



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für  
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK  
**Bundesamt für Verkehr BAV**  
Programm Umsetzung der Energiestrategie 2050  
im öffentlichen Verkehr (ESöV 2050)

# Technische Umsetzung Ladeinfrastruktur bei Chur Bus

Abschlussbericht



**Roman von Däniken, Helbling Technik AG**  
Schachenallee 29, 5000 Aarau, roman.vondaeniken@helbling.ch, www.helbling.ch

**Ekaterina Steuble, Helbling Technik AG**  
Schachenallee 29, 5000 Aarau, ekaterina.steuble@helbling.ch, www.helbling.ch

## **Impressum**

Herausgeberin:

Bundesamt für Verkehr BAV

Programm Umsetzung der Energiestrategie 2050 im öffentlichen Verkehr (ESöV 2050)

CH-3003 Bern

Programmleiter

Stany Rochat, BAV

Projektnummer: P-286

Bezugsquelle

Kostenlos zu beziehen über das Internet

[www.bav.admin.ch/energie2050](http://www.bav.admin.ch/energie2050)

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor –in oder sind ausschliesslich die Autoren –innen dieses Berichts verantwortlich.

Bern, den 24.04.2025

## Inhaltsverzeichnis

Executive Summary in Deutsch .....	2
Executive Summary en français.....	3
Executive Summary in Englisch.....	4
Zusammenfassung in Deutsch.....	5
Zusammenfassung in einer zweiten Landessprache .....	8
1. Ausgangslage .....	11
2. Ziel der Arbeit .....	11
3. Forschungsansatz und aktueller Wissensstand .....	11
3.1 Bedarfsanalyse von Energie und Ladeleistung.....	12
3.2 Ladeinfrastrukturkonzept und Ladestrategie.....	13
3.3 Konzipierung und Kühlanalyse des Trafo- und Umrichterraums .....	14
3.4 Capex und Opex der Ladeinfrastruktur .....	16
3.5 Konzept für dynamisches Laden .....	16
4. Ergebnisse .....	20
4.1 Bedarfsanalyse von Energie und Ladeleistung.....	20
4.2 Ladeinfrastrukturkonzept und Ladestrategie .....	23
4.3 Konzipierung und Kühlanalyse des Trafo- und Umrichterraums .....	25
4.4 Capex und Opex der Ladeinfrastruktur .....	26
4.5 Konzept für dynamisches Laden .....	27
5. Diskussion .....	31
5.1 Bedarfsanalyse von Energie und Ladeleistung.....	31
5.2 Ladeinfrastrukturkonzept und Ladestrategie.....	31
5.3 Konzipierung und Kühlanalyse des Trafo- und Umrichterraums .....	34
5.4 Capex und Opex der Ladeinfrastruktur .....	36
5.5 Konzept für dynamisches Laden .....	36
6. Schlussfolgerungen und Empfehlungen.....	38
7. Literaturverzeichnis.....	40

## **Executive Summary in Deutsch**

Die Schweiz verfolgt mit dem "Klima- und Innovationsgesetz" das Ziel, bis 2050 Netto-Null-Treibhausgasemissionen zu erreichen. Chur Bus plant ab 2028 eine schrittweise Elektrifizierung der Busflotte, in dessen Hinblick in diesem Projekt Umsetzungskonzepte entwickelt und die benötigten Ladeinfrastrukturkomponenten dimensioniert werden.

Das Projekt verfolgt das Ziel, mit Chur Bus als Anschauungsbeispiel Konzepte für modulare und skalierbare Ladeinfrastruktur zu entwickeln, sowie die gängigen Herausforderungen im Zusammenhang mit der Flottenelektrifizierung zu adressieren. Besondere Schwerpunkte werden auf die effiziente Nutzung der beim Ladevorgang entstehenden Abwärme gelegt. Die Integration dynamischer Lademöglichkeiten wird als ergänzender Untersuchungsaspekt betrachtet. Letzteres beleuchtet insbesondere Möglichkeiten in urbanen Umfeldern, welche sich durch Electric Road Systems (ERS) hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit und der weiteren Reduzierung von Lastspitzen ergeben.

Ein wesentlicher Bestandteil der Elektrifizierung ist die bedarfsgerechte Gestaltung der Ladeinfrastruktur. Der Endausbau sieht für das Projekt Chur Bus im Optimalfall 30 Ladepunkte mit jeweils 150kW Leistung vor, welche mit einer Netzanschlussleistung von 2'500kW versorgt werden. Dies gewährleistet eine Abdeckung von etwa 80% der betrieblichen Betriebsszenarien, einschliesslich variablem Energiebedarf, Ladezeitverschiebungen, Verspätungen und unvorhersehbare Netzausfälle. Um auch zukünftige Erweiterungen sowie ausserplanmässige Zusatzbedarfe zuverlässig abzudecken, wird eine Erhöhung der Netzanschlussleistung von 3'000kW vorgesehen.

Der Leistungsbedarf lässt sich durch verschiedene Massnahmen reduzieren. Zur Lastspitzenreduktion wird der Einsatz eines Lastmanagementsystems empfohlen, was den Leistungsbedarf um 28% reduziert. In Kombination mit einem stationären Batteriespeicher von rund 1'400kWh kann die Spitzenleistung um insgesamt 51% gesenkt werden, was erhebliche Betriebskosteneinsparungen ermöglicht. Die Integration einer Photovoltaikanlage auf dem Depotdach trägt zur Deckung eines Teils des Energiebedarfs bei und optimiert die wirtschaftlichen Nutzung der stationären Batteriespeichers.

Die Nutzung der entstehenden Abwärme, die etwa 5–6% der abgegebenen Leistung beträgt, stellt eine weitere Effizienzmassnahme dar. Durch den Einsatz von Wärmepumpen oder Umluftkühlgeräten kann ein Teil der Abwärme zum Heizen des Gebäudes oder zur Warmwassererzeugung genutzt werden.

Der Einsatz eines Electric Road Systems (ERS) wurde hinsichtlich seiner Machbarkeit analysiert. Trotz potenzieller Vorteile zur Reduktion der Fahrzeugbatteriekapazität sind derzeit erhebliche infrastrukturelle und betriebliche Herausforderungen vorhanden. Aufgrund technologischer und wirtschaftlicher Herausforderungen wird eine Implementierung im städtischen Umfeld zum heutigen Zeitpunkt nicht empfohlen.

Die Ergebnisse zeigen, dass die schrittweise Elektrifizierung der Busflotte in Chur gut umsetzbar ist. Die erarbeiteten Konzepte können als Vorbild und Anregung für weitere Elektrifizierungsprojekte herangezogen werden und tragen so zur zukunftsfähigen Transformation des öffentlichen Verkehrs bei.

## **Executive Summary en français**

Avec la « loi sur le climat et l'innovation », la Suisse poursuit l'objectif d'atteindre zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici 2050. Chur Bus prévoit d'électrifier progressivement sa flotte de bus à partir de 2028. Dans cette optique, ce projet développe des concepts de mise en œuvre et dimensionne les composants d'infrastructure de recharge nécessaires.

Le projet a pour objectif de développer des concepts d'infrastructure de recharge modulaire et évolutive en utilisant Chur Bus comme exemple applicatif, et de relever les défis courants liés à l'électrification de la flotte. L'accent est mis sur l'utilisation efficace de la chaleur dégagée lors du processus de chargement et sur l'intégration de possibilités de recharges dynamiques. Ce dernier point met en lumière les possibilités offertes par les systèmes de routes électriques (ERS) dans les environnements urbains en termes de rentabilité et de réduction supplémentaire des pics de charge.

Un élément essentiel de l'électrification est la conception d'une infrastructure de recharge adaptée aux besoins. L'aménagement final prévoit, dans le meilleur des cas, 30 points de recharge d'une puissance de 150 kW chacun, alimentés par une puissance de raccordement au réseau de 2'500 kW. Cela garantit une couverture d'environ 80 % des scénarios d'exploitation, y compris les besoins énergétiques variables, les décalages de temps de charge, les retards et les pannes de réseau imprévisibles.

Le besoin en puissance peut être réduit par différentes mesures. Pour réduire les pics de charge, il est recommandé d'utiliser un système de gestion de la charge, ce qui réduit la puissance requise de 28 %. En combinaison avec un stockage stationnaire sur batterie d'environ 1'400 kWh, la puissance de pointe peut être réduite de 51% au total, ce qui permet de réaliser d'importantes économies de coûts d'exploitation. L'intégration d'un système photovoltaïque sur le toit du dépôt contribue à couvrir une partie des besoins en énergie et optimise l'utilisation économique du stockage stationnaire par batterie.

