

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Verkehr

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

MACHBARKEITSSTUDIE

Busse mit emissionsfreien Antrieben

Untersuchtes Unternehmen:

Nienaber Omnibusbetrieb KG
Koloniestraße 1
26683 Sedelsberg-Saterland
Deutschland

Konzepterstellung

IZAAC. ENERGY GmbH
Bei den Mühren 69A
20457 Hamburg

INHALTSVERZEICHNIS

1	Zusammenfassung	3
1.1	Ausgangslage und Zielsetzung	3
1.2	Technische Machbarkeit	3
1.3	Stufenweise Umsetzung	3
1.4	Energiesystemvarianten	3
1.5	Wirtschaftliche Bewertung	4
1.6	Ökologischer Nutzen	4
1.7	Empfehlungen	4
2	Einleitung	5
3	Vorgehensweise	6
3.1	Betrachtungsbereiche	6
3.2	Technische Randbedingungen für die Systemmodellierung	7
4	ANALYSE DES BUSBETRIEBS	7
4.1	Nienaber Omnibusbetrieb KG	7
4.2	Gesetzte Ziele und Erwartungen	8
5	Technologische Grundlagen	8
5.1	Energiezuführung	8
5.1.1	Ladekonzepte	8
5.1.2	Energiezuführung	8
5.2	Elektrische Energiespeicher	10
5.3	Elektrische Verteilung	12
5.3.1	Wechselstromnetze	12
5.4	Energiemarkt	13
5.4.1	Leistungspreis	13
5.4.2	Unterscheidung von Verbrauchspreis & Leistungspreis	13
5.4.3	Klassischer Stromversorger / -vertrag	14
5.4.4	PPA — Power Purchase Agreement	14
5.4.5	Börse	15
5.4.6	Eigene Erzeugung	16
5.5	Marktmechanismen	17
5.5.1	Beschreibung des Marktes	17
5.5.2	Strommarkt / Börse	17
5.5.3	Regelleistung	18
6	Umstellungsplanung im Rahmen der Elektrifizierung	20
6.1	Werkstatt und Wartung	20
6.1.1	Notwendige Werkstattausrüstung	22

6.1.2	Notwendige Mitarbeiterqualifikation	22
6.2	Erhöhung der Wertschöpfungstiefe im Betrieb	23
6.3	Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft	23
6.4	Entscheidungsfindung Klimakonzept Fahrzeuge	23
6.4.1	Rein elektrische Konditionierung	23
6.4.2	Konditionierung mit Zusatzheizung	24
6.4.3	Einordnung der Alternativen	24
7	Elektrifizierung der Umläufe	26
7.1	Stufe 0- Darstellung des Ist-Zustands Dieselbetrieb	26
7.2	Stufe 1 — Umstellung von 4 Solobussen auf batterieelektrischen Antrieb	34
7.2.1	Umlaufgestaltung und Auswahl	34
7.2.2	Interdependente Umlaufplanung und Energiesystemauslegung	36
7.2.3	Gegenüberstellung unterschiedlicher Ladestrategien	37
7.3	Stufe 2 — Vollausbau	38
7.3.1	Veränderungen der Batteriekapazität und des Effizienzgrads von Elektro-Bussen in den nächsten Jahren	38
7.3.2	Unternehmensspezifische Annahmen für die Stufe 2 — Vollausbau	40
7.3.3	Elektrifizierung der Umläufe für den Vollausbau	40
8	Derzeitiger Technischer Zustand	42
9	Technische Analyse und Konzeption	43
9.1	Technologische Möglichkeiten	43
9.1.1	Elektro- vs. Wasserstoffbusse	43
9.1.2	Solar- und Windenergie	43
9.1.3	Übergeordnete Steuerung	44
9.2	Analyse des Betriebshofs und der Flächenpotentiale	45
9.2.1	PV-Planung für die Variante 3 und Variante 4	45
9.2.2	Platzierung der Infrastruktur	46
9.3	Mögliche technische Varianten	47
9.4	Modellierung & Auswertung der Varianten	52
9.4.1	Zeitfenster für die Ladung der E-Busse (Auszug)	52
9.4.2	Berechnungsparameter	54
9.4.3	Bewertungs- & Berechnungsgrundlagen für die Auswertungen	55
9.4.4	Teilausbau - 10 Busse (ab Jahr 2026)	58
9.4.5	Vollausbau — 26 Busse (ab Jahr 2035)	72
9.5	Weiterführender Ausblick	81
9.6	Wasserstoff	81
9.7	Energetische Betrachtung der Elektrobusse (Beispielhaft an einem Fahrzeug)	82
9.8	CO ₂ -Bewertung	84

9.9	Netzentgelte	85
10	Wirtschaftlichkeit	86
10.1	Grenzen der vereinfachten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	86
10.2	Unternehmensspezifische Rahmenparameter der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung	87
10.3	Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen und Zinsen für die Werkstattertüchtigung	87
10.4	Gesamtkostenbetrachtung und Vergleichsrechnung	89
10.5	Auswirkung der Förderung	90
10.6	Abschätzung der Kostenänderung beim Vollausbau	90
11	Fazit und Handlungsempfehlungen	93
12	Literaturverzeichnis	96
13	Anhang	97

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1 Vorgehen in der Machbarkeitsstudie.....	6
Abbildung 2 Scopes der energetischen Betrachtung.....	6
Abbildung 3: Kategorien der Energiezuführung.....	9
Abbildung 4: Dockings-Stationen - Stromabnehmer am Fahrzeug (links) und Stromabnehmer an der Ladestation (rechts).....	9
Abbildung 5 Veranschaulichung der physikalischen Unterschiede zwischen DC und AC	12
Abbildung 6: Zusammenhänge eines PPA-Vertrages	14
Abbildung 7: Aktivierungs- und Laufzeiten von Regelleistung	18
Abbildung 8: Ermittlung der notwendigen Qualifikation von Beschäftigten für Arbeiten an Bussen mit HV-Systemen (Quelle: V.-B. (VBG) [2016], S. 57).....	21
Abbildung 2: Solobus SORT III Schule - Istzustands-Auswertung	28
Abbildung 3: PKW SORT III (Schule)	29
Abbildung 4: Solobusse SORT I (Schule)	29
Abbildung 5: Solobusse SORT-II (Schule)	30
Abbildung 6: Solobusse SORT-III (Schule)	30
Abbildung 7: Gelenkbusse SORT-II (Schule)	31
Abbildung 8: Gelenkbus SORT-III (Schule).....	31
Abbildung 9: Kleinbusse SORT I (Schule)	32
Abbildung 10: Kleibusse SORT III (Schule)	32
Abbildung 9: 15m SORT II (Schule).....	33
Abbildung 11: 15m SORT III (Schule)	33
Abbildung 12: Umlaufauswahl Stufe 1 - Schule	35
Abbildung 13: Batterieentwicklung; basierend auf den Werten von (Sanguesa et al. 2021).	39
Abbildung 14: Kapazitäts- und Reichweitenentwicklung von Omnibussen	39
Abbildung 16: Mögliche PV-Fläche und zusätzliche Aufstellorte für Ladepunkte am Betriebshof	45
Abbildung 17: Schematische Darstellung des Energiesystems der Variante 1 (AC)	49
Abbildung 18: Schematische Darstellung des Energiesystems der Variante 2	50
Abbildung 19: Schematische Darstellung des Energiesystems der Variante 3	50
Abbildung 20: Schematische Darstellung des Energiesystems der Variante 4	51
Abbildung 21 Anteil der Lademöglichkeiten an der Gesamt-Umlaufzeit	52
Abbildung 22 Gesamte Zeit der Abwesenheit vom Betriebshof der jeweiligen Umläufe	53
Abbildung 23: Kostenvorteil gegenüber Diesel (Stufe 1) — positiver Wert = Vorteil; negativer Wert = Nachteil	58
Abbildung 24: Monatliche Energiekosten und Kilometerpreis - E-Bus vs. Dieselbus (Stufe 1 - Variante 3 - Spotmarkt)	61
Abbildung 25: Variantenvergleich Energiekosten (Stufe 1)	61
Abbildung 26: Variantenvergleich Strompreis Netzstrom (Stufe 1)	62
Abbildung 27: Variantenvergleich Gesamtenergiebedarf (inkl. Heizöl) und Gesamtstrombedarf (Stufe 1)	64
Abbildung 28: Vergleich des Energieverbrauchs - E-Bus vs. Dieselbus (Stufe 1)	65
Abbildung 29: Elektrischer Energiefluss für Ausbaustufe 1 — Variante 1 mit reinem Strombezug	65
Abbildung 30: Elektrischer Energiefluss für Ausbaustufe 1 und Variante 2 mit Batterie	66
Abbildung 31: Elektrischer Energiefluss für Ausbaustufe 1 und Variante 3 mit PV-Anlage.....	66
Abbildung 32: Elektrischer Energiefluss für Ausbaustufe 1 und Variante 4 mit PV-Anlage und Batterie	67
Abbildung 33: Monatlicher PV-Strom-Anteil am Energieverbrauch und Verhältnis von Eigennutzung und Einspeisung (Stufe 1).....	67
Abbildung 34: Gegenüberstellung der elektrischen Verluste - links DC-Netz und rechts AC-Netz — Variante 4 (Stufe 1).....	68
Abbildung 35: Verteilung des Jahresenergieverbrauchs über die Tageszeit in Variante 4 (Stufe 1)	68
Abbildung 36: PV-Strom-Anteil pro Bus in Variante 4 (Stufe 1)	69

Abbildung 37: Batterieladung abhängig vom Spotmarkt-Strompreis in Variante 4 (Stufe 1)	70
Abbildung 38: Ladezyklen der stationären Batterie im Februar und Dezember (Stufe 1 — Variante 4) .	70
Abbildung 39: Kostenvorteil gegenüber Diesel (Stufe 2) — positiver Wert = Vorteil; negativer Wert = Nachteil	72
Abbildung 40: Monatliche Energiekosten und Kilometerpreis - E-Bus vs. Dieselbus (Stufe 2 — Variante 3).....	75
Abbildung 41: Variantenvergleich Energiekosten (Stufe 2).....	75
Abbildung 42: Variantenvergleich Strompreis Netzstrom (Stufe 2)	76
Abbildung 43: Variantenvergleich Gesamtenergiebedarf (inkl. Heizöl) und Gesamtstrombedarf (Stufe 2)	78
Abbildung 44: Vergleich des Energieverbrauchs - E-Bus vs. Dieselbus (Stufe 2 - Variante 3)	79
Abbildung 45: Elektrischer Energiefluss für Ausbaustufe 2 — Variante 3 mit reinem Strombezug.....	79
Abbildung 46: Elektrischer Energiefluss für Ausbaustufe 2 — Variante 4 mit PV-Anlage & Batteriespeicher	80
Abbildung 47: PV-Strom-Anteil am Energieverbrauch und Verhältnis von Eigennutzung und Einspeisung (Stufe 2, Variante 4)	80
Abbildung 48: Gegenüberstellung der elektrischen Verluste - links DC-Netz und rechts AC-Netz — Variante 4 (Stufe 2)	81
Abbildung 49: Ausbaustufe 1 - Zusammensetzung des Energieverbrauchs der Busse	82
Abbildung 50: Heat-Map exemplarisch für Bus 1	83
Abbildung 51 CO2-Reduktion im Teilausbau und Vollausbau durch die Elektrifizierung	84

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Fahrzeugverteilung Ist-Leistung	27
Tabelle 2: Fahrzeugreichweite gegen End of Life (EoL) in Abhängigkeit der Laufleistung	27
Tabelle 3: Leistungsverteilung Stufe 1.....	36
Tabelle 4: nichtfahrbare Umläufe	40
Tabelle 4: Energiesystem der Ausbaustufe 1 — Variantenübersicht	48
Tabelle 5: Energiesystem der Ausbaustufe 2 — Variantenübersicht.....	48
Tabelle 6: Berechnungsparameter	54
Tabelle 7: Ausbaustufe 1 - Energie- und Kostenvergleich	60
Tabelle 8: Ausbaustufe 1 — Vergleich jährlichen Kosten und Kostenvorteil gegenüber Diesel	63
Tabelle 9: Ausbaustufe 2 - Energie- und Kostenvergleich	74
Tabelle 10: Ausbaustufe 2 — Vergleich jährlichen Kosten und Kostenvorteil gegenüber Diesel.....	77
Tabelle 4: Kalkulatorische AFA — Werkstattausstattung	88
Tabelle 12: Umsetzungsplan Stufe 1	93

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AFA	Absetzung für Abnutzung
BOL	Beginn-of-Life: Beschreibt die Batteriekapazität zum Beginn der Nutzungsdauer
BYD	Build Your Dreams Europe B. V.
E-Bus	Kraftomnibus mit batterieelektrischem Antrieb
ESb-A	Solo-Elektrobus Kategorie A
EOL	End-of-Life: Beschreibt die Batteriekapazität zum Ende der Nutzungsdauer
HVAC	Heating, Ventilation and Air Conditioning
KMU	Kleine und mittelständische Unternehmen
LIS	Ladeinfrastruktur
LP	Ladepunkt
MCV	Manufacturing Commercial Vehicles, Bushersteller
PV	Photovoltaik
Sb-A	Solobus (Diesel) Kategorie A
Sb-B	Solobus (Diesel) Kategorie B
SOC	State-of-Charge — verbleibende Batteriekapazität während des Nutzungsvorgangs
SOH	State-of-Health — Gibt die max. Batteriekapazität im Verhältnis zum Ursprungszustand an
SORT	Standardised On-Road Test — Gibt den Traktionsenergieverbrauch für spezifizierte Testzyklen vor (SORT I: Schwerer Stadtverkehr, SORT II: Stadt-/Überland Mischverkehr, SORT III: Überlandverkehr)

Disclaimer:

Alle folgenden Hinweise und Empfehlungen gelten nur als Richtwerte und sollen dabei helfen, fundierte Entscheidungen zu treffen, bei Lieferanten die richtigen Fragen stellen zu können oder auch die korrekten Begriffe zu verwenden. Die nachfolgenden Details haben keinen Anspruch auf Vollständigkeit und sollen zur Orientierung dienen.

In keinem Fall sind die Verfasser in irgendeiner Stufe vertraglich, deliktisch, verschuldensunabhängig, haftpflichtig, gewährleistungspflichtig oder anderweitig haftbar für besondere, zufällige oder Folgeschäden wie z. B. Verzögerung, Unterbrechung, Produktverlust, Verlust erwarteter Gewinne oder Einnahmen.

1 ZUSAMMENFASSUNG

1.1 Ausgangslage und Zielsetzung

Die Nienaber Omnibusbetrieb KG beauftragte eine umfassende Machbarkeitsstudie zur sukzessiven Elektrifizierung ihrer Busflotte am Standort Saterland. Ziel war die Entwicklung eines technisch realisierbaren und wirtschaftlich darstellbaren Konzepts für die Umstellung auf emissionsfreie Antriebe unter Berücksichtigung der bestehenden Umläufe, der erforderlichen Infrastruktur und der lokalen Energiebereitstellung. Das Familienunternehmen transportiert täglich rund 2.200 Fahrgäste mit über 55 Bussen und strebt eine frühzeitige Anpassung an die neuen Technologien an, um einen strategischen Vorteil zu verschaffen und sich als innovativer Betrieb zu positionieren.

1.2 Technische Machbarkeit

Die Analyse der bestehenden Umläufe zeigt, dass eine Elektrifizierung von 4 Solobussen im Rahmen der ersten Ausbaustufe technisch realisierbar ist. Die ausgewählten Umläufe können durch den Einsatz von BYD-Elektrobussen mit geringfügigen Anpassungen so gestaltet werden, dass sie mit dem aktuellen Stand der Batterietechnologie fahrbar sind. Das empfohlene Ladekonzept basiert auf Depotladung mit strategischer Nutzung von Tagesladefenstern am Betriebshof und kann als zukunftssichere Lösung implementiert werden.

Die aktuellen Fahrleistungen mit ihren teilweise langen Standzeiten der Fahrzeuge über Nacht bieten ausreichend Spielräume, um marktpreisorientiert laden zu können. Die Ladepausen sind ausreichend lang, um die Umläufe sicher zu absolvieren. Das Potential der Zwischenladung im Tagesverlauf bietet zusätzliche Möglichkeiten zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit.

1.3 Stufenweise Umsetzung

Stufe 1 (ab 2026): Teilausbau mit 4 E-Bussen

- Fokus auf ausgewählte Umläufe im Schulverkehr mit hoher Laufleistung
- Aufbau der Grundinfrastruktur für 10 Ladepunkte zur Vorbereitung weiterer Ausbaustufen
- Gesamtenergiebedarf: ca. 482 MWh elektrische Energie
- Jahreskilometer: ca. 192.743 km (durchschnittlich 48.186 km pro Bus)
- Fahrzeugauswahl: BYD B12 Solobusse mit Zusatzheizung

Stufe 2 (ab 2035): Vollausbau auf 26 Elektrobusse

- Komplette Flottenerweiterung auf alle Fahrzeugkategorien am Standort Saterland
- Gesamtenergiebedarf: ca. 1.013 MWh elektrische Energie
- Energieeffizienzsteigerung um über 53% gegenüber Dieselmotorbetrieb
- Optimale Ausnutzung der Infrastrukturinvestitionen

1.4 Energiesystemvarianten

Vier verschiedene Energiesystemkonfigurationen wurden detailliert analysiert:

- **Variante 1:** Reiner Netzbezug (Spotmarkt)
- **Variante 2:** Netzbezug mit stationärem Batteriespeicher (540 kWh Bruttokapazität)
- **Variante 3:** Netzbezug mit 100 kWp PV-Anlage auf bestehenden Dachflächen (kurzfristig wirtschaftlichste Lösung)
- **Variante 4:** Netzbezug mit PV-Anlage und Batteriespeicher

Die Modellierung zeigt, dass durch eigene PV-Stromerzeugung Eigenverbrauchsquoten von bis zu 25% (Stufe 1) bzw. 42% (Stufe 2) möglich sind, wobei der Autarkiegrad bei 5% (Stufe 1) bzw. 4% (Stufe 2) liegt. Die Integration eigener PV-Erzeugung verbessert die lokale Wertschöpfung und den ökologischen Fußabdruck.

1.5 Wirtschaftliche Bewertung

Das elektrische Energieversorgungssystem birgt aufgrund höherer Investitionskosten einen Kostennachteil gegenüber dem aktuellen Dieselsystem. Die Energiekosten sinken jedoch um bis zu 34% (Stufe 1) bzw. 23% (Stufe 2), während der Gesamtenergiebedarf durch die höhere Effizienz der Elektromotoren um über 58% (Stufe 1) bzw. 53% (Stufe 2) reduziert wird.

Mehrkostenanalyse Stufe 1 (4 Busse):

- Ohne Förderung: +46% gegenüber Dieselbetrieb
- Mit Bundesförderung für Fahrzeuge: +25,4%

Beim Vollausbau (Stufe 2) verbessert sich das Verhältnis, da die Infrastrukturinvestitionen über eine größere Fahrzeugflotte amortisiert werden. Die variablen Kosten sinken durch günstigere Energiekosten, können jedoch die höheren fixen Kosten aufgrund der hohen Fahrzeuganschaffungskosten und Infrastrukturinvestitionen nicht vollständig kompensieren.

1.6 Ökologischer Nutzen

Die Elektrifizierung führt zu einer CO₂-Reduktion von 96% bei Bezug von zertifiziertem Grünstrom mit Herkunftsnachweisen. Durch die Integration eigener PV-Erzeugung wird der ökologische Fußabdruck zusätzlich verbessert und die lokale Wertschöpfung erhöht. Die Antriebswende im ÖPNV stellt die vorrangige Stellschraube dar, um die Klimaziele des Verkehrssektors zu erfüllen.

1.7 Empfehlungen

1. **Kurzfristig:** Start mit Variante 3 (Netzbezug mit Spotmarkt-Preisen und 100 kWp PV-Anlage) für optimale Wirtschaftlichkeit in der Anfangsphase
2. **Langfristig:** Beibehaltung der Variante 3 mit möglicher Erweiterung der PV-Kapazität bei Optimierung der Umlaufplanung für höheren Eigenverbrauch
3. **Infrastruktur:** Vorausschauender Aufbau der Infrastruktur für 10 Ladepunkte bereits in Stufe 1, um Folgekosten zu minimieren und weitere Ausbaustufen vorzubereiten. Frühzeitige Beantragung der Netzanschlussleistung von mindestens 400 kVA (Stufe 1) bzw. 1.000 kVA (Vollausbau)
4. **Fahrzeugauswahl:** Empfehlung für BYD B12 Fahrzeuge mit Zusatzheizung zur Erhöhung der Betriebsflexibilität und Reichweitensicherheit
5. **Werkstatt:** Qualifikation der eigenen Werkstatt zum Kompetenzaufbau und zur Reduzierung von Standzeiten, ggf. als Regiewerkstatt des Herstellers
6. **Förderung:** Bewerbung um Bundesförderung für Fahrzeuge zur Reduzierung der Mehrkostenbelastung

2 EINLEITUNG

Die Transformation des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) und die damit einhergehende Umstellung der Busflotten auf emissionsfreie Antriebe bieten sowohl Chancen als auch Herausforderungen. Durch eine sorgfältige Konzeptionierung und den damit möglichen maßgeschneiderten Aufbau der Ladeinfrastruktur eröffnet die Umstellung auf elektrische Antriebe die Möglichkeit, das Unternehmen neu und zukunftsorientiert auszurichten.

Aus diesem Grunde beauftragte die Nienaber Omnibusbetrieb KG die Durchführung einer Machbarkeitsstudie. Ziel ist es eine frühzeitige Anpassung des Unternehmens an die neuen Technologien vorzunehmen und damit einen strategischen Vorteil zu verschaffen, indem gezielt Know-how aufgebaut und eine Positionierung als innovativer Betrieb angestrebt wird.

Allerdings stehen diesen Chancen höhere Anschaffungskosten im Vergleich zu den etablierten Dieselnissen sowie die geringere Reichweite der batterieelektrischen Busse gegenüber. Ein optimiertes Umlauf- und Investitionskonzept ist daher unabdingbar. Ein Umdenken von den gewohnten Mustern ist auch hinsichtlich der geänderten Energiezuführung erforderlich. Die Erzeugung von erneuerbaren Energien am Standort (Fahrstrom) und die damit erhöhte Wertschöpfungstiefe bieten neben ökonomischen Vorteilen insbesondere auch ökologische Vorteile und können dem inhärenten Anspruch ein proaktiver Teil der Antriebs- und Verkehrswende zu sein, gerecht werden.

Die Umstellung auf elektrische Antriebssysteme geht über die erwartbaren Anpassungen hinaus, wie Planung, Errichtung und Betrieb der Infrastruktur. Um die Chancen der Umstellung vollständig zu nutzen, müssen alle Unternehmensbereiche einbezogen und Anpassungen in der Disposition, dem Personalmanagement und der Werkstatt vorgenommen werden.

Es ist wichtig, die regulatorischen und herstellerepezifischen Vorgaben mit den lokalen Rahmenbedingungen in Einklang zu bringen. Die Umsetzung der Elektromobilität an den Betriebshöfen ist ein individuelles Vorhaben. Eine Einheitslösung ist aufgrund der vielfältigen Möglichkeiten sowie der baurechtlichen Beschränkungen nicht möglich. Daher erfordert die Elektrifizierung des Fuhrparks eine sorgfältige Planung, Vorausschau und Vorbereitung. Die Machbarkeitsstudie beinhaltet daher Überlegungen zur Technologieauswahl, Energiebedarfsermittlung und Infrastruktur, um daraus den Aufbau des Betriebshofs abzuleiten.

3 VORGEHENSWEISE

Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die Struktur der Machbarkeitsstudie. Zu unterscheiden in der Energiesystemmodellierung sind drei Ausbaustufen, wobei in der letzten Stufe die Vollelektrifizierung erfolgt.

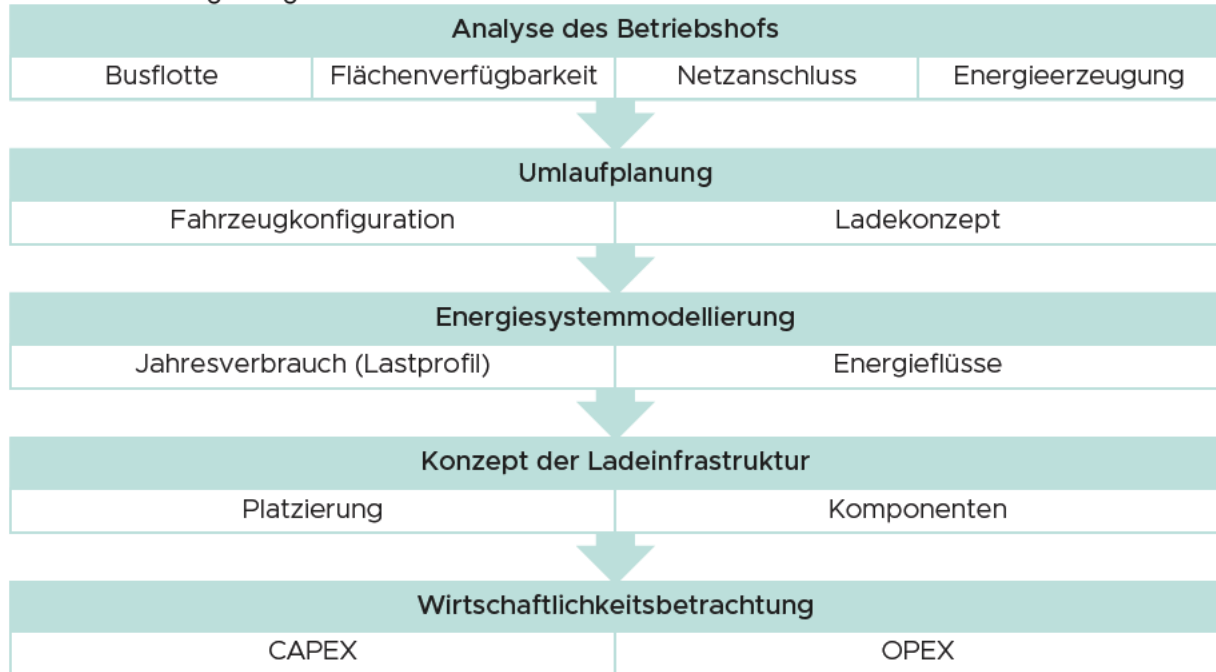


Abbildung 1 Vorgehen in der Machbarkeitsstudie

3.1 Betrachtungsbereiche

Bei der Betrachtung von Energiesystemen unterscheiden wir, wie in der folgenden Abbildung veranschaulicht, drei Bereiche. Im Fokus einer Analyse ist die betrachtete Liegenschaft und die Möglichkeiten der eigenen lokalen Energieerzeugung und die maximale Ausnutzung des lokal erzeugten Stroms. Im zweiten Schritt wird betrachtet, ob und welche Möglichkeiten im näheren Umfeld bestehen. Dies kann überschüssiger Photovoltaik- oder Wind-Strom benachbarter Betriebe / Grundstücke sein. Die Betrachtung des Energiemarktes in Wechselwirkung mit dem eigenen Energiesystem bietet durch die Nutzung von Marktmechanismen das Potential der energiewirtschaftlichen Optimierung.

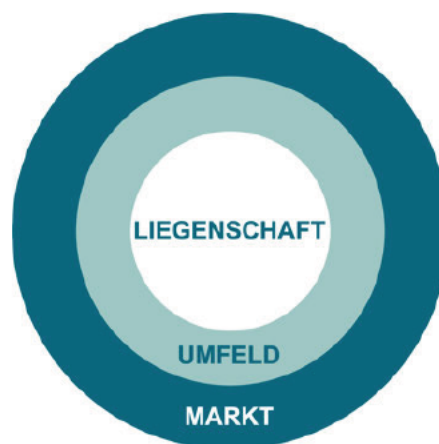


Abbildung 2 Scopes der energetischen Betrachtung

3.2 Technische Randbedingungen für die Systemmodellierung

Mithilfe der Umlaufplanung werden Zeitreihen mit Fünfminuten-Auflösung erzeugt, aus denen hervorgeht, zu welcher Zeit und an welchem Ort die Busse geladen werden. Wir berücksichtigen dabei Rüstzeiten von jeweils 5 Minuten am Anfang und am Ende des Ladevorgangs sowie eine Mindestladedauer von 20 Minuten. Diese Mindestladedauer ist notwendig, um sicherzustellen, dass sich der Aufwand des Ladeprozesses lohnt. Dies bedeutet, dass ein Bus mindestens 30 Minuten an dem Ladeort verweilen muss, damit eine Berücksichtigung in unserer Planung erfolgt.

Für jeden einzelnen Bus erstellen wir ein eigenes Verbrauchsprofil, das auf Daten basiert, die wir in einer Auflösung von 15 Minuten über das gesamte Jahr hinweg modellieren. Dies ermöglicht es uns, eine genaue Vorstellung davon zu bekommen, wann und wie viel Energie der Bus verbraucht.

Um eine noch genauere Planung zu ermöglichen, legen wir auch die lokalen Wetterdaten zugrunde. Wir berücksichtigen dabei die Sonneneinstrahlung für die Photovoltaik-Stromerzeugung sowie die Außentemperatur in Bezug auf die (Vor-)Konditionierung des Busses.

Zusätzlich modellieren wir die Verluste, die seitens des Netzanschlusses bzw. der Photovoltaik-Anlage über die Ladepunkte bis in die Batterien der Busse entstehen.

Schließlich berücksichtigen wir auch den Preis auf dem Spot-Markt für den Stromeinkauf. Dies ermöglicht es uns Kosten zu optimieren. Gleichzeitig wird sichergestellt, dass wir jederzeit genug Energie zur Verfügung haben, um die Busse zu betreiben.

4 ANALYSE DES BUSBETRIEBS

4.1 Nienaber Omnibusbetrieb KG

Nienaber-Bus wurde 1959 von Henny und Paul Nienaber in Sedelsberg als Mietwagen- und Omnibusbetrieb gegründet. Mit einem Borgward PKW und einem Magirus Deutz begann die Erfolgsgeschichte des Unternehmens.

Im Laufe der Jahre expandierte das Unternehmen stetig. 1963 erweiterte sich der Fuhrpark um VW Käfer und Kleinbusse. 1970 folgte der Bau einer großen Unterstellhalle mit eigener Werkstatt sowie die Anschaffung mehrerer Neoplan Reisebusse. Bemerkenswert ist, dass Henny Nienaber als erste Frau im Landkreis Cloppenburg ihren Omnibusführerschein machte.

Ab 1975 waren die Reisebusse von Nienaber im gesamten europäischen Ausland unterwegs.

Nach dem Tod des Firmengründers Paul Nienaber 1998 führte Henny Nienaber den Betrieb mit ihren Kindern Uwe und Monika weiter. 2008 übernahmen Uwe und Tina Nienaber den Busbetrieb, während das Reisebüro von Monika Janßen separat weitergeführt wurde.

In den folgenden Jahren erfolgten weitere Betriebserweiterungen und Modernisierungen. 2020 begann das Unternehmen mit Moobil+ Cloppenburg und übernahm die Firma Hanekamp samt drei weiterer Verkehrsunternehmen.

2021 wurde die OM-Bus GmbH in Kooperation mit drei weiteren Verkehrsunternehmen gegründet, was die kontinuierliche Weiterentwicklung und Anpassung an die Bedürfnisse des modernen Personenverkehrs unterstreicht.

Heute ist Nienaber-Bus ein etabliertes Familienunternehmen in der dritten Generation, das verschiedene Dienstleistungen im Bereich Personenbeförderung anbietet, darunter Linienverkehr, Schulbusverkehr, Reiseverkehr und Mietwagenservice. Mit über 55 Bussen und mehr als 60 Mitarbeitern transportiert Nienaber täglich rund 2.200 Fahrgäste. Nienaber bleibt ein innovatives Unternehmen, das Tradition und Flexibilität vereint, um einen verlässlichen Service zu bieten.

4.2 Gesetzte Ziele und Erwartungen

Primäre Zielsetzung der Machbarkeitsstudie ist die Zukunftssicherung des Betriebsstandorts. Es soll herausgestellt werden, ob eine Vollelektrifizierung möglich ist. Flankierend soll das zu erarbeitende Konzept sowohl ökologisch als auch ökonomisch optimiert werden. Hierzu soll die Möglichkeit erörtert werden, am Standort lokal emissionsfreie Energien zu erzeugen und bestmöglich in die Betriebsabläufe einzubinden. Ergänzend soll ein Ladeinfrastrukturaufbau konzipiert werden. Anfahrschäden sollen durch geschickte Positionierung der Komponenten bestmöglich vermieden werden. Zudem kommt weiteres Wachstum des Betriebes in Betracht, weshalb Fläche des Betriebshofs möglichst effizient genutzt werden soll, sodass die Größe der Busflotte perspektivisch weiter zunehmen kann.

5 TECHNOLOGISCHE GRUNDLAGEN

Im folgenden Kapitel werden elektrische Antriebskonzepte hinsichtlich technischer Faktoren verglichen. Anschließend werden weitere Einflussfaktoren auf den Energieverbrauch und die Technologieauswahl beschrieben.

5.1 Energiezuführung

5.1.1 Ladekonzepte

Die Ladekonzepte werden hinsichtlich des Laderegimes differenziert. Die Laderegime unterscheiden sich in Gelegenheitslader & Volllader. Die Wahl des Ladekonzepts beeinflusst die benötigte Kapazität der Batterie.

- Volllader (Betriebshof- oder Übernachtladung): Die Ladestrategie sowie Betriebsstrategie sind bei diesem Konzept flexibel. Die Ladeinfrastruktur befindet sich ausschließlich auf dem Betriebshof. Die Reichweite wird durch die Batteriekapazität begrenzt. Dieses Konzept wird auch als „Depotlader“ bezeichnet.
- Gelegenheitslader (Opportunity Charging): Bei diesem Lademanagement kann an ausgewählten Haltestellen oder Endpunkten mit Schnellladesystemen nachgeladen werden. Mit dieser Methode kann die Reichweite der Busse verlängert werden, führt aber auch zu höheren Infrastrukturkosten, kurzen Betriebsunterbrechungen und komplexeren Betriebsabläufen.¹

5.1.2 Energiezuführung

¹ Schulz Dübi et al., 2019

Mithilfe der in Abbildung 3 aufgelisteten Technologien kann die Zuführung der elektrischen Energie erfolgen. Zu den stationären Methoden gehören alle Energiezuführungsarten, bei denen ein Bus im Stillstand geladen wird, während bei dynamischen Ladeverfahren die Energie während der Fahrt bereitgestellt wird.²

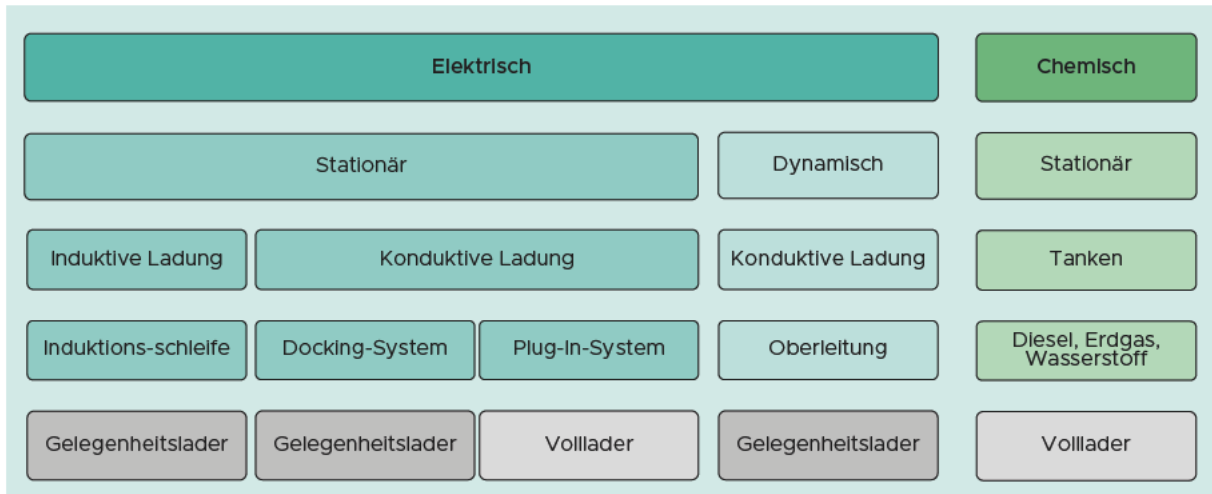


Abbildung 3: Kategorien der Energiezuführung

5.1.2.1 Stationäre, konduktive Ladung

Bei konduktiver Energiezuführung handelt es sich um leitungsverbundenen Laden über eine form- oder kraftschlüssige Verbindung. Die Energiespeicher werden mit Gleichspannung nachgeladen. Wenn der Ladestrom aus einer Wechselstromquelle bezogen wird, ist dieser in Gleichstrom zu wandeln. Das Ladegerät mit Gleichrichter kann fahrzeug- oder infrastrukturseitig verbaut werden.

- Fahrzeugseitig: Bei der Integration des Ladegeräts in das Fahrzeug können die Infrastrukturkosten reduziert werden, jedoch steigt das Fahrzeuggesamtwicht. Der Ladestrom ist aufgrund der komplexeren Kühlung begrenzt, was zu höheren Ladezeiten führt.
- Infrastrukturseitig: Durch externe, stationär installierte Ladestationen mit Gleichrichter kann eine höhere Ladeleistung erzielt werden. Diese Methode ermöglicht eine einfache und kostengünstige Implementierung, insbesondere in Busdepots und an Endhaltestellen.

Das AC/DC-Plug-In-System wird für das Laden in Betriebsruhe verwendet. Die Ladezeit beim Übernachten wird durch die Ladeleistung und die Ladekapazität der Batterien bestimmt.

- Docking-Stationen: Eine Alternative sind Docking-Stationen, die das punktuelle Nachladen des Energiespeichers an im Linienvorlauf installierten Ladestationen ermöglichen. Dies erfolgt während planmäßiger Fahrzeugstopps an Wendepunkten oder Haltestellen. Der Ladevorgang kann mit hoher Ladeleistung vollautomatisch und in kürzester Zeit durchgeführt werden. Stromabnehmer werden nach Kopplungsrichtung unterschieden. Das linke Bild zeigt einen Pantographen.



Abbildung 4: Dockings-Stationen - Stromabnehmer am Fahrzeug (links) und Stromabnehmer an der Ladestation (rechts)

² Ibid., S. 25

Induktives Laden erfolgt kontaktlos mithilfe elektromagnetischer Felder. Bei dem induktiven Energieübertragungssystem wird der Ladestrom von einer Primärspule in der Fahrbahndecke der Haltestelle auf eine absenkbare Sekundärspule, die als Abnehmerspule (Pick-Up) im Fahrzeugboden des Elektrobusses montiert ist, übertragen. Der Investitionsbedarf in Infrastruktur und Fahrzeug ist vergleichsweise hoch.

5.1.2.2 Dynamische Ladung

Oberleitungsbusse nutzen das dynamische, leitungsgebundene Energieübertragungssystem. Die Energie wird über die abschnittsweise installierte Fahrleitung als Energiequelle durch die fahrzeugseitigen Stangenstromabnehmer übertragen. Auf oberleitungsfreien Abschnitten wird dann die zuvor gespeicherte Energie genutzt.

5.1.2.3 Chemisch

Die chemische Energiezuführung erfolgt immer stationär. Im Bereich der alternativen Antriebe nutzen Brennstoffzellenbusse Wasserstoff zur Stromerzeugung. Die erzeugte elektrische Energie wird verwendet, um einen Elektromotor anzutreiben. Die Betankung erfolgt an einer Wasserstofftankstelle.

5.2 Elektrische Energiespeicher

Zum einen bieten elektrische Speicher die Möglichkeit zur Lastverschieben, mit der dezentrale Energiequellen wie Solar- oder Windenergie verbrauchsspezifisch zwischengespeichert und bei Bedarf nutzbar gemacht werden. Zudem ermöglichen sie es Energiekosten zu senken, indem sie Energie zu Zeiten mit niedrigeren Preisen kaufen und zwischenspeichern und zu Zeiten mit höheren Preisen nutzen. Dies bietet das Potential der Energiekostensenkung und Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit. Gleichzeitig entlasten Batteriespeicher somit auch das Stromnetz und erhöhen die Netzstabilität, denn zu günstigen Zeiten ist ein Überangebot an Strom vorhanden und hohen Preisen ein Unterangebot.

Um eine hohe Wirtschaftlichkeit für einen Batteriespeicher zu erreichen, sind folgende Faktoren und Möglichkeiten relevant:

- Hohe Anzahl an Lade- / Entladezyklen: Je mehr Volllastzyklen ein Batteriespeicher erreicht, desto geringer werden die spezifischen Investitionskosten pro Zyklus. Eine übliche Berechnung der Vollzyklen ist das Integral der zugeführten elektrischen Energie in den Speicher nach dem Umrichter geteilt durch die Bruttokapazität des Speichersystems über ein definierten Zeitintervall (Jahr oder Nutzungszeit des Batteriespeicher). Dies führt zu sinkenden Kosten pro kWh Speicherkapazität und erhöht damit die Wirtschaftlichkeit des Speichers. Allerdings sollten immer die Grenzkosten betrachtet werden, denn Batterie können sowohl kalendarisch als auch zyklisch degradieren. Neben klassischen Lithiumbatteriesystem oder Bleisäure-Batteriesystem befinden sich neue Zellchemie-Technologien in der Industrialisierungsphase, wie Natriumschwefel oder Zinkbromidbatterien, die extremen Zyklen fest sind. Klassische Lithiumbatteriesysteme eignen sich hervorragend, aufgrund von hohen Entladekoeffizienten, für die kurzzeitige Leistungsbereitstellung und somit für die Vermeidung von hohen Lastspitzen.
- Optimale Auslegung der Speicherkapazität: Eine möglichst gleichmäßige Auslastung des Speichers führt zu einer hohen Wirtschaftlichkeit. Eine Überdimensionierung der Speicherkapazität ist zu vermeiden, da ansonsten ein großer Teil der Investitionskosten für eine Kapazität anfallen, die nur selten genutzt wird. Die Speicherkapazität sollte so bemessen werden, dass der Speicher über das Jahr möglichst gleichmäßig und vollständig ausgelastet ist, dies kann durch die Lastverlagerung durch mehr als eine lokale Energiequelle (Photovoltaikanlage, Blockheizkraftwerk oder Windkraft) erfolgen. Durch Spotmarkt-orientierte Nutzung des Batteriespeichers kann die Anzahl der Vollzyklen verbessert werden.
- Niedriger Selbstentladeverlust: Ein geringer Selbstentladeverlust ermöglicht eine längere Speicherdauer und damit eine bessere Ausnutzung des Speichers. Je geringer die Selbstentladung des Speichers ist, desto länger können geladene Energiemengen im Speicher verbleiben und bei Bedarf abgerufen werden. Dadurch kann der Speicher eine höhere Anzahl an Zyklen erreichen und die investierte Speicherkapazität besser ausnutzen, was die Wirtschaftlichkeit steigert.

