfolgreich vermeiden und Netzleistungskosten damit geringhalten kann. Insbesondere konnte die maximale Netzleistung im Realbetrieb unter der eines Referenzmodells gehalten werden, das die Ladeprozesse je Bus über dessen gesamte Standzeit streckt. Ein Vergleich mit einem vollautomatisierten Lastmanagement, z.B. basierend auf einem mathematischen Optimierungsmodell, wurde im Pilotbetrieb nicht durchgeführt. Zukünftige Studien sind nötig, um die Effektivität von manuell gesteuerten

Lastmanagementmodellen im Vergleich zu vollautomatisierten Modellen im Realbetrieb zu bewerten. Außerhalb von OptiChargE kommt die entwickelte Lademanagment-Software mittlerweile auch bei weiteren Unternehmen erfolgreich zum Einsatz.

Ein wesentlicher Aspekt bei der Entwicklung ganzheitlicher Ladestrategien ist auch die Nutzung des am Betriebshof erzeugten PV-Stroms. Durch Umstellungen an den Umlaufplänen im Vergleich zum Dieselbusbetrieb konnten BEBs untertags in den Betriebshof zurückkehren und somit mit PV-Strom geladen werden – unterstützt durch entsprechende Ladeprofile der Software. Dabei spielt die Saisonalität, sowohl hinsichtlich Energiebedarfs als auch hinsichtlich Verfügbarkeit von PV-Strom, eine wesentliche Rolle. Während Depotzwischenladen im Sommer den Nutzungsgrad von PV-Strom erhöhen und damit Energiekosten senken kann, ist an sonnenarmen Tagen, insbesondere im Winter darauf zu achten, dass durch dieselben kurzen Ladefenster untertags keine Leistungsspitzen im Netzbezug anfallen. Um untertags erzeugten PV-Strom auch für nächtliche Ladeprozesse nutzen zu können und somit die PV-Nutzung weiter zu erhöhen, untersuchte das Projekt das Potenzial von Batteriespeichern. Zumindest im konkreten Fall von Albus ergab sich dabei eine lange Amortisationsdauer, die die Wirtschaftlichkeit einer solchen Strategie aufgrund hoher Investitionskosten in Zweifel stellt. Für andere Betreiber mit anderen Standortbedingungen könnten Batteriespeicher dennoch sinnvoll sein. Weitere, standortübergreifende Untersuchungen könnten helfen, generelle Aussagen abzuleiten. Dabei ist zu beachten, dass insbesondere sinkende Kosten für Speicherlösungen das Bewertungsergebnis in Zukunft auch am Albus-Standort verändern könnten.

Des Weiteren untersuchte OptiChargE die Skalierung eines elektrischen Busbetriebs. Dabei wurden verschiedene Dimensionen erarbeitet, die bei einer Skalierung betroffen sind. Neben der Fahrzeugflotte und der Ladeinfrastruktur gilt es ebenso Linien- und Umlaufstrukturen, Abläufe im Depot, Energieversorgung, Software und dafür nötige Daten, Organisation und Know-how im Kontext eines elektrischen Busbetriebs sowie Finanzierungs- und Fördermöglichkeiten zu beachten. Aufgrund von Zusammenhängen mit anderen Dimensionen kann dabei keine Skalierungsdimension einzeln betrachtet werden. Darüber hinaus hängt die beste Skalierungsstrategie stark von Standort- und Kontextbedingungen ab, sodass konkrete Skalierungspläne standortspezifisch erarbeitet werden müssen. OptiChargE liefert daher allgemeine Leitfragen und Handlungsempfehlungen, die weitere Busbetreiber innerhalb und außerhalb der Dr. Richard Gruppe bei der Skalierung des elektrischen Busbetriebs leiten können. Ein stufenweiser Skalierungsprozess unter ständiger Berücksichtigung des Zielbilds ermöglicht es, Standortbedingungen sowie Lade- und Betriebsprozesse in jeder Ausbaustufe zu verstehen und zu stabilisieren. Damit wird die Komplexität der Elektrifizierung beherrschbar. Wenngleich unterschiedliche Standortbedingungen und Skalierungsansätze im Rahmen einer Literaturrecherche miteinbezogen worden sind, beschränkt sich die praktische Grundlage der Handlungsempfehlungen auf die Erfahrungen eines einzelnen Skalierungsprozesses eines konkreten Busbetreibers. Dieser ist dadurch charakterisiert, dass alle Busse täglich in den Betriebshof zurückkehren und dort zentral geladen werden können. Insbesondere verteilte Betriebsstrukturen und alternative Ladetechnologien, wie Pantographen, wurden nicht praktisch untersucht. Entsprechende Elektrifizierungsprojekte sollten zukünftig in weiterführenden Studien begleitet werden.