L'utilisation de la chaleur résiduelle produite, qui représente environ 5 à 6 % de la puissance fournie, constitue une autre mesure d'efficacité. L'utilisation de pompes à chaleur ou de refroidisseurs à air pulsé permet d'utiliser la chaleur rejetée pour chauffer le bâtiment ou produire de l'eau chaude.

La faisabilité de l'utilisation d'un système de route électrique (ERS) a été analysée. Malgré les avantages potentiels en termes de réduction de la capacité des batteries des véhicules, il existe actuellement des défis importants en termes d'infrastructure et d'exploitation. En raison des défis technologiques et économiques, une mise en œuvre dans un environnement urbain n'est pas recommandée à l'heure actuelle.

Les résultats montrent que l'électrification progressive de la flotte de bus à Chur est facilement réalisable. Les concepts élaborés peuvent servir de modèle et d'inspiration pour d'autres projets d'électrification et contribuent ainsi à la transformation des transports publics dans une perspective d'avenir.

## **Executive Summary in Englisch**

With the 'Climate and Innovation Act', Switzerland is pursuing the goal of achieving net-zero greenhouse gas emissions by 2050. Chur Bus is planning a gradual electrification of its bus fleet from 2028, in view of which implementation concepts are being developed and the necessary charging infrastructure components dimensioned in this project.

The aim of the project is to develop concepts for modular and scalable charging infrastructure using Chur Bus as an illustrative example and to address the common challenges associated with fleet electrification. Particular emphasis will be placed on the efficient utilisation of the waste heat generated during the charging process and the integration of dynamic charging options. The latter particularly highlights opportunities in urban environments that Electric Road Systems (ERS) offer in terms of economic efficiency and the further reduction of peak loads.

A key component of electrification is the demand-orientated design of the charging infrastructure. In the best-case scenario, the final expansion envisages 30 charging points with a capacity of 150kW each, which are supplied with a grid connection capacity of 2'500kW. This ensures coverage of around 80% of operational scenarios, including variable energy demand, charging time shifts, delays and unforeseeable grid failures.

The power requirement can be reduced through various measures. To reduce peak loads, the use of a load management system is recommended, which reduces the power requirement by 28%. In combination with a stationary battery storage system of around 1'400kWh, the peak power can be reduced by 51% in total, which enables considerable savings in operating costs. The integration of a photovoltaic system in the depot roof contributes to covering part of the energy demand and optimizes the economic utilization of the stationary battery storage.

The use of the generated waste heat, which accounts for approximately 5–6% of the delivered power, represents an additional efficiency measure. By using heat pumps or recirculating air cooling units, the waste heat can be utilised to heat the building or to produce hot water.

The feasibility of using an Electric Road System (ERS) was analysed. Despite potential advantages for reducing vehicle battery capacity, there are currently considerable infrastructural and operational challenges. Due to technological and economic challenges, implementation in an urban environment is not recommended at this time.

The results show that the gradual electrification of the bus fleet in Chur is easily realisable. The concepts developed can be used as a model and inspiration for further electrification projects and thus contribute to the sustainable transformation of public transport.

## Zusammenfassung in Deutsch

Chur Bus ist der Busbetrieb der Stadt Chur und verfügt heute über 32 Dieselbusse, welche im täglichen Linienverkehr im Einsatz stehen. Ab dem Jahr 2028 soll die Flotte schrittweise elektrifiziert werden, beginnend bei der neuen Tangentiallinie. Um die Anforderungen an die Infrastruktur zu ermitteln und die Umsetzung wirtschaftlich und effizient zu gestalten, werden im Rahmen dieses Berichts Umsetzungskonzepte und Empfehlungen erarbeitet. Besonderes Augenmerk wird auf die Dimensionierung der Ladeinfrastruktur sowie auf innovative Ansätze wie die Nutzung von Abwärme oder den Einsatz von neuen Technologien wie Systemen für dynamisches Fahren gelegt.

Die Konzipierung der Flottenelektrifizierung bei Chur Bus erfolgte in mehreren Schritten. In einem ersten Schritt wurde die Bedarfsanalyse durchgeführt, um den Energieverbrauch, die Netzanschlussleistung und die betrieblichen Anforderungen an eine Elektrobusflotte zu bestimmen. Die Analyse des Energiebedarfs ergab, dass der durchschnittliche tägliche Energieverbrauch der Flotte während Wintermonaten bei ca. 9,9 MWh liegt. Diese Berechnungen basieren auf Linien- und Umlaufplänen, woraus die entsprechende minimale Ladeleistung resultierte, um die Fahrzeuge während ihrer Aufenthaltsdauer im Depot wieder voll zu laden.

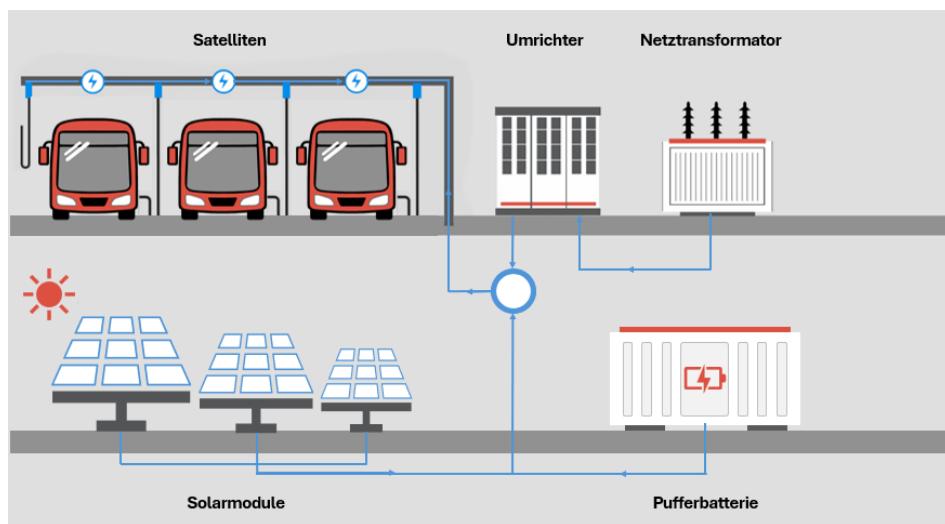


Abbildung 1: Schematische Darstellung von Ladeinfrastrukturkomponenten und ihren Verknüpfungen untereinander.

Darauf aufbauen wurden in einem zweiten Schritt verschiedene Szenarien simuliert, welche auch Unsicherheiten und betriebliche Risiken (Verspätungen, Stromausfälle, Mehrbedarf an Fahrzeugen) berücksichtigen. Die Ergebnisse haben gezeigt, dass mit einer Netzanschlussleistung von 2'500kW rund 80% der betrieblichen Unsicherheiten abgefangen und somit der Regelbetrieb ohne Einschränkungen aufrechterhalten werden kann. Um auch ausserplanmässige Zusatzleistungen (beispielsweise für Bahneratzleistungen oder das Churerfest) oder ein zukünftiges Flottenwachstum abzudecken, wird empfohlen, eine Netzanschlussleistung von 3 MW mittels drei Trafos à 1 MW bereitzustellen. Die Installation der gesamten Ladeinfrastruktur erfolgt optimalerweise stufenweise und parallel zur Flottenumstellung. Ein passender Etappierungsplan wurde dazu erarbeitet.

In einem dritten Schritt wurden verschiedene Konzepte zur Optimierung des Ladevorgangs entwickelt. Dies ist daher wichtig, um bei Leistungsabhängigen Energietarifen Kosten einzusparen. Während also der Netzanschluss im Hinblick auf aussergewöhnliche Szenarien grosszügig dimensioniert wird, soll der effektive Leistungsbezug im Regelbetrieb möglichst tief sein.

Es hat sich gezeigt, dass mit einem Lademanagement die benötigte Leistung um rund 28% reduziert werden kann. Das Lademanagement glättet die Leistungsspitzen und verteilt die Leistung derart auf die Fahrzeuge, dass der Gesamtleistungsbedarf möglichst tief bleibt, während trotzdem alle Fahrzeuge zum definierten Zeitpunkt vollgeladen werden. Ein Lademanagement profitiert grundsätzlich von einer möglichst hohen Flexibilität hinsichtlich der am Fahrzeug verfügbaren Ladeleistung. Es macht daher mehr Sinn, einheitliche 30 Ladepunkte (Satelliten) mit je 150kW Ladeleistung zu beschaffen, als die Ladeleistung pro Fahrzeug und pro bediente Linie festzulegen, also beispielsweise Fahrzeuge mit wenig Energiebedarf an Satelliten mit wenig Ladeleistung anzuschliessen. Satelliten mit höheren Leistungen sind zwar teurer in der Anschaffung, bieten jedoch die erwähnte Flexibilität und ermöglichen effizientere

Ladeprozesse. Auch spart sich der Betreiber so einen vom jeweiligen Energieverbrauch des Fahrzeugs abhängigen Einstellplan.