- **Mehrfachnutzung:** Die gleichzeitige Nutzung des Speichers zur Lastspitzenkappung, zur Bereitstellung von Netzdienstleistungen und zur Optimierung des Eigenverbrauchs der lokalen Stromerzeugung führt zu einer höheren Auslastung und Wirtschaftlichkeit. Je mehr Anwendungsfälle ein Batteriespeicher gleichzeitig abbilden kann, desto höher ist seine Auslastung und desto geringer werden die spezifischen Kosten pro Anwendung. Dadurch steigt die Wirtschaftlichkeit des Speichers insgesamt. Außerdem kann auch üblicherweise der Leistungsfaktor durch etablierte Umrichtertechnologien bereitgestellt werden und somit der Blindleistungsbedarf reduziert werden. Sollten die Umrichtersysteme inselnetzfähig sein, kann auch in einem möglichen Strom-Blackout ein Notstromnetz gebildet werden und einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

5.3 Elektrische Verteilung

5.3.1 Wechselstromnetze

AC-Stromnetze (Engl. Alternating Current) sind die etablierte und bewährte Technologie zur Stromverteilung, haben jedoch einige technische Nachteile wie komplexere Übertragung, aufwändigere Schutztechnik und notwendige Phasensynchronisation (siehe Abbildung).

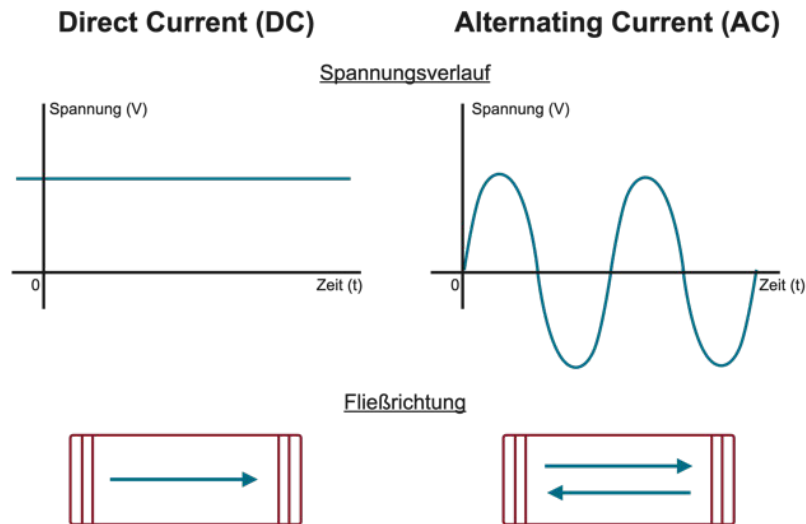


Abbildung 5 Veranschaulichung der physikalischen Unterschiede zwischen DC und AC

Vorteile von AC-Stromnetzen sind:

- Die einfache Verteilung über weite Strecken mit geringen Verlusten. Durch die Verwendung von Wechselstrom können Spannungen mit Hilfe von Transformatoren effizient angepasst werden, was eine Verteilung über große Entfernungen ermöglicht.
- Die Möglichkeit der Spannungstransformation. Durch den Einsatz von Transformatoren kann die Spannungsebene einfach an unterschiedliche Anwendungsfälle angepasst werden.
- Eine etablierte und zuverlässige Technologie. AC-Stromnetze haben sich seit über 100 Jahren bewährt und die Technologie ist ausgereift.

Nachteile von AC-Stromnetzen sind:

- Die komplexe Übertragung von Wechselstrom. Wechselstrom ist mathematisch komplexer als Gleichstrom und erfordert aufwändigere Schalt- und Regeltechnik.
- Die aufwändige Schutztechnik. Um AC-Stromnetze vor Überlastung und Kurzschlüssen zu schützen, sind aufwändige Schutzschaltungen erforderlich.
- Die notwendige Phasensynchronisation. Um mehrere AC-Stromquellen oder -netze miteinander zu verbinden, müssen deren Phasen aufeinander abgestimmt werden. Dies erfordert zusätzlichen technischen Aufwand.

5.3.1.1 DC-Stromnetze

DC-Stromnetze (Engl. Direct Current) bieten theoretische Vorteile wie einfachere Übertragung und höhere Energieeffizienz, sind jedoch aktuell erst in der Industrialisierungsphase.

Vorteile von DC-Stromnetzen sind:

- Reduzierter technischer Aufwand. Es sind keine aufwändigen Transformatoren und keine Phasensynchronisation erforderlich. Die Schutztechnik ist ebenfalls einfacher.
- Höhere Energieeffizienz. Durch den Wegfall der Spannungstransformation per Transformatoren gehen weniger Energie verloren. Lokale Gleichstromnetze (DC-Netze) ermöglichen eine Minimierung

der Wandlungsverluste. Da kein Wechselrichter benötigt wird, reduziert sich auch der Platzbedarf. Durch die Wandlung in Wechselrichtern entstehen Energieverluste. von 2-4 %.

- Bessere Integration erneuerbarer Energien. Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen erzeugen Gleichstrom, sodass keine aufwändige Gleich-Wechselstrom-Wandlung erforderlich ist.

Nachteile von DC-Stromnetzen sind:

- Schwierige Transformation der Spannungsebene. Anders als bei Wechselstrom können Spannungen bei Gleichstrom nicht einfach per Transformatoren angepasst werden, was die Verteilung über große Entfernungen erschwert.
- Komplexere Schalt- und Regeltechnik. Für das Schalten und Regeln höherer Gleichspannungen sind aufwändigere Technologien erforderlich.
- Höhere Kosten. DC-Stromnetze sind aufgrund der komplexeren Technologie teurer in der Errichtung und im Betrieb.

5.4 Energiemarkt

5.4.1 Leistungspreis

Der Leistungspreis im Bereich der Netznutzungsentgelte ist ein Element der Stromtarife und bezieht sich auf die Höhe der maximal benötigten Leistung in einer bestimmten Periode und gelten in dem jeweiligen Verteilnetz. Die Preise werden durch den Verteilnetzbetreiber festgelegt. Stromverbraucher, insbesondere gewerbliche und industrielle, haben oft stark schwankende Stromverbräuche. Während an manchen Stunden des Tages wenig Strom aus dem Netzbezogen wird, können in anderen Stunden hohe Leistungsspitzen auftreten zum Beispiel verursacht durch das Anlaufen von Maschinen oder durch Schnellladeinfrastrukturen für die Ladung von der Elektromobilität. Der Leistungspreis ist ein Preis, den der Verbraucher für die maximal in Anspruch genommene Leistung in einer Abrechnungsperiode zahlt. Dies wird oft als "Spitzenlast" oder "Maximalleistung" bezeichnet. Der Leistungspreis wird in der Regel pro Kilowatt (kW) der maximalen Leistung berechnet, die in einem Monat oder einem Jahr in Anspruch genommen wird. Der Zweck des Leistungspreises besteht darin, die Kosten für die Bereitstellung der Infrastruktur zu decken, die notwendig ist, um diese maximalen Leistungsanforderungen zu erfüllen. Der Leistungspreis motiviert Stromverbraucher, ihre Stromnutzung effizienter zu gestalten und Spitzen in ihrem Verbrauch zu vermeiden durch u.a. Nutzungsänderungen: beispielsweise können Unternehmen, die in der Lage sind, ihre Betriebszeiten anzupassen, um Spitzenbelastungen zu vermeiden, Geld sparen. (Stromnetz Hamburg 2023)

5.4.2 Unterscheidung von Verbrauchspreis & Leistungspreis

Vereinfacht gesagt bezieht sich der Verbrauchspreis auf die Menge an verbrauchtem Strom gemessen in der Einheit kWh. Der Leistungspreis hingegen bezieht sich auf die jährliche Spitzenleistung in kW und kann unter anderem durch intelligentes Lastmanagement oder Einsatz von Batteriespeichern zum Peak-Shaving reduziert werden. Außerdem wird mit der jährlichen bezogenen Energiemenge und den maximalen Leistungsspitze die Volllaststunden festgelegt, womit die Netznutzungskosten definiert werden. Je nachdem aus welcher Stromnetzebene man den Strom bezieht, ergeben sich unterschiedliche Netznutzungsentgelte. Die Höhe des Arbeitspreises und des Leistungspreises verändern sich bei 2.500h Volllaststunden.

Ein Beispiel zur Berechnung von Volllaststunden:

$$\text{Volllaststunden} = \frac{\text{bezogene Energiemenge (kWh) über Kalenderjahr}}{\text{Maximale Leistungsbezugsspitze im Kalenderjahr (kW)}}$$

Ein Industrieunternehmen bezog in Hamburg im Jahre 2022 3.200.000,00 kWh mit einer maximalen Spitzenleistung von 1.200 kW Strom aus dem Mittelspannungsnetz. Die Messung erfolgte im Niederspannungsbereich (Umspannung von Mittel- auf Niederspannung)

$$\text{Volllaststunden} = \frac{3.200.000,00 \text{ kWh}}{1.200,00 \text{ kW}} = 2.666,67 \text{ h}$$

$$\text{Leistungspreis} = 108,27 \frac{\text{€}}{\text{kW}} * 1.200,00 \text{ kW} = 129.924,00 \text{ €}$$

$$\text{Arbeitspreis} = 3.200.000,00 \text{ kWh} * 0,021 = 67.200,00 \text{ €}$$

(Stromnetz Hamburg 2023)

Außerdem bieten Verteilnetzbetreiber Kunden ein Anreizmodell den Stromverbrauch in Schwachlastzeiten zu legen durch „Atypische Netznutzungsentgelte“. Wenn stromintensive Kunden (>10.000.000 kWh) auf mehr als 7.000 Volllaststunden kommen, werden individuelle Netzentgelte gezahlt. Bei individuelle Netznutzungsentgelten wird nur ein Bruchteil der sonst üblichen Netznutzungsentgelte fällig. (Bundesnetzagentur 2023)

5.4.3 Klassischer Stromversorger / -vertrag

Der Industriekunde vereinbart einen festen Abnahmepreis je kWh über mindestens 1 Jahr oder auch mehrere Jahre. Industriekunden haben meist eine registrierende Leistungsmessung (RLM), welche ab einem jährlichen Verbrauch von 100.000 kWh verpflichtend ist. Basierend auf der Leistungsmessung ist ein Lastprofil der Leistung (kW) und somit der Verbrauch (kWh) 15-Minuten genau ermittelbar. Die Abrechnung erfolgt monatlich auf den tatsächlichen Verbräuchen und nicht pauschaliert wie in privaten Haushalten.

5.4.4 PPA — Power Purchase Agreement

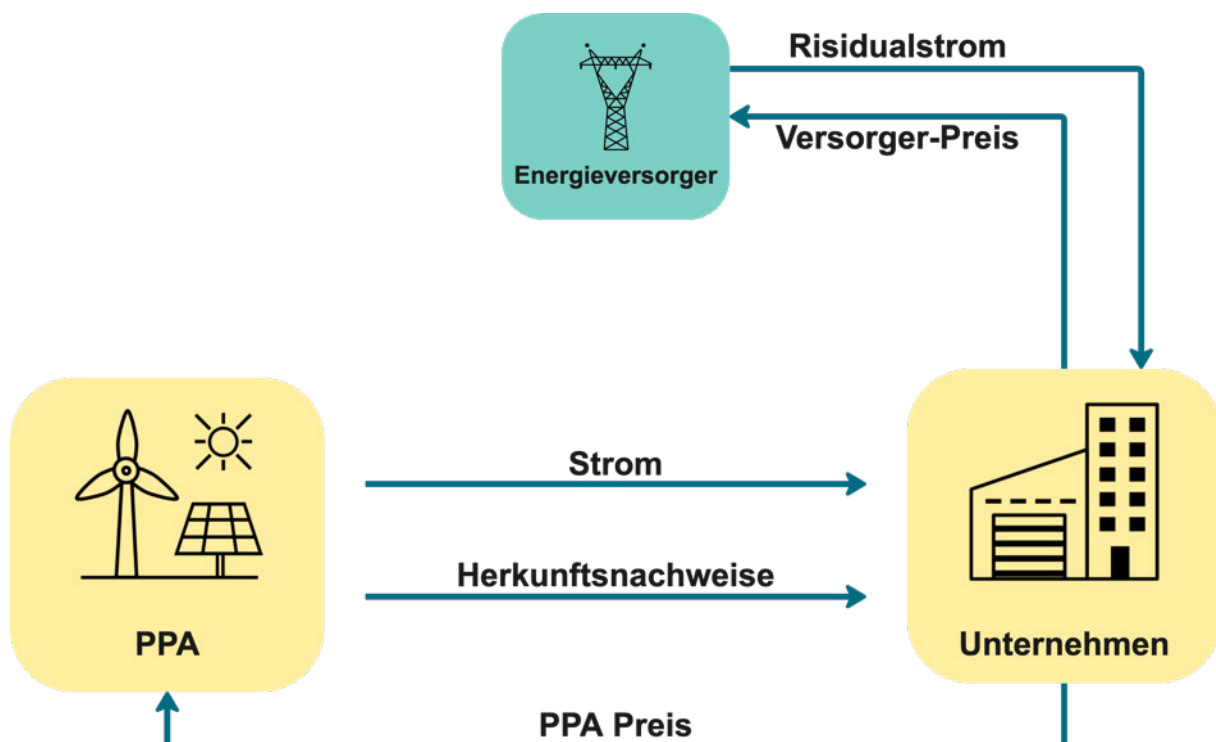


Abbildung 6: Zusammenhänge eines PPA-Vertrages

Ein Power Purchase Agreement (PPA) ist ein Vertrag zwischen einem Stromerzeuger (z.B. einem Solar- oder Windpark) und einem Stromabnehmer (z.B. einem Industriekunden). Der Stromerzeuger verpflichtet sich, den erzeugten Strom an den Abnehmer zu liefern. Im Gegenzug verpflichtet sich der Abnehmer, den gelieferten Strom zu einem festgelegten Preis abzunehmen (siehe Abbildung 6).

In der EU wird als Nachweis des Grünstroms zudem der Herkunftsnachweise an den Vertragsnehmer übertragen. Diese werden in einem separaten Prozess im Herkunftsnachweisregister erzeugt, geführt und bei Verbrauch der kWh entwertet. Da erneuerbare Energien wetterbedingt und saisonal schwanken, wird

eine Residualstrom vom beauftragten Energieversorger benötigt. Vereinfacht gesagt, liefert dieser den restlichen nicht durch die erneuerbaren Energien gedeckten Verbrauch.

Es gibt verschiedene Arten von PPAs. Sie unterscheiden sich in der Laufzeit, den Preisen und dem Volumenrisiko:

- Langfristige PPAs haben typischerweise eine Laufzeit von 10-25 Jahren, manchmal aber auch länger. Sie bieten dem Erzeuger eine hohe finanzielle Sicherheit durch die garantierte Abnahme und den über einen langen Zeitraum festgelegten Preis. Der Abnehmer profitiert von einem günstigeren Strompreis, da er durch die lange Laufzeit und das große Volumen in der Regel einen niedrigeren Preis aushandeln kann. Allerdings ist er auch an den Vertrag für einen langen Zeitraum gebunden und trägt das Risiko, dass die Preise am Markt deutlich sinken.
- Kurzfristige PPAs haben eine Laufzeit von 1-5 Jahren, manchmal kürzer. Sie berücksichtigen die aktuelle Marktsituation durch regelmäßige Anpassung der Preise, in der Regel jährlich. Das Risiko für den Erzeuger ist höher, da er keine langfristige Preisgarantie hat, aber auch die Chance auf höhere Preise. Für den Abnehmer ist der Vertrag flexibler, aber auch der Strompreis kann stärker schwanken.
- Beim Direktvermarktungsmodell verkauft der Erzeuger den Strom direkt an den Endkunden, also Industrieunternehmen oder Energieversorger. Er trägt das volle Marktrisiko, kann aber auch die höchsten Preise erzielen, wenn er den Strom zu einem günstigen Zeitpunkt und in ausreichender Menge verkaufen kann.
- Virtuelle PPAs sind finanzielle Vereinbarungen ohne physische Stromlieferung. Der Erzeuger und der Abnehmer einigen sich auf einen festen Preis für die potenzielle Stromproduktion eines Kraftwerks. Der Erzeuger erhält die Differenz zwischen dem Marktpreis und der Vereinbarung, der Abnehmer die Einsparung gegenüber dem Marktpreis. Hier besteht kein Volumenrisiko, aber das Preisrisiko bleibt.
- Corporate PPAs werden direkt zwischen einem Erzeuger und einem gewerblichen Stromabnehmer wie einem Industrieunternehmen geschlossen. Der Vorteil für den Abnehmer ist die Versorgung mit ökologisch erzeugtem Strom und eine Preisstabilität. Der Nachteil ist das hohe Volumenrisiko, da der Abnehmer in der Regel den Großteil seines Strombedarfs über das PPA decken muss.

5.4.5 Börse

Die European Energy Exchange (EEX) ist eine der führenden Energiebörsen in Europa. Sie ist eine unabhängige und transparente Plattform für den Handel mit Energieprodukten wie Strom, Erdgas, Kohle und Emissionszertifikaten. Die EEX hat ihren Sitz in Leipzig und betreibt weitere Büros in London, Paris, Wien und Madrid. Die EEX spielt eine wichtige Rolle auf dem europäischen Energiemarkt. Sie bietet Marktteilnehmern wie Energieversorgern, Händlern, Banken und Industriekunden eine zentrale Plattform, um Energie in großen Mengen handeln zu können. Auf der EEX werden sowohl kurzfristige als auch langfristige Energieprodukte gehandelt. Der Handel an der EEX ist transparent und unterliegt einer strengen Preisbildung nach Angebot und Nachfrage. Die Preise der gehandelten Produkte werden fortlaufend festgestellt und veröffentlicht.

Unternehmen können auf verschiedene Weisen von der EEX profitieren:

- Sie können an der EEX-Energieprodukte wie Strom, Gas, Kohle und Emissionszertifikate mit unterschiedlichen Laufzeiten kaufen und verkaufen, um ihr Energieportfolio zu diversifizieren, Risiken zu streuen und Preisschwankungen abfedern. Durch den Handel verschiedener Energieträger können Unternehmen Preisschwankungen einzelner Energieträger ausgleichen und ihre Energieversorgung auf eine breitere Basis stellen.
- Die transparenten Preise an der EEX helfen Unternehmen dabei, den Wert ihrer Energieverträge besser einschätzen zu können. Sie erhalten einen besseren Überblick über die aktuellen Marktpreise und können auf Basis dieser Preise fundierte Entscheidungen über den Kauf und Verkauf von Energieprodukten treffen.
- Unternehmen können ihre Energiebeschaffung an die EEX anbinden, um von den niedrigeren und volatileren Preisen zu profitieren. Indem Unternehmen einen Teil ihres Energiebedarfs über kurzfristige Handelsgeschäfte an der EEX decken, können sie von Preisschwankungen profitieren und ihre Energiekosten senken.

- Die EEX trägt zu einer stärkeren Marktintegration in Europa bei. Unternehmen können von einer größeren Transparenz und Liquidität auf dem europäischen Energiemarkt profitieren, was zu einem effizienteren Energiehandel und günstigeren Preisen führt.

Insgesamt ermöglicht die EEX Unternehmen eine kostengünstigere, risikoärmere und transparentere Energieversorgung. Durch die Anbindung ihrer Energiebeschaffung an die EEX können Unternehmen von den Vorteilen eines integrierten und wettbewerbsorientierten Energiemarktes profitieren.

5.4.6 Eigene Erzeugung

Die eigene Energieerzeugung bietet gewisse Vorteile gegenüber dem Netzbezug. Nebst einer erhöhten Unabhängigkeit werden Netzentgelte, Stromnebenkosten und Stromsteuer gespart. Diese gesparten Kostenfaktoren unterstützen die Investitionen in eigene Anlagen und müssen im Vergleich der Wirtschaftlichkeit einzelner Maßnahmen berücksichtigt werden.

5.5 Marktmechanismen

5.5.1 Beschreibung des Marktes

Der deutsche Energiemarkt ist ein sehr komplexer Markt, der aus vielen Akteuren und Sektoren besteht. Der Energiemarkt umfasst die Bereiche Strom, Wärme und Kraftstoffe. Die wichtigsten Akteure auf dem deutschen Energiemarkt sind Energieerzeuger wie Kohle-, Gas- und Ölkraftwerke sowie Erneuerbare-Energien-Anbieter wie Wind- und Solarparks. Weitere Akteure sind Energielieferanten, Netzbetreiber, Energiehändler und Kunden. (Oehler 2010: 396ff.)

Der deutsche Strommarkt ist seit der Liberalisierung des Strommarktes im Jahr 1998 ein freier Markt. Die Strompreise werden über die Strombörse EEX gebildet, wo Strom gehandelt und der Marktpreis bestimmt wird. Die Stromproduktion in Deutschland stammt zu einem großen Teil aus konventionellen Energieträgern wie Kohle und Erdgas. Jedoch nimmt der Ausbau der Erneuerbaren Energien wie Wind- und Solarenergie stetig zu. Die Energiewende in Deutschland zielt darauf ab, die Stromerzeugung bis 2030 zu 55-60% aus Erneuerbaren Energien zu decken. Der Wärmemarkt umfasst den Vertrieb und die Nutzung von Fernwärme, Erdgas, Heizöl und Holzpellet. Fernwärme und Erdgas dominieren dabei den Wärmemarkt. (Oehler 2010: 396ff.)

5.5.2 Strommarkt / Börse

Mit Bezug auf die Strombörse ergeben sich drei nutzbare Zeithorizonte im Energiehandel:

- Intraday-Handel: Der Intraday-Handel findet während eines einzigen Handelstages statt und ermöglicht den Handel bis zu 5 Minuten vor der Lieferung (innerhalb derselben Regelzone). Intraday-Produkte ermöglichen es den Händlern, auf kurzfristige Preisschwankungen zu reagieren und ihre Positionen entsprechend anzupassen. Auf dem Strommarkt wird der Intraday-Handel oft genutzt, um kurzfristige Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch auszugleichen. Zum Beispiel, wenn eine Windfarm aufgrund von unerwartet starkem Wind mehr Strom produziert als erwartet, können die zusätzlichen Mengen auf dem Intraday-Markt verkauft werden.
- Day-Ahead-Handel: Der Day-Ahead-Handel bezieht sich auf Geschäfte, bei denen der Lieferzeitpunkt 24 Stunden nach dem Handelszeitpunkt liegt. Im Kontext der Strommärkte werden im Day-Ahead-Markt Strommengen für jeden Stundenblock des nächsten Tages gehandelt. Das Orderbuch schließt täglich um 12:00 Uhr, die Ergebnisse werden ab 12:40 Uhr veröffentlicht. Der Day-Ahead-Handel ist ein wichtiges Instrument zur Planung und Sicherung der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs.
- Termingeschäft: Ein Termingeschäft bezieht sich auf den Kauf oder Verkauf eines Produkts zu einem festgelegten Preis, bei dem die Lieferung und Zahlung zu einem späteren, festgelegten Zeitpunkt erfolgen. Auf den Strommärkten werden Termingeschäfte für einen Zeitraum von bis zu 5 Jahren in die Zukunft gehandelt, wobei der intensivste Handel für die kommenden 3 Handelszeiträume stattfindet. Beispielsweise könnte ein Stromerzeuger ein Termingeschäft abschließen, um den Preis, den er in sechs Monaten für den von ihm erzeugten Strom erhalten wird, im Voraus festzulegen.
- Jeder dieser Handelsmechanismen spielt eine wichtige Rolle bei der Verwaltung der Risiken und der Sicherstellung der Zuverlässigkeit auf den Strommärkten. Seit 2025 sind Energieversorger gesetzlich verpflichtet, dynamische Stromtarife anzubieten, um Endverbraucherpreise enger mit der Börsenpreisentwicklung zu koppeln.

5.5.3 Regelleistung

Die Energieversorgung eines Landes basiert auf einer ausgewogenen Bereitstellung von Strom, der den Bedarf der Verbraucher deckt. Um auch kurzfristige Schwankungen im Stromnetz auszugleichen und die Netzfrequenz konstant zu halten, ist die so genannte Regellenergie erforderlich. Diese kommt zum Einsatz, wenn es zu Abweichungen von der Normalkraft kommt, etwa durch plötzliche Laständerungen im Netz. Ohne Regelleistung wäre ein stabiler Netzbetrieb und damit eine sichere Stromversorgung der Bevölkerung nicht möglich. (Regelleistung.net 2023)

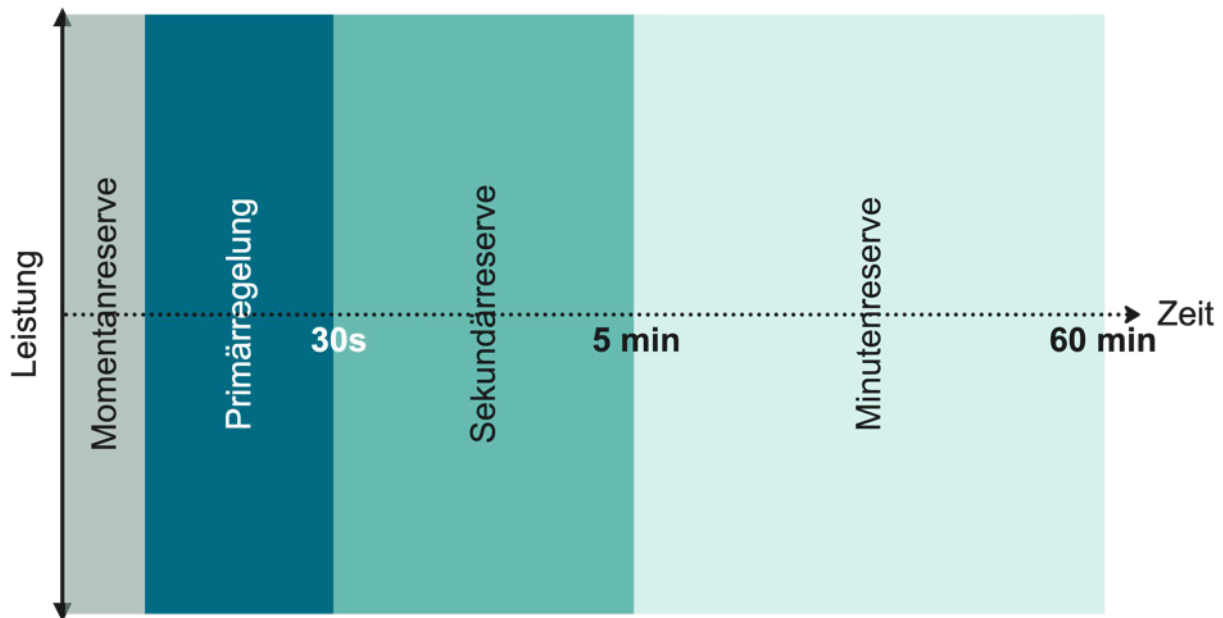


Abbildung 7: Aktivierungs- und Laufzeiten von Regelleistung

Primäre Regelleistung wird automatisch innerhalb der ersten 30 Sekunden nach einer Frequenzänderung eingesetzt. Sie dient der unmittelbaren Stabilisierung der Netzfrequenz, um eine Über- oder Unterschreitung der Normfrequenz von 50 Hertz zu vermeiden. Kraftwerke, die primäre Regelleistung bereitstellen, müssen sehr schnell reagieren können, um dem Netzbetreiber kurzfristig zusätzliche Leistung zur Verfügung stellen oder Leistung aus dem Netz nehmen zu können (siehe Abbildung 7). In der Regel übernehmen thermische Kraftwerke auf Basis von Kohle, Gas, Öl oder Biomasse diese Aufgabe. Sie können ihre Leistung innerhalb kürzester Zeit hoch- oder herunterfahren. Durch die Umstellung auf erneuerbare Energien und die Reduzierung von Kohle- und Gaskraftwerken kommen eben diese für die Regelleistung nicht mehr in Betracht. Dieser Wegfall kann zum Beispiel durch leistungsorientierte Speichertechnologien ausgeglichen werden. (Regelleistung.net 2023)

Die sekundäre Regelleistung kommt nach der primären Regelleistung zum Einsatz, um das Gleichgewicht von Stromerzeugung und -verbrauch wieder herzustellen. Sie muss innerhalb von 15 Minuten aktiviert werden können. Auch konventionelle Kraftwerke sowie Pumpspeicher- und Batteriespeicher werden für die Bereitstellung sekundärer Regelleistung eingesetzt. Anders als die primäre Regelleistung wird die sekundäre Regelleistung vom Netzbetreiber gezielt bei einzelnen Kraftwerken angefordert. (Regelleistung.net 2023)

Die Minutenreserve stellt die dritte Stufe der Regelleistung dar. Sie wird innerhalb von 15 bis 30 Minuten nach der Aktivierung sekundärer Regelleistung eingesetzt, um diese zu entlasten. Für die Minutenreserve eignen sich insbesondere steuerbare Verbraucher wie Industriebetriebe aber auch Biogasanlagen oder Notstromaggregate. Sie werden vom Netzbetreiber bei Bedarf zugeschaltet, um zusätzliche Leistung ins Netz zu bringen oder Leistung aus dem Netz zu nehmen. (Regelleistung.net 2023)

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass ein stabiles Stromnetz auf der kontinuierlichen Bereitstellung von ausreichender Regelleistung in Form von primärer, sekundärer und Minutenreserve beruht. Nur so können kurzfristige Schwankungen im Stromnetz ausgeglichen und die Netzstabilität gewährleistet werden. Die Regelleistung trägt somit entscheidend zur Versorgungssicherheit eines Landes bei. Ohne

sie wären weder die stabile Netzfrequenz noch die jederzeitige Deckung des Strombedarfs der Bevölkerung und Wirtschaft möglich.

6 UMSTELLUNGSPLANUNG IM RAHMEN DER ELEKTRIFIZIERUNG

In diesem Kapitel werden die Möglichkeiten und Alternativen im Rahmen der Umstellungsplanung diskutiert, die einen erheblichen Einfluss auf die Betriebsabläufe und die daraus resultierenden Kostenstrukturen aufweisen. Insbesondere zählen hierzu Fahrzeugreparatur und -wartung sowie der Auswahl des Heizungs-, Lüftungs- und Klimakonzeptes (engl. Heating, Ventilation and Air-Conditioning kurz HVAC) der Fahrzeuge und die Erhöhung der Wertschöpfungstiefe durch eigene Stromerzeugung.

6.1 Werkstatt und Wartung

Neben dem Aufbau von Ladeinfrastruktur für E-Busse gehört auch der Aufbau von Werkstattinfrastruktur und die Mitarbeiterqualifikation im Werkstattbereich zum Veränderungsprozess dazu. Je nach strategischer Betriebsausrichtung und Verfügbarkeit von qualifiziertem und veränderungsbereitem Werkstattpersonal lassen sich hier grundsätzlich mehrere Möglichkeiten unterscheiden:

- Full-Service Vertrag mit Fahrzeughersteller
- E-Bus qualifizierte Fremdwerkstatt ohne Full-Service-Vertrag
- Abrede mit dem Fahrzeughersteller und Qualifikation der eigenen Werkstatt zur Regiewerkstatt des Herstellers
- Qualifikation der eigenen Werkstatt

Für einen leichteren Einstieg in die E-Mobilität mit einer geringen Fahrzeuganzahl kann die einfache Lösung, also dem Rückgriff auf eine externe Fremdwerkstatt entweder mittels Full-Service Vertrag, aber auch ohne gesonderten Vertrag, eine interessante Lösung darstellen. Die Herausforderungen der (besonderen) Mitarbeiterqualifikation und auch der Investition in Werkstattausstattung kann hier entgangen werden. Diese beiden Modelle sind bis zu einer gewissen Fahrzeuganzahl trotz Ihrer Mehrkosten bezogen auf Service und Wartung betrieblich ggf. günstiger, da auf die (tiefgreifende) Mitarbeiterqualifikation und die Investition in die Ertüchtigung der Werkstattausstattung verzichtet werden kann. Bezogen auf die Standzeiten der Fahrzeuge für ungeplante Ausfälle durch Defekte oder Unfälle steht diese Lösung dem eigenen Kompetenzaufbau jedoch hinten an. Schon für kleinere Tätigkeiten an den Fahrzeugen ist die Qualifikation der Mitarbeiter im Umgang mit Hochvoltkomponenten notwendig. Reinigungskräfte benötigen die Unterweisung Stufe HV-Bus-R und das Fahrpersonal benötigt die Unterweisung HV-Bus-F.³ Diese stellen die Grundvoraussetzung dar, um die übrigen Sachverhalte über eine externe Werkstatt abwickeln zu können.

Eine Orientierungshilfe, welche Qualifikation für welche Tätigkeiten benötigt wird, bietet Abbildung 8.

³ V.-B. (VBG) [2016], S. 48.

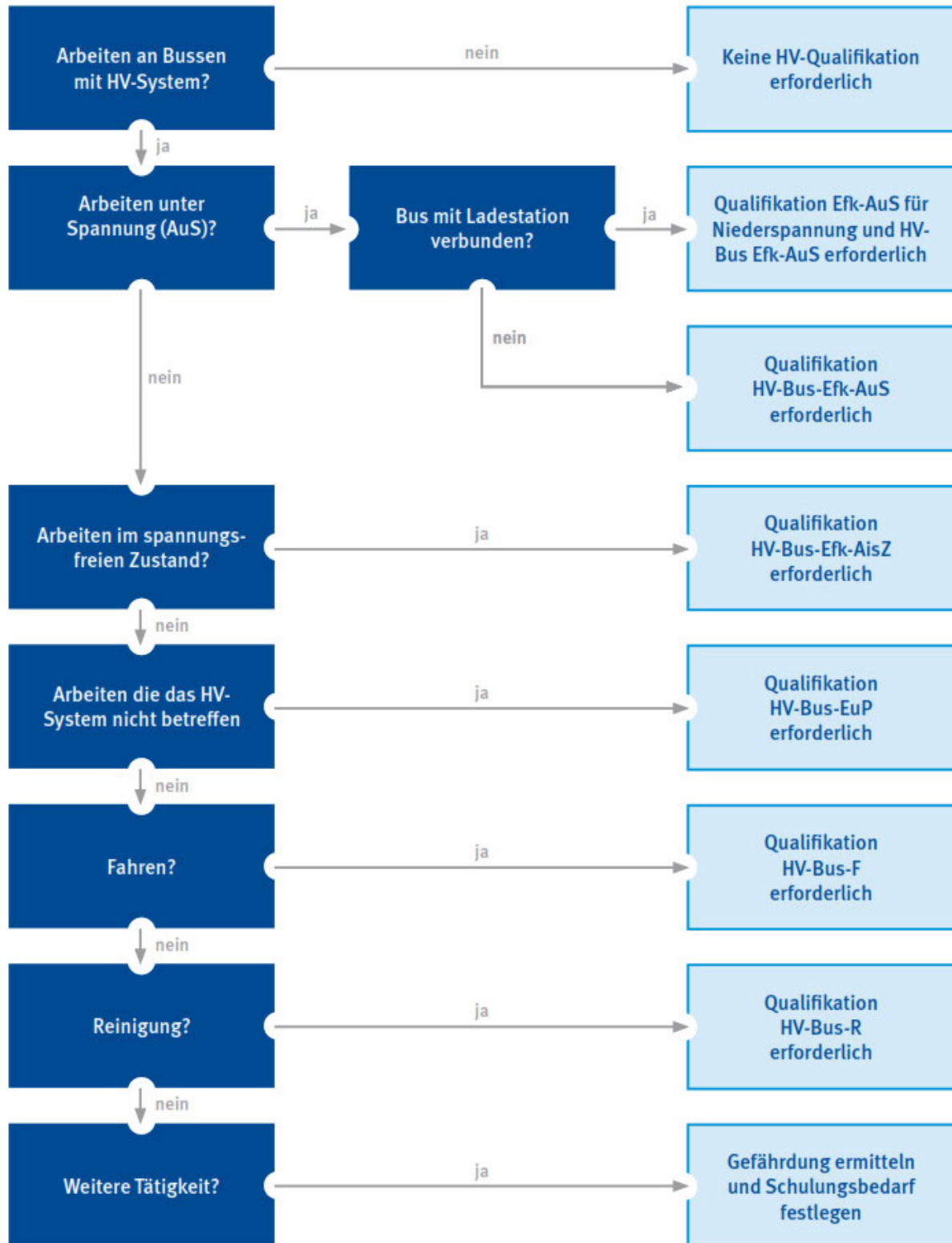


Abbildung 8: Ermittlung der notwendigen Qualifikation von Beschäftigten für Arbeiten an Bussen mit HV-Systemen (Quelle: V.-B. (VBG) [2016], S. 57)

Aufgrund der geringen Fahrzeuganzahl in Stufe 1 der betrieblichen Antriebswende und dem gewünschten Knowhow Aufbau zur Reduzierung der Standzeiten empfiehlt sich die Variante 3. Aufgrund der Personalsituation der Werkstatt und der weiterhin notwendigen Werkstattkapazitäten für die teilweise noch bestehende Dieselflote sind Auftragsarbeiten für andere Busbetriebe vermutlich nur mit zusätzlichen Mitarbeitern möglich. Daher wäre eine Qualifikation der eigenen Werkstatt ohne vertragliche

Vereinbarungen mit den Fahrzeugherstellern als Regiewerkstatt denkbar. Eine Regiewerkstatt wäre denkbar, sofern die Hersteller sich darauf einlassen, dass nur die eigenen Fahrzeuge gewartet und repariert werden.

Als potenzielle Mischlösung wäre weiterhin denkbar, über die Marktüblichen 2-4 Garantiejahre einen Full-Service-Vertrag abzuschließen und währenddessen den internen Kompetenzaufbau flankierend mit den Erfahrungen der herstellereigenen Werkstatt voranzutreiben. Die Kosten für Full-Service-Verträge schwanken innerhalb der Herstellerpalette stark. Es ist davon auszugehen, dass diese Kosten im Zuge vermehrter Qualifikationen von Vertragswerkstätten zukünftig als rückläufig eingeschätzt werden können.

6.1.1 Notwendige Werkstattausstattung

Da eine Qualifikation der eigenen Werkstatt grundsätzlich vorteilhaftig wäre, soll nachfolgend näher auf die notwendigen Investitionen für die Ertüchtigung eingegangen werden.

Mit wenigen Ausnahmen verbauen die Hersteller zumindest ein Teil der Batteriepakete auf dem Fahrzeugdach. Um ein sicheres Arbeitsumfeld für die Arbeiten an diesen Energiespeichern oder weiteren technischen Komponenten (z. B. Klimaanlage) zu erhalten, ist die Investition in einen Dacharbeitsstand notwendig. Hier sollte die Auswahl mit Blick in die Zukunft getroffen werden. Es gibt mobile Arbeitsstände und feststehende Arbeitsstände. Bei feststehenden Arbeitsständen sollte sich von Beginn an die Frage gestellt werden, ob perspektivisch auch Gelenk-Busse elektrifiziert werden sollen, da dort eine längere Einrüstung erforderlich wird. Mobile Arbeitsstände sind günstiger erschweren jedoch ggf. durch mehrfaches Umsetzen die Arbeitsabläufe. Es sind mit den spezifischen Anbietern jeweils die Erfordernisse der Berufsgenossenschaft zu prüfen. Erfahrungen in diesem Bereich haben beispielsweise die Fa. C. O. Weise GmbH & Co. KG oder Günzburger Steigtechnik. Je nach Zielsetzung sind Kosten zwischen 30.000 € und 200.000 € zu erwarten.

Für einen möglichen Batterietausch oder eine Batteriereparatur ist eine Hebevorrichtung notwendig. Diese sollte min. 850 kg Nutzlast und eine minimale Höhe von 4m bis zur Hakenunterkante aufweisen. Auch in diesem kostenintensiven Punkt besteht ein Spielraum, günstige Ständerkräne oder flexible Traversensysteme mit Laufkatze mit wahlweise Deckenmontage oder Gerüstkonstruktion. Für die infrage kommende Auswahl ist ein Statiker hinzuzuziehen. Auch bei einem bodenverankerten Ständerkran ist die Kraftaufnahme erfahrungsgemäß durch den Busbetrieb nachzuweisen. Für den Transport der Lasten im Werkstattbereich ist ein Flurfördermittel (Gabelstapler oder Hubwagen) notwendig sowie die insgesamt notwendigen Ladungssicherungsmittel.

Als weitere kostenrelevante Einzelposition ist ein mobiles Ladegerät notwendig. Es dient zur Aufrechterhaltung der Betriebsspannung und der Wiederverfügbarkeit des Fahrzeugs nach dem Werkstattservice, der ablaufbedingt in den vorgesehenen Ladepausen erfolgen sollte, um die Fahrzeugverfügbarkeit zu steigern. Auch für die Prüfung des State-of-Health (SOH) ist das mobile Ladegerät notwendig. Hier sollte in Abhängigkeit der Fahrzeugauswahl eine Abstimmung mit dem Fahrzeughersteller für die Wartungsanforderungen bezogen auf das mobile Ladegerät vorgenommen werden.

Für Arbeiten an Hochvoltfahrzeugen sind spezielle Werkzeuge, Lagerboxen, Schutzausrüstungen und Diagnosegeräte und die Markierung eines Havarieplatzes notwendig. Nähere Informationen zu den einschlägig notwendigen Materialien finden sich in der Studie „Elektrifizierung von KMU-Busunternehmen“ des VDE Renewables in Zusammenarbeit mit dem LBO.⁴

6.1.2 Notwendige Mitarbeiterqualifikation

Für die Arbeiten an Elektrobussen ist eine Mitarbeiterqualifizierung im Werkstattbereich unabdingbar. Neben der Qualifizierung des Werkstattpersonals ist das Fahrpersonal entscheidend. Beim E-Bus Einsatz kann ein Teil der kinetischen Energie des Fahrzeugs wieder über das Prinzip der Rekuperation (elektromagnetische Bremswirkung des Motors im Generatorbetrieb) in potenzielle Energie überführt werden. D. h. anstelle eines Bremsvorgangs, bei dem Bewegungsenergie über die Reibung an der Bremsanlage in Abwärme umgewandelt wird, die nicht mehr für den Fahrbetrieb nutzbar ist, kann beim

⁴ VDE (2023), S. 28

E-Bus der Traktionsmotor in umgekehrtem Wirkprinzip als Generator arbeiten und die Batterien aufladen. Hierdurch kann ein Teil der Bewegungsenergie wieder in nutzbares Beschleunigungspotenzial umgesetzt werden. Eine vorrausschauende Fahrweise, bei der die Rekuperation maximiert und die Nutzung der mechanischen Bremse minimiert wird ist entscheidend, um die Herstellvorgaben bezüglich der Verbräuche und damit auch der angegebenen Reichweiten einhalten zu können.