Allgemein fokussierte die wissenschaftliche Begleitung der Elektrifizierung bei Albus auf die Betreibersicht. Daher standen weder Handlungsempfehlungen für gesetzliche und förderstrategische Rahmenbedingungen noch eine gesellschaftliche Bewertung im Projektfokus von OptiChargE. Auch Fragen des bidirektionalen Ladens, beispielsweise nach der technischen Machbarkeit, der Wirtschaftlichkeit für Busbetreiber und Stabilisierungseffekte auf das Stromsystem, waren nicht Projektgegenstand. Im Forschungsprojekt V2GOAL (Vehicle-to-Grid Operations for Optimized Austrian Logistics) sind Albus und Salzburg Research als Projektpartner vertreten und werden diese Fragen im Rahmen eines Vehicle-to-Grid Demonstrators adressieren.

Das Beispiel Albus zeigt auf, dass Busbetriebe erfolgreich und skalierend elektrifiziert werden können. Die begleitende Forschung in OptiChargE ermöglicht es, das erlangte Know-how weiteren Busbetreibern zur Verfügung zu stellen und kann damit zur Reduktion von Barrieren für die Umstellung auf BEBs beitragen. Damit fördert das Projekt die zügige Transformation des Linienbussektors und trägt schließlich zur Erreichung von Klimaneutralitätszielen im Verkehrssektor bei. Die im Projekt untersuchte Optimierung von Energiekosten unterstützt die Reduktion von operativen Kosten und damit die Wirtschaftlichkeit eines elektrischen Busbetriebs und kann zur Dekarbonisierung des Linienbusverkehrs und zur wirtschaftlichen Umsetzung batterieelektrischer Busflotten beitragen.

## Quellennachweise

- Ager-Wick Ellingsen, Linda, Rebecca Jayne Thorne, Julia Wind, Erik Figenbaum, Mia Romare, und Anders Nordelöf. 2022. "Life Cycle Assessment of Battery Electric Buses." *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 112 (November): 103498. <https://doi.org/10.1016/j.trd.2022.103498>.
- Asamer, Johannes, Anita Graser, Bernhard Heilmann, und Mario Ruthmair. 2016. "Sensitivity Analysis for Energy Demand Estimation of Electric Vehicles." *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 46 (July): 182–99. <https://doi.org/10.1016/j.trd.2016.03.017>.
- Belloni, Mattia, Davide Tarsitano, und Edoardo Sabbioni. 2025. "A Comprehensive Analysis of Energy Consumption in Battery-Electric Buses Using Experimental Data: Impact of Driver Behavior, Route Characteristics, and Environmental Conditions." *Electronics* 14 (4): 735. <https://doi.org/10.3390/electronics14040735>.
- Berndt, Donald J., und James Clifford. 1994. "Using Dynamic Time Warping to Find Patterns in Time Series." *Proceedings of the 3rd International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining* (Seattle, WA), AAAIWS'94, July 31, 359–70.
- Chauhan, Abhishek, Amardeep Singh, und Paurav Goel. 2026. "Optimization of Electric Bus Fleet Size in Urban Public Transport: A Comprehensive Review". *2026 International Conference on Smart Futuristic Technology*, Januar 2, 1–6. <https://doi.org/10.1109/ICSFT66733.2026.11506887>.
- Ciliz, Ekrem, Halit Alper Özbaş, Arda Çetinkaya, und Emre Kiziltepe. 2025. "Electrifying Istanbul's Metrobus: A Pantograph Charging Approach." *2025 16th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO)*, November, 1–5. <https://doi.org/10.1109/ELECO69582.2025.11329215>.
- Donkers, Alex, Dujuan Yang, und Miloš Viktorović. 2020. "Influence of Driving Style, Infrastructure, Weather and Traffic on Electric Vehicle Performance." *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 88 (November): 102569. <https://doi.org/10.1016/j.trd.2020.102569>.
- Dröge, Kai. 2026. *noScribe*. Version 0.7. AI-powered Audio Transcription. 08. Dezember 2025. <https://noscribe.de>.
- Gasparre, Angelo, Claudia Burlando, und Tiziano Pavanini. 2025. "The Electrification of Local Public Transport as a Strategic Wayfinding Process: Policy Implementation, Path Dependence, and Organizational Practices in Italy". *Transportation Research Part A: Policy and Practice* 201 (November): 104648. <https://doi.org/10.1016/j.tra.2025.104648>.
- Heide, Ludger, Shuyao Guo, und Dietmar Göhlich. 2025. "From Simulation to Implementation: A Systems Model for Electric Bus Fleet Deployment in Metropolitan Areas". *World Electric Vehicle Journal* 16 (7): 378. <https://doi.org/10.3390/wevj16070378>.
- Jagiello, Aleksander. 2025. "Economic Efficiency of Sustainable Public Transport: A Literature Review on Electric and Diesel Buses." *Energies* 18 (6): 1352. <https://doi.org/10.3390/en18061352>.