Des Weiteren wurde festgestellt, dass der Einsatz eines stationären Batteriespeichers mit einer Kapazität von rund 1'400kWh eine weitere Reduktion der Leistungsspitzen um 23 % ermöglicht, indem der Batteriespeicher durch Peak-Shaving die Leistungsspitzen weiter reduziert. Dadurch lassen sich die Betriebskosten weiter senken, wobei jährliche Einsparungen von bis zu 46'500 CHF durch reduzierte Leistungstarife erzielt werden können. Die Energie, welche während des nächtlichen Ladens der Fahrzeuge aus der Pufferbatterie entnommen wird, kann während des Tages langsam und mit tiefer Leistung nachgeladen werden.

Die Installation einer PV-Anlage ermöglicht, einen Teil des Energiebedarfs aus der Eigenproduktion zu decken. Mit der Dachfläche des Busdepots von Chur Bus lassen sich durchschnittlich zwischen rund 100kWh (Winter) und 800kWh (Sommer) an elektrischer Energie erzeugen. Da diese Energie während des Tages anfällt, ist die Nutzung einer PV-Anlage ausschliesslich in Kombination mit dem oben genannten Batteriespeicher sinnvoll. Eine Rückspeisung ins Netz ist in Anbetracht der sinkenden Einspeisevergütung weniger attraktiv. Hochrechnungen zeigen, dass in dieser Konstellation jährlich bis zu 46'000 CHF an Energie- und Leistungstarifkosten eingespart werden können. Die Berechnungen wurden auf Basis des Endausbaus durchgeführt, eine Installation zu Beginn der Flottenumstellung ist nicht rentabel.

In einem weiteren Schritt wurden Möglichkeiten zur Weiternutzung der beim Ladeprozess anfallenden Abwärme untersucht. Beim Ladevorgang entsteht mit rund 5% der grösste Anteil an Abwärme bei den Umrichtern. Diese sind heute prinzipiell für die Aussenaufstellung konzipiert und benötigen Kühlluft Temperaturen von maximal 40 °C. Soll die Abwärme zur Steigerung der Gesamteffizienz genutzt werden, ist eine Innenaufstellung nötig. Im Rahmen dieses Projekts wurden verschiedene Anbieter verglichen, Anschlüsse für Kühlwasser waren nirgends vorhanden. Entsprechend müssen bei einer Innenaufstellung Kühlaggregate wie Umluftkühlsysteme oder Luft-Wasser-Wärmepumpen zum Einsatz kommen.

Wird von einer Ladeleistung von 2'500kW ausgegangen (maximum im Normalbetrieb), entsteht so eine Wärmeleistung von 125kW an den Umrichtern, welche abgeführt werden muss.

Im Rahmen dieses Projekts wurden verschiedene Anordnungsmöglichkeiten geprüft und die Luftzirkulation in den entsprechenden Umrichterräumen simuliert mit dem Ziel, eine Geräteanordnung zu finden, welche die entstehende Wärme abführt und gleichsam alle Umrichter mit Kühlluft unter 40 °C versorgt. Es hat sich gezeigt, dass der Volumenstrom der Kühlgeräte möglichst hoch gewählt werden soll, da eine gute und möglichst vollständige Durchmischung der Luft stärker zur Kühlung der Umrichter beiträgt, als eine möglichst tiefe Austrittstemperatur am Kühlgerät. Mit einer Austrittstemperatur von 20°C am Kühlgerät und einer Ausströmgeschwindigkeit von 3 m/s (12'500 m<sup>3</sup>/h) wurden in der untersuchten Konstellation (5 Umrichter à 150kW pro Raum mit je einem Kühlaggregat mit 50kW Kühlleistung) eine effiziente Wärmeabfuhr ermöglicht.

Die so rückgewonnene Abwärme kann über eine Luft-Wasser-Wärmepumpe in das Warmwassersystem oder den Heizkreislauf des Gebäudes eingespeist werden. In Absprache mit lokalen Fernwärmennetzen ist möglicherweise auch dort eine Einspeisung möglich.

Die Elektrifizierung einer Busflotte ist mit Investitionen verbunden. Die Berechnung der Betriebs- und Anschaffungskosten für die Ladeinfrastruktur wurde im fünften Schritt berechnet.

Die für die Kostenrechnung verwendeten Daten basieren auf Marktrecherchen, Erfahrungen aus anderen Projekten sowie aus eigenen Analysen. Berechnet wurden die Kosten der Ladeinfrastruktur über eine Betriebsdauer von 20 Jahren, wobei davon ausgegangen wurde, dass 30 Ladepunkte à 150kW und die zugehörigen Umrichter beschafft werden. Es wurden Durchschnittskosten zum Zeitpunkt der Projektdurchführung verwendet.

Die Bewertung des ERS ergab, dass eine Einführung aufgrund der hohen Infrastrukturkosten und betrieblicher Einschränkungen derzeit nicht wirtschaftlich ist. Zwar bieten ERS-Technologien Potenziale zur Reduzierung der Batteriekapazitäten der Fahrzeuge, doch mangelt es derzeit an der erforderlichen technologischen Reife und einer ausreichenden Fahrzeugfrequenz für eine wirtschaftliche Implementierung.

Die Ergebnisse unterstreichen die zentrale Bedeutung einer detaillierten Planung der Ladeinfrastruktur, um Netzstabilität und wirtschaftliche Effizienz sicherzustellen. Die saisonalen Schwankungen des Ener-

giebedarfs erfordern eine flexible Laststeuerung. Die Nutzung von Batteriespeichern und Lastmanagementstrategien reduziert Betriebskosten erheblich und verbessert die Versorgungssicherheit. Die Integration erneuerbarer Energien bietet langfristiges Kostensenkungspotenzial, setzt jedoch eine präzise abgestimmte Speicherstrategie sowie eine optimierte Betriebsführung voraus.

Ein entscheidender Faktor für eine wirtschaftlich tragfähige Elektrifizierungsstrategie ist die Skalierbarkeit der Ladeinfrastruktur. Ein modularer, schrittweiser Ausbau ermöglicht eine phasenweise Investition und erlaubt gleichzeitig eine fortlaufende technologische Anpassung an sich verändernde Rahmenbedingungen.

Für die Umsetzung bei Chur Bus können folgende Empfehlungen abgegeben und nächste Schritte definiert werden:

- Die Flotte kann mit den heute am Markt erhältlichen Fahrzeugen (hinsichtlich verfügbarer Batteriekapazität) elektrifiziert werden.
- Werden Fahrzeuge der Nachtlinien tagsüber auf den energieintensivsten Linien eingesetzt, ergeben sich zum Teil Versorgungsengpässe wegen geringen Ladezeiten oder daraus resultierenden hohen Ladeleistungen. Hier kann mit einer Anpassung der eingesetzten Fahrzeuge oder mit einem Reservefahrzeug Abhilfe geschaffen werden.
- Die Ladeinfrastruktur kann gemäss dem erstellten Etappierungsplan installiert werden. Es wird empfohlen, stufenweise Netztransformatoren à 1 MW in Absprache mit der ICB zu installieren.
- Als nächsten Schritt sieht Helbling die Umsetzung der baulichen Massnahmen (Trafo- und Laderaum), sodass dort bei Beginn der Elektrifizierung im Jahr 2028 die Ladeinfrastruktur untergebracht werden kann.
- Gemäss Beschaffungsplan sind im ersten Jahr der Umstellung zwei Umrichter und vier Ladepunkte nötig, gefolgt von nochmals zwei Umrichtern und vier Ladepunkten im Jahr darauf.
- Helbling empfiehlt, zur maximalen Flexibilität hinsichtlich des Einstellkonzepts und hinsichtlich einem flexiblen Lastmanagement 30 Ladepunkte mit jeweils 150kW zu beschaffen.
- Zur Senkung der Leistungstarife wird die Installation einer Pufferbatterie und eines Lademanagementsystems dringend empfohlen. Während das Lademanagement sich von Beginn an lohnt, profitiert man von einer Pufferbatterie erst gegen Ende der Flottenumstellung. Entsprechende Abstellflächen sollten aber frühzeitig eingeplant werden.
- Die beim Laden entstehende Abwärme kann mittels Luft-Wasser-Wärmepumpen aus den Trafo- und Laderaumen abgeführt und weiter genutzt werden. Dies erhöht den Gesamtwirkungsgrad und verhindert, dass eine beträchtliche Energiemenge in Form von Wärme verloren geht. Zudem wäre eine entsprechende Umsetzung in der Schweiz ein Novum und kann als Leuchtturmprojekt fungieren.
- Dynamische Ladesysteme eignen sich zum heutigen Zeitpunkt nicht für Einsätze im urbanen Umfeld. Zudem ist es anspruchsvoll, eine wirtschaftliche Auslastung sicherzustellen.