Der Einfluss der Fahrweise des Fahrers hat einen proportional höheren Einfluss auf die Verbrauchswerte beim E-Bus, als er beim Dieselbus hat. Als Best-Practice Ansätze können, hierbei Gamification Ansätze, bei dem die Fahrer in einen gegenseitigen Niedrig-Verbrauch-Wettbewerb treten, helfen, den notwendigen Energiebedarf nachhaltig zu reduzieren.

6.2 Erhöhung der Wertschöpfungstiefe im Betrieb

Zur Erhöhung der Wertschöpfungstiefe im Betrieb sowie zur Verbesserung des ökologischen Fußabdrucks der Verkehrsleistung ist der Aufbau von Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energie zu empfehlen. Über die notwendigen Investitionskosten informiert Kapitel 9 detailliert. Die Investitionskosten werden im Verlauf der Wirtschaftlichkeitsberechnung als Stromgestehungskosten verstanden und nicht gesondert als Investitionskosten ausgewiesen.

6.3 Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft

Neben der ständigen Verfügbarkeit der Fahrzeuge spielt auch die ständige Verfügbarkeit der Ladeinfrastruktur eine zentrale Rolle in der Aufrechterhaltung der Verkehrsleistung. Für eine schnelle Fehlerbehebung ist es sinnvoll, das Werkstattpersonal auch für die Wartung und Reparatur der Ladeinfrastruktur zu schulen und ggf. Ersatzteilverhaltungen mit den Herstellern zu vereinbaren. Hierfür werden entsprechende Kostenansätze in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung unterstellt.

6.4 Entscheidungsfindung Klimakonzept Fahrzeuge

Grundsätzlich lassen sich zwei unterschiedliche zur Innenraumtemperierung des Fahrer Arbeitsplatzes und des Fahrgastraums identifizieren.

6.4.1 Rein elektrische Konditionierung

Bei der rein elektrischen Konditionierung wird sowohl die Klimatisierung als auch die Aufheizung rein elektrisch vorgenommen. In der Regel bieten die Fahrzeughersteller nahezu flächendeckend Wärmepumpen an, die bei besonders kalten Temperaturen durch Hochvolt-Widerstandsheizer unterstützt werden. Gegen Aufpreis sind CO₂-Wärmepumpen erhältlich, die neben dem klimaunschädlicheren Kältemittel auch eine bessere Effizienz bei kalten Temperaturen versprechen. Durch die große Temperaturdifferenz im Winter zwischen einer Soll-Innenraumtemperatur von beispielsweise 18° bei einer Außentemperatur von -5 ° (23° Unterschied) ist im Vergleich zum Sommer, bei dem bei einer Außentemperatur von 30° auf 25° Soll-Innenraumtemperatur (5° Unterschied) gekühlt wird, eine erheblich höhere Energiemenge notwendig. Hierdurch verringert sich die zur Verfügung stehende Batteriekapazität für den Traktionsenergiebedarf und die Reichweiten sinken.

Eine Ausnahme dieser physikalischen Gesetzmäßigkeit gibt lediglich der Hersteller VDL an, durch sein effizientes Dämmsystem geschaffen zu haben. Hier besteht die Fahrzeugträgerstruktur aus einem Wärme-Verbund-Dämmstoff und die durch die Fahrgäste eingebrachte Körperwärme kann einen Großteil des Heizenergiebedarfs abdecken, da die Kältebrücken zur Außentemperatur minimiert wurden.

6.4.2 Konditionierung mit Zusatzheizer

Alternativ zur rein elektrischen Konditionierung des Fahrer- und Fahrgastraums besteht bei den meisten Herstellern die Option, eine Verbrennerzusatzheizung hinzuzubestellen. Hierdurch kann ein Großteil des Heizenergiebedarfs im Winter über eine separate Energiequelle gedeckt und damit eine höhere Mindestreichweite erzielt werden. Die Einsatzmöglichkeiten des Energieträgers bestimmen hierbei den CO₂-Fußabdruck. Beim Einsatz von beispielsweise Bioethanol kann weiterhin Emissionsfreiheit unterstellt werden. Beim Einsatz von Heizöl oder Diesel ist auf die innerstädtische Geruchsentwicklung zu achten, da Zusatzheizgeräte i. d. R. keine Abgasnachbehandlung haben. In der Praxis gelten jedoch auch Fahrzeuge mit Verbrennerzusatzheizung als emissionsfrei unabhängig vom verwendeten Brennstoff.

6.4.3 Einordnung der Alternativen

Je nach Herstellerkonzept der rein elektrischen Heizvariante (Art der Wärmepumpe bzw. des Kältemittels, Temperaturbereich ab dem Hochvoltheizer einsetzen) liegen die Herstellerangaben zur Worst-Case Reichweite bis zu einem Drittel unter den Reichweiten mit der Option des Zusatzheizgeräts. Hieraus kann sich im weiteren Sinne schlechtesten Falles eine Fahrzeugmehrung von analog einem Drittel ergeben. Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit sollen die Varianten am Beispiel der Herstellerangaben eines MAN Lion's City 12 E gegenübergestellt werden:

Beispielrechnung		elektrisch	Zusatzheizung
Fahrzeug- parameter	Fahrzeugreichweite (Worst-Case) im Jahr 10	200	300
	Verbrauch inkl. Konditionierung im Jahresmittel [kWh/h]	1,082	0,958
	Verbrauch Konditionierung Zusatzheizung Jahresmittel [Liter/h]		0,6
	Durchschnittsgeschwindigkeit [km/h]	20	

Die angenommene Durchschnittsgeschwindigkeit von 20 km/h entspricht in etwa der Prüfgeschwindigkeit SORT II, also einer Mischung aus Überland- Stadtverkehr. Korrespondierend beziehen sich auch die Reichweiten und Verbrauchswerte auf den SORT II Zyklus.

Energieverbräuche	Gesamtkilometer [km]	40.000	50.000	60.000	70.000	80.000	90.000
	Einsatzstunden [h]	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500
	Elektrischer Energieverbrauch [kWh]	43.280	54.100	64.920	75.740	86.560	97.380
	Elektrischer Energieverbrauch bei vorhandenem Zusatzheizer [kWh]	38.320	47.900	57.480	67.060	76.640	86.220
	Dieserverbrauch für Zusatzheizung [l]	1.200	1.500	1.800	2.100	2.400	2.700

Der ermittelte Dieserverbrauch für die Zusatzheizung ist nicht zu verachten und bedingt, dass auch die Tankstelle des Betriebshofs bei Vollelektrifizierung vermutlich weiterhin notwendig bleiben wird.

Bei Bezugskosten von 28 Cent für eine Kilowattstunde Strom und 1,40 € für einen Liter Diesel ergibt sich in den variablen Kosten eine annähernde Kostenparität der beiden Heizungsalternativen.

Gesamtkilometer [km]		40.000	50.000	60.000	70.000	80.000	90.000
Kosten	Energiekosten pro Bus ohne Zusatzheizung [EUR]	12.118	15.148	18.178	21.207	24.237	27.266
	Energiekosten pro Bus mit Zusatzheizung [EUR]	12.410	15.512	18.614	21.717	24.819	27.922

Anzumerken ist hierbei jedoch, dass die Verbrauchswerte aus den Herstellerangaben für an der Ladesäule vorkonditionierte Fahrzeuge gelten.

Eine Fahrzeugmehrung hat bei den hohen Investitionskosten für die batterieelektrischen Fahrzeuge eine enorme Abschreibung und damit Steigerung der jährlichen Kosten zur Folge. Zur Sicherstellung eines robusten Betriebsablaufs und zur Erhaltung der Flexibilität gegen End-of-Life (EOL) der Batterien kann empfohlen werden, die Fahrzeuge mit Zusatzheizern zu bestellen und im Sinne der Ökonomie und der Ökologie die Funktionalität der Zusatzheizung so lange abzuschalten, solange die Umläufe sicher bedienbar bleiben. Demgegenüber ist zu beachten, dass durch die Verwendung der Zusatzheizung auch der Energiedurchsatz auf den Traktionsbatterien verringert und sich die nutzungsbedingte Alterung hierdurch geringer auswirkt. Die Leistungsschütze werden aus sicherheitstechnischen Gründen nach einer gewissen Schaltzahl außer Kraft gesetzt, wodurch das Fahrzeug ohne einen Batterietausch dann nicht mehr einsatzfähig ist. Die Verbrauchsangaben von MAN unterscheiden sich im Jahr 10 in den Modellvarianten mit oder ohne Zusatzheizung um 1% SOH.

Zur Beurteilung der verkürzten Batterienutzungsdauer kann überschlägiger Vergleich herangezogen werden, der auf reinen Schätzwerten basiert und hier nur ein Gefühl vermitteln soll: Sofern die Investitionskosten zur Ertüchtigung der Batterien mit ca. 80.000 € angenommen werden und die Verlängerung der Einsatzzeit, aufgrund der Zusatzheizung eine Nutzung von 11,5 Einsatzjahren anstelle von 11 Einsatzjahren, bewirkt, erhöht sich die Batterieabschreibung um 300 € bis 350 € p. a. sofern eine vorhandene Zusatzheizung in den ersten Jahren nicht genutzt wird und die Umläufe dennoch fahrbar bleiben.

Zusätzlich erhöht sich der Fahrzeugpreis durch den Einbau der Zusatzheizung um ca. 5.000 €. Bei in Summe damit geschätzten Mehrbelastungen in der Abschreibung von 700 € bis 900 € (je nach Nutzungsdauer und Batteriekosten).

Diese Mehrbelastung wird bei aktuellen Diesel- und Strompreisen (siehe oben) jedoch durch die geringeren jährlichen variablen Kosten reduziert.

Die Vorteilhaftigkeit der hinzugewonnenen Flexibilität über die Fahrzeugnutzungsdauer im Verhältnis zu der jährlichen Mehrbelastung von ca. 200 € bis 600 € pro Bus und Jahr kann im Falle fahrbarer Umläufe, unabhängig davon, ob eine Zusatzheizung notwendig ist, nur eine Empfehlung sein und obliegt letztlich der unternehmerischen Entscheidung des Geschäftsführers.

Sofern durch diese Flexibilität jedoch eine Fahrzeugeinsparung resultiert, wendet sich das Blatt und die Alternative ist gegenüber einem rein elektrischen Betrieb aufgrund der geringeren Anzahl an Fahrzeugabschreibungen deutlich wirtschaftlicher.

Ergänzend sei in diesem Zusammenhang angemerkt, dass das HVAC-Konzept im Zusammenhang mit der erforderlichen Fahrgastsitz- und -stehplatz-Kapazität abgestimmt sein muss. Es gibt Hersteller, bei denen der Einbau von fossilen Zusatzheizungen zum Wegfall von zwei Fahrgastsitzen und insgesamt zur Reduzierung der Fahrgastkapazität führt.

7 ELEKTRIFIZIERUNG DER UMLÄUFE

Das Umstellungskonzept gliedert sich in zwei Stufen. In der ersten Stufe plant das Familien Unternehmen Nienaber eine Umstellung von 4 Bussen auf batterieelektrischen Antrieb. In der zweiten Stufe wird eine Einschätzung zur Vollelektrifizierung der gesamten Busflotte für die Zukunft gegeben.

7.1 Stufe 0- Darstellung des Ist-Zustands Dieselbetrieb

Die kundenseitig zur Verfügung gestellten Umlaufdaten stellen sich wie folgt dar:

	Mo-Fr Sch	Mo-Fr F	Sa	So	Jahreskilometer	Økm p.a.
Gelenkbus	4					
II-Mischverkehr aus Stadt und Überland						
III- Überlandverkehr						
Solobus	19					
II-Mischverkehr aus Stadt und Überland						
III- Überlandverkehr						
I-schwerer Stadtverkehr mit kurzen Haltestellenabstände n						
Kleinbus	3					
III- Überlandverkehr						
I-schwerer Stadtverkehr mit kurzen Haltestellenabstände n						
15m	6					
II-Mischverkehr aus Stadt und Überland						
III- Überlandverkehr						
PKW	3					
III- Überlandverkehr						
I-schwerer Stadtverkehr mit kurzen						

Haltestellenabstände n						
Gesamtergebnis	35				1.619.139	46.261

Tabelle 1: Fahrzeugverteilung Ist-Leistung

Die Herstellerwahl hat bezüglich der Service- und Reparaturgestaltung einen erheblichen Einfluss. Aktuell zeichnet sich eine Marktveränderung im deutschen Bus Markt ab. Neue, bislang nicht am (Diesel-)Markt vertretene Unternehmen, bieten E-Busse an. Hier sei beispielsweise BYD oder MCV angeführt. Den Newcomern fehlt allerdings noch das Aftersales Netzwerk, das für die notwendige permanente Einsatzbereitschaft der Fahrzeuge allerdings in der Branche unerlässlich ist. Hier lässt sich jedoch durch z. B. den Aufbau von Regiewerkstätten bei Busbetrieben ein besseres Aftersales Netzwerk erarbeiten. In der aktuellen Marktphase zeigt sich der Geschäftsführer der Fa. Nienaber offen gegenüber solchen Newcomern, weshalb die Fahrzeuge von BYD in Betracht gezogen werden sollen. Als Referenzreichweite mit dem Stand der Technik dienen daher die nachfolgenden Fahrzeuge in der entsprechenden Gefäßgröße und Verbrauchsklasse mit Zusatzheizung:

REFERENZFAHRZEUG	KAPAZITÄT EOL [kWh]	REICHWEITE EOL [km]	EOL [JAHRE]
MAN 18m SORTIII	540	393	10
MAN 18m SORTII	503	337	10
MAN 12m SORTI	354	285	10
MAN 12m SORTII	353	337	10
MAN 12m SORTIII	367	385	10
Hyundai Staria	60	173	10
BYD B12 SORT 1	414	342	10
BYD B12 SORT 2	414	406	10
BYD B12 SORT 3	414	452	10
BYD B15 SORT 2	463	319	10
BYD B15 SORT 3	469	353	10
Tremonia Sprinter45-SORT1	92	144	10
Tremonia Sprinter45 SORT2	92	160	10

Tabelle 2: Fahrzeugreichweite gegen End of Life (EoL) in Abhängigkeit der Laufleistung

Die Referenzreichweite stellt das Worst-Case-Szenario im 10. Betriebsjahr dar. Auch an kalten Wintertagen müssen alle Umläufe fahrbar bleiben, ohne, dass sich für wenige Tage im Jahr eine Fahrzeugmehrgang ergibt. Die Reichweite zum 10. Betriebsjahr wurde hierbei anhand der durchschnittlichen Kilometerleistung der Fahrzeuge aus den Herstellerangaben interpoliert. Die Umlauflängen je Gefäßgröße werden nachfolgend über die Verkehrstage dargestellt. Einige Umläufe weisen an spezifischen Tagen, beispielsweise vor Feiertagen, längere Umlauflängen und Einsatzzeiten aus. Für die Untersuchung wurde in diesen Fällen jeweils die maximale Einsatzmöglichkeit unterstellt, da auch der verlängerte Einsatz stets mit dem vorhandenen Fuhrpark bedienbar bleiben muss. Zur vereinfachten Darstellung werden nachfolgend die Tageslaufleistungen der Fahrzeuge gegenüber der aktuell technisch möglichen Reichweite der Referenzfahrzeuge im 10. Betriebsjahr aufgezeigt. Hierbei konzentriert sich die Darstellung auf den verkehrsintensivsten Schultag.

Durch zwischenliegende Ladepausen während des Fahrzeugumlaufs kann es jedoch sein, dass Umläufe, die von der Tagesleistung her, als nicht fahrbar erscheinen, wieder fahrbar sind. Hierzu werden die

einzelnen Ladefenster der Umläufe gesondert ausgewertet und auf der Nebenachse der jeweilige minimale State-of-Charge (SOC) für die kritischste Teilstrecke der Umläufe als Punktwert in der Grafik ausgewiesen. Ein SOC kleiner 0 deutet auf einen nicht elektrifizierbaren Umlauf hin, ein SOC größer 0 wäre entsprechend mit dem batterieelektrischen Referenzfahrzeug fahrbar.

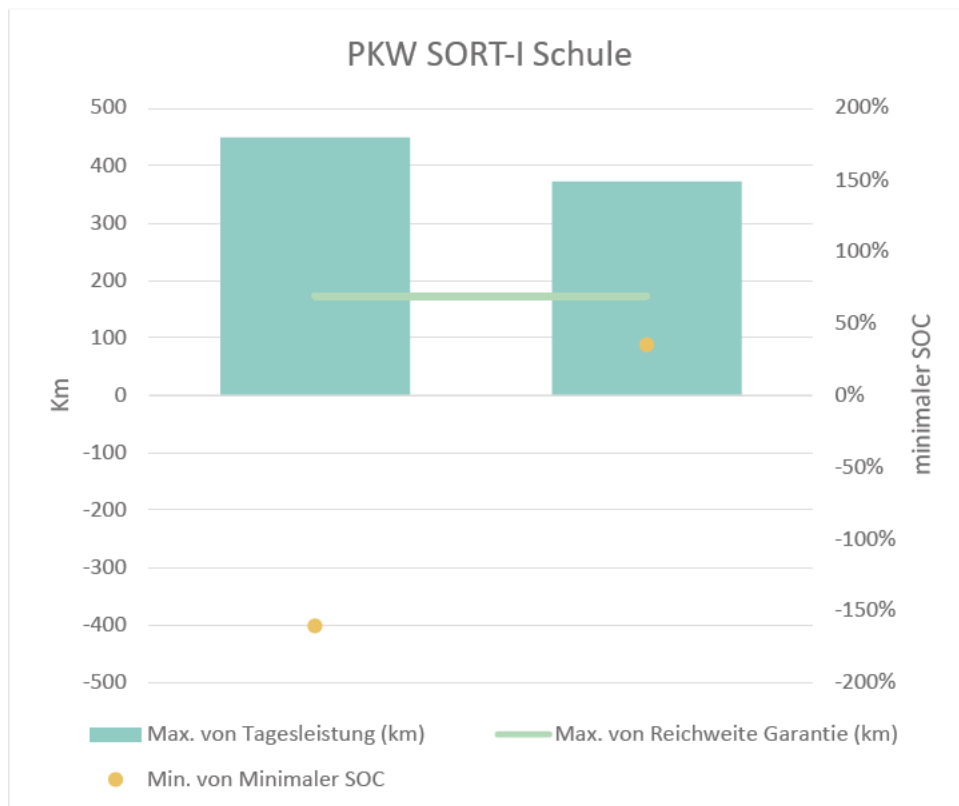


Abbildung 9: Solobus SORT III Schule - Istzustands-Auswertung

Interpretation der Grafik als Beispiel

Der Umlauf mit der Bezeichnung erscheint mit einer Tageslaufleistung von 449,8 km im Verhältnis zur Referenzreichweite des Hyundai Staria von 172,8 km nicht fahrbar. Jedoch kann er durch ein regelmäßiges Ladefenster vor dem nächsten Fahrtritt wieder voll aufgeladen werden. Hierbei ist das längste Teilstück, welches vor einem Ladefenster zurückgelegt wird, 111,45 km, wodurch sich ein minimaler SOC von 36 % ergibt.

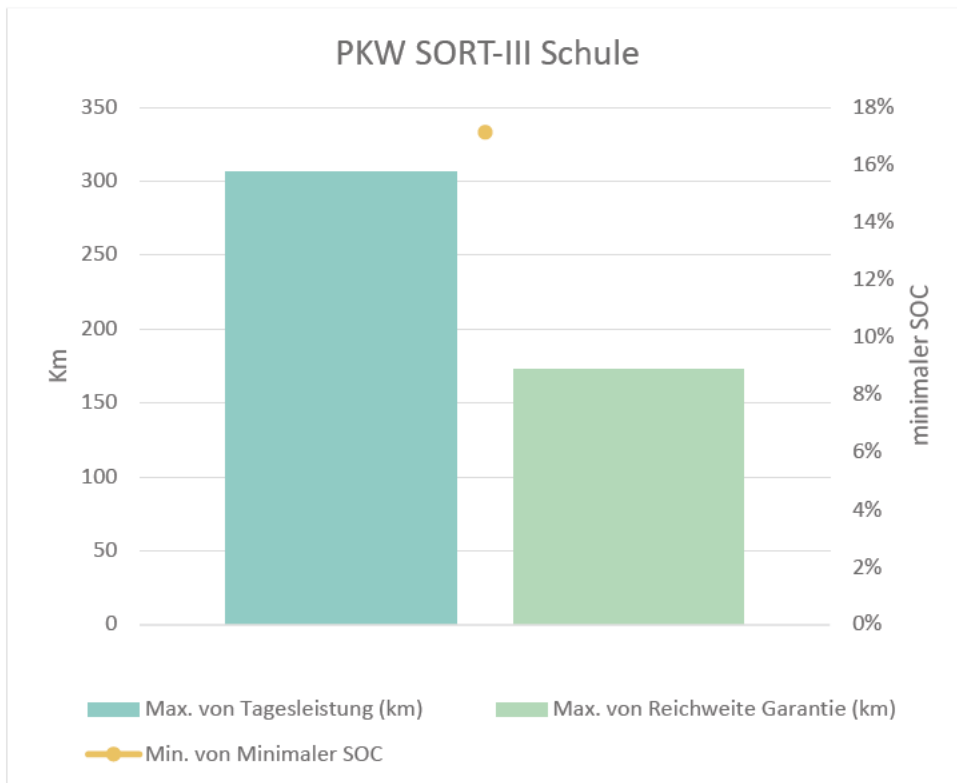


Abbildung 10: PKW SORT III (Schule)

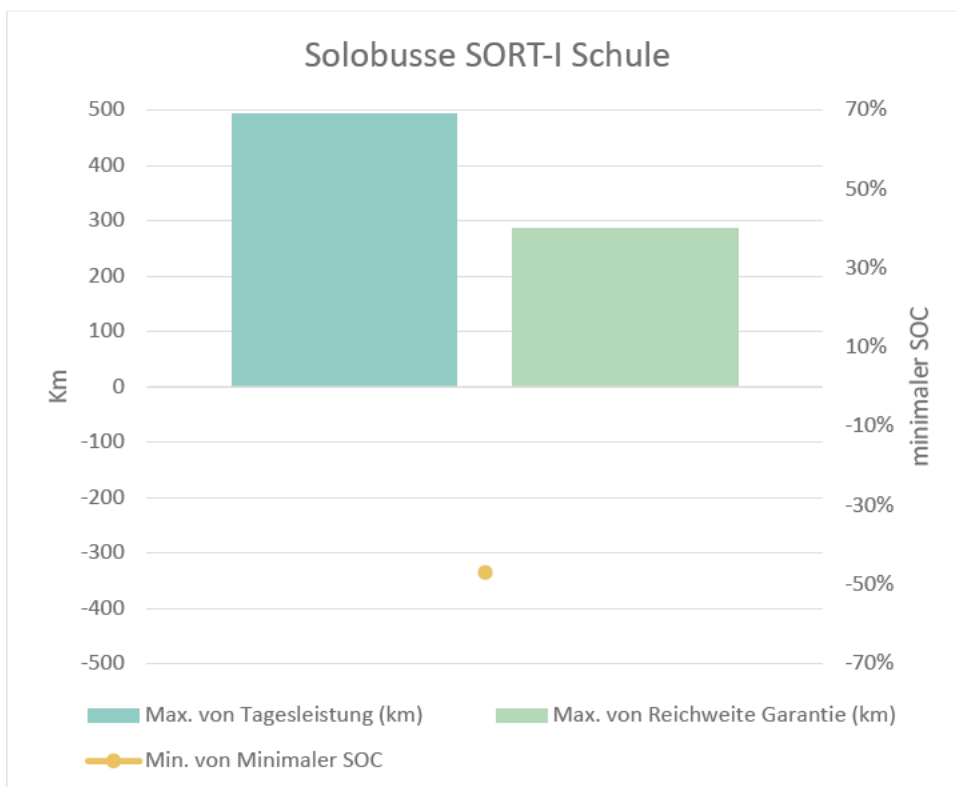


Abbildung 11: Solobusse SORT I (Schule)

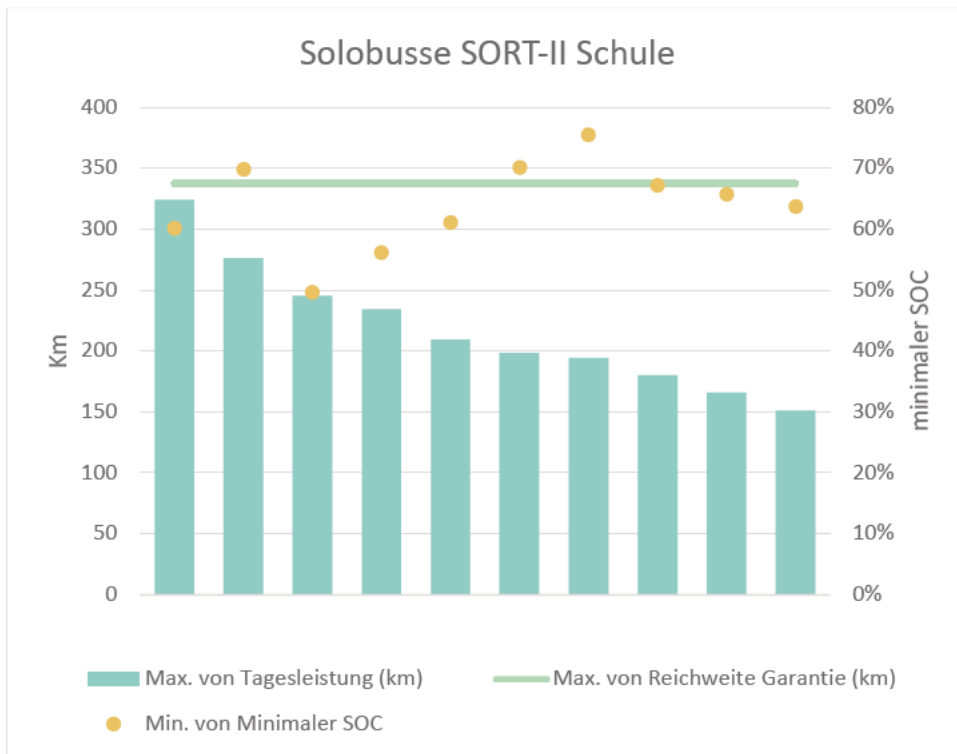


Abbildung 12: Solobusse SORT-II (Schule)

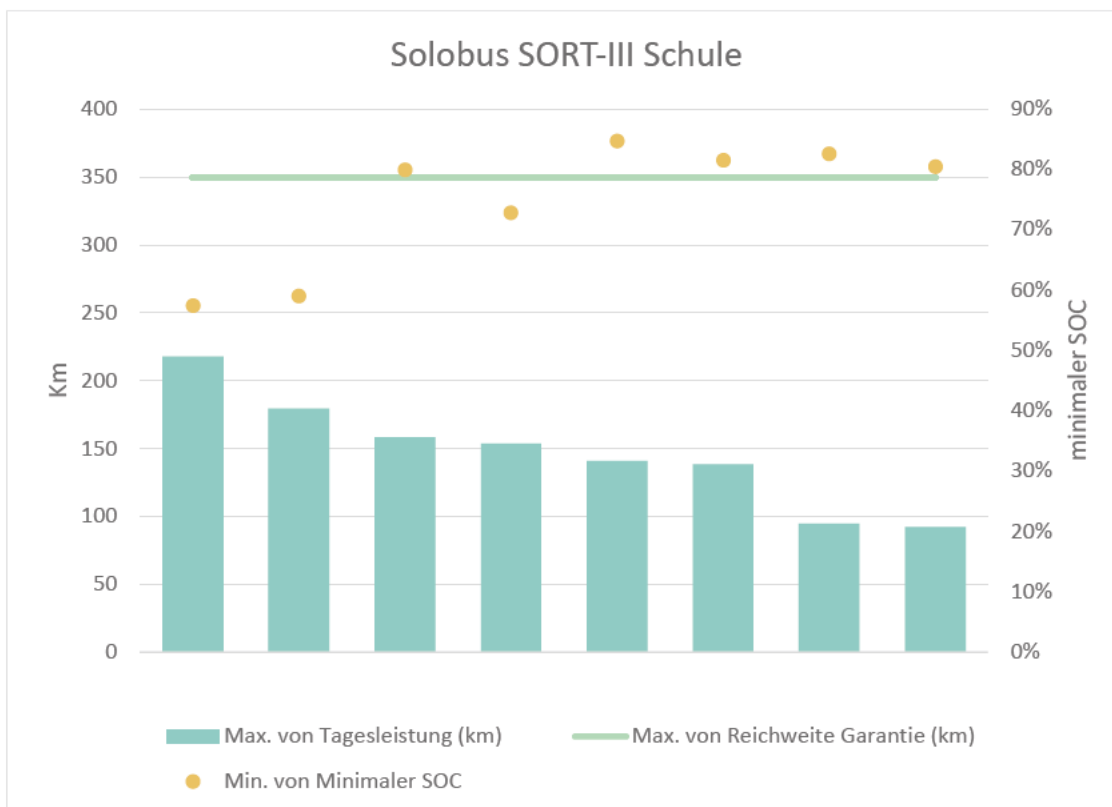


Abbildung 13: Solobusse SORT-III (Schule)

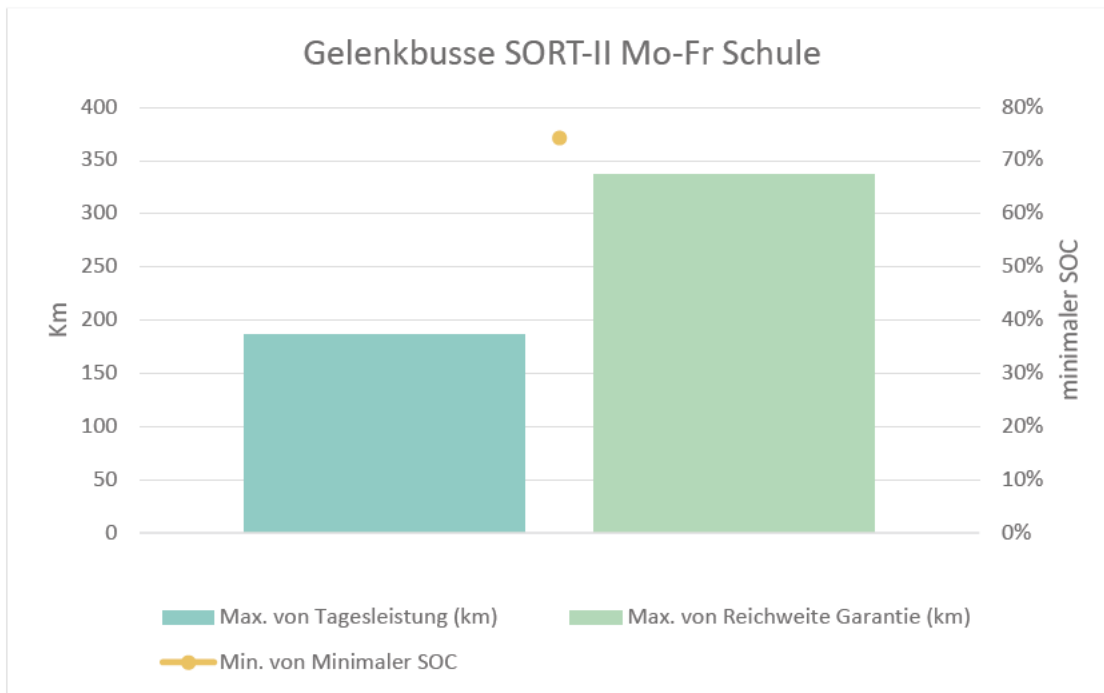


Abbildung 14: Gelenkbusse SORT-II (Schule)

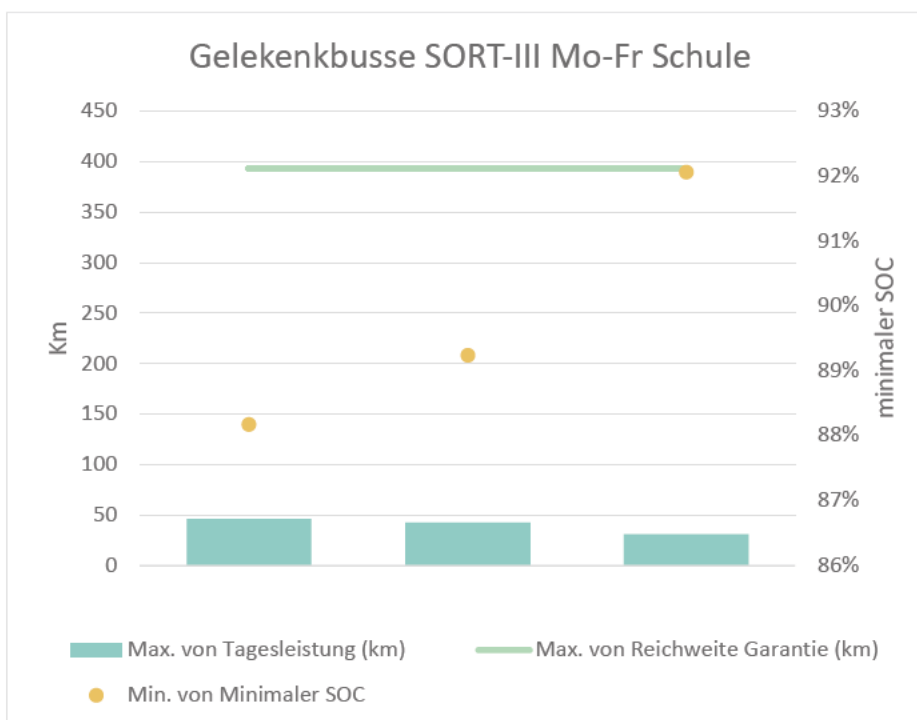


Abbildung 15: Gelenkbus SORT-III (Schule)

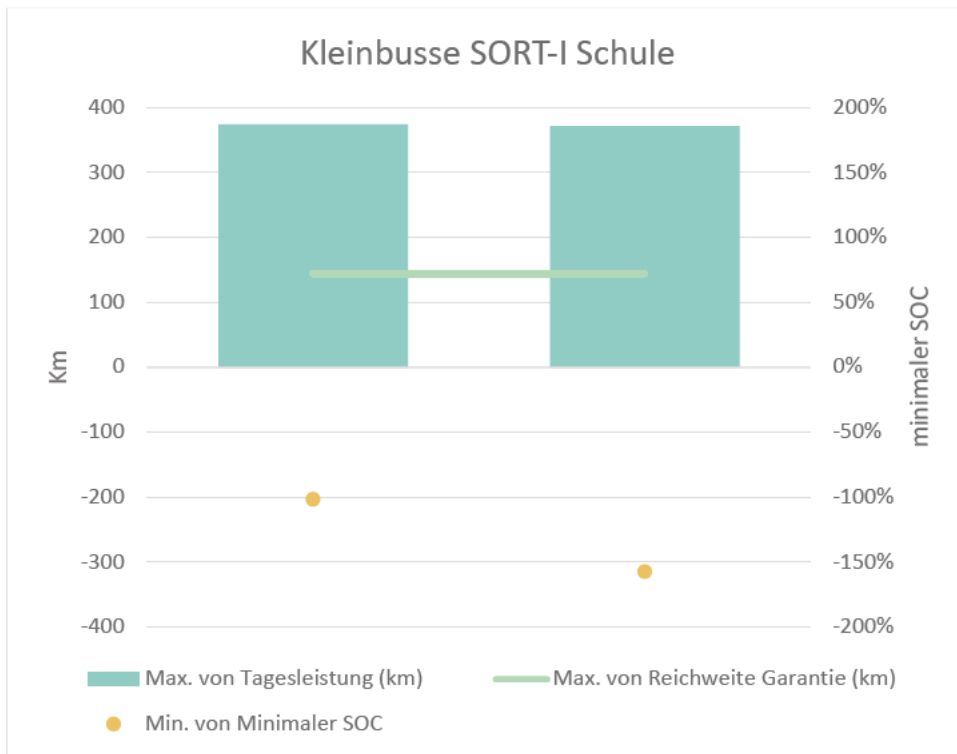


Abbildung 16: Kleinbusse SORT I (Schule)

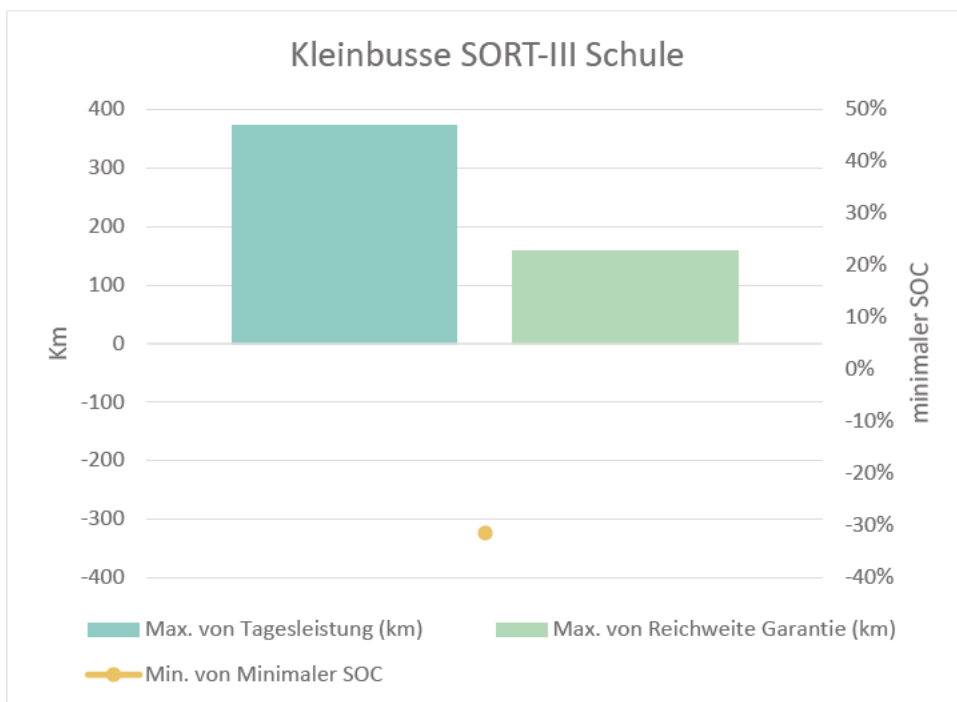


Abbildung 17: Kleinbusse SORT III (Schule)

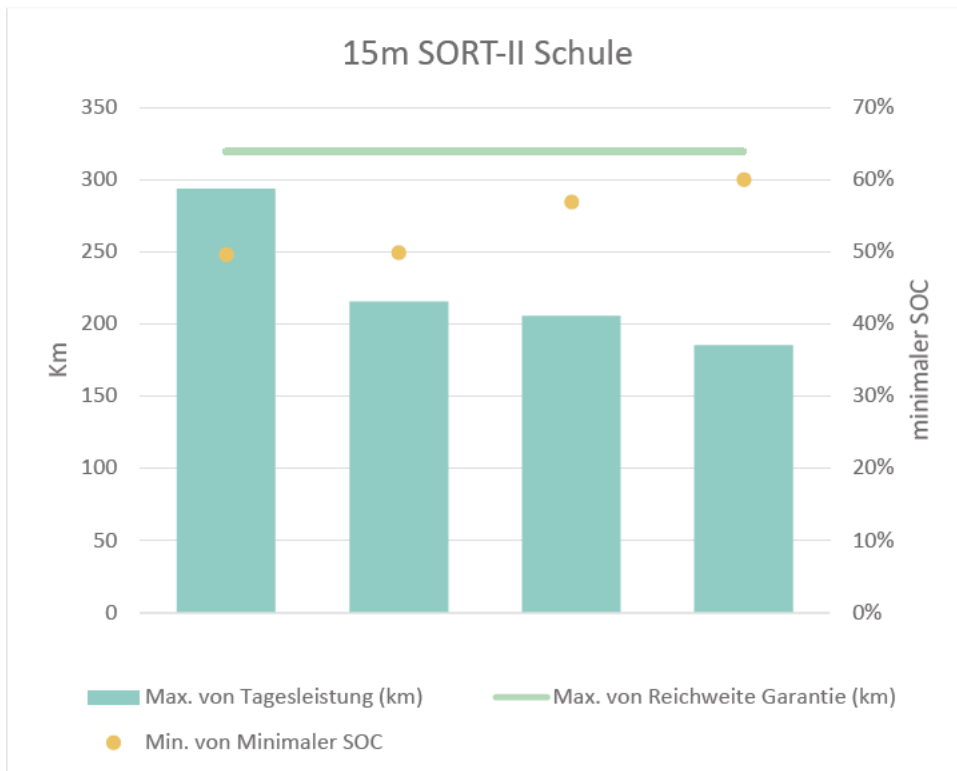


Abbildung 18: 15m SORT II (Schule)

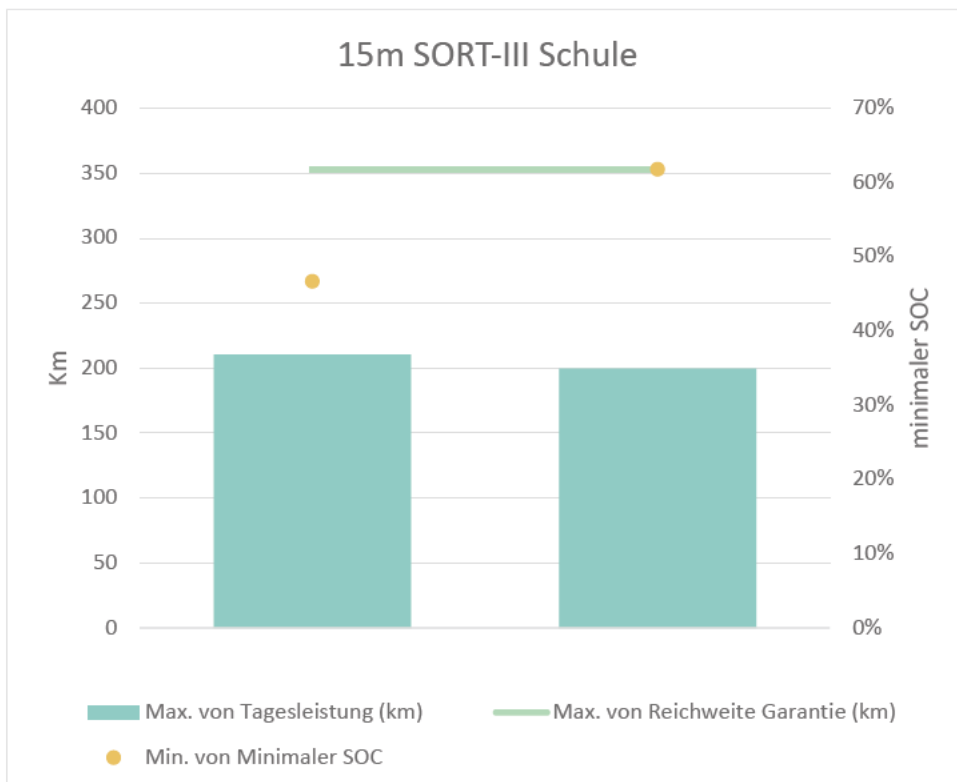


Abbildung 19: 15m SORT III (Schule)

Wie den Abbildungen zu entnehmen ist, ist ein Großteil der Fahrzeugumläufe in der Schulzeit mit den zugrunde gelegten Referenzfahrzeugen von BYD und Hyundai fahrbar. Lediglich die Umläufe:

- -160 % SOC_{min}
- -157 % SOC_{min}

- -101 % SOC_min
- -47 % SOC_min
- -31 % SOC_min

Sind im letzten Betriebsjahr sehr heißen Sommertagen als nicht fahrbar einzustufen.