- Kruskal, William H., und W. Allen Wallis. 1952. "Use of Ranks in One-Criterion Variance Analysis." *Journal of the American Statistical Association* 47 (260): 583–621. <https://doi.org/10.1080/01621459.1952.10483441>.
- Lajunen, Antti, und Timothy Lipman. 2016. "Lifecycle Cost Assessment and Carbon Dioxide Emissions of Diesel, Natural Gas, Hybrid Electric, Fuel Cell Hybrid and Electric Transit Buses." *Energy* 106 (July): 329–42. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.075>.
- Mayring, Philipp, und Thomas Fenzl. 2019. „Qualitative Inhaltsanalyse“. In *Handbuch Methoden der empirischen Sozialforschung*, herausgegeben von Nina Baur und Jörg Blasius. Springer Fachmedien Wiesbaden. [https://doi.org/10.1007/978-3-658-21308-4\\_42](https://doi.org/10.1007/978-3-658-21308-4_42).
- Meishner, Fabian, und Dirk Uwe Sauer. 2020. "Technical and Economic Comparison of Different Electric Bus Concepts Based on Actual Demonstrations in European Cities." *IET Electrical Systems in Transportation* 10 (2): 144–53. <https://doi.org/10.1049/iet-est.2019.0014>.
- NOW GmbH. 2021. *EU-Kommission genehmigt neue Förderrichtlinie für saubere Busse im Personenverkehr*. Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie. <https://www.now-gmbh.de/aktuelles/pressemitteilungen/eu-kommission-genehmigt-neue-foerderrichtlinie-fuer-saubere-busse-im-personenverkehr/>
- Landeshauptstadt Wiesbaden. 2026. „Erster E-Gelenkbus überzeugt: Sechs weitere sollen folgen“. Pressemitteilung. Wiesbaden, 26. Februar 26. <https://www.wiesbaden.de/pressemitteilungen/pressereferat/februar/260226-Gelenkbus>.
- López, Iván, Pedro Luis Calvo, Gonzalo Fernández-Sánchez, et al. 2022. "Different Approaches for a Goal: The Electrical Bus-EMT Madrid as a Successful Case Study." *Energies* 15 (17): 6107. <https://doi.org/10.3390/en15176107>.
- Opitz, Jakob Heinrich. 2025. "Generalisierendes Verbrauchsmodell zur Voraussage des Energiebedarfs von Elektrobussen" <https://resolver.obvsg.at/urn:nbn:at:at-ubs:1-57702>.
- PwC, PricewaterhouseCoopers GmbH WPG. 2024. *Begleituntersuchung zur Förderung von Elektrobussen im ÖPNV*. Abschlussbericht. <https://www.pwc.de/de/branchen-und-markte/oeffentlicher-sektor/begleituntersuchung-zur-foerderung-von-elektrobussen-im-oepnv.pdf>.
- Soares, Laura, Hao Wang, Warren J. Berry, und Marc Tuozzolo. 2026. "Life Cycle Cost Analysis and Environmental Assessment of Battery Electric Bus Charging Strategy: Case Study in New Jersey." *International Journal of Sustainable Transportation* 0 (0): 1–16. <https://doi.org/10.1080/15568318.2026.2691417>.
- UITP, International Association of Public Transport. 2021. „Large-Scale Bus Electrification“. Knowledge Brief. <https://www.uitp.org/wp-content/uploads/sites/7/2025/04/Large-scale-Bus-Electrification-KB-Final.pdf>
- World Bank. 2021. *Electrification of Public Transport*. World Bank, Washington, DC. <https://doi.org/10.1596/35935>.