## Zusammenfassung in einer zweiten Landessprache

Chur Bus, entreprise de transport public de la ville de Coire, dispose aujourd'hui de 32 bus diesel qui assurent quotidiennement le service de ligne. A partir de 2028, la flotte sera progressivement électrifiée, en commençant par la nouvelle ligne tangentielle. Afin de déterminer les exigences en matière d'infrastructure et d'organiser la mise en œuvre de manière économique et efficace, des concepts de mise en œuvre et des recommandations sont élaborés dans le cadre de ce rapport. Une attention particulière est accordée au dimensionnement de l'infrastructure de recharge ainsi qu'aux approches innovantes telles que l'utilisation de la chaleur résiduelle ou l'utilisation de nouvelles technologies comme les systèmes de conduite dynamique.

La conception de l'électrification de la flotte de Chur Bus s'est déroulée en plusieurs étapes. Dans un premier temps, une analyse des besoins a été réalisée afin de déterminer la consommation d'énergie, la puissance de raccordement au réseau et les exigences opérationnelles d'une flotte de bus électriques. L'analyse des besoins en énergie a révélé que la consommation moyenne d'énergie quotidienne de la flotte pendant les mois d'hiver est d'environ 9,9 MWh. Ces calculs sont basés sur les horaires des lignes et des rotations, ce qui a permis de déterminer la puissance de charge minimale nécessaire pour recharger complètement les véhicules pendant leur séjour au dépôt.

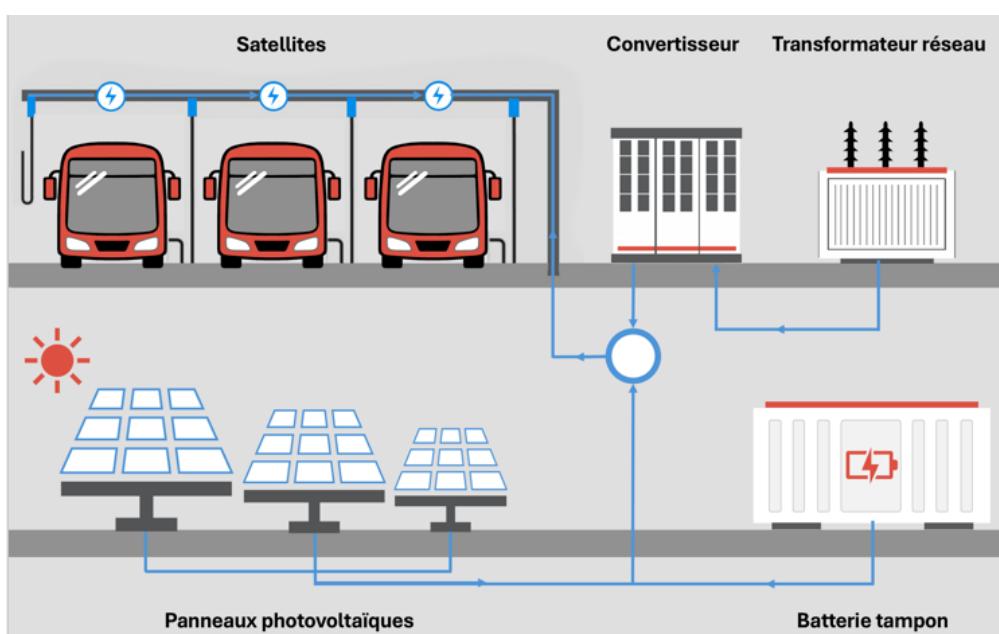


Abbildung 2: Représentation schématique des composants de l'infrastructure de recharge et de leurs interconnexions.

Sur cette base et dans un second temps, différents scénarios ont été simulés en tenant compte des incertitudes et des risques d'exploitation (retards, pannes de courant, besoin supplémentaire de véhicules). Les résultats ont montré qu'avec une puissance de raccordement au réseau de 2 500 kW, il est possible de faire face à environ 80% des cas d'usage et de maintenir ainsi une exploitation régulière et sans restriction. Afin de couvrir également les prestations supplémentaires non prévues (par exemple pour les services de remplacement des trains ou l'évènement de la Churfest) ainsi qu'une future croissance de la flotte, il est recommandé de mettre à disposition une puissance de raccordement au réseau de 3 MW au moyen de trois transformateurs de 1 MW chacun. L'installation de l'ensemble de l'infrastructure de recharge se fait de manière optimale par étapes et parallèlement au renouvellement de flotte. Un plan d'étape approprié a été élaboré à cet effet.

Dans une troisième étape, différents concepts ont été développés pour optimiser le processus de charge. Cette optimisation permet des économies importantes dans le cas où les tarifs énergétiques sont basés sur la puissance soutirée. Ainsi, même si le raccordement au réseau est dimensionné avec une certaine réserve en vue de scénarios exceptionnels, la puissance effectivement consommée en mode normal doit rester la plus faible possible.

Il s'est avéré qu'une gestion de la charge permettait de réduire la puissance nécessaire d'environ 28%. La gestion de la charge lisse les pics de puissance et répartit la puissance entre les véhicules de manière à ce que la puissance totale requise reste la plus faible possible, tout en permettant à tous les véhicules d'être pleinement chargés au moment défini. Une gestion de la charge bénéficie en principe d'une flexibilité maximale en ce qui concerne la puissance de charge disponible sur le véhicule. Il est

donc plus judicieux d'acquérir un ensemble de 30 points de recharge (satellites) d'une puissance de recharge de 150 kW chacun que de fixer la puissance de recharge par véhicule et par ligne desservie, c'est-à-dire de raccorder par exemple les véhicules ayant un faible besoin en énergie aux satellites ayant une faible puissance de recharge. Les satellites avec des puissances plus élevées sont certes plus chers à l'achat, mais ils offrent la flexibilité mentionnée et permettent des processus de chargement plus efficaces. Cela permet également à l'exploitant d'éviter un plan de disposition dépendant de la consommation d'énergie du véhicule.

En outre, il a été constaté que l'utilisation d'un accumulateur à batterie stationnaire d'une capacité d'environ 1'400 kWh permettait de réduire encore les pics de puissance de 23%, l'accumulateur à batterie réduisant encore les pics de puissance par peak shaving. Cela permet de réduire encore les coûts d'exploitation et de réaliser des économies annuelles allant jusqu'à 46'500 CHF grâce à la réduction des tarifs de puissance. L'énergie prélevée dans la batterie tampon pendant la charge nocturne des véhicules peut être rechargée lentement et à faible puissance pendant la journée.

L'installation d'un système photovoltaïque permet de couvrir une partie des besoins en énergie par la production propre. La surface du toit du dépôt de bus de Chur Bus permet de produire en moyenne entre 100 kWh (hiver) et 800 kWh (été) environ d'énergie électrique. Comme cette énergie est produite pendant la journée, l'utilisation d'une installation PV n'est judicieuze qu'en combinaison avec l'accumulateur à batterie mentionné ci-dessus. Une réinjection dans le réseau est moins intéressante compte tenu de la baisse de la rétribution de l'injection. Des extrapolations montrent que dans cette constellation, il est possible d'économiser jusqu'à 46'000 CHF par an sur les coûts d'énergie et les tarifs de puissance. Les calculs ayant été effectués sur la base de l'extension finale, une installation au début de la conversion de la flotte n'est pas rentable.

Dans une étape ultérieure, des possibilités d'utilisation de la chaleur résiduelle générée lors du processus de charge ont été étudiées. Lors du processus de charge, la plus grande partie de la chaleur résiduelle (environ 5 %) est générée par les convertisseurs. Aujourd'hui, ces derniers sont généralement conçus pour être installés à l'extérieur et nécessitent de l'air frais de refroidissement à une température maximale de 40 °C. Si l'on veut utiliser la chaleur perdue pour augmenter l'efficacité globale, il faut installer l'onduleur à l'intérieur. Dans le cadre de ce projet, différents fournisseurs ont été comparés, mais aucun système ne proposait de raccordement pour l'eau de refroidissement. Par conséquent, dans le cas où l'onduleur est installé à l'intérieur, des groupes frigorifiques tels que des systèmes de refroidissement par air pulsé ou des pompes à chaleur air-eau doivent être mis en place.