Analoge Auswertung wurde auch für die übrigen Verkehrstage vorgenommen. Diese stellt die Basis für die nachfolgende Umlaufauswahl der Stufe 1 sowie für die Vollelektrifizierung dar.

7.2 Stufe 1 — Umstellung von 4 Solobussen auf batterieelektrischen Antrieb

In diesem Kapitel wird die Auswahl der Umläufe für die erste Stufe der Elektrifizierung behandelt.

Die Umstellung der Antriebsart soll unter der Nebenbedingung feste Fahrzeuganzahl (4) mit dem Ziel verfolgt werden sowohl die ökonomische als auch ökologische Auswirkung zu maximieren. D.h. zum einen sollen die Mehrkosten der batterieelektrischen Leistungserbringung im Vergleich zum Dieselmotorbetrieb minimiert werden und zum anderen soll dabei eine möglichst hohe CO₂-Einsparung erfolgen.

Durch die feste Vorgabe der Fahrzeuganzahl sind die fixen Investitionskosten im Modell nur über die Herstellerauswahl und die entsprechende Batteriegröße veränderbar.

7.2.1 Umlaufgestaltung und Auswahl

Die Optimierung der ökonomischen und ökologischen Zielsetzung kann im weiteren Verlauf zum einen über die Laufleistungsverteilung und damit der Beeinflussung der variablen Kosten des Mischbetriebs Diesel- und E-Busse erfolgen. Zum anderen ist die Herkunft des bezogenen Stroms für den Betrieb der E-Busse entscheidend für deren ökologischen Fußabdruck aber auch für die Ökonomie.

Bezogen auf die Laufleistungsverteilung kann gleichzeitig eine Zielharmonie zwischen der ökonomischen und der ökologischen Zielgröße bestehen. Da die fahrleistungsabhängigen Kosten eines E-Busses bei aktuellen Energiepreisen unter denen eines Dieselmotors liegen, gilt es die maximale Fahrleistung unter den gegebenen Umläufen für die E-Busse zu ermitteln. Da jedoch auch Service- und Wartungskosten maßgeblich laufleistungsabhängig sind, wendet sich das Blatt, sofern der Unternehmer sich für aktuell noch sehr teure Vollwartungsverträge entscheidet. Diese resultieren je nach Hersteller schnell in Kilometerpreisen von über 40 Cent. Wird also ein Vollwartungsvertrag mit dem Fahrzeughersteller geschlossen, liegen dadurch die variablen, laufleistungsabhängigen Kosten über denen eines Dieselmotors. Hierdurch besteht sodann keine Zielharmonie zwischen der ökologischen und der ökonomischen Zielsetzung mehr. Aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten wäre es vorteilhaft mehr Leistung auf die Dieselmotore zu bringen und aus Umweltgesichtspunkten wäre es vorteilhaft mehr Leistung auf die batterieelektrischen Busse zu bringen.

Im Rahmen des Erfahrungsaufbaus mit der neuen Antriebstechnologie führen solche Vollserviceverträge zur Risikominimierung. Inwieweit solche teuren Vollserviceverträge allerdings im wettbewerblichen Umfeld eingepreist werden können, ist eine unternehmerische Entscheidung. Im privaten Omnibusgewerbe liegen bisweilen wenig Erfahrungen zur Reparaturanfälligkeit vor, auf die sich solch eine Entscheidung stützen kann. Sollten sich die Fahrzeuge als zuverlässig und reparaturanfällig herausstellen, so können künftig wie beim Dieselmotor Service- und Reparaturarbeiten in der eigenen Werkstatt vorgenommen werden. Sollten sich die Hersteller dazu einlassen Garantien auf die Hochvoltkomponenten zu geben, wenn die Fahrzeuge nach Herstellervorgaben in Eigenregie gewartet werden, könnte dies einen guten Lösungsansatz darstellen. Auch eine Fremdwartung ohne Vollservicevertrag kann hier als Lösungsansatz dienen.

Unabhängig der Energiekosten beeinflusst die Umlaufgestaltung die variablen Kosten über die resultierenden Fahrerlöhne. Sofern Umläufe im 1:1 Tausch von Diesel auf alternative Antriebe fahrbar sind, hat dies keinen Einfluss auf die Fahrerlöhne. Sofern jedoch Umläufe gebrochen werden müssen, da Reichweitenrestriktionen vorherrschen, können zusätzliche Lohnzeiten für den Ein- und Ausrückvorgang des Wechselfahrzeugs zu erhöhten variablen Kosten führen, gleichwohl die Energiekosten sinken. Im Sinne der Umwelt, werden solche Personalmehrkosten in dieser Studie, sofern Sie im Verhältnis stehen, in Kauf genommen und die Umläufe entsprechend gebrochen. In der Ausschreibungspraxis ist dies auch häufig über Wertungsboni so forciert.

Einige Umläufe weisen an spezifischen Tagen, beispielsweise vor Feiertagen, längere Umlauflängen und Einsatzzeiten aus. Für die Untersuchung wurde in diesen Fällen jeweils die maximale Einsatzmöglichkeit unterstellt, da auch der verlängerte Einsatz stets mit dem vorhandenen Fuhrpark bedienbar bleiben muss. Die Untersuchung gliedert sich nachfolgend anhand der Verkehrstage.

7.2.1.1 Unternehmensspezifische Restriktion der Umlaufauswahl

Für die Umlaufauswahl der ersten Stufe der Elektrifizierung soll unterstellt werden, dass eine Hochvoltgarantie ohne zugehörigen Vollservicevertrag mit den Herstellern vereinbart werden kann, daher weisen die ökologische und die ökonomische Zielerreichung über die Maximierung der elektrisch zurückgelegten Kilometer eine harmonische Beziehung zueinander auf. Des Weiteren ist allein der Betriebshof Saterland in Betracht zu.

Wünschenswert bei der Herstellerwahl der Fahrzeuge ist es einen Anbieter zu finden, welcher die betriebseigene Werkstatt zur Regie- oder zur Vertragswerkstatt macht, da auch Fremdleistungen in dieser angeboten werden.

7.2.1.2 Verkehrstag: Schule

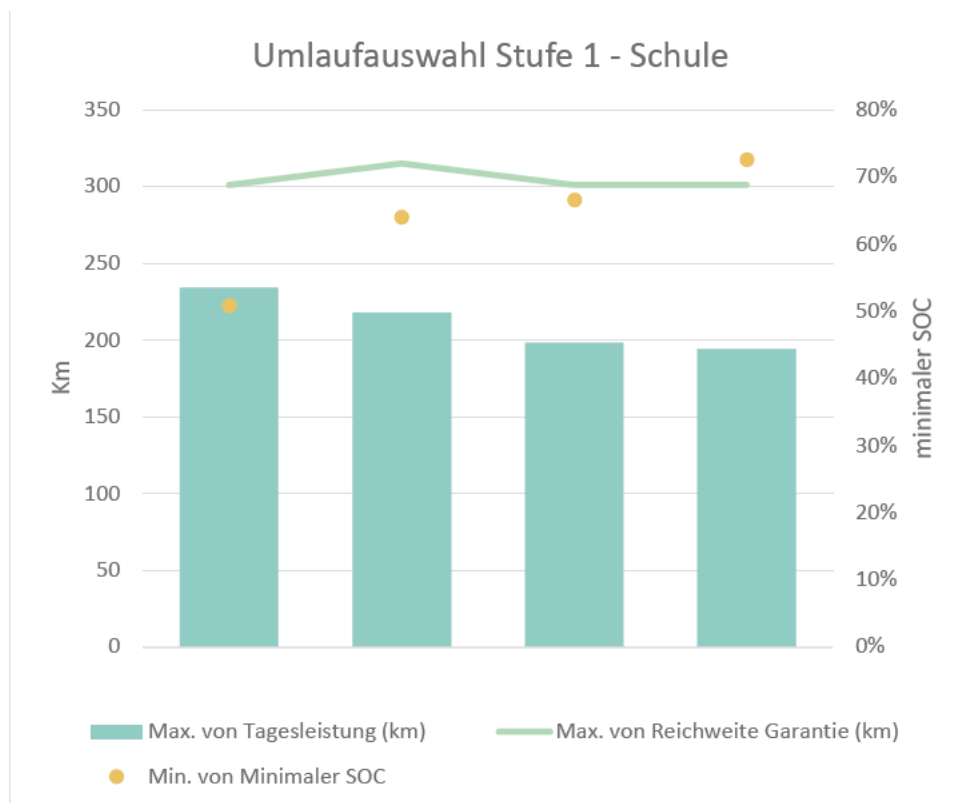
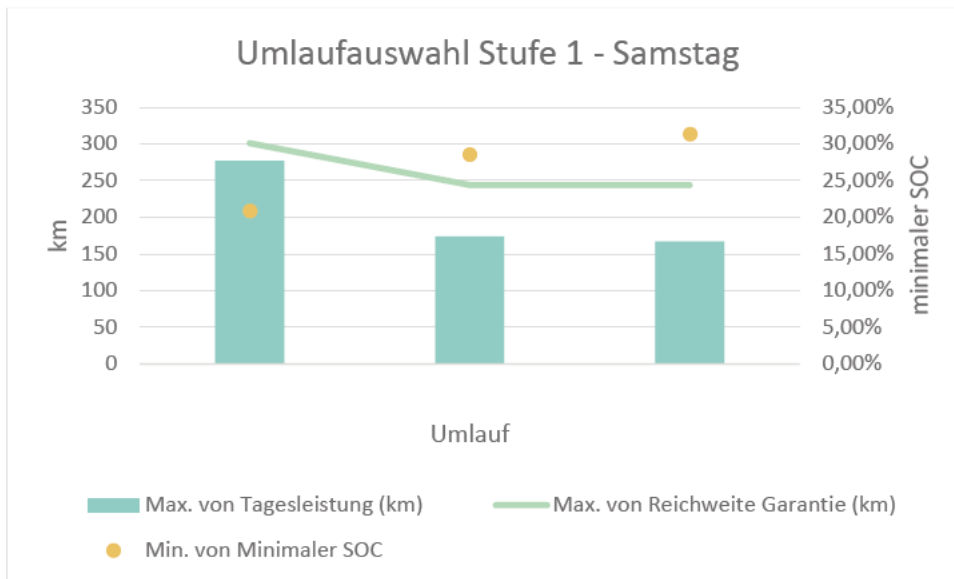


Abbildung 20: Umlaufauswahl Stufe 1 - Schule

Die Tagesleistungen sind als Balken dargestellt. Die Referenzreichweite des zugeordneten Fabrikats ist als Linie dargestellt und der minimale SOC der kritischsten Teilstrecke der Umläufe befindet sich auf der Sekundärachse und wird als Punktwert dargestellt. Dem Verlauf der Referenzreichweite (Max. von Reichweite Garantie (km)) ist zu entnehmen, dass Umläufe aller SORT-Klassen enthalten sind.

Die Solobusse ab Betriebshof Saterland verkehren maßgeblich zu Schulzeiten, eine Leistungserbringung an den übrigen Werktagen entfällt. Es sind vier Umläufe in der Schulzeit abgebildet, von denen der Umlauf 10006 ein SORT III Umlauf ist, die übrigen Umläufe fahren SORT II.

7.2.1.3 Verkehrstag: Samstag



Es sind zwei Diesel-Samstagsumläufe enthalten, wobei ein Diesel-Samstagsumlauf durch zwei E-Busse gefahren werden muss, es insgesamt also drei E-Bus Umläufe gibt. Dies führt jedoch nicht zur Fahrzeugmehrung, da die Solobusse am Samstag sonst keinen Einsatz haben. Der Umlauf ist ein SORT II Umlauf und die Umläufe Teil 1 und 2 sind SORT I Umläufe.

Insgesamt zeigt sich für die erste Ausbaustufe nun folgende Leistungsverteilung:

	S	F	Sa	So	Jahreskilometer	Økm p.a.
Solobus	4	0	3	0	192.743	48.186
I-schwerer Stadtverkehr mit kurzen Haltestellenabständen						
II-Mischverkehr aus Stadt und Überland						
III-Überlandverkehr						

Tabelle 3: Leistungsverteilung Stufe 1

Im Unternehmensdurchschnitt fahren die Solobusse ca. 41.000 km, die Auswahl der vier kilometerstärksten Umläufe führt zu einer durchschnittlichen jährlichen Laufleistung von „nur“ ca. 48.000 km, da keine Ferien und Sonntagsumläufe bestehen, die elektrisch gefahren werden können. Zur Erhöhung der Laufleistung könnte der Ferienumlauf „ „ noch durch die E-Busse erbracht werden, allerdings sind diese Fahrzeuge außerhalb vom Betriebshof stationiert.

7.2.2 Interdependente Umlaufplanung und Energiesystemauslegung

Die Elektrifizierung der Busflotte eröffnet Omnibusbetrieben die Möglichkeit, die Wertschöpfungstiefe im Unternehmen zu erhöhen und auf einer vorgelagerten Produktionsebene, nämlich der Stromerzeugung, aktiv zu werden. Die Hürden zur Erzeugung erneuerbarer Energien direkt am Standort sind gering und im Vergleich zur Dieselproduktion auch wirtschaftlich für ein KMU erschwinglich. Ggf. bereits bestehende PV-Anlagen können je nach technischen und wirtschaftlichen Hürden in das Energiesystem eingebunden werden, um die Eigenstromausnutzung zu optimieren. Langjährige Bestandsanlagen sind häufig als Volleinspeiser konzipiert, da in der frühen Entwicklungsphase der PV-Installation hohe EEG-Vergütungen gezahlt wurden. Diese Anlagen lassen sich auch oft als Überschusseinspeiser umstellen. Sodann wird häufig ein geminderter EEG-Vergütungssatz auch auf den selbst verbrauchten PV-Strom gezahlt. Hierzu muss allerdings ein aufwändiges Messkonzept installiert werden, wodurch sich i.d.R. keine Wirtschaftlichkeit ergibt. Deshalb sollte auf die Einbindung von älteren EEG-Anlagen erst dann Rückgriff genommen werden, wenn die garantierte Einspeisevergütung ausläuft (20 Jahre). Hierzu sollte das

Messkonzept einer zusätzlich zur bestehenden Anlage installierten Neu-Anlage die technischen Vorbereitungen vorsehen, um hohe Folgekosten zu vermeiden. Kann der Strom nicht gänzlich am Standort verbraucht werden so muss der Überschuss, welcher ins Netz eingespeist wird, gemessen werden können. Da Neuinstallationen im Rahmen der Elektrifizierung der Verkehrsleistung den Fokus der Fahrstromerzeugung und damit des Eigenverbrauchs haben, muss für eine solche Neuinstallation das notwendige Messkonzept aufgebaut werden. Hieran kann dann auch die Bestandsanlage integriert werden.

Im Zuge dieser Studie wird der Aufbau von Photovoltaikanlagen zur Maximierung lokal emissionsfreier erneuerbarer Energien betrachtet. Die Gestehungskosten von eigenerzeugtem PV-Strom liegen in der Regel deutlich unter den Fremdbezugskosten, da hier keine Netzentgelte und Umlagen zu zahlen sind. Da die Umlaufgestaltung bei der Elektrifizierung nur bedingt Flexibilität aufweist, können die Ladefenster mit der Energieerzeugung nur dort übereinander gebracht werden, wo der Fahrplan es zulässt. Die Umlaufgestaltung berücksichtigt entsprechend mögliche Tagesladefenster am Betriebshof, die die Ausgestaltung des Energiesystemmodells entsprechend beeinflussen können. Die Ergebnisse hierzu finden sich in Kapitel 9.

7.2.3 Gegenüberstellung unterschiedlicher Ladestrategien

Wie die Umlaufauswertungen in Kombination mit der Energiesystemgestaltung zeigen, ist das Depotladen mittels Steckerlösung geeignet, die vorhandenen Umläufe 1:1 (Bis auf den Umlauf Nr. in E-Bus Umläufe umzusetzen. Die Ladepausen sind ausreichend lang, um die Umläufe sicher zu absolvieren.

Im privaten Omnibusgewerbe ist die Auswahl der Ladestrategie grundsätzlich keine Entscheidung, die im Einflussbereich des Unternehmens liegt. Häufig gibt es keine Liegenschaften im Besitz der Betriebe, welche sich als Sattelitenstandorte für Opportunity-Charging eignen würden, eine Errichtung eines privaten Pantographen an öffentlichen Haltestellen kommt nicht in Frage.

Gleichwohl die Machbarkeitsstudie auf den Hauptbetriebshof konzentrieren soll, ist bei der Umlaufanalyse aufgefallen, dass sich ein Lade-Park in Wardenburg anbieten würde, da hier einige Fahrzeugumläufe mehrere Tagesladefenster vorweisen.

7.3 Stufe 2 — Vollausbau

In der zweiten Untersuchungsstufe dieser Machbarkeitsstudie wird der Vollausbau behandelt.

7.3.1 Veränderungen der Batteriekapazität und des Effizienzgrads von Elektro-Bussen in den nächsten Jahren

In den kommenden Jahren wird eine signifikante Verbesserung der Batteriekapazität und des Effizienzgrads von Elektro-Bussen erwartet, maßgeblich beeinflusst durch technologische Fortschritte und optimierte Betriebsstrategien. Diese Entwicklungen sind das Ergebnis umfassender Innovationen in der Batterietechnologie, der Energieeffizienz sowie der Ladeinfrastruktur.

Ein zentraler Faktor für die erwarteten Fortschritte ist die kontinuierliche Verbesserung der Batterietechnologie. Seit 2010 sind die Preise für Batterien um etwa 90% gesunken, was die Prognose eröffnet, dass Batterien künftig sowohl leistungsfähiger als auch kostengünstiger werden.⁵ Die derzeit weit verbreiteten Lithium-Ionen-Batterien haben in den letzten Jahren erhebliche Fortschritte gemacht. Zukünftige Innovationen, insbesondere die Entwicklung von Festkörperbatterien, könnten die Energiedichte der Batterien erheblich steigern. Schätzungen zufolge könnte die Energiedichte von Lithium-Ionen-Batterien bis 2030 von derzeit etwa 250 Wh/kg auf bis zu 325 Wh/kg ansteigen, was eine Verbesserung von 30% darstellt. Festkörperbatterien könnten bis 2028 sogar Energiedichten von bis zu 500 Wh/kg erreichen und somit eine Verdopplung der Kapazität bieten.⁶ Neben der höheren Kapazität bieten diese Batterien auch verbesserte Sicherheit und Langlebigkeit.⁷ Der Batteriehersteller CATL bringt in Kooperation mit dem chinesischen Bushersteller Zhengzhou Yutong Bus beispielsweise eine Batteriegeneration mit gleichbleibendem SOH für die ersten 1.000 Ladezyklen in die künftigen Fahrzeuggenerationen. Somit sollte eine Batterielebensdauer 1,5 Mio. Kilometern erreicht werden, was einen Batterietausch während der Fahrzeuglebensdauer voraussichtlich überflüssig macht.⁸

Die Produktionsverfahren und Materialien werden ebenfalls optimiert, was zu einer signifikanten Kostenreduktion führt. Prognosen legen nahe, dass die Kosten pro Kilowattstunde innerhalb des nächsten Jahrzehnts um bis zu 50% sinken könnten, was die Wirtschaftlichkeit von Elektro-Bussen weiter verbessern würde (Varga et al., 2019). Die Energiedichte von Batterien wird schätzungsweise um 7% pro Jahr steigen. Dies lässt sich größtenteils proportional auf die Reichweite der batteriebetriebenen Fahrzeuge übernehmen.⁹

Zusätzlich zur Verbesserung der Batterietechnologie spielen neue Anodenmaterialien, wie Silizium-Anoden, eine entscheidende Rolle. Diese bieten theoretische Kapazitäten von bis zu 3578 mAh/g, was eine fast zehnfache Steigerung im Vergleich zu den derzeit verwendeten Graphit-Anoden darstellt¹⁰. Diese Entwicklungen könnten bedeutende Fortschritte in der Batterietechnologie darstellen und die Reichweite von Elektrofahrzeugen erheblich erweitern. Während Lithium-Ionen-Batterien voraussichtlich noch für die nächste Dekade relevant bleiben werden, könnten zukünftige Entwicklungen wie Lithium-Titan-Batterien und Festkörperbatterien eine zunehmend wichtige Rolle spielen¹¹.

Neben der Batteriekapazität ist auch die Energieeffizienz ein wichtiger Faktor für die Reichweite und Betriebskosten von Elektro-Bussen. Studien zeigen, dass durch den Einsatz neuer Antriebsstränge, verbesserter Rekuperationssysteme und aerodynamischer Fahrzeugdesigns die Effizienz um 10–15%

⁵ Vgl.: Bhardwaj und Mostofi, 2022

⁶ Vgl.: Asef et al., 2021

⁷ Vgl.: Würtz et al. 2024; Sanguesa et al. 2021

⁸ Vgl.: <https://www.busplaner.de/de/news/batterien-batterietechnik-catl-und-yutong-busbatterie-mit-bis-zu-15-jahren-lebensdauer-90300.html>, abgerufen am 26.08.2024

⁹ Vgl.: Ziegler und Trancik, 2021

¹⁰ Vgl.: Fichtner 2022

¹¹ Vgl.: Abro et al. 2023, Liu et al. 2022

gesteigert werden könnte¹². Auch die Verbesserung der Software, die die Energieverteilung im Bus optimiert, trägt zur Senkung des Energieverbrauchs bei. Darüber hinaus wird eine jährliche Effizienzsteigerung der Batterien um etwa 2-4% prognostiziert.¹³ Somit steigt die Lade- und Entladeleistung kontinuierlich an.

Die bisherige Entwicklung ist an den folgenden zwei Grafiken abzulesen.

Verlauf der PKW-Kapazitäten:

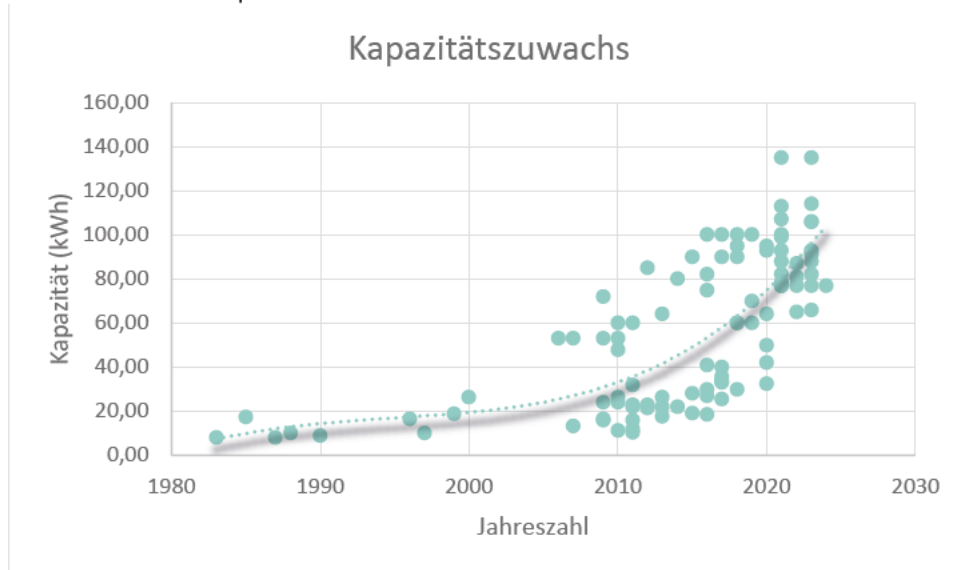


Abbildung 21: Batterieentwicklung; basierend auf den Werten von (Sanguesa et al. 2021).

Es lässt sich eine Zunahme der Reichweite der PKWs im jährliche Mittel 17% oder in anderen Maßstäben von ca. 45 Kilometer je neuem Modell erschließen.¹⁴

Im nachfolgenden Diagramm sind die Kapazitäten und Reichweiten von Omnibussen aufgetragen.

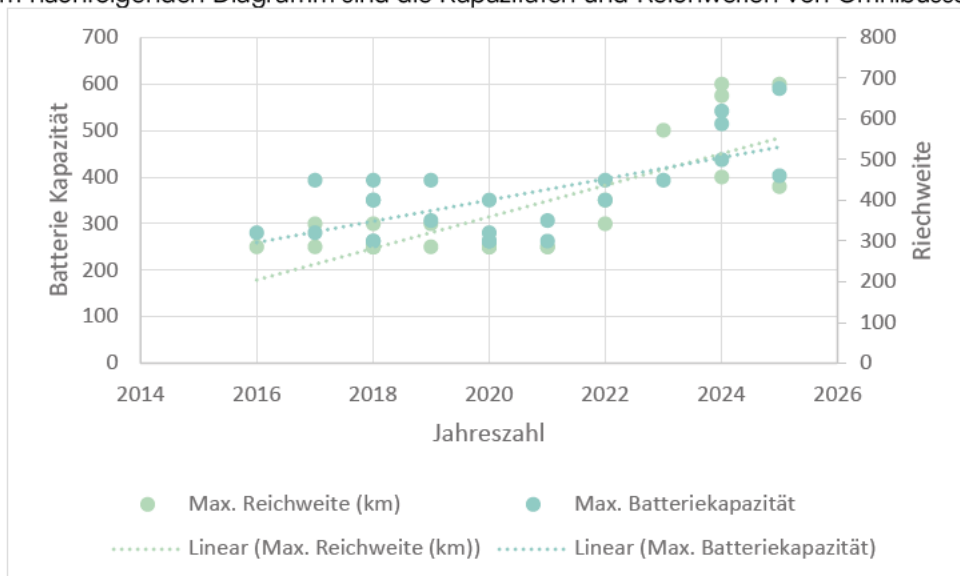


Abbildung 22: Kapazitäts- und Reichweitenentwicklung von Omnibussen

¹² Vgl.: Sanguesa et al. 2021

¹³ Vgl.: Yadlapalli et al. 2022

¹⁴ Vgl.: Mcdonald, 2018

Sowohl die Reichweite als auch die Kapazitäten der Omnibusse steigen über die Jahre der Entwicklung kontinuierlich an. Da die Reichweite schneller wächst als die Batteriekapazität, lässt sich an der Grafik indirekt die technologische Entwicklung in den Einflussfaktoren auf die Energieeffizienz der Fahrzeuge ablesen (bspw. Leichtbau, Antriebsstrang, Heizungs- und Klimasysteme).

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass sowohl die Batteriekapazität als auch die Energieeffizienz von Elektro-Bussen in den kommenden Jahren erhebliche Fortschritte machen werden. Diese Entwicklungen werden durch technologische Innovationen und Verbesserungen in der Produktion unterstützt und könnten die Reichweite und Wirtschaftlichkeit von Elektro-Bussen signifikant verbessern. Trotz der Schwierigkeit, definitive Werte für zukünftige Entwicklungen festzulegen, zeigen die aktuellen Trends eine klar positive Richtung hin zu einer erhöhten Reichweite von Elektrofahrzeugen.

7.3.2 Unternehmensspezifische Annahmen für die Stufe 2 – Vollausbau

Für die Vollelektrifizierung sollen im weiteren Verlauf auch Fahrzeuge mit künftig erreichbaren höheren Reichweiten berücksichtigt werden.

7.3.3 Elektrifizierung der Umläufe für den Vollausbau

Auf Basis der Ist-Auswertung gem. Kapitel 7.1 wurden nachfolgende Umläufe identifiziert, welche nach dem Stand der Technik nicht fahrbar sind:

Umlauf	Verkehrstag	Gefäßgröße	Verbrauchs-kategorie	Minimaler SOC
	1-Schule	Kleinbus	III-Überlandverkehr	-31%
	1-Schule	Solobus	I-schwerer Stadtverkehr mit kurzen Haltestellenabständen	-47%
	1-Schule	PKW	I-schwerer Stadtverkehr mit kurzen Haltestellenabständen	-160%
	1-Schule	Kleinbus	I-schwerer Stadtverkehr mit kurzen Haltestellenabständen	-157%
	1-Schule	Kleinbus	I-schwerer Stadtverkehr mit kurzen Haltestellenabständen	-101%
	2-Ferien	Solobus	I-schwerer Stadtverkehr mit kurzen Haltestellenabständen	-47%
	2-Ferien	PKW	I-schwerer Stadtverkehr mit kurzen Haltestellenabständen	-160%
	2-Ferien	Kleinbus	I-schwerer Stadtverkehr mit kurzen Haltestellenabständen	-157%
	2-Ferien	Kleinbus	I-schwerer Stadtverkehr mit kurzen Haltestellenabständen	-101%

Tabelle 4: nichtfahrbare Umläufe





Zur Fahrbarmachung von Umlauf und wurde ein weiterer Sprinter, zur Fahrbarmachung von Umlauf und ein weiterer PKW hinzugezogen. Sprinterumlauf (Schule und Ferien) kann bei technologischer Entwicklung künftig gefahren werden, hierfür ist eine Ladeleistung von 300 kW notwendig, was als realistisch eingeschätzt wird. Beim Umlauf „ und (Schule und Ferien) kann der Schlussdienst von 15:25 bis 00:50 Uhr mit 257,7 km nicht hinter dem Anfangsdienst erbracht werden, da die Ladezeit zu gering ist. Es wird ein zusätzlicher Solobus gebraucht, der am Abstellplatz Wardenburg stationiert werden wird.

Die so angepassten Umläufe für die Vollelektrifizierung (Stufe 2) bilden die Grundlage für die Energiesystemmodellierung in Kapitel 9.

8 DERZEITIGER TECHNISCHER ZUSTAND

Das Unternehmen Nienaber Omnibusbetrieb KG verfügt auf dem Betriebsgelände bisher über keine Infrastruktur für die Elektrifizierung Ihrer Verkehre.

Bisher sind am Standort noch keine Anlagen zur regenerativen Energieerzeugung realisiert.

	Nicht ausreichende Netzanschlussleistung für eine DC-Schellladesäule (150 kW)
	Kundenseitiger Anschluss an die Niederspannung
	PV-Bestandsanlagen
	Keine DC-Ladeinfrastruktur vorhanden

9 TECHNISCHE ANALYSE UND KONZEPTION

Im folgenden Kapitel wird auf die technischen Lösungskonzepte und deren Komponenten, sowie die erzeugten Energiemodelle und deren Ergebnisse eingegangen.

9.1 Technologische Möglichkeiten

9.1.1 Elektro- vs. Wasserstoffbusse

Neben Elektrobussen stellt der Einsatz von Wasserstoffbussen grundsätzlich eine weitere Option im öffentlichen Nahverkehr dar. Allerdings erweist sich diese Technologie aus wirtschaftlicher Sicht als wenig attraktiv. Ein häufig genannter Vorteil von Wasserstoffbussen ist die vergleichsweise schnelle Betankung. Doch durch die neuesten technischen Fortschritte bei Elektrobussen, wie zum Beispiel verbesserte Ladezeiten durch Schnellladeinfrastrukturen, hat sich dieser Vorteil relativiert. Auch in Bezug auf die Reichweite bietet der Wasserstoffantrieb keine signifikanten Vorteile gegenüber modernen Elektrobussen.

Ein weiterer entscheidender Nachteil sind die höheren Kosten. Selbst wenn die notwendigen Investitionen in die Infrastruktur unberücksichtigt bleiben, zeigt ein Vergleich, dass Wasserstoffbusse teurer im Betrieb sind, wie in der Ergebnistabelle in diesem Kapitel aufgeführt. Hinzu kommen zusätzliche Kosten für den Aufbau und Betrieb von Wasserstofftankstellen. Diese wirtschaftlichen Herausforderungen haben dazu geführt, dass der Ausbau der entsprechenden Infrastruktur aktuell kaum noch voranschreitet. Demzufolge wird sich in der technischen Konzeptionierung auf Elektrobusse konzentriert.

9.1.2 Solar- und Windenergie

Für die elektrische Energieversorgung des Standorts wird das Potenzial für Solarenergie abgeschätzt, wohingegen aufgrund der Standortbegebenheiten eine Windkraftanlage nicht in Frage kommt.

Vorteile einer Photovoltaikanlage:

- geringere Investitionskosten
- einfache Installation z. B. auf Dachflächen
- minimaler Wartungsaufwand
- Leistung ist stark wetter- und tageszeitabhängig

Wie wirtschaftlich Anlagen betrieben werden können, hängt auch davon ab, ob das Lastprofil des Betriebshofs mit dem Erzeugungsprofil der regenerativen Energieerzeuger gut zu kombinieren ist. Entscheidend dafür sind die Zeitfenster, zu denen die E-Busse am Betriebshof sind.

Degradation der Photovoltaikanlagen

Photovoltaikanlagen unterliegen im Laufe ihrer Betriebszeit einer natürlichen Alterung, die als Degradation bezeichnet wird. Dieser Prozess führt zu einem allmählichen Rückgang der Leistungsfähigkeit der Solarmodule.

Die Degradation von PV-Anlagen ist ein unvermeidlicher Vorgang, der durch verschiedene Faktoren beeinflusst wird, darunter Umwelteinflüsse, Materialqualität und Installationsbedingungen. Typischerweise beträgt die jährliche Degradationsrate für kristalline Siliziummodule, die am häufigsten verwendete Technologie, zwischen 0,5% und 1% im Jahr. Dies bedeutet, dass ein Solarmodul nach 25 Jahren Betriebszeit noch etwa 80% bis 87,5% seiner ursprünglichen Nennleistung erbringen kann.

Es ist wichtig zu beachten, dass die Degradation nicht linear verläuft. In den ersten Betriebsjahren kann eine etwas höhere Anfangsdegradation auftreten, die sich dann im weiteren Verlauf stabilisiert. Moderne

Hochleistungsmodule weisen oft geringere Degradationsraten auf, teilweise sogar unter 0,4% pro Jahr, was zu einer verbesserten Langzeitleistung führt.

9.1.3 Übergeordnete Steuerung

Die übergeordnete Steuerung dient der Visualisierung und intelligenten Steuerung der Energieflüsse für eine Optimierung der Eigenstromnutzung sowie der Reduktion der Netzkosten. Durch dieses Lade- und Lastmanagement lassen sich beispielsweise die durch Leistungsspeaks steigenden Netzkosten durch eine zielführende Ladung (notwendiger SOC des Fahrzeuges zu Beginn des Umlaufs) optimieren. Hier ist zu beachten, dass nicht jeder Umlauf ein zu 100% geladenes Fahrzeug zur Erfüllung der Dienstleistung bedarf.

Zudem wird im Falle der hier vorliegenden Umläufe im Zuge der Zwischenladung die Eigennutzung des erzeugten PV-Stroms maximiert. Zugleich, insofern fahrzeug- und ladeleistungsseitig möglich, wird bei niedrigen Spot-Markt-Preisen zusätzlich Netzstrom in die Fahrzeuge laden.

Dies birgt nicht nur im Sommer deutliche Kostenvorteile hinsichtlich des kWh-Mixpreises, sondern unterstützt auch in den sonnenstromschwächeren Monaten. Denn in diesen Monaten wird zwar weniger PV-Strom erzeugt, dafür aber mehr Windenergie. Die Windenergie hat jedoch nicht immer den gleichen Erzeugungszyklus wie eine PV-Anlage, gleicht jedoch die fehlenden PV-Erzeugung mehr als aus und erzeugt teils auch Überproduktion, wodurch im gesamten Tages- und Wochenverlauf Zeitfenster entstehen können mit attraktiven Energiepreisen. Durch Berücksichtigung der Umlaufpläne und Wetterprognosen, kann eine intelligente Steuerung dies nutzen, um auch hier den kWh-Mischpreis beständig zu optimieren.

Der ganzheitliche Vorteil liegt in der multifaktoriellen Optimierung anhand von lokalen und nationalen Wetterprognosen (PV- & Winderzeugung), geplanten Ladefenstern und Umlaufdistanzen der Busse, möglichen Ladeleistungen, Energiemarktpreisen sowie der Netzkosten (Peak-Shaving).

In Zukunft wird zudem die Möglichkeit entstehen, am Markt der Netzdienstleistungen mit angeschlossenen Bussen teilzunehmen, welche theoretisch weiteres Potential einer wirtschaftlichen Optimierung bietet. Die Optimierungsgröße ist der minimale kWh-Mischpreis mit Blick auf ein Kalenderjahr und folglich die Kosten pro Umlaufkilometer.

Es wird ein Steuerschrank für die Integration der Teilsysteme vorgesehen. Die in der Niederspannungshauptverteilung integrierte Steuerungselektronik steuert und visualisiert intelligent die Energielasten und Energiequellen am Standort. Alle relevanten Systemkomponenten werden an ein Leitsystem angeschlossen. Alle relevanten Prozessdaten werden erfasst und langfristig aufgezeichnet.

9.2 Analyse des Betriebshofs und der Flächenpotentiale

9.2.1 PV-Planung für die Variante 3 und Variante 4

Gegenstand der nachfolgenden Betrachtungen ist die Erweiterung der bestehenden Photovoltaikanlage (ca. 100 kWp) auf der Dachfläche des Busbetriebshofs. Eine mögliche Erweiterung könnten PV-Carports für die Busse darstellen.

Abbildung 23: Mögliche PV-Fläche und zusätzliche Aufstellorte für Ladepunkte am Betriebshof

9.2.2 Platzierung der Infrastruktur

Ladeinfrastruktur

Für die Ladung der Elektrobusse der ersten Ausbaustufe sind keine Ladeleistungen von mehr als 75 kW je Ladepunkt notwendig, eine potenzielle Erweiterung der Leistung ist ggf. sinnvoll. Die Umsetzung ist mittels klassischer Kompaktladestationen in diesem Fall empfohlen. Empfohlener Anbieter ist hierbei u.a. Ekoenergetyka. Eine höhere Ladeleistung kann allerdings unter Betrachtung eines strommarktorientierten Ladens sinnvoll sein.

Kabelführungen

Die Wahl der Kabelführung bei E-Bus-Ladestationen beeinflusst sowohl die Kosten als auch die langfristige Betriebssicherheit. Es gibt grundsätzlich zwei Möglichkeiten: oberirdische und unterirdische Kabelführung.





Die oberirdische Variante ist preiswerter und einfacher zu installieren / deinstallieren, da sie keine umfangreichen Tiefbauarbeiten erfordert. Allerdings ist sie für durchfahrbare Bereiche ungeeignet, da Kabelwege hier stören könnten.

Obwohl kostenintensiver und mit größerem Aufwand im Tiefbau verbunden, bietet die unterirdische Kabelführung den Vorteil einer höheren Robustheit und Unempfindlichkeit gegenüber äußeren Einflüssen. Dies ist insbesondere in Bereichen relevant, die stark versiegelt sind und täglich für das Rangieren und Parken genutzt werden. Sie ermöglicht außerdem eine flexible Erweiterung der Ladeinfrastruktur, wenn Leerrohre bereits in der ersten Ausbauphase berücksichtigt werden.

Im Falle des betrachteten Betriebshofs und der Querung der Einfahrt ist es sinnvoll die Kabel unterirdisch zu verlegen. Zudem wird empfohlen bei im Zuge der Tiefbauarbeiten für die erste Stufe bereits das gesamte Grundstück mittels Verlegung von Leerrohren zu erschließen.

9.3 Mögliche technische Varianten

Es wird beabsichtigt, das wirtschaftlichste und passendste Konzept hinsichtlich der zu tätigen Infrastrukturmaßnahmen zu ermitteln, um den nachhaltigen Betrieb zu ermöglichen. Dies beinhaltet die folgenden Bestandteile abhängig der Variante.

	Ausbau von Netzanschlussleistung und Mittelspannungsnetz auf dem Betriebsgelände
	Installation / Zubau von regenerativer Stromerzeugung am Standort mit Solarenergie
	Modular erweiterbare Ladeinfrastruktur für die Elektrifizierung der Flotte
	Lastverlagerung bei der regenerativen Tagesstromerzeugung für die Depotladung in die Nacht / Lastverlagerung bei Strombezug

Bei der Konzeptionierung und Bewertung der Energiezuführungssysteme sowie die Platzierung der Komponenten wurde die Praktikabilität in der Umsetzung und im Betrieb, die technische Umsetzbarkeit, die Energieeffizienz sowie die Kosten berücksichtigt.

Es werden in den zwei Ausbaustufen vier verschiedene Varianten eines Energiesystems aufgezeigt. Diese Varianten werden hinsichtlich dem Energiefluss sowie der finanziellen Bedeutung verglichen. Die Tabelle 4 und Tabelle 5 geben einen Überblick über die Energiesysteme.

Die Varianten sind wie folgt ausgestaltet:

- Variante 1: 100% Netzbezug
- Variante 2: 100% Netzbezug + stationärem Batteriespeicher
- Variante 3: Netzbezug + EE.-Stromeigenerzeugung
- Variante 4: Netzbezug + EE.-Stromeigenerzeugung+ stationärem Batteriespeicher

Kostenseitig lassen sich die Systeme bezüglich des Strompreis-Konzepts untersuchen. Für die Variante 1 und Variante 2, bei dem der Strom vollständig vom Stromnetz bezogen wird, lässt sich mithilfe der Energiemodellierung bestimmen, ob ein fester Strompreis oder ein flexibler Strompreis (Spotmarkt-Preis) kostengünstiger ist. Die gleiche Untersuchung wird bei der Variante 3 und Variante 4 durchgeführt. Technisch können bei den Varianten 3 und Variante 4 ein Wechselstromnetz (AC-Netz) und ein Gleichstromnetz (DC-Netz) verglichen werden. Ein Gleichstromnetz kann hier Vorteile bieten, da die PV-Anlage Gleichstrom produziert. Die Netzanschlussgröße wird bei der Variante 2 und Variante 4 durch die Batterienutzung reduziert, wie in der Tabelle 4 zu sehen.