## Anhänge

Dieses Kapitel enthält zusätzliche und weiterführende Informationen und Materialien.

### Elektrische Infrastruktur

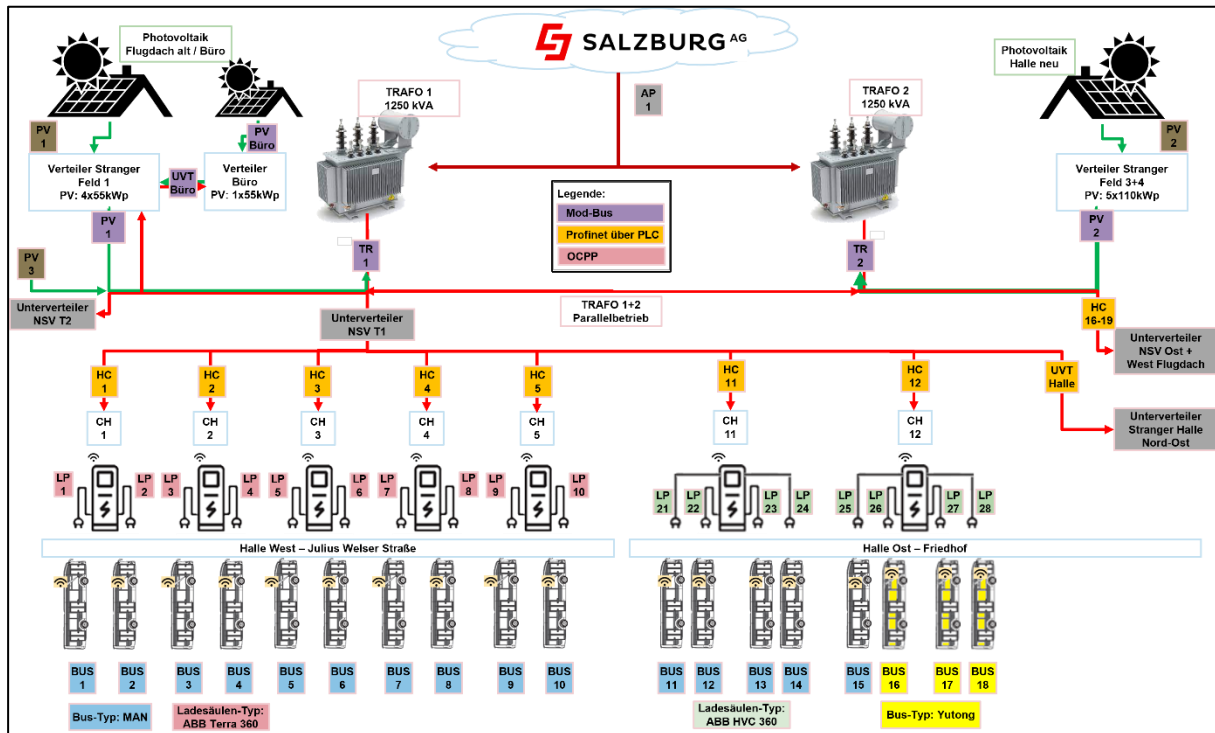


Abbildung 57: Elektrische Infrastruktur Abschnitt 1