Avec une puissance de charge de 2'500 kW (maximum en fonctionnement normal), une puissance thermique de 125 kW au niveau des convertisseurs doit être évacuée.

Dans le cadre de ce projet, différentes possibilités d'agencement ont été examinées et la circulation de l'air dans les locaux des convertisseurs a été simulée dans le but de trouver un agencement des appareils. Évacuant la chaleur produite, ils alimentent en même temps tous les convertisseurs en air de refroidissement à moins de 40 °C.

Il s'est avéré que le débit volumique des appareils de refroidissement doit être aussi élevé que possible, car un bon brassage de l'air, si possible complet, contribue davantage à l'alimentation en air de refroidissement des convertisseurs qu'une température de sortie aussi basse que possible au niveau de l'appareil de refroidissement. Avec une température de sortie de 20 °C au niveau du refroidisseur et une vitesse de sortie de 3 m/s (12 500 m<sup>3</sup>/h), une dissipation efficace de la chaleur a été rendue possible dans la configuration étudiée (5 convertisseurs de 150 kW par pièce, chacun avec un groupe frigorifique d'une puissance de refroidissement de 50 kW).

La chaleur ainsi récupérée peut être injectée dans le système d'eau chaude ou le circuit de chauffage du bâtiment via une pompe à chaleur air-eau. En accord avec les réseaux de chauffage urbain locaux, il est également possible de la valoriser comme chaleur à distance.

L'électrification d'une flotte de bus nécessite des investissements. Les coûts d'exploitation et d'acquisition de l'infrastructure de recharge ont été calculés dans la cinquième étape.

Les données utilisées pour le calcul des coûts sont basées sur des études de marché, sur l'expérience acquise dans le cadre d'autres projets ainsi que sur nos propres analyses. Les coûts de l'infrastructure de recharge ont été calculés sur une durée de fonctionnement de 20 ans, en supposant que 30 points de recharge de 150 kW chacun et les convertisseurs associés soient achetés. Les coûts moyens au moment de la mise en œuvre du projet ont été utilisés.

L'évaluation de l'ERS (Electric Road System) a montré que son introduction n'est actuellement pas rentable en raison des coûts d'infrastructure élevés et des restrictions opérationnelles. Bien que les technologies ERS offrent un potentiel de réduction de la capacité des batteries des véhicules, la maturité technologique nécessaire et la fréquence de circulation des véhicules sont actuellement insuffisantes pour permettre une mise en œuvre rentable.

Les résultats soulignent l'importance cruciale d'une planification détaillée de l'infrastructure de recharge afin de garantir la stabilité du réseau et l'efficacité économique. Les fluctuations saisonnières de la demande en énergie nécessitent une gestion flexible de la charge. L'utilisation de batteries de stockage et de stratégies de gestion de la charge réduit considérablement les coûts d'exploitation et améliore la sécurité de l'approvisionnement. L'intégration des énergies renouvelables offre un potentiel de réduction des coûts à long terme, mais nécessite une stratégie de stockage bien coordonnée et une gestion opérationnelle optimisée.

Un facteur décisif pour une stratégie d'électrification économiquement viable est l'évolutivité de l'infrastructure de recharge. Une extension modulaire et progressive permet d'investir par étapes et d'adapter en permanence la technologie aux conditions changeantes.

Les recommandations suivantes peuvent être formulées pour la mise en œuvre chez Chur Bus et les prochaines étapes peuvent être définies :

- La flotte peut être électrifiée avec les véhicules actuellement disponibles sur le marché (en ce qui concerne la capacité de batterie disponible).
- Si les véhicules des lignes de nuit sont utilisés pendant la journée sur les lignes les plus énergivores, il peut y avoir des goulets d'étranglement dans l'approvisionnement en raison de temps de charge courts ou de puissances de charge élevées qui en résultent. Il est possible de remédier à ce problème en adaptant les véhicules utilisés ou en prévoyant un véhicule de réserve.
- L'infrastructure de recharge peut être installée conformément au plan d'étapes établi. Il est recommandé d'installer progressivement des transformateurs de réseau de 1 MW en concertation avec l'ICB.
- Helbling prévoit ensuite de mettre en œuvre les mesures de construction (salle des transformateurs et salle de charge) afin que l'infrastructure de charge puisse y être installée au début de l'électrification en 2028.
- Selon le plan d'approvisionnement, deux convertisseurs et quatre points de charge sont nécessaires la première année de l'électrification, suivis de deux autres convertisseurs et quatre points de charge l'année suivante.
- Helbling recommande d'acquérir 30 points de recharge de 150 kW chacun pour une flexibilité maximale en termes de concept de réglage et de gestion flexible de la charge.
- Pour réduire les tarifs de puissance, il est fortement recommandé d'installer une batterie tampon et un système de gestion de la charge. Alors que la gestion de la charge est utile dès le début, on ne profite d'une batterie tampon que vers la fin de la conversion de la flotte. Il faut toutefois prévoir suffisamment tôt des espaces de rangement appropriés.
- La chaleur résiduelle générée lors de la recharge peut être évacuée des locaux du transformateur et du chargeur et réutilisée grâce à des pompes à chaleur air-eau. Cela augmente le rendement global et empêche qu'une quantité considérable d'énergie ne soit perdue sous forme de chaleur. En outre, une mise en œuvre correspondante en Suisse serait une première et pourrait servir de projet phare.
- Les systèmes de recharge dynamiques (ERS) ne sont actuellement pas adaptés à une utilisation en milieu urbain. De plus, il est difficile de garantir une utilisation rentable.

## **1. Ausgangslage**

Mit dem «Klima- und Innovationsgesetz» hat sich die Schweiz bis zum Jahr 2050 zum Ziel gesetzt, nicht mehr Treibhausgase in die Atmosphäre auszustossen, als durch natürliche und technische Speicher aufgenommen werden können (Netto-Null-Ziel). Der VöV (Verband öffentlicher Verkehr) ist bestrebt, sogar bereits bis im Jahr 2040 den öffentlichen Verkehr nur noch mit erneuerbarer Energie zu versorgen. Der höchste Anteil der CO<sub>2</sub>-Emissionen des öffentlichen Verkehrs in der Schweiz wird durch Busse verursacht (rund 81%), weshalb es erstrebenswert ist, eine Reduktion der Emissionen in diesem Bereich voranzutreiben [1].

Diverse Städte haben bereits Strategien erarbeitet, wie das Netto-Null Ziel bis im Jahr 2050 umgesetzt werden kann. In Chur zeigt der «Masterplan Energie und Klima» [2] auf, mit welchen Massnahmen der fortschreitenden Klimaveränderung begegnet wird. Die darin vorgestellte Mobilitätsstrategie hält fest, dass bei Chur Bus, dem Busbetrieb der Stadt Chur, ab 2028 nur noch Fahrzeuge mit erneuerbaren Antriebssystemen beschafft werden sollen, wobei die Wahl inzwischen auf batterieelektrische Fahrzeuge gefallen ist.

Chur Bus ist mit diesem Entscheid nicht allein. Eine Umfassende Flottenerneuerung stellt Bussbetriebe vor grosse technische und planerische Herausforderungen, beispielsweise hinsichtlich der Auswahl geeigneter Fahrzeuge und Ladeinfrastruktur, der zeitlichen Planung der Umstellungsphase oder der benötigten Ladeleistung und deren Bereitstellung. Gleichzeitig bietet die Flottenumstellung auch Chancen, so kann der Energieverbrauch und der CO<sub>2</sub>-Ausstoss pro gefahrenem Personenkilometer im Vergleich zu fossilen Fahrzeugen deutlich gesenkt werden.

## **2. Ziel der Arbeit**

Das vorliegende Projekt verfolgt das Ziel, mit Chur Bus als Anschauungsbeispiel, Umsetzungskonzepte zu entwickeln sowie die gängigen Herausforderungen im Zusammenhang mit der Flottenelektrifizierung zu adressieren. Dazu wird eine Auslegung einer modularen und skalierbaren Ladeinfrastruktur im Hinblick auf eine phasenweise Beschaffung von Elektrobussen (Komplettersatz der bestehenden Dieselbusflotte) durchgeführt.

Zusätzlich werden im Projekt Möglichkeiten zur Nutzung der beim Ladevorgang entstehenden Abwärme sowie der Einsatz dynamischer Lademöglichkeiten zur weiteren Reduktion von Lastspitzen im Busdepot untersucht.