Tabelle 5: Energiesystem der Ausbaustufe 1 — Variantenübersicht

	REFERENZ	VARIANTE 1	VARIANTE 2	VARIANTE 3	VARIANTE 4
Antriebssystem	Dieselmotoren	Elektromotoren	Elektromotoren	Elektromotoren	Elektromotoren
Spannungsart Liegenschaftsnetz	AC	AC	AC	AC oder DC	AC oder DC
Strompreis	-	Spotmarkt oder Fixpreis	Spotmarkt	Spotmarkt	Spotmarkt
Netzanschlussgröße	-	400 kVA	300 kVA	400 kVA	300 kVA
Transformator- Nennleistung	-	630 kVA	630 kVA	630 kVA	630 kVA
Regenerative Stromerzeugung	-	-		PV-Anlage 100 kWp	PV-Anlage 100 kWp
Stromspeicher	-		Batterie 540 kWh Brutto- Kapazität		Batterie 540 kWh Brutto- Kapazität

Die Tabelle 5 zeigt die technische Auslegung der Variante für die zweite Ausbaustufe (Vollausbau).

Tabelle 6: Energiesystem der Ausbaustufe 2 — Variantenübersicht

	REFERENZ	VARIANTE 1	VARIANTE 2	VARIANTE 3	VARIANTE 4
Antriebssystem	Dieselmotoren	Elektromotoren	Elektromotoren	Elektromotoren	Elektromotoren
Spannungsart Liegenschaftsnetz	AC	AC	AC	AC oder DC	AC oder DC
Strompreis	-	Spotmarkt oder Fixpreis	Spotmarkt	Spotmarkt	Spotmarkt
Netzanschlussgröße	-	1.000 kVA	800 kVA	1.000 kVA	800 kVA
Transformator- Nennleistung	-	1.500 kVA	1.500 kVA	1.500 kVA	1.500 kVA
Regenerative Stromerzeugung	-	-		PV-Anlage 100 kWp	PV-Anlage 100 kWp
Stromspeicher	-		Batterie 540 kWh Brutto- Kapazität		Batterie 540 kWh Brutto- Kapazität

Schematische Darstellung der Energiesystem-Varianten

Die Energieschemata zeigen den elektrischen Energiefluss vom Mittelspannungsnetz bis zur Busbatterie. Zu unterscheiden sind:

- Gleichrichter: Wandelt Wechselstrom (AC) in Gleichstrom (DC)
- Wechselrichter: Wandelt Gleichstrom (DC) in Wechselstrom (AC)
- Umrichter: allgemeinerer Begriff, dieser kann AC-DC sein als auch DC-AC oder Anpassung des Spannungsniveaus oder der Frequenz dienen

Wichtig ist, dass das Umwandeln zu elektrischen Verlusten führt und deshalb Stromnetze so aufgebaut sein sollten, dass möglichst selten zwischen Gleichstrom und Wechselstrom umgewandelt werden muss.

Die Variante 1 ist als ein AC-Netz aufgebaut. Der Strom wird am Trafo von Mittel- auf Niederspannung transformiert und an der Ladestation von Wechsel- auf Gleichstrom transformiert, um damit die Busbatterie zu versorgen. Das dynamische Lastmanagement steuert den Energiefluss, um hohe Lastspitzen zu vermeiden.

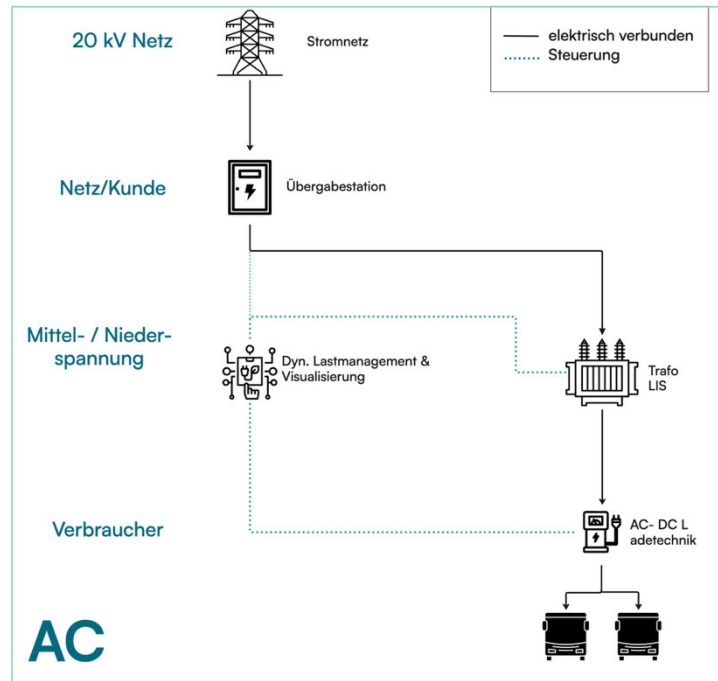


Abbildung 24: Schematische Darstellung des Energiesystems der Variante 1 (AC)

Wenn die Variante 2 als AC-Netz aufgebaut wird, befindet sich ein bidirektionaler Umrichter zwischen dem Liegenschafts-Stromnetz und der stationären Batterie. Das heißt, dass der Strom, mit dem die Batterie geladen werden soll, gleichgerichtet wird, und zum Entladen der Batterie wieder auf Wechselstrom transformiert wird. Im Anschluss wird der Strom an der AC-DC-Ladestation für die Busbatterien wieder gleichgerichtet.

Wenn die Variante 2 als DC-Netz aufgebaut wird, wird der Strom aus dem Stromnetz an dem Gleichrichter hinter dem Trafo in Gleichstrom umgewandelt. Der Batteriestrom aus der Batterie wird mithilfe eines DC-DC-Umrichters auf ein anderes Spannungsniveau gebracht und kann als Gleichstrom zur Ladeinfrastruktur geleitet werden. Die Ladestationen brauchen keinen Umrichter mehr und können direkt als DC-Ladetechnik ausgeführt sein.

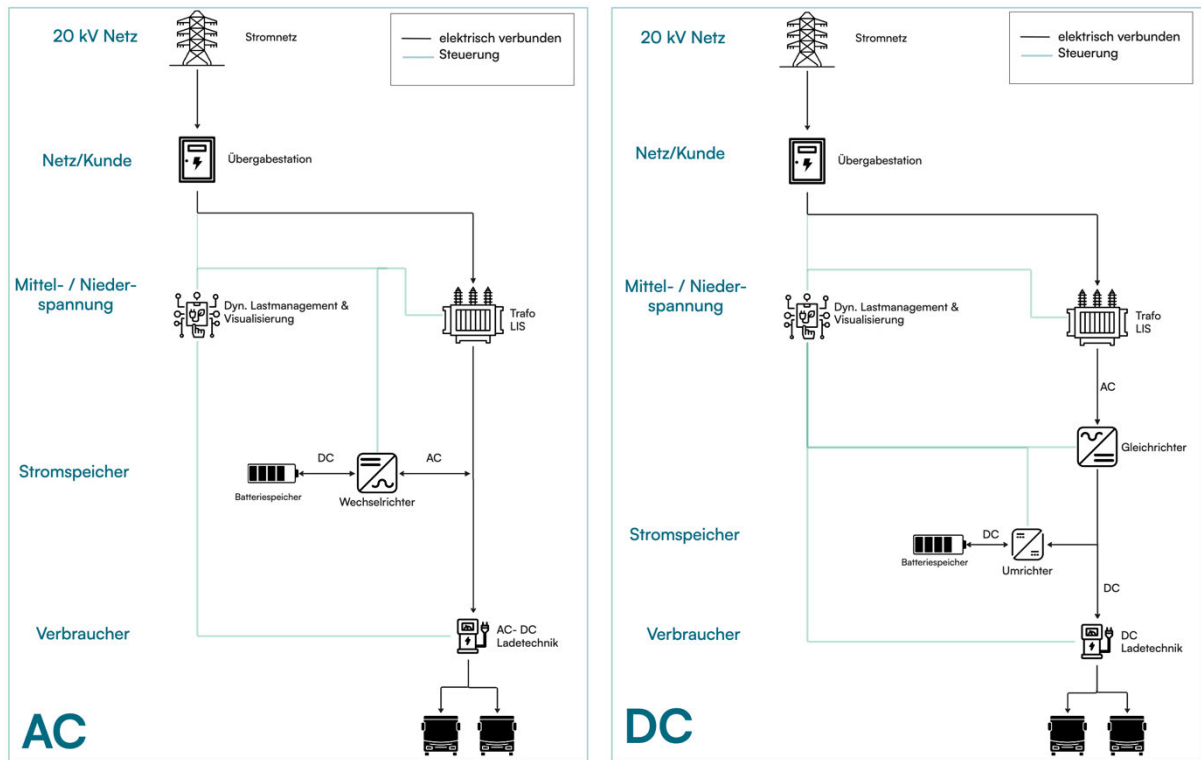


Abbildung 25: Schematische Darstellung des Energiesystems der Variante 2

Bei der Variante 3 wird ein AC- oder DC-Netz genutzt. Im AC-Netz wird der PV-Strom von Gleichstrom auf Wechselstrom transformiert, um über das Liegenschaftsstromnetz zu den Ladepunkten geführt zu werden.

Im DC-Netz kann der PV-Strom mit minimalen Verlusten direkt in die Fahrzeuge geladen werden.

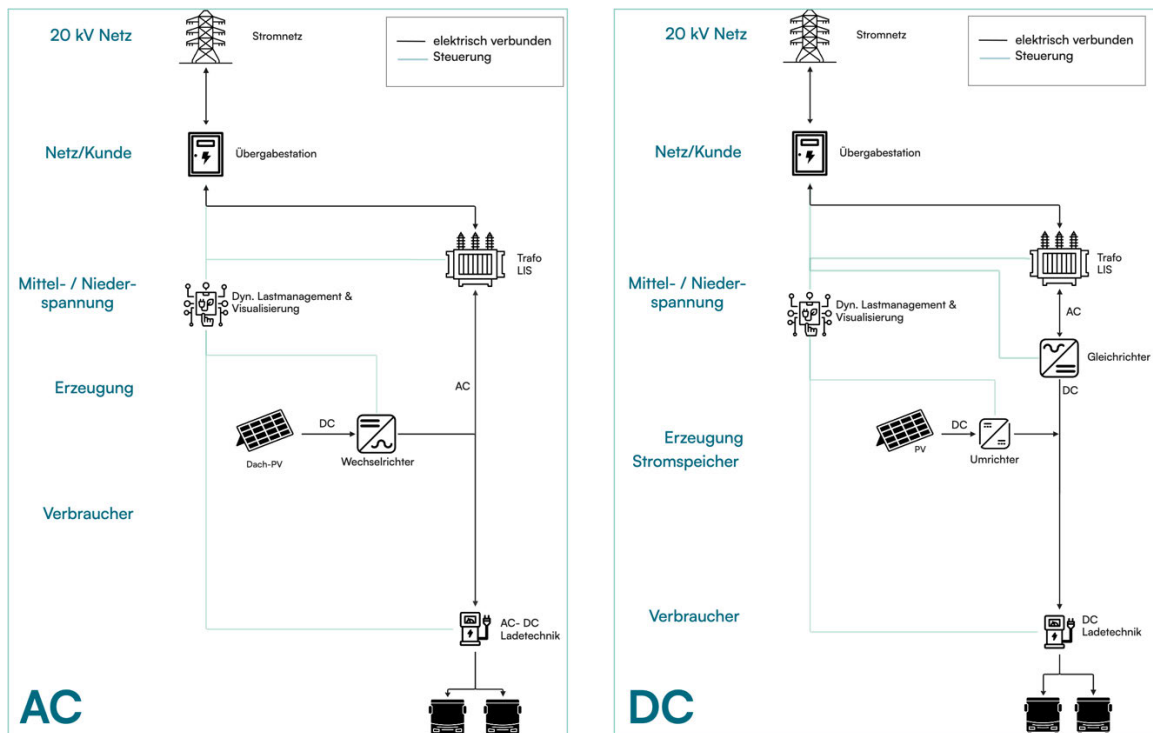


Abbildung 26: Schematische Darstellung des Energiesystems der Variante 3

Wenn bei der Variante 4 ein AC-Netz genutzt wird, muss der Strom aus der PV-Anlage und aus der Batterie auf Wechselstrom umgerichtet werden. Der Strom wird an der Ladesäule wieder gleichgerichtet.

In einem DC-System bei der Variante 4 wird der bezogene Strom hinter dem Transformator gleichgerichtet. Alle nachfolgenden Komponenten (PV, Batterie, LIS) funktionieren mit Gleichstrom. Lediglich das Spannungsniveau muss angepasst werden.

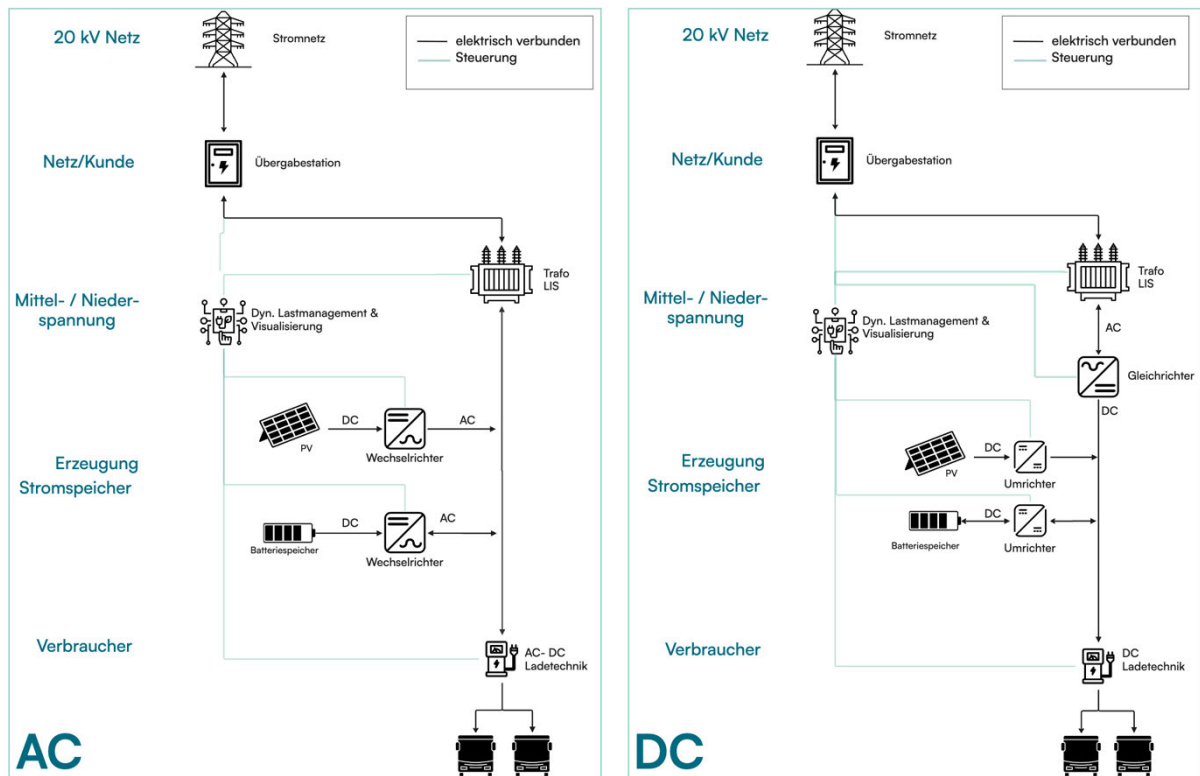


Abbildung 27: Schematische Darstellung des Energiesystems der Variante 4

9.4 Modellierung & Auswertung der Varianten

9.4.1 Zeitfenster für die Ladung der E-Busse (Auszug)

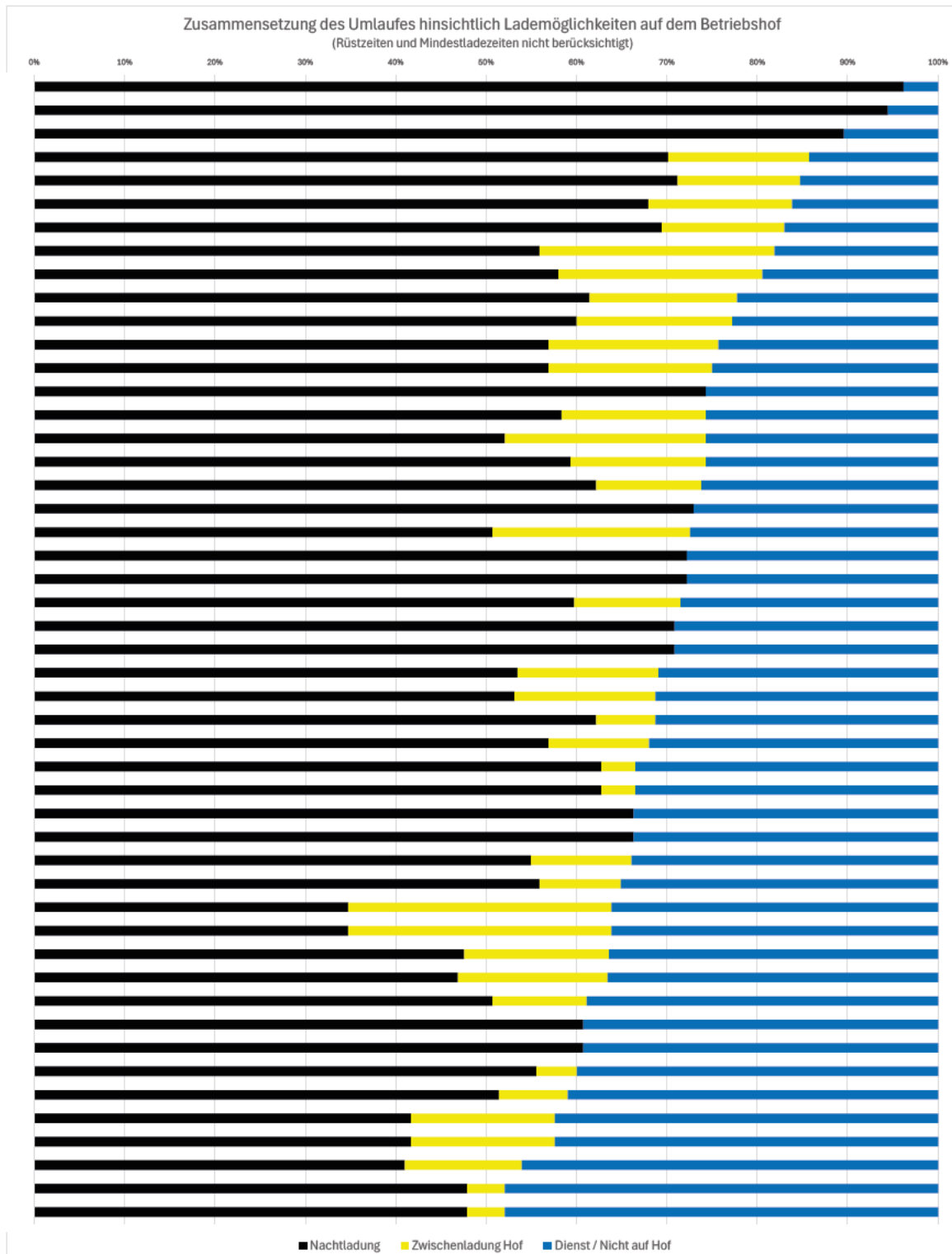


Abbildung 28 Anteil der Lademöglichkeiten an der Gesamt-Umlaufzeit

In Abbildung 22 wird erkennbar welchen Anteil an dem gesamten Umlauftag die Lademöglichkeiten ausmachen. Es sei darauf hingewiesen, dass ein Umlauftag nicht auf 24 Uhr begrenzt ist, sondern auch in den nächsten Tag übergelien kann. Um einen besseren Bezug auf die prozentualen Anteile in Abbildung 22 zu ermöglichen, wird in Abbildung 23 aufgezeigt über welchen summierten Zeitraum ein Umlauf nicht auf dem Betriebshof ist.

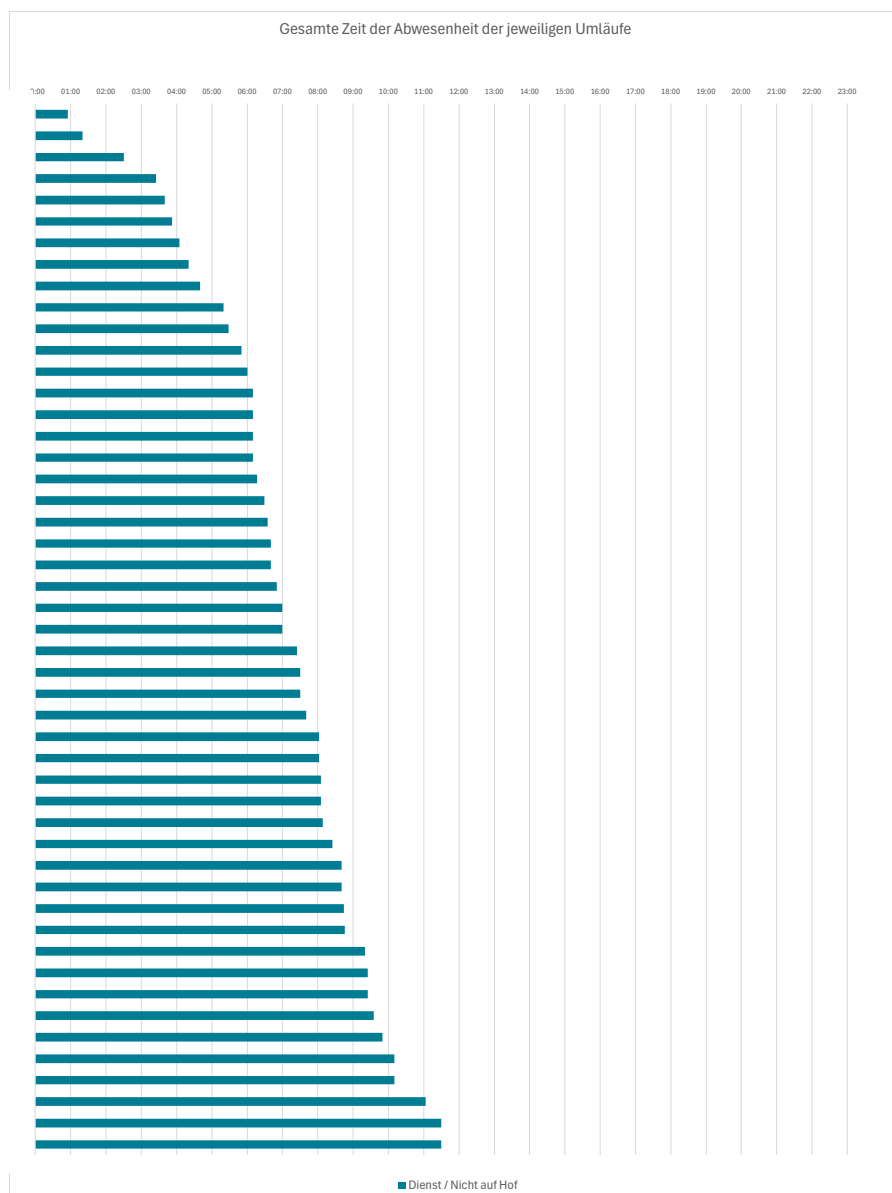


Abbildung 29 Gesamte Zeit der Abwesenheit vom Betriebshof der jeweiligen Umläufe

9.4.2 Berechnungsparameter

Folgende Parameter (Basis 2025) wurden für die Modellierung der Ausbaustufen und Varianten angewendet:

Tabelle 7: Berechnungsparameter

Projekteinstellungen	Wert	Einheit
Stromkosten		
Arbeitspreis bis 2500h	0,041	€/kWh
Leistungspreis bis 2500h	16,92	€/kW
Arbeitspreis ab 500h	0,0147	€/kWh
Leistungspreis ab 2500h	82,76	€/kW
Konzessionsabgabe Schwachlast	0,0061	€/kWh
Konzessionsabgabe	0,0132	€/kWh
Messstellenbetrieb	750,44	€/Jahr
KWK-Umlage	0,00277	€/kWh
Strom NEV	0,01558	€/kWh
Offshore	0,00816	€/kWh
Abschaltbare Lasten	0,00003	€/kWh
Stromsteuer	0,0205	€/kWh
Energiepreise		
Strom (Energiepreis exkl. Abgaben & Entgelte)		€/kWh
Strom Erlös		€/kWh
Diesel		€/Liter
Heizöl		€/Liter
Bio-LNG-Preis	1,3	€/Liter
H2-Preis	13,85	€/kg
HVO100-Preis	1,3	€/Liter
CO2-Preis	55	€/tCO2
CO2-Emissionen		
Strom_CO2	0	tCO2/MWh
Heizöl_CO2	0,266	tCO2/MWh
Diesel_CO2	0,266	tCO2/MWh
Sonstiges		
Herkunftsnachweise		€/kWh
Direktvermarkter		€/kWh
Richtwerte Wartungskosten (Ermittlung prozentual zur Investition)		
PV		%
Batterie		%
Ladeinfrastruktur		%
Trafo, Kabel, etc.		%
Richtwerte Investitionskosten		
Batterie		€/kWh
PV-Freifläche		€/kWp
PV-Carport		€/kWp
PV-Faltdach		€/kWp
PV-Dach		€/kWp

9.4.3 Bewertungs- & Berechnungsgrundlagen für die Auswertungen

Folgend werden die Bewertungsgrundlagen und Berechnungsformeln hinter den Ergebnissen der Vergleichstabellen der folgenden Kapitel erläutert. Eingerückt unter den jeweiligen Abschnitten sind die Berechnungsformeln der restlichen Daten:

Energievergleich

Die folgenden Größen stammen aus der Energiesystem-Modellierung und werden für die darauffolgenden Berechnungen genutzt:

- Heizölbedarf
- Strombezug
- Elektrische Verluste (Netzverluste, Ladeverluste, Batterieverluste)
- PV-Stromerzeugung
- PV-Einspeisung
- PV-Nutzung

Der Gesamtenergiebedarf ist die Summe des fossilen Brennstoffverbrauchs (Diesel und Heizöl) in MWh sowie des Strombedarfs der Busse, am Betriebshof und extern, inklusive aller anfallender Verluste.

$$\text{Gesamtenergiebedarf} = \text{Fossiler Brennstoffverbrauch} + \text{Strombedarf Betriebshof} + \text{externer Strombedarf}$$

Der Strombedarf am Betriebshof wird durch den genutzten PV-Strom und den Strombezug vom Stromnetz gedeckt.

$$\text{Strombedarf Betriebshof} = \text{Strombezug Stromnetz} + \text{PV}_\text{Nutzung}$$

$$\text{Elektrische Verluste Betriebshof} = \text{Netzverluste} + \text{Ladeverluste} + \text{Batterieverluste}$$

Die PV-Eigennutzungsquote ermittelt sich wie folgt:

$$\text{PV}_\text{Eigennutzungsquote} = \left(1 - \frac{\text{PV}_\text{Einspeisung}}{\text{PV}_\text{Stromerzeugung}}\right) * 100$$

Der Autarkiegrad wird für den Betriebshof bestimmt:

$$\text{Autarkiegrad} = \frac{\text{PV}_\text{Stromerzeugung} - \text{PV}_\text{Einspeisung}}{\text{Strombedarf am Betriebshof}} * 100$$

Kostenvergleich und spezifische Kosten

Als nächstes werden die folgenden jährlichen Kosten ausgewertet:

- Brennstoffkosten inklusive CO₂-Kosten und Anteil CO₂-Kosten
- Stromkosten Energiepreis
- Stromnebenkosten
- Stromnetzkosten

Mit dem in den Projektparametern angegebenen Dieselpreis werden die Brennstoffkosten inklusive CO₂-Kosten berechnet. Zudem wird der Anteil der CO₂-Kosten mit dem angegebenen CO₂-Preis ermittelt. Die Stromkosten aus dem Stromnetz bestehen aus drei Komponenten — den Kosten für die Energiebeschaffung und Vertrieb, also der reine Energiepreis, sowie den Stromnebenkosten und den Stromnetzkosten. Es lassen sich die spezifischen Kosten beim Netzbezug berechnen, indem jede

Komponente auf die jährlich aus dem Netz entnommene Strommenge bezogen wird. Bei einem festen Strompreis ist der Energiepreis konstant und bei einem variablen Strompreis handelt es sich um den Spotmarktpreis.

$$\text{Anteil Energiepreis} = \frac{\text{Stromkosten Energiepreis}}{\text{Strombezug}}$$

$$\text{Anteil Stromnebenkosten} = \frac{\text{Stromnebenkosten}}{\text{Strombezug}}$$

$$\text{Anteil Stromnetzkosten} = \frac{\text{Stromnetzkosten}}{\text{Strombezug}}$$

Kapitalkosten

Im nächsten Schritt werden die Kapitalkosten durch die jährlichen Abschreibungen berücksichtigt. Dabei wird der in den Projektparametern angegebene Zinssatz für Finanzierungen genutzt. Es werden die folgenden Abschreibungen separat berechnet und im Variantenvergleich aufgeführt:

- regenerative Erzeugung
- Batteriespeicher
- Ladeinfrastruktur (LIS)
- restliche Infrastruktur

Da der Batteriespeicher zum Einen der Infrastruktur zugeordnet werden kann, aber ebenso zur Optimierung der PV-Eigennutzungsquote dient, wird die Investition in den Batteriespeicher mithilfe eines Aufteilungsfaktors je nach Anwendungsfall auf die Investition in Infrastruktur und die Investition in regenerative Erzeugung aufgeteilt. In diesem Fall beträgt er 50 %.

Stromgestehungskosten und Strommischpreis

Für die Gestehungskosten des PV-Stroms werden die folgenden Größen einberechnet:

- Kosten für Wartung und Rückbau der PV-Anlage
- Kostenanteil für Wartung der Batterie
- Abschreibung regenerative Erzeugung
- Einspeisevergütung

Es werden die jährlichen Kapitalkosten für die regenerative Erzeugung sowie die jährlichen Betriebskosten für die PV-Anlage sowie anteilig den Batteriespeicher aufsummiert und die Einnahmen aus Stromeinspeisung subtrahiert. Anschließend werden diese Kosten auf Energiemenge der PV-Nutzung bezogen, um einen Strompreis zu ermitteln:

$$\text{Stromgestehungskosten pro MWh} = \frac{\text{Jährliche Abschreibung} + \text{Wartung} + \text{Rückbau} - \text{Einnahmen Einspeisung}}{\text{PV}_\text{Nutzung}}$$

Im nächsten Schritt kann ein Strom-Mischpreis bestimmt werden, der den Strompreis für den Netzbezug und den Stromgestehungspreis enthält.

$$\text{Strommischpreis} = \frac{\text{Stromkosten Betriebshof} + \text{Stromgestehungskosten}}{\text{Strombezug} + \text{PV}_\text{Nutzung}}$$

Die Strommischpreise der verschiedenen Varianten können mit dem angegebenen Brennstoffpreis der Referenz verglichen werden.

Kostenvorteil gegenüber Diesel

Für den Vergleich zur Referenz mit Dieselmotoren wird der jährliche Kostenvorteil ermittelt, indem von den Brennstoffkosten der Referenz die Gesamtkosten der Variante und die Abschreibung subtrahiert wird:

$$\text{Kostenvorteil} = \text{Gesamtkosten Referenz} - (\text{Energiekosten Variante} + \text{Gesamtkapitalkosten} + \text{Betriebskosten})$$

Zuletzt werden die Kosten der jeweiligen Variante auf die Summe der jährlich gefahrenen Kilometer bezogen.

$$\text{Gesamtkosten pro Kilometer} = \frac{\text{Energiekosten Variante} + \text{Gesamtkapitalkosten} + \text{Betriebskosten}}{\text{Jährlich gefahrene Kilometer}}$$

9.4.4 Teilausbau - 10 Busse (ab Jahr 2026)

Für die Infrastruktur wurde als erste sinnige Ausbaustufe die Betrachtung von 10 Ladepunkten gewählt. Einen Überblick über den Kostenvorteil einer elektrischen Busflotte gegenüber Dieselnissen als Referenz gibt das Balkendiagramm in Abbildung 24.

Der Gesamtenergiebedarf wird durch eine Elektrifizierung der Busflotte mehr als halbiert. Die Modellierung zeigt, dass für die Stufe 1 im Referenzfall ca. 118.000 Liter Diesel benötigt werden, was ca. 1.158 MWh Energie entspricht. Aufgrund der höheren Effizienz der Elektromotoren lässt sich der Energiebedarf durch eine Elektrifizierung der Busflotte auf näherungsweise 482 MWh elektrische Energie reduzieren. Durch die hohen Anfangsinvestitionskosten und den laufenden Abschreibungen sowie Betriebskosten ergibt sich ein Kostennachteil durch die Elektrifizierung. Besonders ausgeprägt ist der Nachteil durch den Aufbau von einem Batteriespeichers bzw. eines DC-Netzes.

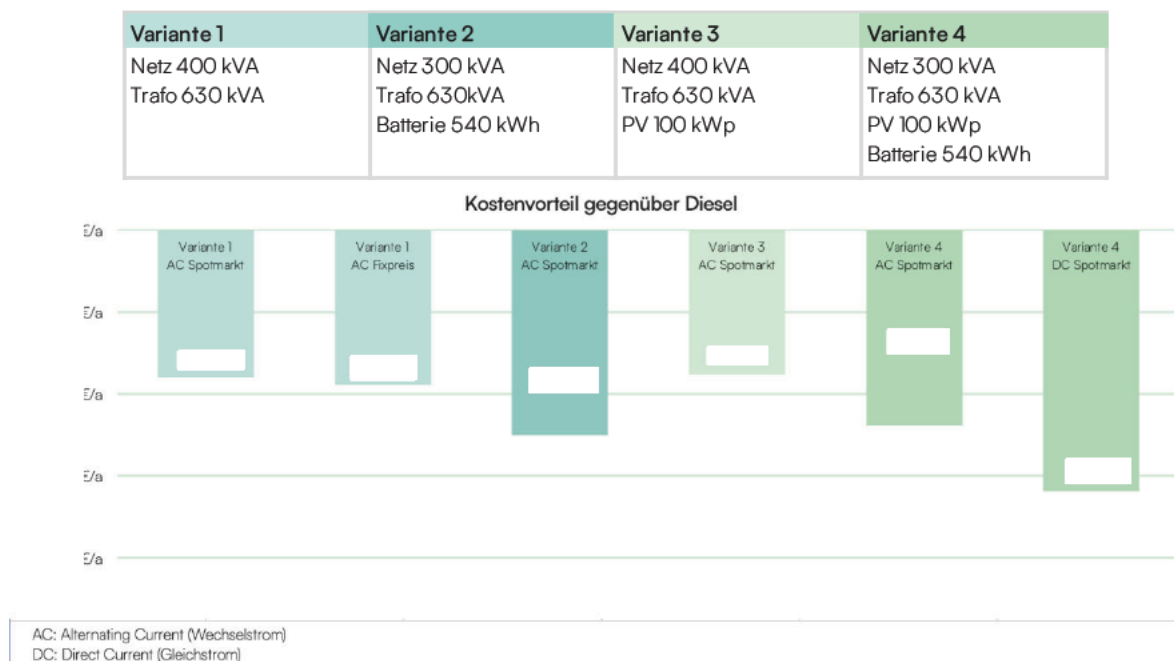


Abbildung 30: Kostenvorteil gegenüber Diesel (Stufe 1) — positiver Wert = Vorteil; negativer Wert = Nachteil

Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse

Den geringsten Kostennachteil bietet die Variante 3, bei der der Strom größtenteils vom Stromnetz bezogen wird und ein kleiner Teil durch eine PV-Anlage selbst erzeugt wird.

Zu beachten ist, dass bei dieser Ausbaustufe bereits ohne spotmarktpreisoptimiertes Lademanagementsystem die Spotmarkt-Variante nahezu pari ist mit der Festpreis-Variante. Durch ein Lademanagementsystem würden die Kosten für den Spotmarktenergie-Preis weiter sinken. Daher werden bei der Variante 3 und der Variante 4 nur der Spotmarkt-Preis und nicht der Fixpreis ausgewertet.

Energieerzeugung vor Ort

Durch die Auslegung der PV-Anlage auf eine Eigennutzungsquote von 25% ist eine kosteneffiziente Nutzung der PV-Anlage nur in Teilen möglich. Für diese Ausbaustufe wird mit 100 kWp auf den bestehenden Dachflächen gerechnet. In Kombination der PV-Anlage mit der Batterie steigt der Eigenverbrauch zwar deutlich an, jedoch sind die Investitionskosten hier so hoch, dass diese Variante klar nachteilig ist.

Batterienutzung

Durch die Batterie kann Strom zu Zeiten mit geringem Spotmarkt-Strompreis bezogen werden, wodurch sich ein geringerer Energiepreis ergibt. Die Auswirkung der Batterie auf den Energiepreis ist jedoch zu gering, als dass sich die hohen Investitionskosten ausreichend rechnen.

Gleichstromnetz vs. Wechselstromnetz

Zwar sind die elektrischen Verluste im Gleichstromnetz geringer, sodass die Energiekosten sinken, jedoch sind die Investitionskosten ca. 25 % höher. Hierbei handelt es sich um einen Schätzwert, da aktuell keine genaueren Kostenaufstellungen für ein Gleichstromnetz für die Liegenschaft vorliegt. Unter diesen Bedingungen ist das Gleichstromnetz unwirtschaftlich.

Die Energiesystemmodellierung ergibt die in der Tabelle 7 zusammengefassten Ergebnisse für die erste Ausbaustufe. Eine detailliertere Tabelle befindet sich im Anhang.

Tabelle 8: Ausbaustufe 1 - Energie- und Kostenvergleich

ENERGIEVERGLEICH (Stufe 1 - 10 E-Busse)	Referenz	Variante 1 AC Spotmarkt	Variante 1 AC Fixpreis	Variante 2 AC Spotmarkt	Variante 3 AC Spotmarkt	Variante 4 AC Spotmarkt	Variante 4 DC Spotmarkt	
Energiesystem	Diesel	Netz 400 kVA Trafo 630 kVA		Netz 300 kVA Trafo 630kVA Batterie 540 kWh	Netz 400 kVA Trafo 630 kVA PV 100 kWp	Netz 300 kVA Trafo 630 kVA PV 100 kWp Batterie 540 kWh		Wasserstoff
Fossiler Brennstoffverbrauch in Litern in MWh	118.191 l 1.158 MWh	5.329 l 430 MWh	5.329 l 430 MWh	5.329 l 446 MWh	5.329 l 419 MWh	5.329 l 442 MWh	5.329 l 424 MWh	689 MWh
Strombedarf am Betriebshof Strombezug Stromnetz PV-Nutzung	0 MWh 0 MWh 0 MWh	430 MWh 430 MWh 0 MWh	430 MWh 430 MWh 0 MWh	446 MWh 446 MWh 0 MWh	419 MWh 398 MWh 21 MWh	442 MWh 386 MWh 56 MWh	424 MWh 366 MWh 58 MWh	0 MWh 0 MWh 0 MWh
Strombedarf für externes Laden	0 MWh	0 MWh	0 MWh	0 MWh	0 MWh	0 MWh	0 MWh	0 MWh
Gesamtenergiebedarf (inkl. Heizöl)	1.158 MWh	482 MWh	482 MWh	498 MWh	471 MWh	495 MWh	476 MWh	689 MWh

9.4.4.1 Kostentechnischer Variantenvergleich des Teilausbaus

Die Abbildung 25 zeigt die Zusammensetzung der monatlichen Energiekosten nach Elektrifizierung (Variante 3 - Spotmarkt) sowie den Kilometerpreis und stellt die Elektrobusse mit Dieseldbussen gegenüber. In den Energiekosten zeigt sich eine saisonale Abhängigkeit durch den Spotmarkt-Strompreis und die variierenden Heizölverbräuche. Der durchschnittliche energiekostenbezogene Kilometerpreis sinkt um %.

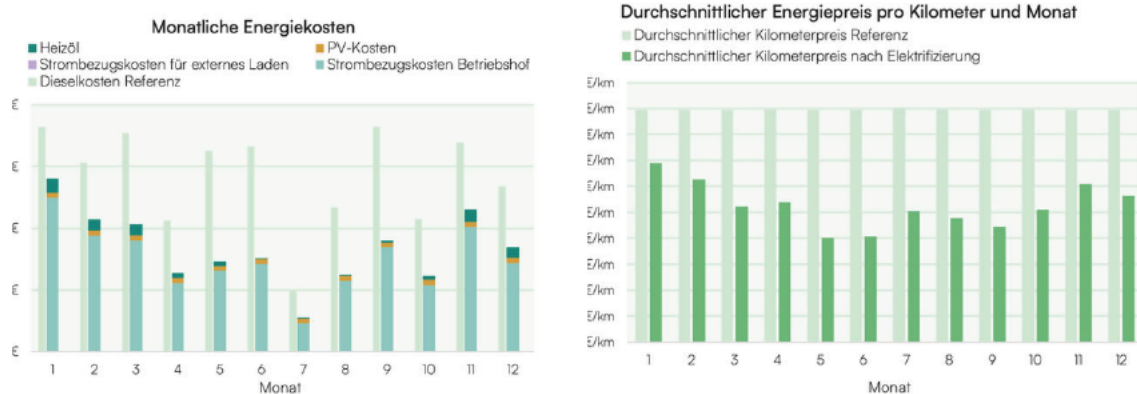


Abbildung 31: Monatliche Energiekosten und Kilometerpreis - E-Bus vs. Dieseldbus (Stufe 1 - Variante 3 - Spotmarkt)

Die in der folgenden Abbildung 26 dargestellten Kosten wurden in der Tabelle 5 bereits aufgezeigt. Da es sich hier um den Vergleich der Energiekosten handelt, sind hier nicht die gesamten Investitionskosten, die für den Aufbau des Energiesystems notwendig sind, enthalten. Lediglich zur Bestimmung der PV-Stromkosten wurden die dafür anfallenden Investitionen einberechnet. Die PV-Kosten bestehen aus der Investition für die PV-Anlage und % der Batteriekosten sowie der Wartung und Instandhaltung.