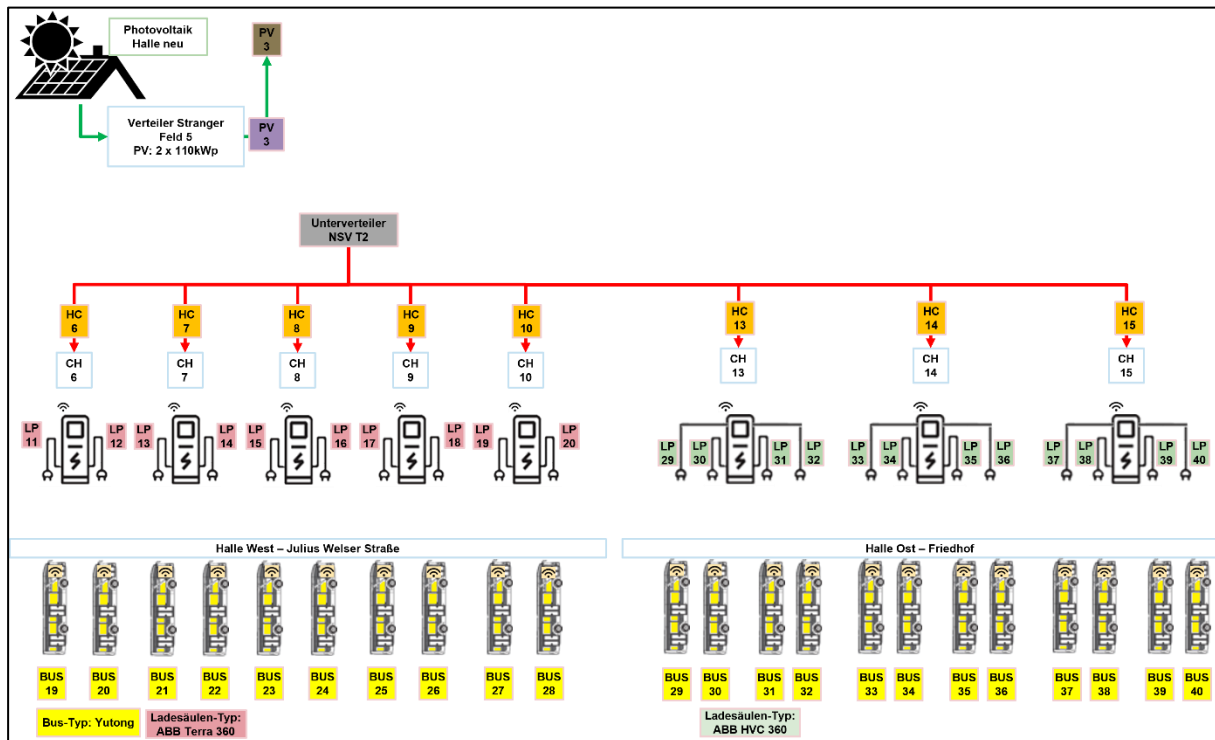


Abbildung 58: Elektrische Infrastruktur Abschnitt 2

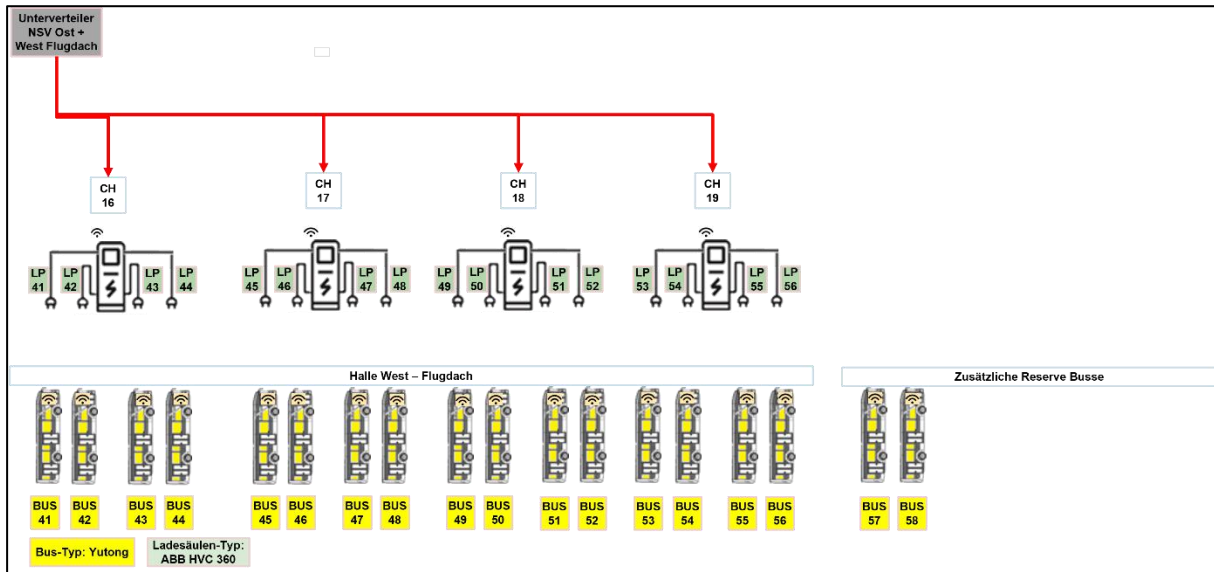


Abbildung 59: Elektrische Infrastruktur Abschnitt 3