Die wichtigsten bei Chur Bus gewonnenen Erkenntnisse und Empfehlungen sowie die erarbeiteten Planungs- und Umsetzungsschritte werden allgemein formuliert, sodass sie auf andere Projekte übertragen, respektive auf diese adaptiert werden können. Diese wurden in einem Leitfaden dokumentiert und veröffentlicht [3].

## **3. Forschungsansatz und aktueller Wissensstand**

Chur Bus betreibt aktuell eine Flotte von 32 Bussen und fungiert als Mobilitätsdienstleister, indem es die Feinverteilung des öffentlichen Verkehrs in der Stadt Chur und deren Umgebung bewerkstellt. Auf diese Weise bringt es jährlich bis zu sieben Millionen Fahrgäste ans Ziel. In den kommenden fünf bis sechs Jahren strebt Chur Bus einen Ausbau der Flotte auf 40 Fahrzeuge an. Zudem werden neue Linien in Betrieb genommen und das Streckennetz optimiert. Ab 2028 ist die schrittweise Elektrifizierung der Flotte geplant, wobei ab 2026 bereits die neue Tangentiallinie mit Elektrobussen betrieben werden soll.

Heute werden verschiedene Konzepte zur Elektrifizierung von Busflotten umgesetzt, die sich grundsätzlich in zwei Hauptkategorien unterteilen lassen: Depotlader und Gelegenheitslader. Darüber hinaus existiert ein Mischkonzept, bei dem beide Ansätze kombiniert zum Einsatz kommen können. Die Wahl des geeigneten Konzepts hängt von mehreren Faktoren ab, darunter betriebliche Anforderungen, die Verfügbarkeit von Infrastruktur, sowie wirtschaftliche und technische Rahmenbedingungen.

Chur Bus favorisiert eine Strategie, die sich auf reine Depotladung fokussiert. Um technologische Fortschritte zu berücksichtigen, wird eine schrittweise Beschaffung von Ladeinfrastruktur und Fahrzeugen angestrebt, sodass diese Entwicklungen in zukünftige Ausschreibungen einfließen können.

Zur Sicherstellung der Verfügbarkeit der Ladeinfrastruktur wurde die Möglichkeit des dynamischen Ladens als Alternative zum Gelegenheitsladen untersucht. Diese Systeme gelten als neu und befinden sich bezüglich technologischer Reife auf einem TRL von 5 oder 6 (technische Demonstration). In diesem Bericht wird hauptsächlich auf die Eignung hinsichtlich eines Einsatzes im städtischen Umfeld und die technische Umsetzbarkeit geprüft.

### 3.1 Bedarfsanalyse von Energie und Ladeleistung

Die Bedarfsanalyse liefert die Basisdaten und somit die Grundlagen für das Elektrifizierungskonzept und beinhaltet die Berechnung des Leistungs- und Energiebedarfs der einzelnen Fahrzeuge. Sie muss somit als erster Schritt erfolgen. Folgende Daten werden als Input benötigt:

- Der **Linienplan** liefert eine Übersicht sämtlicher Linien des Busbetriebs sowie die entsprechenden Haltestellen. Auch Nachlinien oder Bahnersatzdienste, welche für gewöhnlich nicht auf dem regulären Linienplan aufgeführt sind, müssen mitberücksichtigt werden.
  - Die **Linienparameter** charakterisieren die einzelnen Linien detailliert und erlauben die Berechnung des linienspezifischen Energiebedarfs. Benötigt werden Fahrzeugauslastung und der auf den entsprechenden Linien eingesetzte Fahrzeugtyp, inklusive Sitzplatzanzahl, Ausrüstung und Leergewicht, sowie der Energieverbrauch der Nebenverbraucher wie Fahrgastinformationssysteme und Klimatisierung.
- Zudem werden Durchschnitts- und Höchstgeschwindigkeiten auf relevanten Streckenabschnitten, die topografischen Begebenheiten, der Streckenverlauf inklusive Kreuzungen und Ampeln sowie die Durchschnittstemperaturen über den Jahresverlauf benötigt. Diese Daten sind meist öffentlich abrufbar.
- Das **Beschleunigungs- und Bremsverhalten** hat direkten Einfluss auf den Energiebedarf und ist je nach Fahrer und je nach Strecke (abhängig von der Anzahl Kreuzungen oder Ampeln) individuell. Hier empfiehlt es sich, durchschnittliche Werte zu definieren und diese für alle Linien anzuwenden.
  - **Umlaufpläne** zeigen die Anzahl der Fahrten auf dem Streckennetz sowie Aus- und Einfahrten aus und zum Fahrzeugdepot. Mit den Umlaufplänen lässt sich ausgehend vom linienspezifischen Energiebedarf der Tagesenergiebedarf pro Fahrzeug und für die gesamte Busflotte berechnen. Die minimal benötigte Ladeleistung ergibt sich anschliessend aus der verfügbaren Aufenthaltsdauer im Depot. Dabei wurde jeweils 15 Minuten vor und nach dem Einsatz für die Fahrt zurück ins Depot, respektive zur ersten Haltestelle, berücksichtigt.

Zur Plausibilisierung der Resultate wurde ein Parameter-Fitting durchgeführt, dessen Basis der Dieselverbrauch der bestehenden Bussflotte bildet. Dieser wurde aus den Betriebsdaten der letzten 12 Monate ermittelt und über die Antriebwirkungsgrade in einen elektrischen Energiebedarf umgerechnet. Durch Vergleich mit den berechneten Werten können so für angenommene Parameter (Beschleunigungsverhalten, Energiebedarf von Nebenverbrauchern) realistischere Werte gefunden werden. Der Bedarf der Nebenverbraucher wurde pro Streckenabschnitt vereinfacht als konstant angenommen.

Beachtet werden müssen in diesem Fall auch saisonale Einflüsse. Abbildung 3 [4] zeigt eine starke Korrelation zwischen Aussentemperatur und Energiebedarf, welche zum Vergleich und als Basis für die Verbrauchsberechnungen herangezogen wurden. Der durchschnittliche Energiebedarf pro Kilometer in den Wintermonaten fällt durch den Einsatz der Heizung deutlich höher aus als im Sommer.

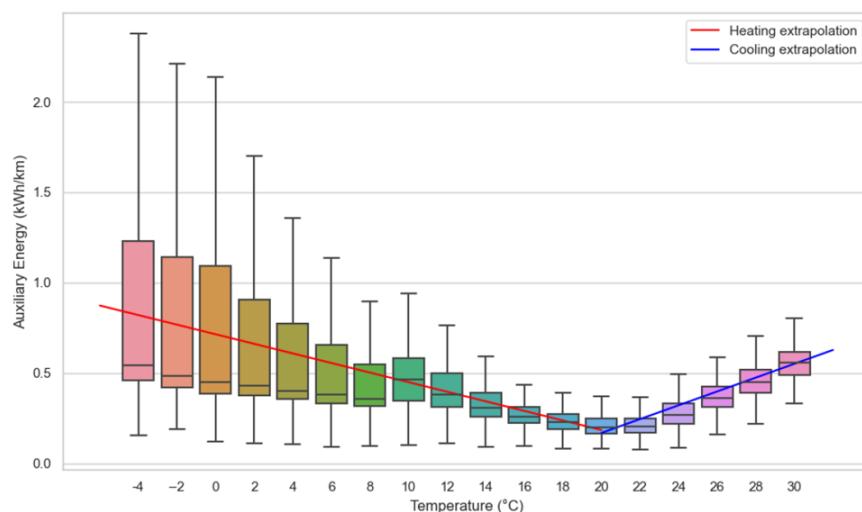


Abbildung 3: Boxplot des Hilfsenergiebedarfs für verschiedene Aussentemperaturen. Die rote Linie zeigt eine geschätzte Extrapolation der Mittelwerte für kalte Temperaturen ohne Dieselzusattheizung. Die blaue Linie zeigt den geschätzten Energiebedarf für die Kühlung des Fahrzeugs bei Temperaturen über 20 °C.

Um diese Schwankungen im Energiebedarf zu berücksichtigen, muss die Energieberechnung auf Basis der Wintermonate durchgeführt werden. So wird sichergestellt, dass über den Verlauf des ganzen Jahres genügend Ladeleistung zur Verfügung steht.

Die Berechnung des minimal benötigten Leistungsbedarfs basiert auf den Umlaufplänen der Linien, womit der Energiebedarf und die Verweildauer einzelner Fahrzeuge im Depot bestimmt wird. Für die Fahrt von der letzten Haltestelle bis ins Depot wurden je nach Distanz zwischen 15 und 25 Minuten angenommen. Dabei miteingerechnet ist die Zeit zum Garagieren und Reinigen der Fahrzeuge sowie das Anschließen an die Ladeinfrastruktur.