Es wird deutlich, dass die jährlichen Energiekosten zum Betrieb der Busse durch die Elektrifizierung um gut sinken. Die geringsten Energiekosten ermöglicht die Variante 4, da mithilfe der Batterie zu Zeiten mit geringen Strompreisen eingekauft wird, der Kostenvorteil im Vergleich zur Variante 1 sind ca. 14.000 EUR p.a.

Bei der Variante 4 sind in den PV-Kosten % der Batteriespeicherkosten berücksichtigt, wodurch die jährlichen PV-Kosten um ca. EUR höher sind als in der Variante 3. Da der Eigenverbrauch sich durch den Batteriespeicher wiederum um erhöht (siehe Tabelle 8), ergibt sich in der Variante 4 ein geringerer Strom-Mischpreis im Vergleich zur Variante 3.

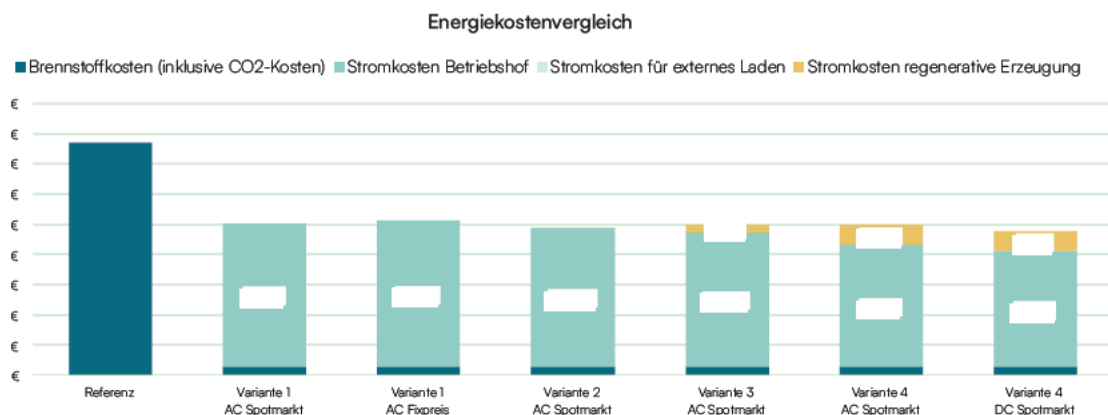
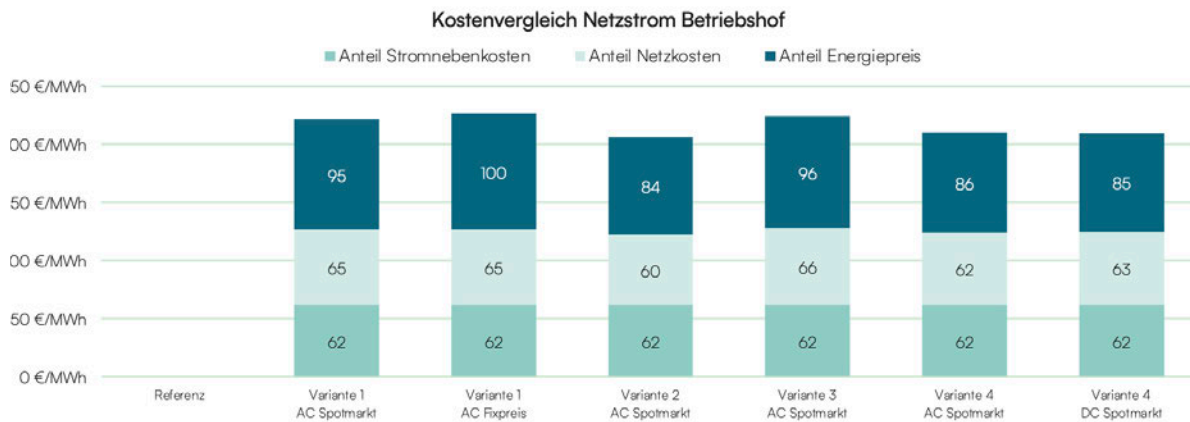


Abbildung 32: Variantenvergleich Energiekosten (Stufe 1)

Wie bereits erläutert, wirken sich die verschiedenen Energiesysteme auf die Zusammensetzung des Strompreises beim Netzbezug aus. Dass der Energiepreis in dieser Ausbaustufe beim Spotmarkt-Strompreis und durch die Nutzung einer Batterie am geringsten ist, wird in der Abbildung 27 erkennbar.



Stromnetzkosten: Arbeitspreis, Leistungspreis, Konzessionsabgaben & Messstellenbetrieb
 Stromnebenkosten: Umlagen (KWK, Offshore, StromNEV, Abschaltbare Lasten), Steuern, Herkunftsnachweis, Direktvermarktung
 Abbildung 33: Variantenvergleich Strompreis Netzstrom (Stufe 1)

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit werden im letzten Schritt die Abschreibungen der Investitionen in elektrische Infrastruktur und die Betriebskosten berücksichtigt. Da die Batterie sowohl die PV-Eigennutzung optimiert als auch den Strompreis beim Netzbezug reduziert, wird die Batterie in der folgenden Tabelle zum Teil () den Investitionskosten für die regenerative Stromerzeugung zugeordnet, und zum anderen Teil als separater Posten aufgeführt. Die Infrastruktur- und Ladepunktkosten sind für Gleichstromnetze höher (+25%), da Gleichstromnetze noch nicht ausreichend erprobt und standardisiert sind. Trotz der hohen Investitionskosten für den energetischen Ausbau ergeben für diese Ausbaustufe Kostenvorteile.

Die Variante 3 (Spotmarkt) zeigt hier den geringsten Nachteil im Vergleich zur Referenz der Diesellbusse.

Tabelle 9: Ausbaustufe 1 – Vergleich jährlichen Kosten und Kostenvorteil gegenüber Diesel

ENERGIEVERGLEICH (Stufe 1 – 10 E-Busse)		Referenz	Variante 1 AC Spotmarkt	Variante 1 AC Fixpreis	Variante 2 AC Spotmarkt	Variante 3 AC Spotmarkt	Variante 4 AC Spotmarkt	Variante 4 DC Spotmarkt	Wasserstoff
Energiesystem		Diesel	Netz 400 kVA Trafo 630 kVA		Netz 300 kVA Trafo 630kVA Batterie 540 kWh	Netz 400 kVA Trafo 630 kVA PV 100 kWp	Netz 300 kVA Trafo 630 kVA PV 100 kWp Batterie 540 kWh		
KOSTENVERGLEICH									
Gesamt		153.648 €/a	101.579 €/a	103.748 €/a	98.420 €/a	95.606 €/a	87.417 €	83.170 €	286.650 €

9.4.4.2 Energetischer Variantenvergleich des Teilausbaus

Im Folgenden werden die energetischen Unterschiede der Energiesysteme genauer herausgearbeitet. Die Abbildung 28 zeigt den Gesamtenergiebedarf und die Komposition des Stromverbrauchs.

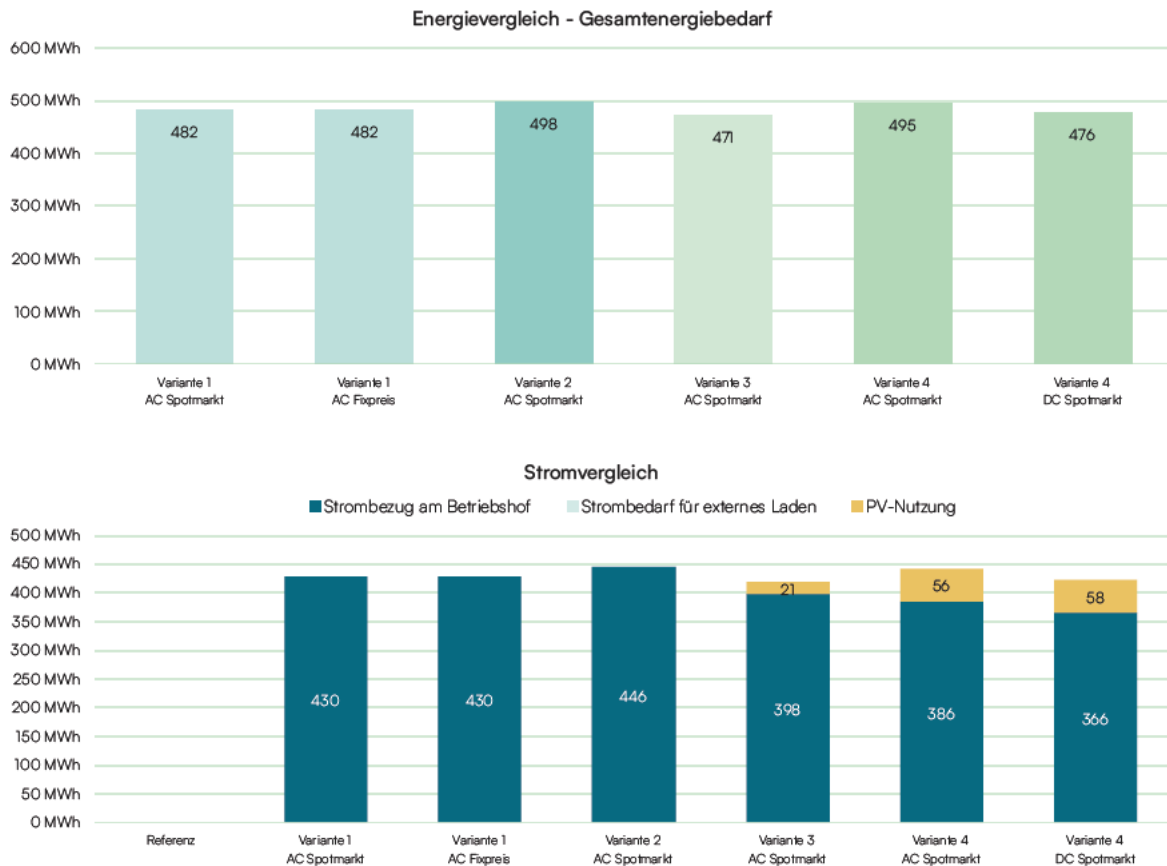


Abbildung 34: Variantenvergleich Gesamtenergiebedarf (inkl. Heizöl) und Gesamtstrombedarf (Stufe 1)

Variante 1

Ob der Netzstrom am Spotmarkt gekauft wird, oder mit einem Festpreis bezogen wird, hat keinen Einfluss auf die Zusammensetzung des elektrischen Energieverbrauchs, wie im Diagramm bei Variante 1 und auch bei Variante 2 ersichtlich.

Variante 2

Durch die elektrischen Verluste beim Laden und Entladen der stationären Batterie ist der Strombezug am Betriebshof in der Variante 2 ca. 3,7 % höher.

Variante 3

Die PV-Anlage mit einer Peak-Leistung von 100 kWp wurde auf eine Eigenverbrauchsquote von 25% ausgelegt. Der Strombezug sinkt durch die PV-Anlage in der Variante 3 um ca. 7,5% im Vergleich zur Variante 1.

Variante 4

Der höhere Gesamtstrombedarf in der Variante 4 ist mit den elektrischen Batterieverlusten zu begründen. Bei diesem Energiemodell finden die meisten Ladezyklen der stationären Batterie statt, da sie sowohl beim Strombezug als auch für die PV-Anlage genutzt wird. Im Vergleich zur Variante 1 sinkt der Strombezug am Betriebshof um 10 %, da durch die Batterie der PV-Strom zu 68% eigenverbraucht wird. Zudem steigt durch ein Gleichstromnetz die Effizienz des gesamten Systems um ca. 4 %, da Ladeverluste

im System reduziert werden. Auch die Effizienz der PV-Anlage und des Batteriespeichers steigt, wenn der Gleichstrom der PV-Anlage für das Stromnetz auf dem Betriebshof nicht auf Wechselstrom transformiert werden muss.

Die folgenden Grafiken in Abbildung 29 vergleichen die Energieverbräuche nach Elektrifizierung des Betriebs (Variante 1) und die Energieverbräuche der Referenz mit Dieselnissen. Hier wird sichtbar, wieviel effizienter Elektrobusse sind. Während der monatliche Dieserverbrauch nur vom monatlichen Fahrbedarf abhängt, ist bei den Elektrobusen eine leichte saisonale Abhängigkeit zu erkennen. Der Energieverbrauch ist in den Wintermonaten höher, da ein höherer Konditionierungsbedarf für die Businnenräume anfällt. Die Linie im rechten Diagramm zeigt den Energieverbrauch der E-Busse ohne vorgelagerte Verluste. Dies wird mit dem Gesamtenergieverbrauch (dunkler Balken) gegenübergestellt. Hier sind alle elektrischen Verluste am Betriebshof berücksichtigt — im Durchschnitt liegt der Verbrauch inkl. Verluste bei 1,24 kWh/km.

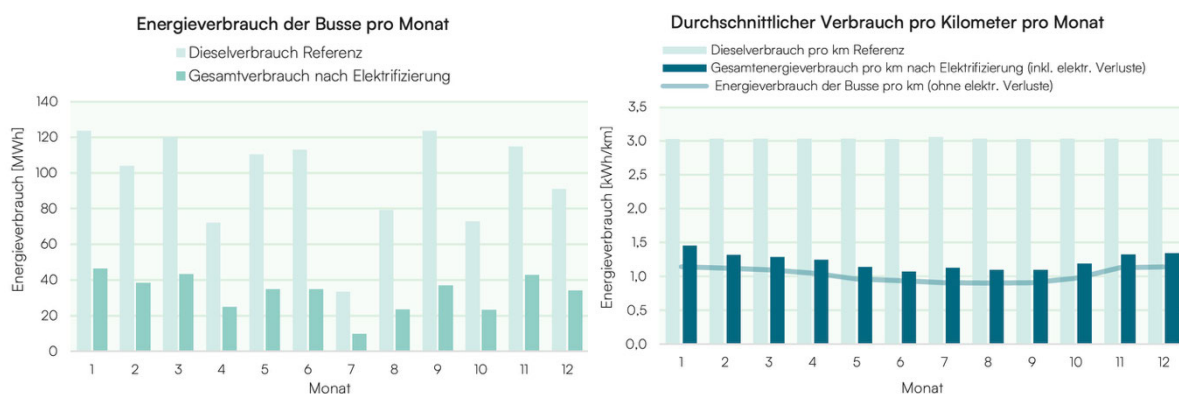


Abbildung 35: Vergleich des Energieverbrauchs – E-Bus vs. Dieselbus (Stufe 1)

Elektrischer Energiefluss der Variante 1

In der folgenden Abbildung 30 wird der jährliche elektrische Energiefluss für den Teilausbau mit Variante 1 ersichtlich. Dabei wird deutlich, an welchen Stellen elektrische Verluste auftreten. Die Ladeverluste an den Ladepunkten sind mit 59 MWh pro Jahr deutlich höher als die Netzverluste von 26 MWh pro Jahr, die am Transformator entstehen. Grund dafür ist, dass der Strom über ein Wechselstromnetz bereitgestellt wird und an den Ladepunkten von Wechselstrom auf Gleichstrom für die Busbatterien gleichgerichtet wird.

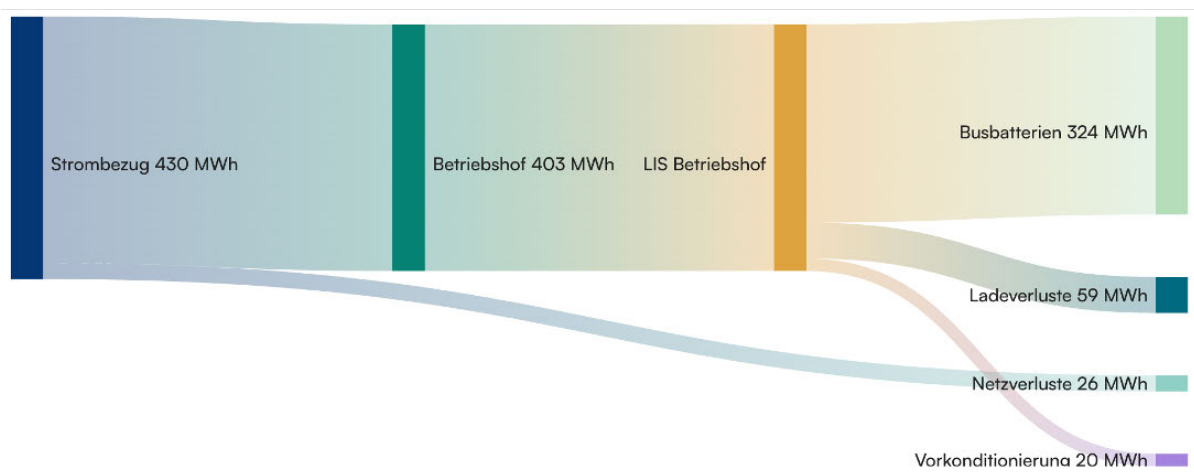


Abbildung 36: Elektrischer Energiefluss für Ausbaustufe 1 — Variante 1 mit reinem Strombezug

Elektrischer Energiefluss der Variante 2

Ca. 17% des am Betriebshof genutzten Stroms wird in der Batterie zwischengespeichert, da der Strom zu möglichst kostengünstigen Zeiten gekauft wird. Beim Laden und Entladen der Batterie entstehen 11 % Verluste. Die restlichen 89 % gelangen aus der Batterie zur Ladeinfrastruktur (LIS).

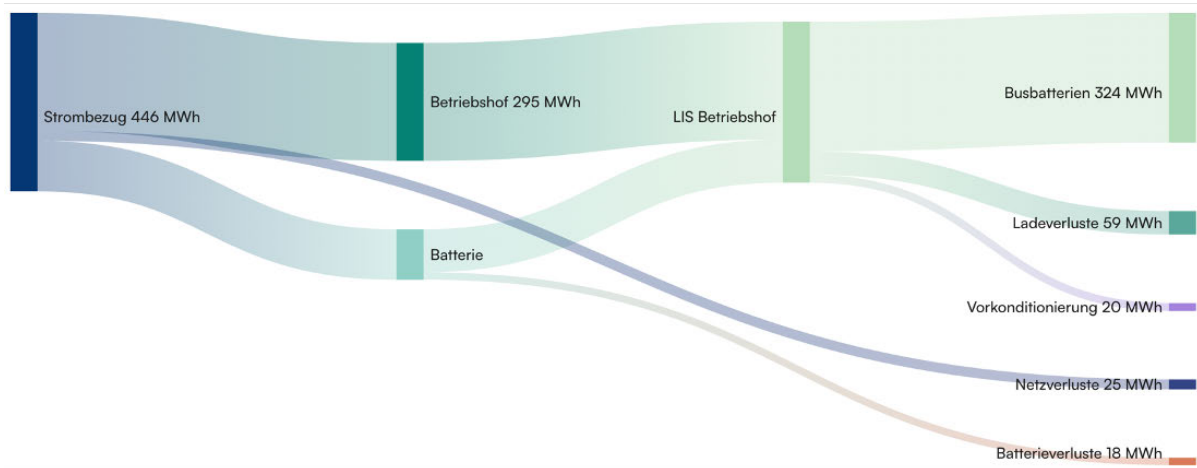


Abbildung 37: Elektrischer Energiefluss für Ausbaustufe 1 und Variante 2 mit Batterie

Elektrischer Energiefluss der Variante 3

Das folgende Energieflussdiagramm in Abbildung 32 visualisiert den Anteil des Stroms aus Eigenstromerzeugung. Von den 83 MWh PV-Strom werden 75% in das Stromnetz eingespeist. Der Autarkiegrad beträgt 5 %.

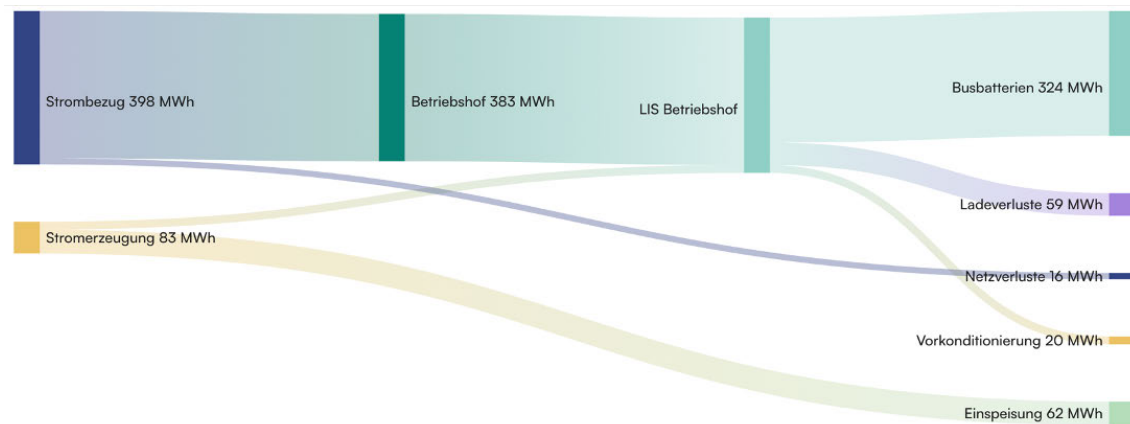


Abbildung 38: Elektrischer Energiefluss für Ausbaustufe 1 und Variante 3 mit PV-Anlage

Elektrischer Energiefluss der Variante 4

Die Abbildung 33 zeigt zur Gegenüberstellung den jährlichen Energiefluss für die Variante 4. Der von der PV-Anlage erzeugte Strom kann zu 86 % zum Laden der Fahrzeuge genutzt werden, dennoch steigt der Autarkiegrad nur auf 13 %, da es sich um eine kleine Anlage im Verhältnis zum Gesamtbedarf handelt. Die anderen 14 % des PV-Stroms werden in das Stromnetz eingespeist.

25% des PV-Stroms kann zur Direktladung der E-Busse genutzt werden, ohne in der Batterie zwischengespeichert zu müssen. Die Nutzung des Stromspeichers für den PV-Strom resultiert in zusätzlichen Energieverlusten, aber auch in einer Reduktion des Strombezugs im Vergleich zu Variante 1 (ohne PV-Anlage) um 10 % von 430 MWh auf 386 MWh. Die elektrischen Verluste durch die Batterie sind in dieser Variante höher als bei der Variante 2, da durch die Verlagerung des PV-Stroms in die Batterie auch deutlich mehr Lade- und Entladezyklen der Batterie stattfinden.

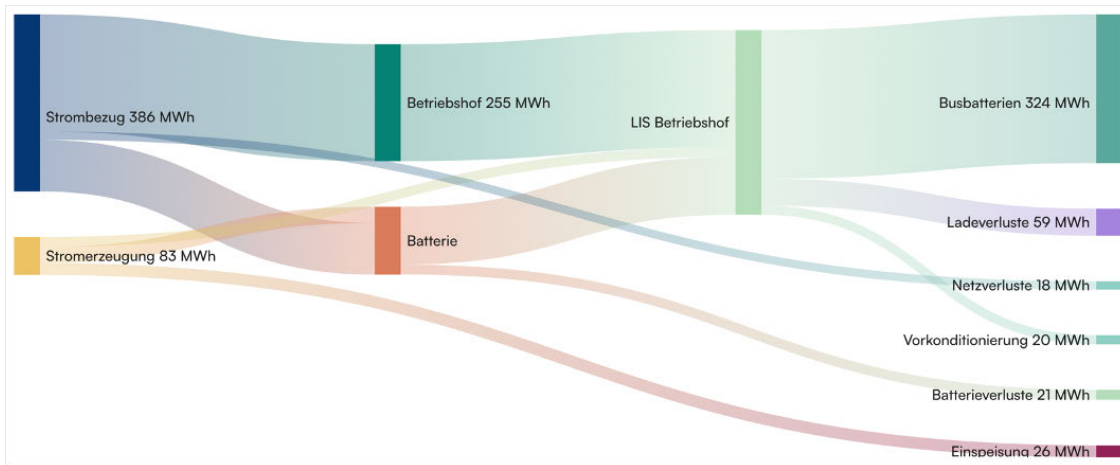


Abbildung 39: Elektrischer Energiefluss für Ausbaustufe 1 und Variante 4 mit PV-Anlage und Batterie

In der folgenden Abbildung 34 ist im linken Diagramm zu erkennen, dass mit der PV-Größe von 100 kWp in der Variante 3 lediglich ca. 5 % des Strombedarfs durch die PV-Anlage gedeckt werden kann. Mit zunehmender PV-Größe steigt jedoch der Anteil des einzuspeisenden Stroms. Aus wirtschaftlichen Gründen sollte der Fokus auf einer möglichst hohen Eigenverbrauchsquote liegen. Es bietet sich durch an, nach einer möglichen Anpassung der Umläufe / Ladefenster im Sinne einer Direktladung die PV-Dimensionierung erneut zu prüfen, da diese folglich höchstwahrscheinlich deutlich größer definiert werden könnte.

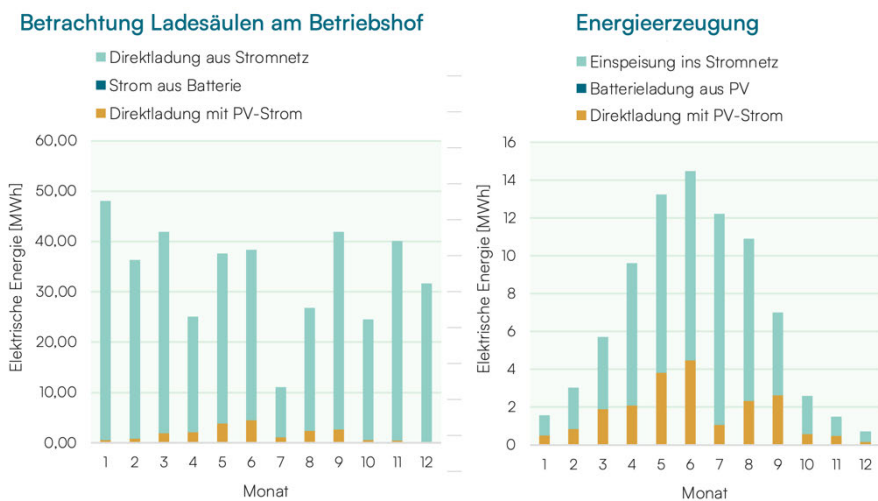


Abbildung 40: Monatlicher PV-Strom-Anteil am Energieverbrauch und Verhältnis von Eigennutzung und Einspeisung (Stufe 1)

9.4.4.3 Weitere technische Details der verschiedenen Energiemodelle

Gleichstrom vs. Wechselstrom

In der folgenden Abbildung wird für ein Gleichstromnetz (DC-Netz) und ein Wechselstromnetz (AC-Netz) verdeutlicht, welche elektrischen Verluste bei der Ladung von E-Bussen auf dem Weg vom Stromnetz bis zur Busbatterie anfallen. Durch das DC-System fallen die Ladeverluste geringer aus. Die Netzverluste sind höher, da hier die Verluste enthalten sind, die beim Umrichten von AC-Spannung auf DC-Spannung entstehen.

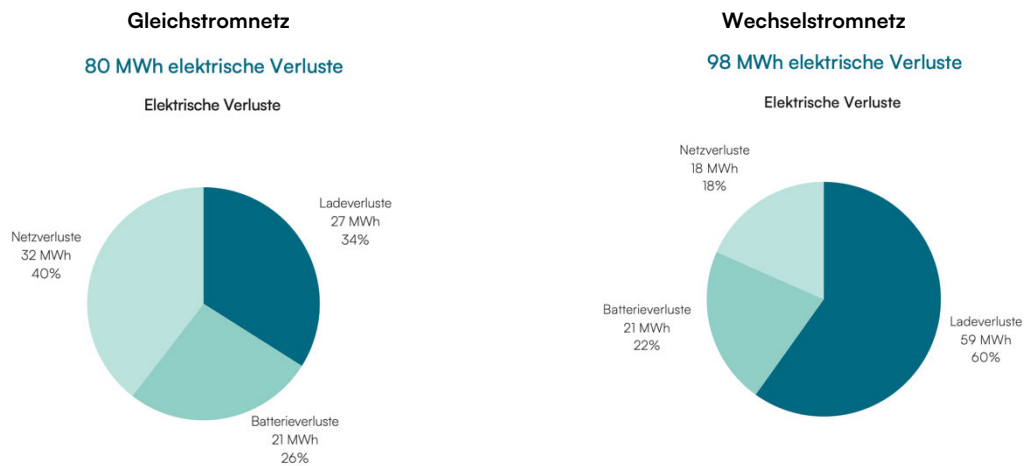


Abbildung 41: Gegenüberstellung der elektrischen Verluste - links DC-Netz und rechts AC-Netz — Variante 4 (Stufe 1)

Ladefenster

Um die Busse mit möglichst viel am Standort erzeugten PV-Strom zu laden, ist es empfohlen, dass diese sich idealerweise im Zeitraum zwischen 12 Uhr und 15 Uhr am Betriebshof befinden. Dies wurde in der bestehenden Umlaufplanung noch nicht weiterführend optimiert. Je höher der Anteil des Eigenverbrauchs an der erzeugten PV-Energie, desto schneller amortisiert sich die Investition in die regenerative Stromerzeugung, was die Gesamtwirtschaftlichkeit dieses Energiesystems erheblich verbessert.

Wie in der Abbildung 36 dargestellt, zeigt die im vorliegenden Bericht vorgestellte Umlaufplanung teilweise die Möglichkeit, die Busse morgens / vormittags, aber vor allem nachmittags am Betriebshof zu laden. Besonders in der Mittagszeit, wenn die PV-Stromerzeugung ihren Höhepunkt erreicht, wird im Jahresverlauf nur in geringen Mengen am Betriebshof geladen. Ab dem Nachmittag, etwa zwischen 14 Uhr und 17 Uhr, bietet sich jedoch Potenzial für eine direkte Ladung der Busse aus der PV-Anlage.

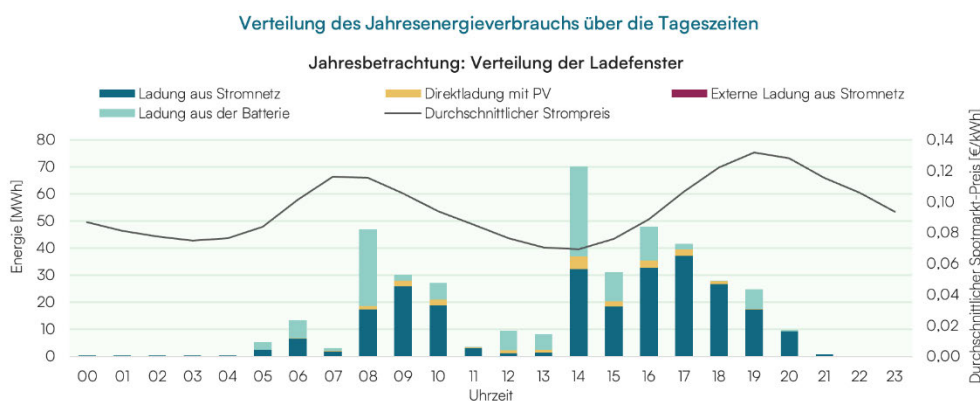


Abbildung 42: Verteilung des Jahresenergieverbrauchs über die Tageszeit in Variante 4 (Stufe 1)

Auf der Sekundärachse wird der durchschnittliche Spotmarktpreis aufgetragen, in den Diagrammen als Linie dargestellt. Vor allem in den Morgenstunden (07 Uhr bis 09 Uhr) und Abendstunden (17 Uhr bis 22 Uhr) sind die Spotmarkt-Strompreise besonders hoch. Es ist erkennbar, dass die Umlaufplanung teilweise die Busbatterieladung zu Zeitpunkten mit geringen Strompreisen ermöglicht. Durch die Implementierung von einem Spotmarktpreis-optimierten Laden der Busse sowie einer leichten Anpassung der Umläufe könnten zukünftig Zeitfenster mit geringen Strompreisen verstärkt genutzt werden. Diese dynamische Optimierung wird in dieser Energiemodellierung nicht durchgeführt, jedoch wurde durch virtuelle Begrenzung des Netzanschlusses und Vorgaben an den Batteriespeicher hinsichtlich Bezugskosten eine statische Optimierung erreicht. Die größten Potentiale liegen in der Verschiebung der Ladezeit über Nacht in die Zeit zwischen 23 Uhr bis 03 Uhr sowie 12 Uhr bis 15 Uhr.

Die höchsten PV-Stromanteile weisen der Bus 3 und die Busse 4, 5, 7 & 11 auf. Generell ist aber in Bezug auf den Gesamtverbrauch und basierend auf einer kleinen PV-Anlage (100kWp) der Direktverbrauch anteilig fast zu vernachlässigen.

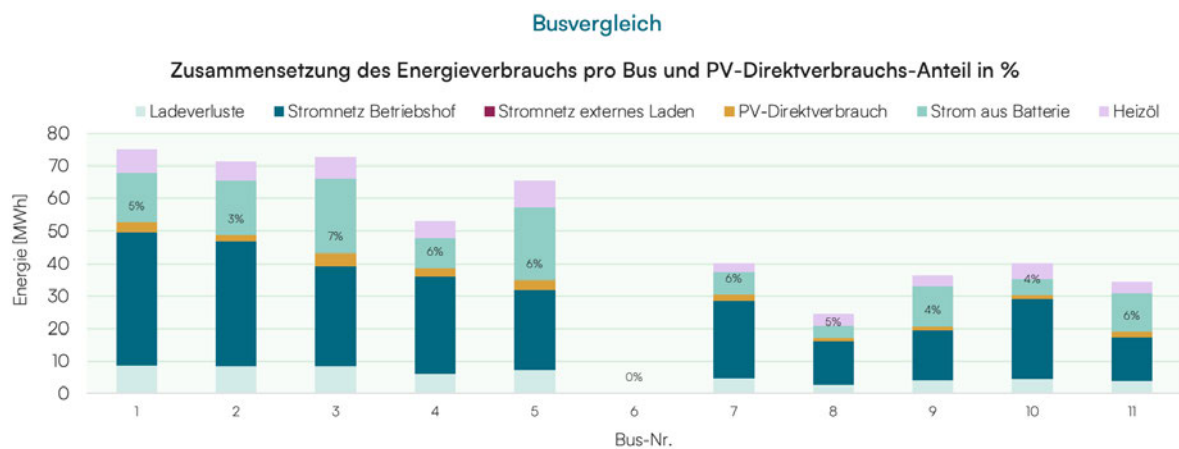


Abbildung 43: PV-Strom-Anteil pro Bus in Variante 4 (Stufe 1)

9.4.4.4 Ladeverhalten der stationären Batterie (Variante 4)

In der Variante 4 wird die Batterie genutzt, um den PV-Eigenverbrauch zu erhöhen, hohe Spotmarkt-Strompreise zu vermeiden und günstige Zeitpunkte zu nutzen. Der Spotmarktpreis für Strom ergibt sich aus dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage. Im Sommer, wenn Photovoltaikanlagen aufgrund der intensiveren Sonneneinstrahlung viel Strom erzeugen, sinken die Preise besonders mittags, wenn das Angebot an Strom den Bedarf übersteigt. Dies führt häufig zu niedrigen oder sogar negativen Preisen. Im Winter hingegen, wenn die Stromproduktion aus Solarenergie sinkt und die Nachfrage aufgrund des höheren Heizbedarfs steigt, sind die Preise tendenziell höher. Nachts, wenn der Verbrauch sinkt, können die Preise jedoch auch im Winter wieder fallen, insbesondere wenn die Windstromproduktion das Angebot stützt. Diese Zusammenhänge werden in der Abbildung 38 visualisiert. Klar ersichtlich ist im Sommer (rechten Chart), dass die Batterie im Gros durch den eigenerzeugten Strom geladen wird und im Winter (linker Chart) fast ausschließlich aus dem Netz geladen wird.

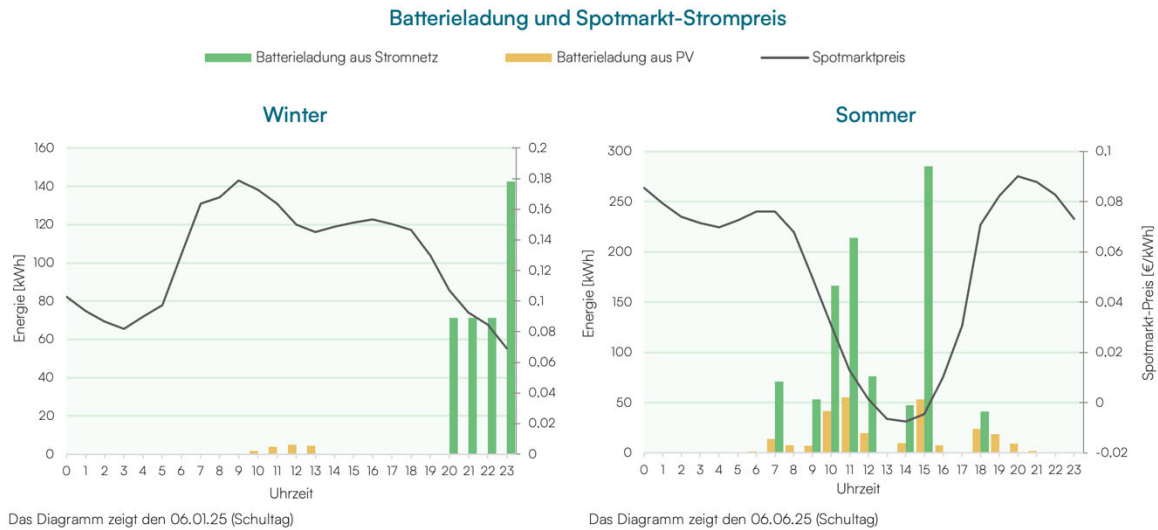


Abbildung 44: Batterieladung abhängig vom Spotmarkt-Strompreis in Variante 4 (Stufe 1)

Bei höheren Spotmarktpreisen, wie es in der Modellierung im Februar der Fall ist (siehe Abbildung 39), weist die Batterie deutlich weniger Ladezyklen auf als im Dezember. Der Dezember weist teilweise negative Spotmarktpreise aus.

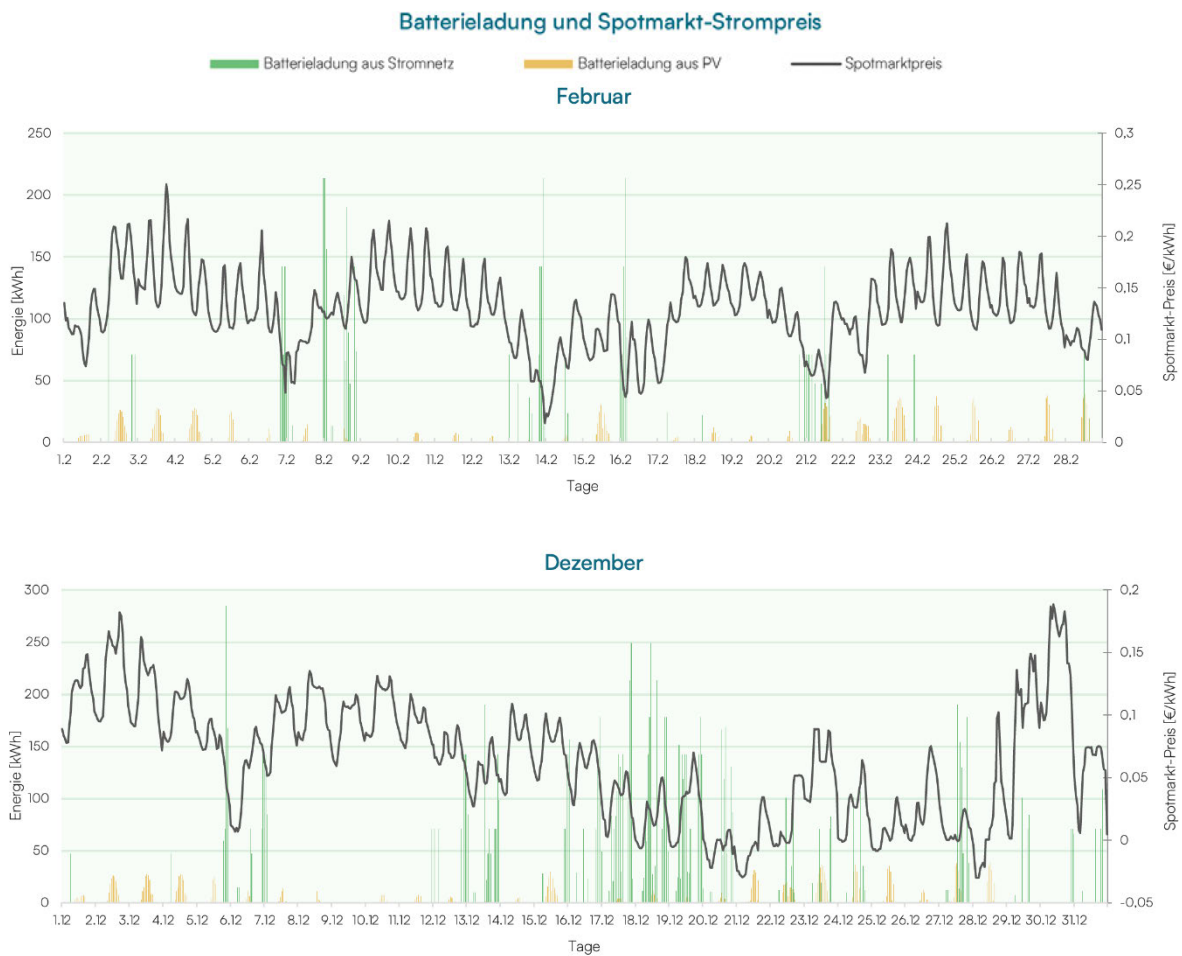


Abbildung 45: Ladezyklen der stationären Batterie im Februar und Dezember (Stufe 1 — Variante 4)

9.4.4.5 Empfehlung für Ausbaustufe 1

Es wird mit Blick auf den weiteren Ausbau klar empfohlen bereits alles für die weiteren Ausbauschritte und die 100% Elektrifizierung so weit wie möglich vorzusehen. Es kann eine Empfehlung für den Netzbezug mit eigener PV-Anlage ohne stationäre Batterie (Variante 3) zu Spotmarktpreisen ausgesprochen werden. Bei Wunsch nach Autarkie und eigener lokaler Erzeugung wird die Variante 4 empfohlen, welche zwar gegenüber Variante 3 schlechter ausfällt, jedoch bietet Variante 4 durch die Batterie deutlich mehr Optimierungsmöglichkeiten.