Verschiedene Szenarien (Verspätungen, Stromausfälle, Einsatz von Reservefahrzeugen) können den so berechneten Leistungsbedarf erhöhen. Diesem Mehrbedarf wurde mit einer Monte-Carlo Simulation Sorge getragen, welche verschiedenste Szenarien entsprechend ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit zufällig miteinander kombiniert. Folgende Annahmen wurden getroffen:

- **Reservebusse:** Mit einer Wahrscheinlichkeit von 0,5 % wird der Einsatz von 1 bis 4 pro Tag Reservebussen berücksichtigt. Diese benötigen zufällig generierte Ladeleistungen zwischen 50 und 150kW.
- **Sonderfahrten für Spezial-Events oder Bahnersatzverkehr:** Zusätzliche Umläufe erhöhen den Energiebedarf einzelner Einsatzbusse erheblich. Daher wurde im Modell eine zufällige Variation des Energiebedarfs um  $\pm 10\%$  berücksichtigt.
- **Verspätungen:** Sie beeinflussen die verfügbare Ladezeit der Busse, was in der Simulation ebenfalls integriert wurde.
- **Stromausfälle:** Die Ausfallwahrscheinlichkeit von 0.03% wurde angenommen, was einem Tag in 10 Jahren entspricht,
- **Technische Ausfälle:** Mit einer Wahrscheinlichkeit von 0.2% wurden Ladeunterbrechungen simuliert.

Insgesamt wurden im Rahmen der Simulation 200'000 Szenarien generiert.

### 3.2 Ladeinfrastrukturkonzept und Ladestrategie

Basierend auf dem zuvor ermittelten Energiebedarf, den Spitzenlastzeiten und der tatsächlichen benötigten Anschlussleistung aus der Monte-Carlo-Simulation wurde die Installation der Ladeinfrastruktur konzipiert. Um technologische Weiterentwicklungen in zukünftige Ausschreibungen zu integrieren und die Investitionskosten zu staffeln, wurde der Aufbau der Ladeinfrastruktur modular und parallel zum Wachstum der Busflotte geplant. Dieser Ansatz verhindert gleichsam, dass ein Teil der Ladeinfrastruktur ungenutzt bleibt, während die Busflotte noch nicht vollständig umgestellt ist.

Die Ladeinfrastruktur besteht aus den folgenden drei Hauptkomponenten:

- Der **Netztransformator** (kurz Trafo) reduziert die Mittelspannung des Stromnetzes auf Niederspannung (400 VAC). Im Fall von Chur Bus wird der Netzanschluss bis und mit Transformatoren vom örtlichen Energieversorger (IBC) installiert. Die benötigte Fläche für die Trafos wurde im Voraus mit der IIBC abgestimmt.
- Die **Umrichter** wandeln die Wechselspannung in Gleichspannung um. Sie sollten sich möglichst nahe an den Trafos befinden, um Kabelwege und somit Kosten tief zu halten, jedoch aus Sicherheitsgründen nicht im selben Raum. Umrichter geben etwa 5% der umgesetzten Leistung in Form von Wärme ab, weshalb sie oft im Freien aufgestellt werden. Je nach Modell bedürfen sie einer Kühllufttemperatur von rund 40°C. Wird diese Temperatur überschritten, wird die Leistung gedrosselt. Wasserkühlungen für Umrichter sind heute bei den gängigen Herstellern nicht verfügbar. Werden Umrichter in Innenräumen aufgestellt, ist für adäquate Kühlung zu sorgen.
- Die **Ladepunkte / Satelliten** befinden sich im Depot direkt an den Abstellplätzen und werden über das Ladekabel mit den Fahrzeugen verbunden. Je nach Herstellerangaben sollte die Kabellänge zwischen Umrichter und Ladepunkt nicht mehr als 100 Meter betragen. Daher ist eine frühzeitige Planung der Ladeinfrastruktur wichtig, insbesondere unter Berücksichtigung typischer Liefer- und Verfahrensfristen, die je nach Hersteller und behördlichen Genehmigungen zwischen 6 und 22 Monaten betragen können.

Zur Dimensionierung der Ladeinfrastruktur wurden im vorangehenden Kapitel die Leistungseckdaten berechnet. Nun wird die benötigte Anzahl an Ladeinfrastrukturkomponenten ermittelt und mit der Fahrzeug-Beschaffungsstrategie abgeglichen. Basierend darauf wurde ein Etappierungsplan für den Aufbau der Ladeinfrastruktur erstellt. Für die Planung der Trafoinstallation werden Vertreter der lokalen Energieversorgung beigezogen.

Die Berechnung der Ladeleistung wurde im vorangehenden Kapitel auf Basis der verfügbaren Ladezeiten durchgeführt. Mit der Wahl einer geeigneten Ladestrategie können die Leistungsspitzen verringert werden. Dies ist besonders aus wirtschaftlicher Sicht interessant, da sich ein grosser Anteil der Energieversorgungskosten aus leistungsabhängigen Tarifen zusammensetzt. Die Berechnung der Energiekosten ist je nach Energielieferant unterschiedlich, es lohnt sich daher, die geltenden Bedingungen im Voraus abzuklären.

Zur Verringerung der Leistungsspitzen (Peak-Shaving) wurden drei Konzepte untersucht:

- Durch den Einsatz eines **Lademanagementsystems** wird die Energieverteilung an alle angegeschlossenen Fahrzeuge gleichmässig über die Zeit verteilt, sodass die Fahrzeuge zu einem definierten Zeitpunkt vollgeladen sind.
- Der Einsatz einer **Pufferbatterie** ermöglicht es, zu Spitzenzeiten Energie aus der Pufferbatterie zu beziehen und so das Stromnetz zu entlasten.
- Eine **PV-Anlage** kann einen Anteil des täglichen Energiebedarfs aus der Eigenproduktion zur Verfügung stellen, was je nach Dachorientierung und verfügbarer Fläche lohnend sein kann. Die Konzipierung der Solaranlage basiert auf einer verfügbaren Gesamtfläche von 3'107 m<sup>2</sup>, wobei ein Belegungsfaktor von 30 % berücksichtigt wurde. Dies entspricht einer aktiv genutzten Modulfläche von 943 m<sup>2</sup>. Der vergleichsweise niedrige Belegungsfaktor ergibt sich aus den vorhandenen Dachaufbauten (Abbildung 17).

Für jedes Konzept wurde eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt, sodass eine Aussage darüber getroffen werden kann, ob oder ab wann sich die entsprechende Massnahme im Fall von Chur Bus lohnt. Für die wirtschaftlichen Berechnungen wurden Marktwerte, die aktuell gültigen Stromtarife der IBC sowie Annahmen herangezogen, welche im Kapitel 5.2 diskutiert werden.

### 3.3 Konzipierung und Kühlanalyse des Trafo- und Umrichterraums

In diesem Abschnitt wird einerseits der Trafo- und Laderaum konzipiert, indem der benötigte Platzbedarf abgeschätzt wird. Andererseits werden räumliche Platzierungskonzepte erarbeitet und diese mittels einer CFD-Simulation (Computational Fluid Dynamics) hinsichtlich der Kühlung der Ladeinfrastruktur untersucht.

Wie bereits im vorhergehenden Kapitel erwähnt, sind Umrichter prinzipiell für die Aussenaufstellung konzipiert. Im Fall von Chur Bus entstehen bei voller Leistung rund 125kW an Wärmeleistung an den Umrichtern. Um diese Abwärme aufzufangen und sinnvoll weiter zu nutzen, soll die gesamte Ladeinfrastruktur bei Chur Bus im Innern aufgestellt werden. Dafür sollen unterhalb des Vorplatzes entsprechende Räumlichkeiten errichtet werden

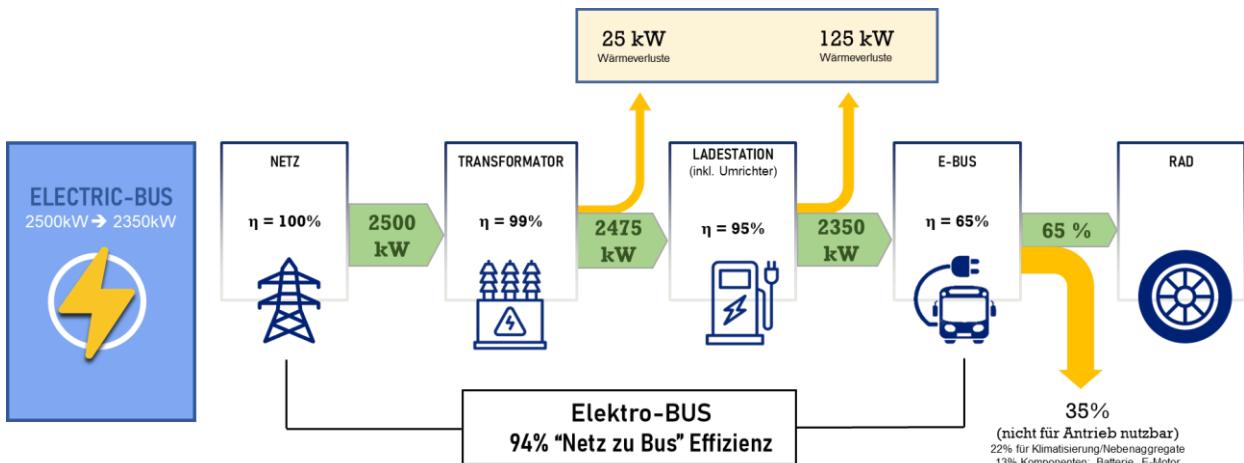


Abbildung 4: Abwärmeverluste in der Netz-zu-Bus-Energiewandlung.