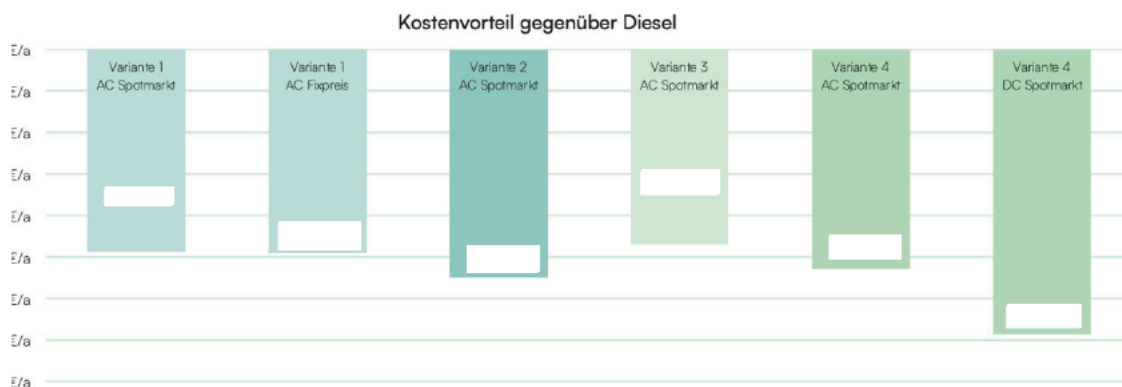
9.4.5 Vollausbau — 26 Busse (ab Jahr 2035)

Im Folgenden werden die gleichen Ausbauvarianten für 26 E-Busse gegenübergestellt und verglichen. Die Modellierungen und die Auswertung erfolgen analog zur ersten Ausbaustufe.

Einen Überblick über den Kostenvorteil einer elektrischen Busflotte gegenüber Dieselnissen als Referenz gibt das Balkendiagramm in Abbildung 40. Rechnet man dies auf die Anzahl der Busse um, fällt auf, dass der Kostennachteil nicht linear steigt im Vergleich zur Stufe 1. In der ersten Ausbaustufe wurden spezifische Umläufe elektrifiziert, die am realistischsten sind als erstes elektrifiziert zu werden und zugleich eine hohe Laufleistung haben. Die spezifischen Kosten für Mittelspannungstechnik und Netzanschluss sinken durch die Verteilung auf mehr Ladepunkte. Zudem steigen die Anschaffungskosten der Mittelspannungsanlage nicht linear mit der Leistung.

Der Gesamtenergiebedarf sinkt durch die Elektrifizierung der Busflotte um fast 53 %. Die Modellierung zeigt, dass für die Stufe 2 im Referenzfall ca. 220.000. Liter Diesel benötigt werden, was ca. 2.160 MWh Energie entspricht. Aufgrund der höheren Effizienz der Elektromotoren lässt sich der Energiebedarf durch eine Elektrifizierung der Busflotte auf näherungsweise 1.013 MWh elektrische Energie reduzieren. Basierend auf den Anfangsinvestitionskosten und den laufenden Abschreibungen sowie Betriebskosten ergibt sich grundsätzlich ein Kostennachteil durch die Elektrifizierung mit Blick auf das Energiesystem. Dies zeigt auch deutlich den Bedarf einer Förderung für den initialen Aufbau der notwendigen Infrastruktur.

Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4
Netz 1000 kVA Trafo 1500 kVA	Netz 800 kVA Trafo 1500kVA Batterie 540 kWh	Netz 1000 kVA Trafo 1500 kVA PV 100 kWp	Netz 800 kVA Trafo 1500 kVA PV 100 kWp Batterie 540 kWh



AC: Alternating Current (Wechselstrom)
DC: Direct Current (Gleichstrom)

Abbildung 46: Kostenvorteil gegenüber Diesel (Stufe 2) — positiver Wert = Vorteil; negativer Wert = Nachteil

Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse

Den geringsten Kostennachteil bietet die Variante 3, bei der der Strom im Gros vom Stromnetz bezogen wird und ein kleiner Teil über die eigene PV-Anlage erzeugt wird. Der Strombezug erfolgt in diesem Fall am Spotmarkt. Durch eine optimierte Umlaufplanung, Fahrzeugplanung sowie ein dynamisch optimierendes Lade- & Lastmanagement, sollte sich die Varianten 3 & 4 zudem deutlich verbessern bzw. Variante 3 (Spotmarkt).

Energieerzeugung vor Ort

Durch die Auslegung der PV-Anlage auf eine Eigennutzungsquote von 42% ist eine wirtschaftliche Nutzung der PV-Anlage möglich. Die PV-Leistung wird im Vergleich zu Stufe 1 nicht verändert.

In Kombination der PV-Anlage mit der Batterie steigt der Eigenverbrauch von 42 % auf 75 %, und der Autarkiegrad verbessert sich von 4 % in Variante 3 auf 7 % in Variante 4. Jedoch sind die Investitionskosten so hoch, dass sich die Energiekosteneinsparungen nicht rechnen ohne Förderung.

Tabelle 10: Ausbaustufe 2 - Energie- und Kostenvergleich

ENERGIEVERGLEICH (Stufe 2 - 26 E-Busse)	Referenz	Variante 1 AC Spotmarkt	Variante 1 AC Fixpreis	Variante 2 AC Spotmarkt	Variante 3 AC Spotmarkt	Variante 4 AC Spotmarkt	Variante 4 DC Spotmarkt	Wasserstoff
Energiesystem	Diesel	Netz 1000 kVA Trafo 1500 kVA		Netz 800 kVA Trafo 1500 kVA Batterie 540 kWh	Netz 1000 kVA Trafo 1500 kVA PV 100 kWp	Netz 800 kVA Trafo 1500 kVA PV 100 kWp Batterie 540 kWh		
Fossiler Brennstoffverbrauch in Litern in MWh	220.444 l 2.160 MWh	9.720 l 918 MWh	9.720 l 918 MWh	9.720 l 942 MWh	9.720 l 897 MWh	9.720 l 931 MWh	9.720 l 892 MWh	1.478 MWh
Strombedarf am Betriebshof Strombezug Stromnetz PV-Nutzung	0 MWh 0 MWh 0 MWh	918 MWh 918 MWh 0 MWh	918 MWh 918 MWh 0 MWh	942 MWh 942 MWh 0 MWh	897 MWh 863 MWh 34 MWh	931 MWh 869 MWh 62 MWh	892 MWh 828 MWh 64 MWh	0 MWh 0 MWh 0 MWh
Strombedarf für externes Laden	0 MWh	0 MWh	0 MWh	0 MWh	0 MWh	0 MWh	0 MWh	
Gesamtenergiebedarf (inkl. Heizöl)	2.160 MWh	1.013 MWh	1.013 MWh	1.037 MWh	993 MWh	1.026 MWh	987 MWh	1.478 MWh

9.4.5.1 Kostentechnischer Variantenvergleich des Vollausbau

Die Abbildung 41 zeigt die Zusammensetzung der monatlichen Energiekosten nach Elektrifizierung der gesamten Busflotte (Variante 3, Spotmarkt) sowie den Kilometerpreis und stellt die Elektrobusse mit Diesellbussen gegenüber. In den Energiekosten zeigt sich eine saisonale Abhängigkeit durch die variierenden Heizölverbräuche. Wie bereits erwähnt, variieren die Fahrbedarfe und somit die Energiekosten beim Vollausbau im Jahresverlauf stärker. Der durchschnittliche Kilometerpreis sinkt um

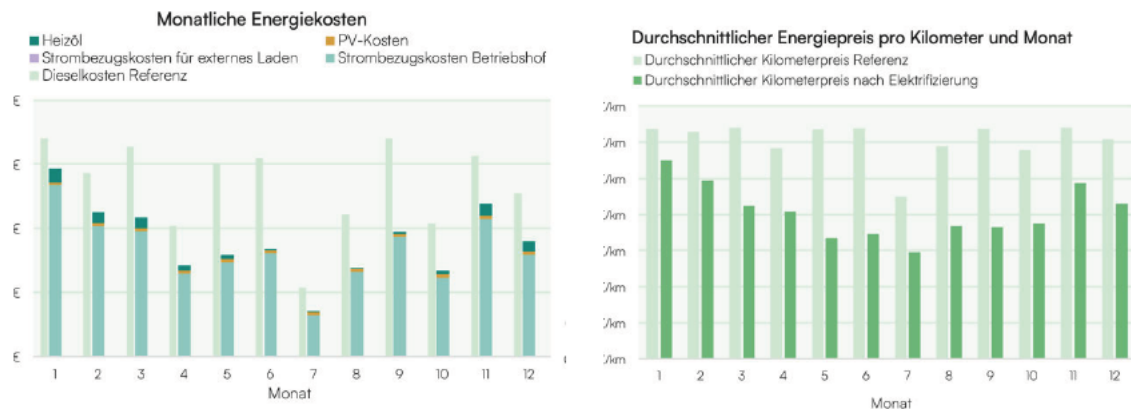


Abbildung 47: Monatliche Energiekosten und Kilometerpreis - E-Bus vs. Diesellbus (Stufe 2 — Variante 3)

Die in der folgenden Abbildung 42 dargestellten Kosten wurden in der Tabelle 10 bereits aufgezeigt. Da es sich hier um den Vergleich der Energiekosten handelt, sind hier nicht die gesamten Investitionskosten, die für den Aufbau des Energiesystems notwendig sind, enthalten. Lediglich zur Bestimmung der PV-Stromkosten wurden die dafür anfallenden Investitionen einberechnet. Die PV-Kosten bestehen aus der Investition für die PV-Anlage und 20 % der Batteriekosten sowie der Wartung und Instandhaltung.

Es wird deutlich, dass auch für den Vollausbau die jährlichen Energiekosten zum Betrieb der Busse durch die Elektrifizierung um 23% sinken. Für den Vollausbau ergeben sich vergleichbare Strombezugskosten, wenn der Strom zum Fixpreis oder Spotmarkt eingekauft wird. Mit einer weiteren Optimierung wird jedoch höchstwahrscheinlich der Einkauf am Spotmarkt wirtschaftlicher sein.

Bei der Variante 4 sind in den PV-Kosten 20 % der Batteriespeicherkosten berücksichtigt, wodurch die jährlichen PV-Kosten höher sind als in der Variante 3. Da der Eigenverbrauch sich durch den Batteriespeicher um 34% erhöht, ergibt sich in der Variante 4 ein etwas geringerer Strom-Mischpreis im Vergleich zur Variante 3, wie in der Tabelle 10 erkennbar.

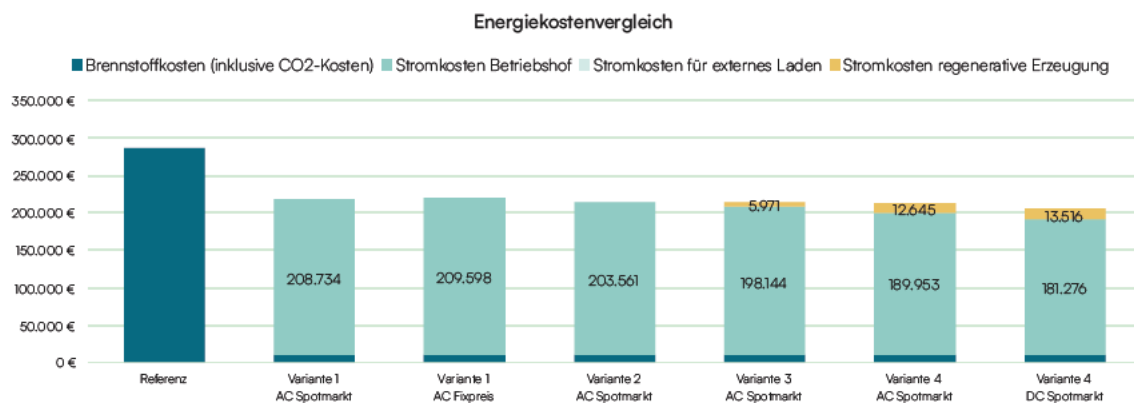


Abbildung 48: Variantenvergleich Energiekosten (Stufe 2)

Der Energiepreis beim Spotmarkt-Stromeinkauf mit Batterie ist um ca. 8 EUR/MWh geringer (Abbildung 43), jedoch zu gering, als das sich die Investition ausreichend rechnet.

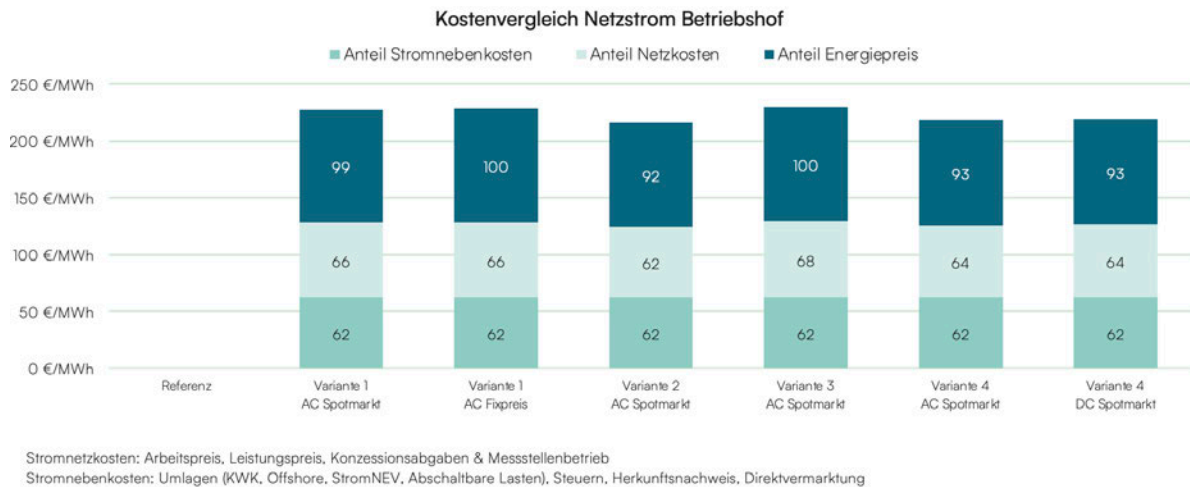


Abbildung 49: Variantenvergleich Strompreis Netzstrom (Stufe 2)

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit werden im letzten Schritt die Abschreibungen der Investitionen in elektrische Infrastruktur und die Betriebskosten berücksichtigt. Da die Batterie sowohl die PV-Eigennutzung optimiert als auch den Strompreis beim Netzbezug reduziert, wird die Batterie in der folgenden Tabelle zum Teil (20%) den Investitionskosten für die regenerative Stromerzeugung zugeordnet, und zum anderen Teil als separater Posten aufgeführt. Die Infrastruktur- und Ladepunktkosten sind für Gleichstromnetze höher (25%), da Gleichstromnetze noch nicht ausreichend erprobt und standardisiert sind. Trotz der hohen Investitionskosten für den energetischen Ausbau ergeben sich auch beim Vollobau Kostenvorteile.

Tabelle 11: Ausbaustufe 2 — Vergleich jährlichen Kosten und Kostenvorteil gegenüber Diesel

ENERGIEVERGLEICH (Stufe 2 - 26 E-Busse)	Referenz	Variante 1		Variante 1 AC Fixpreis	Variante 2 AC Spotmarkt	Variante 3 AC Spotmarkt	Variante 4		Wasserstoff
		AC Spotmarkt					AC Spotmarkt	DC Spotmarkt	
Energiesystem	Diesel	Netz 1000 kVA Trafo 1500 kVA			Netz 800 kVA Trafo 1500kVA Batterie 540 kWh	Netz 1000 kVA Trafo 1500 kVA PV 100 kWp	Netz 800 kVA Trafo 1500 kVA PV 100 kWp Batterie 540 kWh		
KOSTENVERGLEICH									
Gesamt		286.577 €/a	220.461 €/a	221.324 €/a	215.287 €/a	209.871 €/a	201.679 €	193.002 €	614.516 €

9.4.5.2 Energetischer Variantenvergleich für den Vollausbau

Im Folgenden werden die energetischen Unterschiede der Energiesysteme genauer herausgearbeitet.

Die Abbildung 44 zeigt den Gesamtenergiebedarf und die Komposition des Stromverbrauchs. Der Netzstrombezug am Betriebshof variiert je nach Ausbauvariante.

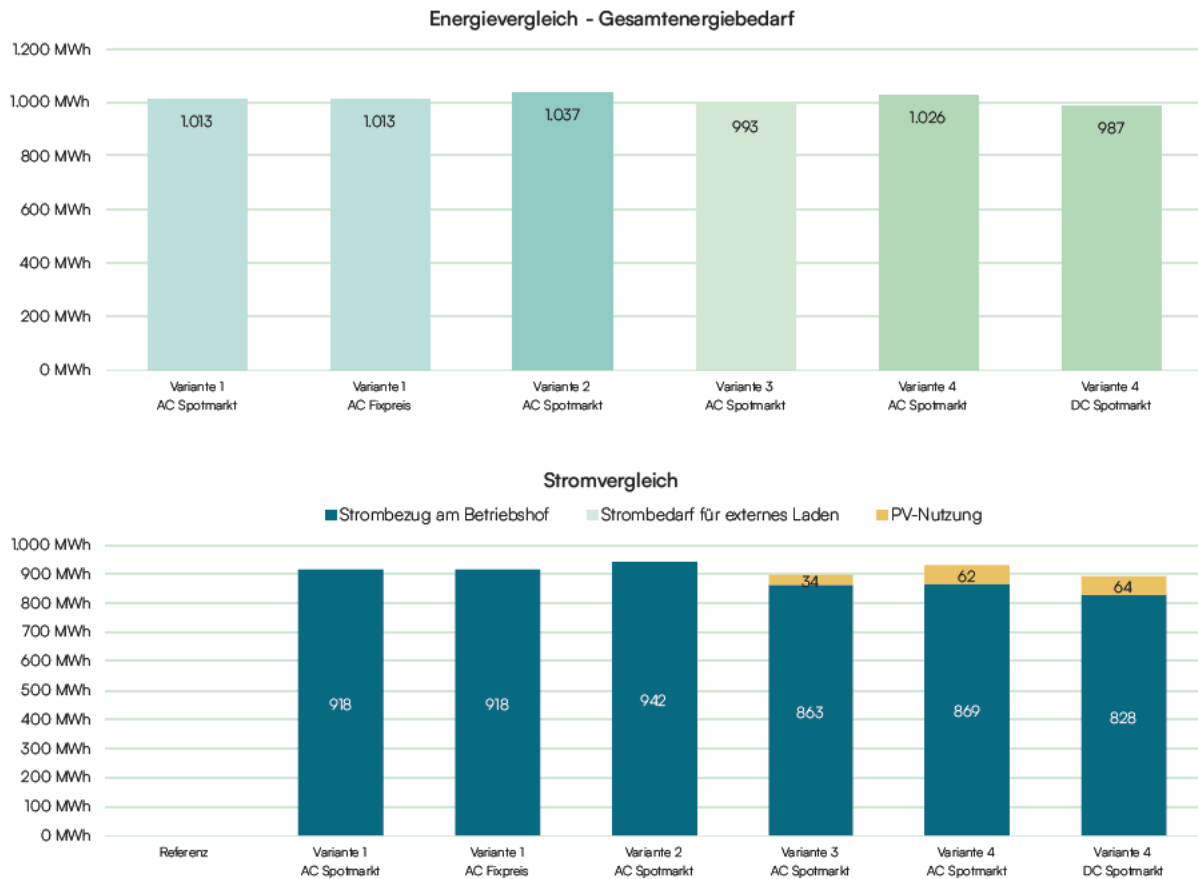


Abbildung 50: Variantenvergleich Gesamtenergiebedarf (inkl. Heizöl) und Gesamtstrombedarf (Stufe 2)

Variante 1

Ob der Netzstrom am Spotmarkt gekauft wird, oder mit einem Festpreis bezogen wird, hat keinen Einfluss auf die Zusammensetzung des elektrischen Energieverbrauchs, wie im Diagramm bei Variante 1 und auch bei Variante 2 ersichtlich.

Variante 2

Durch die elektrischen Verluste beim Laden und Entladen der stationären Batterie ist der Strombezug am Betriebshof in der Variante 2 ca. 2,6 % höher.

Variante 3

Die PV-Anlage mit einer Peak-Leistung von 100 kWp wurde für eine adequate Eigenverbrauchsquote ausgelegt. Der Strombezug sinkt durch die PV-Anlage in der Variante 3 um ca. 6 % im Vergleich zur Variante 1.

Variante 4

Der höhere Gesamtstrombedarf in der Variante 4 ist mit den elektrischen Batterieverlusten zu begründen. Bei diesem Energiemodell finden die meisten Ladezyklen der stationären Batterie statt, da sie sowohl beim Strombezug als auch für die PV-Anlage genutzt wird. Im Vergleich zur Variante 1 sinkt der

Strombezug am Betriebshof um 5,5%, da durch die Batterie der PV-Strom zu 75% eigenverbraucht wird. Zudem steigt durch ein Gleichstromnetz die Effizienz des gesamten Systems um ca. 4 %, da Ladeverluste reduziert werden. Auch die Effizienz der PV-Anlage steigt, wenn der Gleichstrom der PV-Anlage für das Stromnetz auf dem Betriebshof nicht auf Wechselstrom transformiert werden muss.

Die folgenden Grafiken in Abbildung 45 vergleichen die Energieverbräuche nach Elektrifizierung des Betriebs (Variante 3) und die Energieverbräuche der Referenz mit Diesellbussen. Hier sind auch im Energieverbrauch von Diesellbussen stärkere Schwankungen erkennbar, da manche Busse in den Ferien nicht fahren bzw. eine geringere Fahrleistung ausweisen. Die Linie im rechten Diagramm zeigt den reinen Energieverbrauch der E-Busse, der mit dem Gesamtenergieverbrauch (dunkler Balken) gegenübergestellt wird. Hier sind alle elektrischen Verluste am Betriebshof berücksichtigt - im Durchschnitt liegt der Verbrauch bei 0,95 kWh/km.

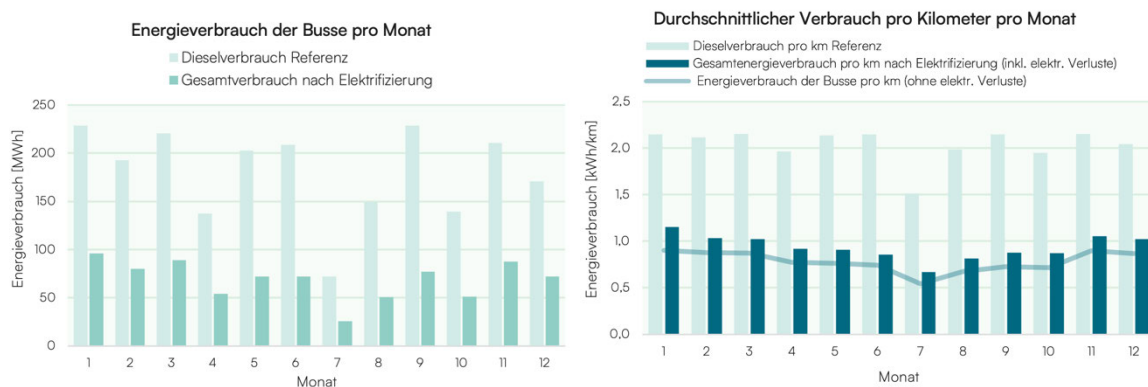


Abbildung 51: Vergleich des Energieverbrauchs - E-Bus vs. Dieselbus (Stufe 2 - Variante 3)

Elektrischer Energiefluss der Variante 3

Im Vergleich zum Teilausbau ist der Anteil der PV-Eigenverbrauchsquote größer derer in Stufe 1 mit der gleichen 100 kWp-Anlage.

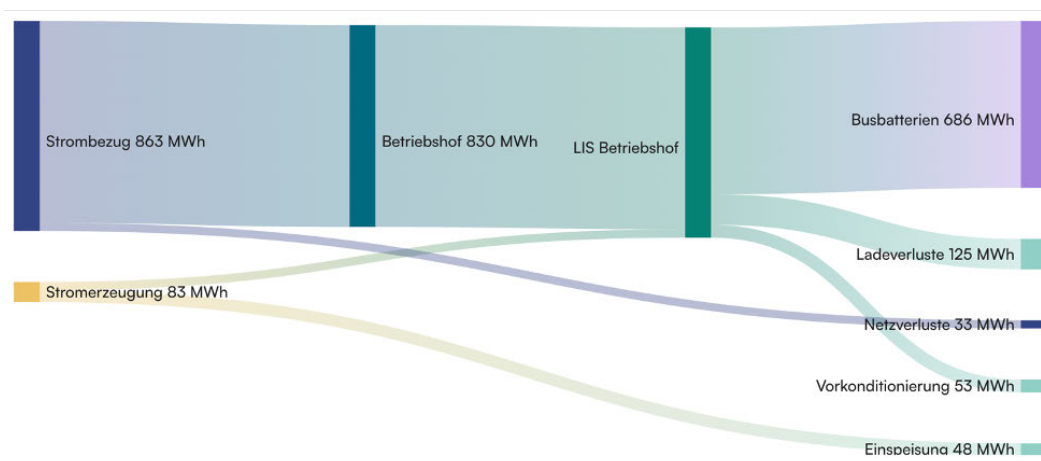


Abbildung 52: Elektrischer Energiefluss für Ausbaustufe 2 — Variante 3 mit reinem Strombezug

Elektrischer Energiefluss der Variante 4

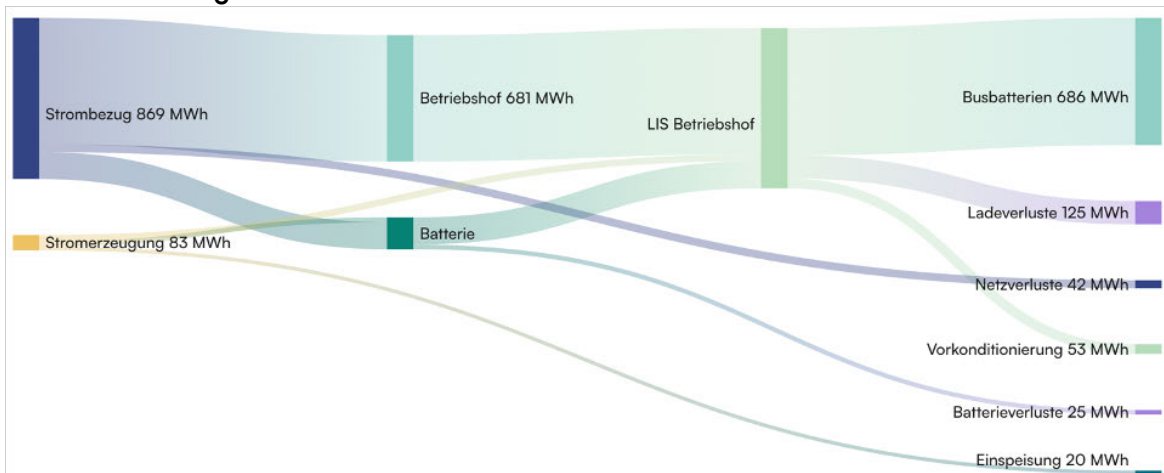
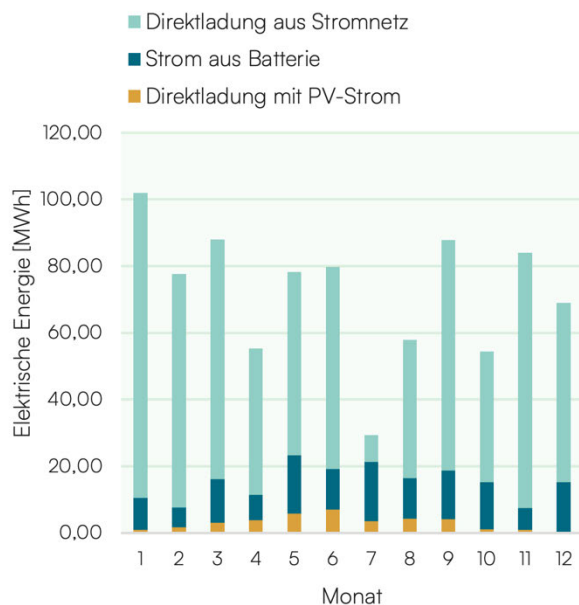


Abbildung 53: Elektrischer Energiefluss für Ausbaustufe 2 — Variante 4 mit PV-Anlage & Batteriespeicher

In der folgenden Abbildung 48 ist im linken Diagramm zu erkennen, dass mit der PV-Größe von 100 kWp in der Variante 3 lediglich ca. 7 % des Strombedarfs durch die PV-Anlage gedeckt werden kann, also ein etwas geringerer Anteil wie im Teilausbau (13% mit 100 kWp). Wie im rechten Diagramm zu erkennen, liegt der Eigennutzungsanteil bei dieser Anlagengröße bei ca. 75 %.

Betrachtung Ladesäulen am Betriebshof



Energieerzeugung

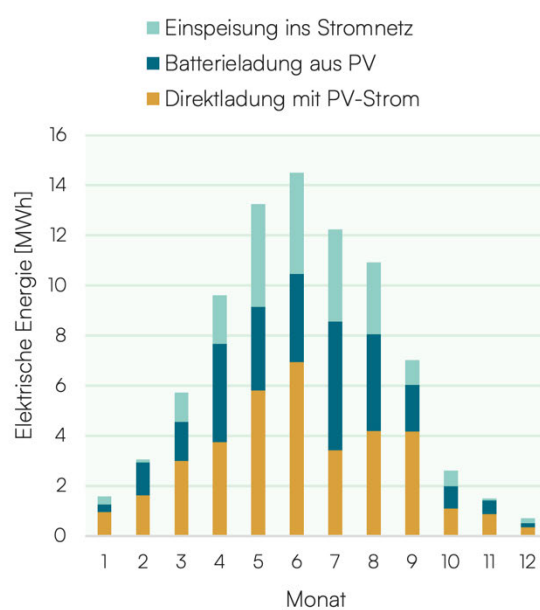


Abbildung 54: PV-Strom-Anteil am Energieverbrauch und Verhältnis von Eigennutzung und Einspeisung (Stufe 2, Variante 4)

9.4.5.3 Weitere technische Details der verschiedenen Energiemodelle

Gleichstrom vs. Wechselstrom

In der folgenden Abbildung wird für ein Gleichstromnetz (DC-Netz) und ein Wechselstromnetz (AC-Netz) verdeutlicht, welche elektrischen Verluste bei der Ladung von E-Bussen auf dem Weg vom Stromnetz bis zur Busbatterie anfallen. Durch das DC-System fallen in Gänze 39 MWh geringere Verluste (-20%) p.a. an. Dies entspricht dem jährlichen Stromverbrauch von 39 1-Personen-Haushalten.

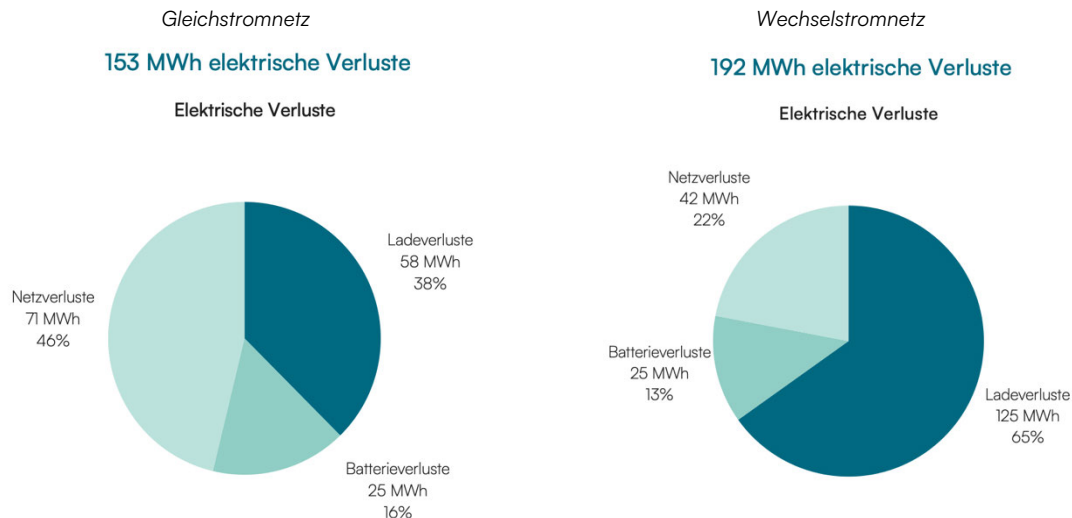


Abbildung 55: Gegenüberstellung der elektrischen Verluste - links DC-Netz und rechts AC-Netz — Variante 4 (Stufe 2)

9.4.5.4 Empfehlung für Ausbaustufe 2

Anhand der vorliegenden Modellierung wäre Variante 3 mit Spotmarktbezug knapp vor der Variante 1 mit Fixpreis & Spotmarkt. Jedoch bieten die Varianten mit Spotmarktpreisen deutliche Optimierungspotentiale im Einkauf. In der aufgezeigten Berechnung wird bereits ein relevanter Eigenverbrauch in Variante 3 ausgewiesen, es ist jedoch davon auszugehen, dass durch intelligentes Fuhrparkmanagement und Umlaufplanung > 60% des erzeugten Stroms eigenverbraucht werden kann, wodurch Variante 3 klar zum vorteilhaftesten Case werden würde.

Somit kann eine Empfehlung für den Netzbezug (Spotmarkt) mit eigener PV-Erzeugung ohne stationäre Batterie ausgesprochen werden.

9.5 Weiterführender Ausblick

Eine Verbesserung des Business Cases kann beispielsweise durch weitere Veränderungen im Preisgefüge der Netzkosten (Erhöhung) sowie PV- und Batteriespeicherpreisen erwachsen. So wird aktuell beispielsweise geplant die Netzkosten gerechter zu verteilen. ([Link Bundesnetzagentur](#)) Dies würde bedeuten, dass die Netzkosten am betrachteten Betriebshof steigen. In Kombination mit weiter sinkenden Preisen für PV-Anlagen und Batteriespeichern würde dies den Business Case für die Erweiterung der lokalen Stromerzeugung verbessern.

9.6 Wasserstoff

In den Tabellen 9 und 11 wurden zudem Wasserstoff-Busse hinsichtlich den Energiekosten und dem Bezug an einer externen Tankstelle verglichen. In beiden Stufen zeigt sich die Wasserstoff-Variante als deutlich nachteilig gegenüber der wirtschaftlichsten Elektrobuss-Variante.

9.7 Energetische Betrachtung der Elektrobusse (Beispielhaft an einem Fahrzeug)

Die Zusammensetzung des elektrischen Energieverbrauchs der Busse ist unabhängig der Energiesystem-Variante bei allen Wechselstromnetzen gleich und wird in Abbildung 50 dargestellt. Bei Gleichstromnetzen ergibt sich eine leicht abweichende Zusammensetzung, da die Ladeverluste kleiner sind.

Das Balkendiagramm visualisiert die monatlichen Verbräuche, das Kreisdiagramm verdeutlicht die Jahresverbräuche und die prozentualen Anteile. Beim Laden der Busbatterie entstehen 13% Verluste. Weitere 656% des Stroms sind für den elektrischen Antrieb notwendig und 6% für die elektrische Konditionierung des Businnenraums. Entscheidend hierbei sind die Klimaverhältnisse des Bedienegebiets und die SORT-Klasse.

Zudem ist erkennbar, dass in den kälteren Monaten nicht nur der Heizölverbrauch höher ist, sondern auch in höheren Maßen vorkonditioniert wird. In den Sommermonaten wiederum wird in höherem Maße während der Fahrt elektrisch konditioniert, wenn der Innenraum des Busses gekühlt werden muss. Die Tage mit hohen Außentemperaturen sind somit die kritischen Zeiträume für die Ladefüllstände der Busbatterien.

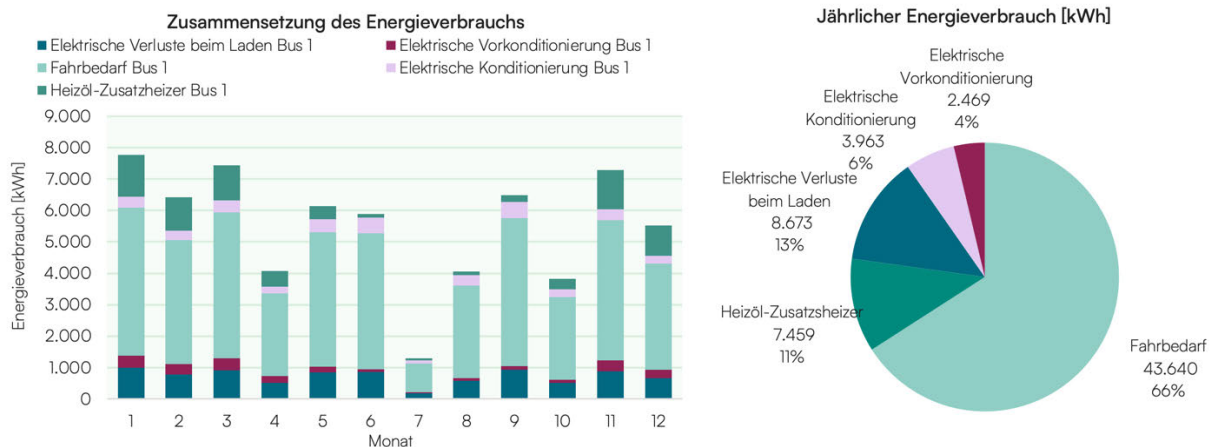


Abbildung 56: Ausbaustufe 1 - Zusammensetzung des Energieverbrauchs der Busse

SOC der Busbatterien im Jahresverlauf

Um zu beurteilen, ob die geplanten Umläufe mit den gewählten Batteriekapazitäten umzusetzen sind, werden die Batteriefüllstände (State of Charge, SOC) für jeden Bus / Umlauf modelliert. Exemplarisch für den Bus 1 wird der SOC-Verlauf dargestellt. Der Bus startet am Betriebshof um 05:55 Uhr morgens und beendet diese um 17:10 Uhr. Der SOC sinkt in beiden Fällen auf einen minimalen Wert von ca. 69%. Im Vergleich zu anderen Standorten in Deutschland besteht hier keine Abweichung, da im Norden milderes Klima ist sowie eine fossile Zusatzheizung eingesetzt wird, weshalb mit einem relativ ausgewogenen ganzjährigen Verbrauchsschnitt zu rechnen ist.



Mithilfe einer Heat-Map kann der SOC-Verlauf eines Busses für das ganze Jahr visualisiert werden. Diese Darstellung gibt einen Überblick über das Lade- und Entladeverhalten und lässt kritische Werte erkennen. Die horizontale Achse zeigt die Stunden des Tages von 00:00 bis 23:59. Die vertikale Achse zeigt die Tage des Jahres. Jeder Tag des Jahres ist in einer Reihe dargestellt. Die schwarzen Linien markieren den Umlaufstart und das Umlaufende. Die weiteren Heat-Maps sind im Anhang zu finden.

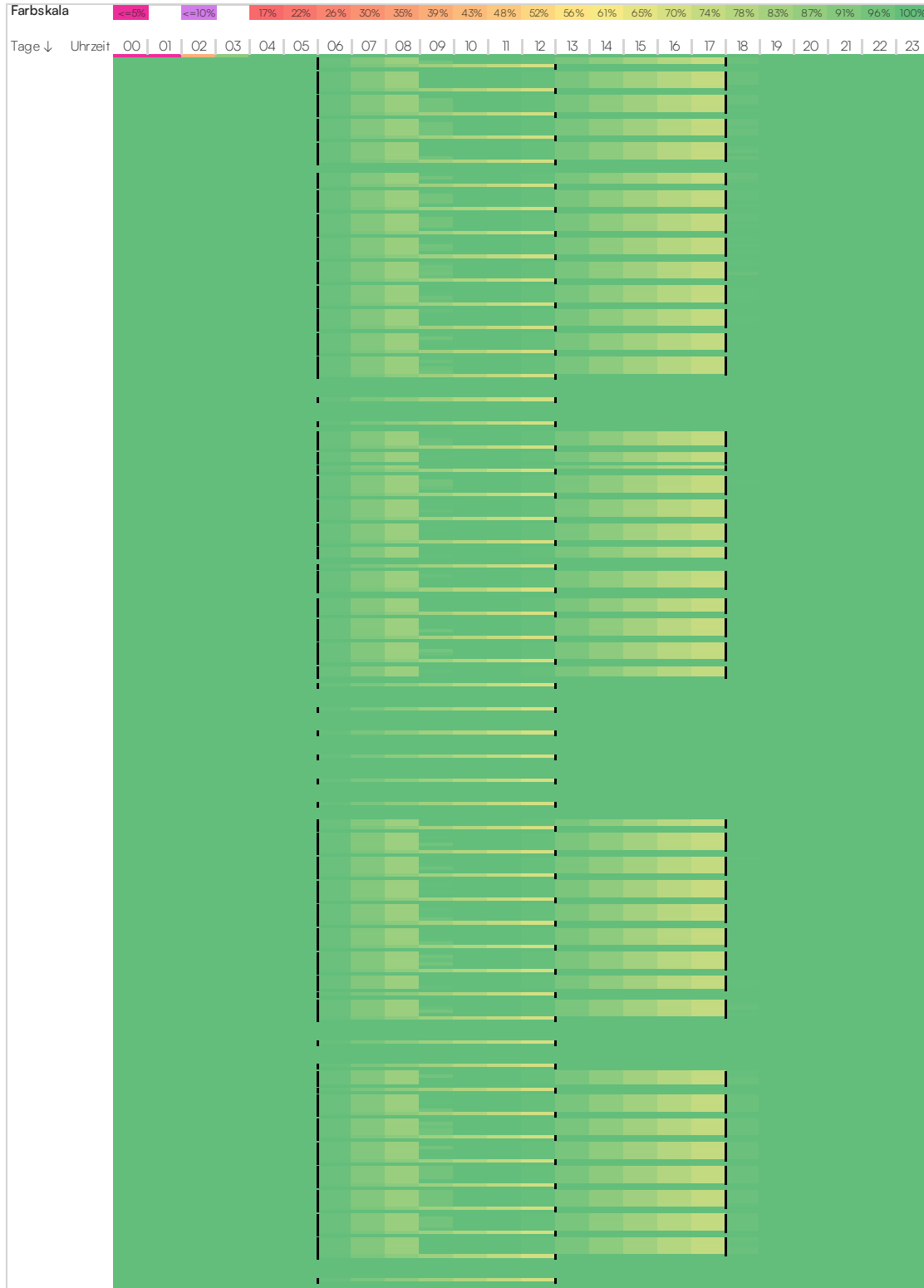


Abbildung 57: Heat-Map exemplarisch für Bus 1

9.8 CO₂-Bewertung

Folgende Faktoren wurden zugrunde gelegt bei der CO₂-Bewertung:

Es gibt zwei Ansätze eigenerzeugten PV-Strom hinsichtlich CO₂ zu bewerten:

- Lediglich die Erzeugung: 0 tCO₂/MWh
- Produktlebenszyklus: 0,043 tCO₂/MWh

Aus unserer Perspektive sollte immer der ganzheitlichere Ansatz betrachtet werden. Dies gilt ebenfalls für die Fahrzeuge, welche bei ausschließlicher Umlaufbetrachtung nahezu CO₂-frei wären, da jeder Energieträger für sich bewertet wird. Allerdings zeigt sich am Markt, dass eine einfachere Betrachtung üblich ist, ohne Lifecycle-CO₂-Emissionen des Busses, der Erzeugung sowie des grünen Netzstroms. Hierbei wird der Bezug von grünem Strom und der Nachweis mittels Herkunftsnachweis (HKN) akzeptiert und mit 0 tCO₂/MWh angesetzt. Letzteres gilt in hierbei auch für den PV-Strom.

Die Abbildung 52 zeigt auf, wie viel Tonnen CO₂ die betrachteten Busse im Dieselbetrieb jährlich ausstoßen und was es bedeutet die CO₂-Emissionen durch die Elektrifizierung und den Bezug von Grünstrom mit Herkunftsnachweisen (in den Kosten berücksichtigt) zu reduzieren. Das CO₂ nach der Elektrifizierung wird durch die Dieselzusatzheizer emittiert. Mit dem Vollausbau werden die jährlichen Emissionen im Vergleich zur Referenz um 96 % reduziert.

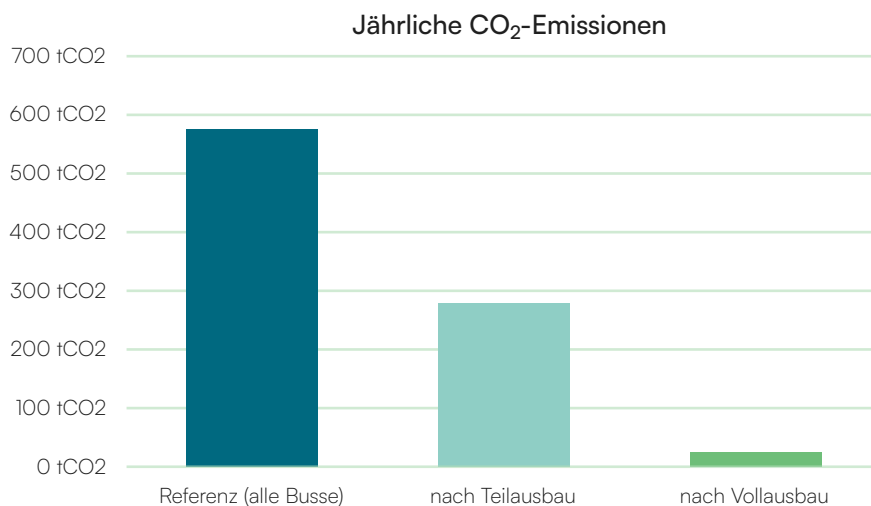


Abbildung 58 CO₂-Reduktion im Teilausbau und Vollausbau durch die Elektrifizierung

INFO: Die Herstellung der Fahrzeuge könnte bei einer Lifecycle-Betrachtung mit den folgenden Richtwerten bewertet werden (NOW-GmbH):

- Dieselbus 46 tCO₂
- E-Bus 86 tCO₂

9.9 Netzentgelte

Eine Möglichkeit der Kostenreduktion im Strombezug stellen individuelle Netzentgelte bei atypischer Netznutzung nach § 19 Abs. 2 StromNEV dar - maßgeschneiderte, reduzierte Netzentgelte für Großverbraucher, die durch ihr spezifisches Verbrauchsverhalten zur Netzstabilität beitragen. Diese individuelle Reduzierung steht Unternehmen zu, die ihre Spitzenlast in lastschwache Nebenzeiten verlagern oder einen besonders hohen Stromverbrauch. Die Berechnung erfolgt individuell basierend auf dem tatsächlichen Beitrag zur Netzbelastung: Verbraucher, die das Netz gleichmäßig auslasten oder zu Schwachlastzeiten hohe Leistungen abrufen, erhalten entsprechend reduzierte Entgelte. Voraussetzungen sind typischerweise eine Mindestjahresbenutzungsdauer von 7.000 Stunden, ein Jahresverbrauch über 10 GWh oder **eine nachweislich atypische, netzentlastende Lastcharakteristik.** Der Antrag muss beim Netzbetreiber ggf. mit einer zweijährigen Vorlaufzeit gestellt werden, um die atypische Netznutzung zu belegen. Für ÖPNV-Betriebe mit kontinuierlichem, gleichmäßigem Ladebetrieb rund um die Uhr kann dies zu erheblichen Kosteneinsparungen führen, da sie optimal zur Grundlastabdeckung beitragen und Netzspitzen vermeiden.

Mögliche Kosteneinsparungen:

Bei atypischer Netznutzung können bis zu 80% der Netzentgelte (Leistungspreis) eingespart werden.

10 WIRTSCHAFTLICHKEIT

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit bzw. der Kostenänderung durch den Antriebswechsel wird eine detaillierte Vergleichskalkulation aufgebaut. Die notwendigen Investitionen für den Aufbau der Lade- und Wartungsinfrastruktur, die Gebäudeertüchtigung sowie die Investition in das Human-Kapital werden mit kalkulatorischen Zinsen und Abschreibungen hinterlegt, sodass in Annäherung an eine Wettbewerbskalkulation die Kosten für ein Jahr Fahrbetrieb miteinander verglichen werden können.

10.1 Grenzen der vereinfachten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die ausgewählten Fahrzeugumläufen der Stufe 1 werden vereinfacht als Fahrerdienste interpretiert. Eine Überführung der Umläufe in Fahrerdienste inklusive Beachtung der tarifvertraglich geltenden Pausenregelungen steht aufwandsseitig nicht im Verhältnis zur Zielerreichung dieser Machbarkeitsstudie. Fahrerwechsel finden in der Regel meist auf dem Betriebshof statt, sodass An- und Abfahrtszeiten sowie die zugehörige Wegstrecke bereits in den Umlaufdaten widerspiegelt sind. Auf die Herausarbeitung von Fahrerwechseln mittels Transfer-PKW innerhalb eines Umlaufs wird aufwandsseitig verzichtet.

Zusätzlich notwendige Umlaufteilungen werden im Kapitel 7 mit der zugehörigen Leistungsmehrung in Form von Kilometern und Lohnstunden dargestellt, sofern sie zur Fahrbarmachung der Dieselumläufe notwendig sind und bilden diesbezüglich die Mehrbelastung im Vergleich zum Dieselbetrieb aufgrund von Reichweitenrestriktionen hinreichend ab. Eine Lohnkostenreduktion aufgrund tarifvertraglich abzugsfähiger Pausenzeiten würde die Kosten gleichwohl für den konventionellen Betrieb als auch den Betrieb mit alternativen Antrieben senken.

Zusätzliche Fahrerwechsel auf der Strecke würden andererseits beide Antriebsvarianten im gleichen Verhältnis verteuern. Die Lohnzeiten für das Starten und Beenden des jeweiligen Ladevorgangs können pro Woche als ungefähr gleich lang, wie die Tankzeit beim Dieselbus angesehen werden.

Weiterhin wird jeweils der verkehrsintensivste Tag der jeweiligen Verkehrstagesart (Schule, Ferien, Samstag, Sonn- und Feiertag) zugrunde gelegt, was ebenfalls die Gesamtkosten erhöht.

Allgemeine Kostenansätze wie beispielsweise Hintergrundsysteme für die Fahrgastzählung werden ebenfalls außer Acht gelassen. Fahrzeugbezogene Kosten, wie beispielweise SIM-Karten für die Drucker oder ggf. Fahrgast-W-Lan Systeme werden jedoch berücksichtigt, da diese durch potenzielle Fahrzeugmehrungen beeinflusst werden und sich aus der Antriebswende begründen.

Die Kostenableitungen dieser Studie können entsprechend nicht für die Teilnahme an einer Wettbewerbskalkulation genutzt werden. Gleichwohl bietet diese Annäherungslösung eine zielführende Abschätzung der Mehrkostenbelastung durch den Antriebswechsel und fördert das Verständnis der sich ändernden Kostenstrukturen. Die Kernaussage zur Mehrkostenbelastung bleibt hierdurch unberührt. Weiterhin ergibt sich durch diese nutzenorientierte Vorgehensweise tendenziell ein zu hoher Kostenausweis sowohl im Dieselbetrieb als auch im Betrieb mit alternativen Antrieben, denn die abzugsfähigen Fahrerpausen können die zugrundeliegenden Gesamtkosten schmälern. Insgesamt wird somit das prozentuale Verhältnis der Mehrkosten durch alternative Antriebe tendenziell zu niedrig dargestellt. Bezogen auf die absoluten Kostenänderungen hat diese aufwandsorientierte Vorgehensweise tendenziell einen zu vernachlässigenden Einfluss.

In Bezug auf die Referenzpreisbildung der Kapitalkosten des Dieselbetriebs lassen sich grundsätzlich zwei Vorgehensweisen unterscheiden. Zum einen besteht die Möglichkeit als Referenzpreis den vorhandenen Fuhrpark bzw. die durch alternativ angetriebene Fahrzeuge zu ersetzenden Dieselsebusse mittels Marktpreisabschätzung anzunehmen und zum anderen besteht hier die Möglichkeit Neupreise für die Referenzfahrzeuge zu unterstellen. Die Entscheidung der Vorgehensweise ist maßgeblich durch die Auftragszusammensetzung des Unternehmens definiert. Betriebe, die etwas flexiblere Anforderungen an die Fahrzeuge haben (z. B. Fahrzeugalter > 10 Jahre) sind häufig im Auftragsverkehr oder in einem eigenwirtschaftlichen Verkehr unterwegs. Bei Betrieben, die durch wettbewerbliche Vergaben Linienkonzessionen gewinnen müssen, finden sich regelmäßig schärfere Fahrzeuganforderungen seitens der Aufgabenträger vor, die den Einsatz von Neufahrzeugen zu Konzessionsbeginn vorschreiben. In

solchen Fällen ist die Referenzpreisbildung über Neupreise zielführend, da in der zukunftsorientierten Betrachtung dieser Studie entsprechend neue Dieselbusse angeschafft würden. Die Mehrkostenbelastung aufgrund der Verjüngung des Fuhrparks in Fällen gebrauchter Referenzfahrzeuge hat einen erheblichen Einfluss, welcher jedoch teilweise durch erhöhte Reparaturkosten der älteren Fahrzeuge wieder ausgeglichen wird.

10.2 Unternehmensspezifische Rahmenparameter der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung

Mittels der Marktpreisabschätzung zu den ausgewählten Fahrzeugmodellen mit alternativen Antrieben sowie der Abbildung der Referenz-Dieselbusse werden die Veränderungen auf die Fahrzeugfixkosten herausgearbeitet. In Abstimmung mit dem Unternehmer werden hierfür geschätzte Neupreise zugrunde gelegt. Mittels der detaillierten Energieflussanalyse werden Energiesystemmodelle miteinander verglichen, von denen die wirtschaftlichste Variante Einzug in Form von Stromgestehungskosten in diese Kostenkalkulation hält. Hierbei werden Kundenwünsche ggf. eine zukunftsorientierte Systemkonfiguration zu bevorzugen, die nicht zwangsläufig die preisgünstigste Konstellation für die Ausbaustufe 1 ist, berücksichtigt. Ein vorausschauender Infrastrukturaufbau, der die Grundlagen für die weitere betriebsindividuelle Antriebswende vorsieht, kann in diesem Sinne die wirtschaftlichere Variante darstellen. Durch die vorausschauende Gestaltung lassen sich die Folgekosten für die weitere Antriebswende tendenziell reduzieren.

Die angenommenen Kosten für die Energiepreise werden aus der Energieflussanalyse übernommen und beziffern sich wie folgt:

- Finanzierungszinssatz
- Dieselpreis nach Abzug Ökosteuer € pro Liter inkl. anteilige Kostendeckung der Dieseltankstelle (- Cent je Liter, je nach Auslastung)
- Strombezugspreis Cent / kWh

Auch die Kapital- und Wartungskosten für die Infrastruktur werden aus der Energieflussanalyse übernommen:

- Kapitalkosten Ladeinfrastruktur
- Kapitalkosten restliche Infrastruktur
- Wartungskosten Ladeinfrastruktur

10.3 Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen und Zinsen für die Werkstattertüchtigung

Nachfolgend erfolgt die Ermittlungen der kalkulatorischen Abschreibungen, der zugehörigen kalkulatorischen Zinsen sowie die Ermittlung der Schulungskosten, die die Grundlage für die Wettbewerbskalkulation bildet.

Für die Werkstattausstattung werden pro Jahr die nachfolgenden kalkulatorischen Abschreibungen und Zinsen angesetzt:

Kostenaufstellung Werkstattausstattung und Personalschulung										
Pos.	Bez.	Preis [€]	Anzahl	Summe	Nutzungsdauer	Restwert	Förderung	kalk. Zinsen	kalk. AFA	Kosten p.a.
1.1	Mobile Ladeeinrichtung	16.999	1	16.999	8	0%	0	340	2.125	2.465
1.2	Ertüchtigung Niederspannung in Werkstatt 2x63A Dosen	3.000	1	3.000	20	0%	0	60	150	210
2	Messtechnik Hochvolt	5.380	1	5.380	8	0%	0	108	673	780
3	Hochvolt Werkzeug	5.783	1	5.783	5	0%	0	116	1.157	1.272
4	Hochvolt Absperrung	971	1	971	10	0%	0	19	97	117
6	Defibrillator	1.350	1	1.350	10	0%	0	27	135	162
7	Hocharbeitsstand	170.000	1	170.000	20	20%	0	4.080	6.800	10.880
8	Kran für Batterietausch	26.800	1	26.800	20	5%	0	563	1.273	1.836
9	Flurförderung, Ladungssicherung, etc.	5.000	1	5.000	10	10%	0	110	450	560
10	Lagerboxen für beschädigte und unbeschädigte Batterien	10.000	1	10.000	20	5%	0	210	475	685
11	Ladeeinrichtung einzelnes Batteriemodul	7.490	1	7.490	8	0%	0	150	936	1.086
12	Klimaservicegerät für R744	11.245	1	11.245	10	0%	0	225	1.125	1.349
13	Gel Sprühgerät für Lithium Brand 6L	130	1	130	10	0%	0	3	13	16
14	Workstation für Ladeeinrichtung	1.500	1	1.500	20	0%	0	30	75	105
15	Module safety pack (kevlar)	300	1	300	20	0%	0	6	15	21
16	Elektrikerstiefel	25	3	75	5	0%	0	2	15	17
17	Schrank für persönliche Schutzausrüstung (mit HV Isolierung) (Schrank + HV-Folie)	200	3	600	20	0%	0	12	30	42
18	Schutzhandschuhe HV	35	3	105	1	0%	0	2	105	107
19	Schaltmantel	135	3	405	5	0%	0	8	81	89
20	Helm mit Gesichtsschutz	35	3	105	2	0%	0	2	53	55
21	Atemschutzmaske	50	3	150	2	0%	0	3	75	78
22	Atemschutzmaske Behälter	10	3	30	5	0%	0	1	6	7
23	Chemikalien Schutzhandschuhe	10	3	30	1	0%	0	1	30	31
24	Chemikalien Schutzanzug	75	3	225	2	0%	0	5	113	117
25	Mitarbeiterschulung HV1	100	30	3.000	10	0%	0	60	300	360
26	Mitarbeiterschulung HV2 inhouse bis 15 Teilnehmer	15.000	1	15.000	5	0%	0	300	3.000	3.300
27	Mitarbeiterschulung HV3	9.000	3	27.000	5	0%	0	540	5.400	5.940
28	Markierung Havarieplatz	1.000	1	1.000	10	0%	0	20	100	120
29	Schulung Instands. LIS	1.500	3	4.500	10	0%	0	90	450	540
Gesamt				318.173				7.090	25.255	32.345

Tabelle 12: Kalkulatorische AFA — Werkstattausstattung

Die Kostenaufstellung bezieht sich hierbei rein auf die Mehrkosten der Werkstattertüchtigung im Rahmen der E-Mobilität. Hierbei wurde eine Werkstattspur, 3 Werkstattmitarbeiter und 30 Personen mit Fahrzeugkontakt (für die Schulung HVI) zugrunde gelegt.

Insgesamt ergeben sich hieraus Investitionskosten von knapp 320.000 € wodurch eine vollständige Wartung und Instandsetzung von E-Bussen mit Batterien auf dem Fahrzeugdach möglich wird.

Kosten zur Ertüchtigung der Gebäudehülle oder eines Werkstattneubaus, welche sich ggf. aus der begleitenden Untersuchung durch einen Architekten im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie ergeben, werden sofern notwendig separat aufgelistet.

10.4 Gesamtkostenbetrachtung und Vergleichsrechnung

Die ermittelten Kostenansätze werden nachfolgend in eine Gesamtkostenbetrachtung überführt und der als Vergleichsbasis dienenden Diesel-Kalkulation gegenübergestellt. Die Mehrkosten des E-Bus Betriebs für die Stufe 1 stellen sich wie folgt dar:

Im direkten Vergleich des Status Quo Dieselbetrieb zur Umstellung auf E-Mobilität zeigt sich eine Kostenerhöhung von insgesamt 46 %.

Die fixen Linienbetriebskosten erhöhen sich um 80,4 %. Dies begründet sich durch:

- Die um +13,6 % höhere Reservevorhaltung in Kombination mit den höheren Beschaffungspreisen der E-Busse (+80,3 %) und der höheren Reserve und den niedrigeren Rücknahmewerten der Hersteller, wirken sich in Summe zu einer erhöhten Fahrzeugabschreibung von 89,3 % aus
- Die Steigerung der Zinsen für die Fahrzeugfinanzierung, die nicht unerheblich durch höheren Fahrzeugpreisen beeinflusst wird (+73,3 %)
- Die angenommene Erhöhung der Fahrzeugversicherung für die teureren Fahrzeuge (+47,1 %) aufgrund der höheren Wiederbeschaffungskosten

Die variablen Linienbetriebskosten sinken in Summe um -11,4 %. Dies ergibt sich aus den nachfolgenden Einflussfaktoren:

- Im Vergleich zu den Dieselskosten liegen die Stromkosten um -48,4 % niedriger
- Ad-Blue entfällt, als zusätzlicher Treibstoff wird bei den E-Bussen jedoch Diesel für die fossile Zusatzheizung benötigt. Im Vergleich zum Ad-Blue liegen die Kosten hierfür um das 18-fache höher.
- Durch das permanent höhere Drehmoment der E-Busse und das höhere Leergewicht wird eine Kostensteigerung bei Reifen von 20 % angenommen. Zusammen mit der erhöhten Fahrleistung durch die Ladepausen ergibt sich insgesamt eine Verteuerung von ca. 20,9%.
- Die Kosten für Wartung und Reparatur sind mit einer Erhöhung von +36,4 % angenommen
- Die Reinigungskosten steigen um 13,6 % aufgrund der geänderten Reservevorhaltung an

Bezogen auf die Gesamtkosten führt die Änderung der Linienfixkosten zu einer Kostensteigerung von +21,5 %. Die variablen Linienkosten sinken in diesem Verhältnis um -2,7 %.

Die Mehrkosten aufgrund höherer Lohnstunden bzw. Steigerung der Vollzeitäquivalente belaufen sich auf 0,83 %. Dies resultiert aufgrund des zusätzlichen Schultages für energiesparendes Fahren und die um 66,7 Stunden höhere Lohnkosten.

Die Mehrkosten für die Umstellung auf E-Mobilität in Form von Infrastruktur und Knowhow Aufbau zur Basis der Gesamtkosten des Dieselbetriebs belaufen sich in Summe auf +19,9 %.

Die Antriebsbedingten Mehrkosten aufgrund von Fahrzeugmehrungen bzw. Reserveerhöhungen belaufen sich auf 0,9 %.

Aufgrund der gestiegenen gesamten Produktionskosten erhöht sich der prozentual ermittelte Unternehmerlohn sowie die kalkulatorischen Kostenwagnisse ebenfalls.

Die anzusetzenden Investitionswagnisse erhöhen sich durch die höheren Beschaffungspreise und die prozentual höhere Wagnisquote.

Durch die Faktoren Investitions- und Kostenwagnisse sowie Unternehmerlohn steigen die Kosten im Vergleich zu den Gesamtkosten Diesel um 5,6 %.

Der Betrieb der 4 Elektrobusse liegt damit in Summe um rd. 46 % über den Kosten des konventionellen Dieselbetriebs. Die günstigeren variablen Kosten können hier nur geringfügig die Mehrkosten im Bereich der fixen Linienkosten sowie der Investitionen in Infrastruktur und Know-How drücken, insgesamt liegt durch die schulspezifischen Verkehrsprägung wenig Gesamtjahresleistung („nur“ ca. 49.000 km p.a.) auf den Fahrzeugen.

10.5 Auswirkung der Förderung

Die Fa. Nienaber hat keine Möglichkeit Landesförderung für Infrastruktur zu erhalten, da es in Niedersachsen kein Förderprogramm hierzu gibt. Entsprechend bliebe nur die Möglichkeit, sich bei der Bundesförderung für die Fahrzeuge zu bewerben. Aufgrund der verhältnismäßig niedrigen Jahreslaufleistungen sollte aufgrund der Fördereffizienz vermieden werden, auch Infrastrukturkosten in die Förderung zu bringen, um die Priorisierungschancen zu erhöhen.

Sollte auf die angedachten Fahrzeugpreise die Bundesförderung die antriebsbedingten Mehrkosten anteilig fördern, würden sich die Mehrkosten insgesamt von knapp 46% auf knapp 25,4 % reduzieren.

10.6 Abschätzung der Kostenänderung beim Vollausbau

Eine dedizierte Kostenkalkulation für die langfristige Vollelektrifizierung ist zum heutigen Wissensstand nicht zielführend. Gleichwohl sollen in diesem Kapitel einige Prognosen aufgestellt werden, wie sich die Kostenstruktur aus der detaillierten Betrachtung der Stufe 1 zukünftig ändern wird.

Die Preisspanne zwischen dem Bezugspreis von Diesel zum Bezugspreis von Strom wird tendenziell größer werden. Hierzu sind folgende Einflussfaktoren anzuführen:

1. Reduzierung von Steuern, Abgaben und Netzentgelten
 - a. Die sonstigen Abgaben und Steuern können bereits heute analog der Ökosteuerrückerstattung beim Diesel für die Stromnutzung im ÖPNV reduziert werden:
 - i. KWKG-Umlage gem. § 1 Satz 2 Nr. 3 EnFGi. V. m. § 28 Nr. 3, § 29 Abs. 1 Nr. 4 i. V. m. § 38 Abs. 1 (2024: 0,55 €/MWh statt regulär 2,75 €/MWh)
 - ii. Offshore-Netzumlage gem. § 1 Satz 2 Nr. 3 EnFGi. V. m. § 28 Nr. 3, § 29 Abs. 1 Nr. 4 i. V. m. § 38 Abs. 1 (2024: 1,312 €/MWh statt regulär 6,56 €/MWh)
 - iii. Stromsteuer gem. § 3 StromStG i. V. m. § 9c StromStG (2024: 11,42 €/MWh statt regulär 20,5 €/MWh)
 - iv. Politisch wurde bereits diskutiert, den Wegfall der Fahrzeugförderung des Bundes durch Strompreisvergünstigungen für den ÖPNV zu kompensieren, um so auch einen diskriminierungsfreien Wettbewerb zu stärken, welcher die Ungleichbehandlung von geförderten und nicht geförderten Unternehmen egalisiert, da ein Wandel von einer Investitionsförderung hin zu einer Betriebskostenförderung erfolgt. Zum Zeitpunkt der Bearbeitung dieser Studie ergibt sich für 2024 ein Kostenvorteil von rd. 1,65 Cent/kWh für den ÖPNV.
 - b. Ab 2025 sollen Netzbetreiber für abschaltbare Lasten zu denen auch Ladesäulen zählen dynamische Netzentgelte anbieten. Dies soll dazu führen, dass zu Stromüberschusszeiten günstigere Strombezugspreise resultieren, um einen Anreizeffekt zur Lastverlagerung darzustellen. In einem jüngst durch die Netze BW veröffentlichten vorläufigen Preisblatt der Netzentgelte für 2025 liegt beispielsweise der Arbeitspreis von 10-14 Uhr bei 3,89 Cent/kWh anstelle von 14,36 Cent/kWh von 17-22 Uhr. In der Zeit von 0-10; 14-17 und 22-0 Uhr liegt der Arbeitspreis bei 9,73 Cent/kWh. Bei nicht steuerbaren Lasten liegt der Referenzarbeitspreis in der Mittelspannung bei 9,26 Cent/kWh. Ergeben sich also Umläufe, welche ein Tagladefenster zwischen 10-14 Uhr aufweisen, können dynamische Netzentgelte künftig einen erheblichen Einfluss auf die

Strombezugspreise haben. Wünschenswert für den ÖPNV wäre ein weiterer Niedrigtarif im Zeitraum 1 bis 3 Uhr, welcher sich bisweilen durch niedrige Börsenpreise in diesem Zeitfenster anbietet.

- c. Der Zubau der erneuerbaren Energien schreitet voran. Diese weisen i. d. R. günstigere Gestehungskosten auf, als die durchschnittlichen Börsenpreise heutzutage ergeben. Perspektivisch sollte dies entsprechend zu einem Rückgang der reinen Strombeschaffungskosten führen.

2. Verteuerung von Diesel

- a. Die CO₂-Abgabe steigt für 2025 von 45 auf 55 €/t an und wird ab 2026 in ein Zertifikateverfahren überführt, welches für 2026 einen Preiskorridor von 55 bis 65 €/t ergeben soll. Tendenziell wird diese Abgabe künftig weiter ansteigen.

Auf Seiten der Investitionsgüter kann folgender Ausblick gegeben werden:

1. Fahrzeugbeschaffung

- a. Gleichwohl in der Vergangenheit ein starker Preisverfall bei Batteriespeichern resultierte, sind in jüngster Vergangenheit die E-Bus Preise gestiegen. Auch der Wegfall der Investitionsförderung des Bundes hat zu keinem Preisrückgang geführt.
- b. Die Einführung von EURO 7 sowie die reduzierten Flottengrenzwerte des durchschnittlichen CO₂ Ausstoßes je Hersteller führen tendenziell zu einer Verlagerung der Produktionskapazitäten von Diesel zu batterieelektrischen Fahrzeugen. Für Klasse 2 und 3 Fahrzeuge sind die CO₂ Reduzierungsziele von 43% i.V.z. Marktdurchschnitt vom 01.07.25 bis 30.06.26 in der Finalisierung. Bis 2040 soll eine Reduktion von 90% erfolgen. Für Stadtbusse gilt ab 2035 Emissionsfreiheit.
- c. In diesem Zusammenhang hat ein Vertreter von MAN auf der BMDV-Fachkonferenz Klimafreundliche Busse bekräftigt, dass es ab 2029 nur noch E-Stadtbusse von MAN zu kaufen geben wird.
- d. Durch diese sich dann einstellenden Economies of Scale sollte die Preisspanne zwischen den Dieseln und den E-Bussen perspektivisch kleiner werden.

2. Infrastrukturbeschaffung

- a. Bezogen auf den Netzausbau, der durch die Antriebs- und Wärmewende eine überdurchschnittliche Nachfrage nach Trafostationen und Trafogebäude aufweist, sind aktuelle Engpässe und damit Preissteigerungen am Markt zu sehen.
- b. Im Gegenzug erreichen DC/DC Ladesäulen sowie bidirektionale Ladesäulen Marktreife und das Angebot wächst stetig. Aktuell liegen solche Produkte jedoch preislich noch über den konventionellen unidirektionalen Ladesäulen auf AC/DC Basis. Mit dem Markthochlauf dieser Produkte sollten die Preise perspektivisch jedoch auch günstiger werden.
- c. Der Netzausbau insbesondere in stark ländlichen Gebieten sowie in Ballungsräumen stellt eine Hürde für die Elektrifizierung von Omnibusbetriebshöfen dar. Netzbetreiber werden aktuell mit Netzerweiterungsanträgen überhäuft, weshalb hier lange Reaktionszeiten und sich ständig ändernde Kapazitätsreserven ergeben. Inwieweit der Netzausbau bei der Geschwindigkeit der Wärme- und Antriebswende zum Flaschenhals wird, bleibt abzuwarten. Es kann dem jeweiligen Busbetrieb daher nur empfohlen werden sich frühzeitig um diese Anschlusskapazitäten zu bemühen. Politisch wäre hier eine Analyse der Bedarfe für den ÖPNV und eine Reservevorhaltung von Netzkapazitäten wünschenswert.

Seitens der Reparatur- und Wartungskosten bestehen in der privaten Omnibusbranche bisweilen nur wenig Erfahrungen. Hierbei spielen folgende Einflussfaktoren eine Rolle:

1. Flächendeckender Know-How Aufbau im Umgang mit Reparatur und Wartung von emissionsfreien Fahrzeugen sowohl innerbetrieblich als auch bei Vertragswerkstätten der Hersteller. Die Beschaffung von spezifischer Werkstattausrüstung und die Schulungskosten der Mitarbeiter werden beim Markthochlauf tendenziell über eine breitere Fahrzeuganzahl abzubilden sein, weshalb hier ein Kostenrückgang erwartet werden kann.

2. Beseitigung von Kinderkrankheiten bei neuen Technologien, hier sei beispielsweise die Neuentwicklung der ZF Portalachse angeführt, welche die Kinderkrankheiten der ersten Modellreihe ausgemerzt haben soll.

- a. Erfahrungsaufbau mit der neuen Antriebstechnologie führt tendenziell zu niedrigeren Reparaturkostenansätzen, da aktuell hier mit Risikoaufschlägen agiert wird.

Insgesamt führen die aufgezeigten Faktoren zu folgenden Thesen:

1. Die variablen Einsatzkosten in Bezug auf Strom- zu Dieselbeschaffung werden sich vorteilhaft für die batterieelektrischen Antriebe entwickeln.
2. Die variablen Einsatzkosten in Bezug auf Wartung und Reparatur werden günstiger, da die Fahrzeugverfügbarkeiten besser werden und die Investitionskosten in Knowhow und Werkstattausstattung pro Bus geringer werden.
3. Der Preisaufschlag der Fahrzeuginvestitionskosten wird tendenziell geringer, da künftige Dieselbusse teurer werden
4. Die Lernkurve bei emissionsfreien Antrieben in Bezug auf die Energieeffizienz führt zu niedrigeren Verbrauchswerten. Beispielhaft sei hier die neue ZF-Portalachse angeführt, welche einen um 10% niedrigeren Verbrauch verspricht.

11 FAZIT UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Basierend auf den technischen Analysen und der umfassenden Modellierung der verschiedenen Energiesystemvarianten ist festzustellen, dass eine Elektrifizierung von 4 Solobussen als erste Ausbaustufe technisch realisierbar ist. Die Infrastruktur wird dabei vorausschauend für 10 Ladepunkte ausgelegt, um weitere Ausbaustufen ohne größere Umbaumaßnahmen zu ermöglichen und einen effizienten Infrastrukturaufbau sicherzustellen.

Technische Machbarkeit

Das aufgestellte Konzept mit Depotladung auf dem Betriebshof zeigt, dass es möglich ist, die Dieselbusumläufe 1:1 zu elektrifizieren. Es konnten Fahrzeugumläufe für die erste Ausbaustufe fahrbar gestaltet werden, sodass insgesamt ca. 192.743 km Fahrleistung mit vier E-Bussen erbracht werden können. Die hohe durchschnittliche Fahrleistung von 48.186 km pro Bus hat positiven Einfluss auf die ökonomische und ökologische Zielerfüllung der Antriebswende.

Die Netzanschlussgröße von mindestens 400 kVA für die erste Ausbaustufe bzw. 1.000 kVA für den Vollausbau sollte frühzeitig beim Netzbetreiber beantragt werden, da mit langen Bearbeitungszeiten zu rechnen ist.

Umsetzungszeitrahmen

Eine weitere Umsetzung der Elektrifizierung von Infrastruktur und Fahrzeugflotte erfolgt, sobald sich die Nienaber Omnibusbetrieb KG für einen weiteren Ausbau entscheidet, eine Förderung für den Ausbauschritt erhält oder eine entsprechende Ausschreibung gewinnt. Ab Entscheidung bzw. Bewilligung der Förderung ist mit einer Umsetzungszeit von ca. 1,5 Jahren zu rechnen.

Der zeitliche Ablauf ist konservativ kalkuliert und kann mit den richtigen Partnern auch auf 1 Jahr reduziert werden, insofern bei keinen Komponenten Lieferprobleme bzw. überdurchschnittliche Lieferzeiten bestehen. Anzumerken ist die berücksichtigte Mittelspannung, welche nur anfällt, insofern die bestehende Anlage durch eine größere ersetzt werden muss.

Tabelle 13: Umsetzungsplan Stufe 1

MASSNAHME	Jahr	1		2	
		1. HJ	2. HJ	1. HJ	2. HJ
Gewinn der Ausschreibung					
Planung beauftragen					
Fahrzeuge bestellen					
Durchführung Planung					
Ladeinfrastruktur und Mittelspannung bestellen					
Ladeinfrastruktur und Mittelspannung umsetzen					

Wirtschaftliche Bewertung

Die Wettbewerbskalkulation zeigt eine Mehrkostenbelastung der Elektrifizierung von vier Fahrzeugen ohne etwaige Förderung von ca. 46% auf. Auf Basis dieser Kostensteigerung kann keine Empfehlung zur proaktiven Antriebswende aus Eigenmotivation gegeben werden. Die Margen in der Omnibusbranche lassen solche Kostensteigerungen ohne eine Investitions-, Betriebsförderung oder eine Vergütungsanpassung nicht zu.

Selbst durch die bei der Firma Nienaber potenziell verfügbare Fahrzeugförderung des Bundes ist ein kostendeckender Betrieb im Rahmen aktueller Vergütungen wirtschaftlich nicht darstellbar. Hier liegen die Mehrkosten weiterhin bei rd. 25%. Eine Landesförderung für den Aufbau der Infrastruktur steht in

Niedersachsen nicht zur Verfügung. Selbst mit einer solchen Förderung wäre ohne entsprechende Vergütungsanpassung ein wirtschaftlicher Betrieb nicht möglich.

Positive Entwicklungen und ökologischer Nutzen

Trotz der wirtschaftlichen Herausforderungen zeigen sich positive Aspekte: Durch die Elektrifizierung wird eine CO₂-Reduktion von 96% erreicht, was einen erheblichen Beitrag zum Klimaschutz darstellt. Der Gesamtenergiebedarf sinkt durch die höhere Effizienz der Elektromotoren um über 58%, und die Energiekosten reduzieren sich um bis zu 34%. Die technische Machbarkeit ist gegeben, die Umläufe sind mit den gewählten Referenzfahrzeugen (BYD B12) fahrbar, und die Ladeinfrastruktur kann zukunftsorientiert aufgebaut werden.

Bedeutung für die Verkehrswende

Gleichwohl ist die Antriebswende insbesondere im ÖPNV die vorrangige Stellschraube, um die Klimaziele des Verkehrssektors zu erfüllen. Um eine kosteneffiziente Antriebswende zu ermöglichen, sind private Omnibusbetriebe notwendig. Das aufgestellte Konzept mit Depotladung auf dem Betriebshof zeigt, dass eine Elektrifizierung der Linienleistung der Fa. Nienaber grundsätzlich möglich ist. Es ist daher wünschenswert und ratsam, dass die Auftraggeber auch die Fa. Nienaber bei der Zielerfüllung der CVD mit einbeziehen. Zeigt sich bei den Auftraggebern die Bereitschaft zur Vergütungserhöhung, steht der Antriebswende bei der Fa. Nienaber nichts im Wege.

Handlungsempfehlungen

1. **Aktive Kommunikation mit Auftraggebern:** Die Firma Nienaber sollte ihre Motivation weiterverfolgen, Teil der Antriebswende zu werden, indem sie mit den positiven Ergebnissen dieser Studie auf die Auftraggeber zugeht und eine konstruktive Diskussion über Vergütungsanpassungen führt.
2. **Fördermittelakquise:** Parallel sollte sich um die Bundesförderung für Fahrzeuge beworben werden, um die aktuellen Möglichkeiten der Förderung auszuschöpfen und die Mehrkostenbelastung auf rd. 25% zu reduzieren.
3. **Vorausschauender Infrastrukturaufbau:** Bei positiver Entwicklung sollte die Infrastruktur bereits in Stufe 1 für 10 Ladepunkte ausgelegt werden, um Folgekosten zu minimieren und weitere Ausbaustufen ohne größere Umbaumaßnahmen zu ermöglichen.
4. **Frühzeitige Netzanschlussbeantragung:** Die erforderliche Netzanschlussleistung sollte umgehend beim Netzbetreiber beantragt werden, da mit langen Bearbeitungszeiten zu rechnen ist.
5. **Werkstattkompetenzaufbau:** Die Qualifikation der eigenen Werkstatt sollte frühzeitig angegangen werden, um Standzeiten zu minimieren und Erfahrungen mit der neuen Technologie aufzubauen. Die Zusammenarbeit mit den Fahrzeugherstellern als Regiewerkstatt sollte angestrebt werden.
6. **Kontinuierliche Optimierung:** Die Umlaufplanung sollte perspektivisch optimiert werden, um den Eigenverbrauch der PV-Anlage zu maximieren und die Wirtschaftlichkeit weiter zu verbessern. Besonders die Nutzung von Ladefenstern zwischen 12 und 15 Uhr sowie in den frühen Morgenstunden sollte geprüft werden.
7. **Technologische Weiterentwicklung:** Die Entwicklungen im Bereich der Batterietechnologie, der Fahrzeugeffizienz und der Strompreise sollten kontinuierlich beobachtet werden, da diese perspektivisch zu einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit führen werden.

Fazit

Die vorliegende Machbarkeitsstudie zeigt, dass die technischen Voraussetzungen für eine erfolgreiche Elektrifizierung gegeben sind. Die wirtschaftliche Umsetzbarkeit hängt jedoch maßgeblich von der Bereitschaft der Auftraggeber ab, die Mehrkosten über angepasste Vergütungen oder zusätzliche Förderungen zu kompensieren. Mit der richtigen Unterstützung kann die Nienaber Omnibusbetrieb KG einen wichtigen Beitrag zur Verkehrswende und zum Klimaschutz leisten und gleichzeitig ihre Position als innovativer, zukunftsorientierter Betrieb stärken.

12 LITERATURVERZEICHNIS

- 1 Abro, Ghulam E. Mustafa; Zulkifli, Saiful Azrin B. M.; Kumar, Kundan; El Ouanjli, Najib; Asirvadam, Vijanth Sagayan; Mossa, Mahmoud A. (2023): Comprehensive Review of Recent Advancements in Battery Technology, Propulsion, Power Interfaces, and Vehicle Network Systems for Intelligent Autonomous and Connected Electric Vehicles. In: *Energies* 16 (6), S. 2925. DOI: 10.3390/en16062925.
- 2 Asef, Pedram; Milan, Marzia; Laphorn, Andrew; Padmanaban, Sanjeevikumar (2021): Future Trends and Aging Analysis of Battery Energy Storage Systems for Electric Vehicles. In: *Sustainability* 13 (24), S. 13779. DOI: 10.3390/su132413779.
- 3 Bhardwaj, Shishir; Mostofi, Hamid (2022): Technical and Business Aspects of Battery Electric Trucks—A Systematic Review. In: *Future Transportation* 2 (2), S. 382—401. DOI: 10.3390/futuretransp2020021.
- 4 Fichtner, Maximilian (2022): Recent Research and Progress in Batteries for Electric Vehicles. In: *Batteries & Supercaps* 5 (2), Artikel e202100224, e202100224. DOI: 10.1002/batt.202100224.
- 5 Knote, T.; Faltenbacher, M.; Kratz, S.-E.; Schwärzel-Lange, C. (2020). Leitfaden für Busse mit alternativen Antrieben. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI).
- 6 Liu, Wei; Placke, Tobias; Chau, K. T. (2022): Overview of batteries and battery management for electric vehicles. In: 2352-4847 8, S. 4058—4084. DOI: 10.1016/j.egy.2022.03.016.
- 7 McDonald, Loren (2018): US BEV Battery Range Increases an Average 17% Per Year and 38 Miles Each Model Update. In: *EVAAdoption*, 02.10.2018. Online verfügbar unter <https://evadoption.com/us-bev-battery-range-increases-an-average-17-per-year-and-38-miles-each-model-update/>, zuletzt geprüft am 23.08.2024.
- 8 Sanguesa, Julio A.; Torres-Sanz, Vicente; Garrido, Piedad; Martinez, Francisco J.; Marquez-Barja, Johann M. (2021): A Review on Electric Vehicles: Technologies and Challenges. In: *Smart Cities* 4 (1), S. 372—404. DOI: 10.3390/smartcities4010022.
- 9 Schulz-Dübi, C.; Zürcher, R.; Otte, M.; Schwarzenberger, J. (2019). Leitfaden Flottenelektrifizierung für Busbetriebe. Bundesamt für Verkehr BAV, Programm Umsetzung der Energiestrategie 2050 im öffentlichen Verkehr (ESöV 2050). S. 20-39 .
- 10 V.-B. (VBG), „Elektromobilität — Arbeiten an Omnibussen mit Hochvolt-System“, 2016
- 11 Varga, Bogdan Ovidiu; Sagoian, Arsen; Mariasiu, Florin (2019): Prediction of Electric Vehicle Range: A Comprehensive Review of Current Issues and Challenges. In: *Energies* 12 (5), S. 946. DOI: 10.3390/en12050946.
- 12 VDE Renewables GmbH: Elektrifizierung von KMU-Busunternehmen, Grundsatzstudie, Alzenau (April 2023)
- 13 Würtz, Samuel; Bogenberger, Klaus; Göhner, Ulrich; Rupp, Andreas (2024): Towards Efficient Battery Electric Bus Operations: A Novel Energy Forecasting Framework. In: *WEVJ* 15 (1), S. 27. DOI: 10.3390/wevj15010027.
- 14 Yadlapalli, Ravindranath Tagore; Kotapati, Anuradha; Kandipati, Rajani; Koritala, Chandra Sekhar (2022): A review on energy efficient technologies for electric vehicle applications. In: *Journal of Energy Storage* 50, S. 104212. DOI: 10.1016/j.est.2022.104212.
- 15 Ziegler, Micah S.; Trancik, Jessika E. (2021): Re-examining rates of lithium-ion battery technology improvement and cost decline. In: *Energy Environ. Sci.* 14 (4), S. 1635—1651. DOI: 10.1039/D0EE02681F.

13 ANHANG