Für die Abschätzung der benötigten Stellfläche bei der Innenaufstellung wurden Angaben der Gerätedimensionen verschiedener Lieferanten eingeholt. Dabei wurde berücksichtigt, dass die Anzahl der benötigten Umrichter je nach Leistungsklasse der Anbieter variiert und die Wartungsoffnungen jeweils unterschiedlich ausgeführt sind. Eine Übersicht von Anbietern von Depot-Ladelösungen ist in der Tabelle 1 zusammengefasst.

Tabelle 1: Übersicht von Anbietern von Depot-Ladelösungen.

Hersteller	Umrichter (max Leistung)	Konfiguration pro Umrichterschrank
ABB	360kW	2 Satelliten mit je 180 W
EKO	400kW	2 Satelliten mit je 200kW
EKO	360kW	2 Satelliten mit je 180kW
Elexon	360kW	2 Satelliten mit je 180kW
EVTEC	384kW	2 Satelliten mit je 192kW
Heliox	360kW	2 Satelliten mit je 180kW
Kempower	400kW	2 Satelliten mit je 200kW
Siemens	300kW	2 Satelliten mit je 150kW

Umrichterschränke unterscheiden sich primär in der Leistungsklasse, den Abmessungen, der Platzierung der Wartungsöffnungen sowie den Ein- und Auslassöffnungen der Lüftung. Letztere sind besonders entscheidend hinsichtlich einer effizienten Wärmeabfuhr.

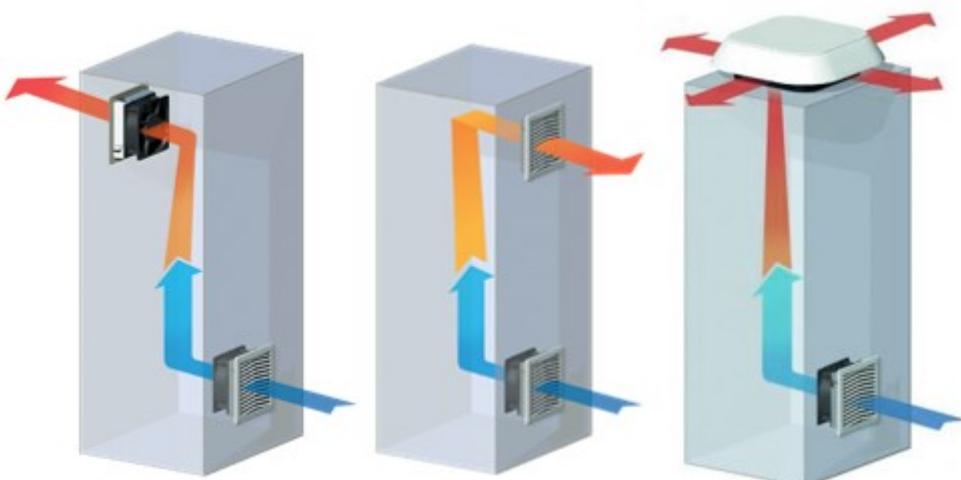


Abbildung 5: Darstellung der verschiedenen Lüftungsvarianten basierend auf den genannten Anbietern. Blaue Pfeile zeigen kühle Luft, die überwiegend von unten zugeführt wird, während rote Pfeile warme Luft darstellen, die in der Regel oben ausgeblasen wird.

In Absprache mit Chur Bus und der IBC wurde auf Basis eines konkreten Umrichterschranks und der geplanten Trafos räumliche Anordnungsvorschläge erarbeitet und Bauraummodelle erstellt, um eine optimale Platzausnutzung und zu gewährleisten. Bei der Erstellung der Bauraummodelle wurden bereits brandschutztechnische Massnahmen wie das Sicherstellen von Fluchtwegen und die Aufstellung der Umrichter in mehreren Brandabschnitten berücksichtigt. Zur Wärmeabfuhr wurde in jedem Brandabschnitt ein Kühlgerät vorgesehen. Zur Bewertung der Effektivität der Kühlung wurde das Raumkonzept mittels einer CFD-Simulation untersucht. Ziel der Simulation war es, die Ansaugtemperaturen der Umrichter zu bewerten und eine zufriedenstellende Temperaturverteilung in den Räumen zu gewährleisten.

Die Umrichter wurden mit einem Kühlluftmassenstrom von 1 kg/s und einer Wärmeleistung von 10kW pro Umrichter simuliert, während bei den Kühlaggregaten ein Volumenstrom von 5500 m<sup>3</sup>/h und eine Kühllufttemperatur von 12 °C angenommen wurde.

### 3.4 Capex und Opex der Ladeinfrastruktur

Alle Abschätzungen der CAPEX (capital expenditures, Investitionskosten) und OPEX (operational expenditures, Betriebskosten) basieren auf eigenen Berechnungen, die aus Marktdaten, Recherchen, Analysen sowie Erfahrungswerten früherer Projekte gewonnen wurden. Es wurden Durchschnittskosten verwendet. Trotz der umfangreichen Datenbasis handelt es sich um eine Preisschätzung auf Konzeptbasis mit einer Genauigkeit von  $\pm 20\%$ . Insbesondere bei Beschaffungskosten können erhebliche Schwankungen auftreten, da diese durch verschiedene Faktoren beeinflusst werden, darunter:

- spezifische Anforderungen und technische Spezifikationen,
- Rohstoffpreise und Marktentwicklungen,
- Lieferengpässe und geopolitische Einflüsse,
- Inflation und wirtschaftliche Rahmenbedingungen,
- Zuliefererauswahl und Produktionskapazitäten,
- mögliche staatliche Förderungen oder neue regulatorische Vorgaben.

Die Nutzungsdauer der Ladeinfrastruktur wurde in allen betrachteten Szenarien auf 20 Jahre festgelegt, wobei die Wartungskosten mit 4% pro Jahr berechnet werden. Für die OPEX-Kalkulation wurde eine jährliche Inflation von 2% (5% für Strom) berücksichtigt, um die Betriebskosten über den gesamten Betrachtungszeitraum möglichst realistisch abzubilden.

### 3.5 Konzept für dynamisches Laden

Elektrifizierte Strassensysteme (ERS, electric road system) sind eine neue und innovative Möglichkeit, Fahrzeuge dynamisch zu laden, also während des Fahrens. Dazu wird das ERS in die Strassenoberfläche eingebaut und die Energie entweder konduktiv oder induktiv an das Fahrzeug übertragen. Der Vorteil dieser Technologie ist, dass keine Oberleitungen nötig sind und dass der Leistungsbedarfs im Depot weiter reduziert werden kann. Gleichzeitig ermöglichen dynamische Ladevorgänge die Wahl einer kleineren Batterie im Fahrzeug, da deren Kapazität nicht bis zur abendlichen Rückkehr ins Busdepot ausreichen muss.

Die grundlegenden Anforderungen an ein ERS wurden mit einer umfassenden Marktrecherche erarbeitet. Sie umfasste konduktive und induktive Systeme, wobei technische Eigenschaften, ökonomische Aspekte und generelle Vor- und Nachteile berücksichtigt wurden. Die Erkenntnisse aus der Marktrecherche dienten als Basis, um allgemeingültige Anforderungen für ERS-Systeme zu formulieren und gleichzeitig eine Bewertungsgrundlage zu schaffen. Tabelle 2 fasst die unterschiedlichen Produkte und deren Eigenschaften zusammen.

*Tabelle 2: Überblick über Technologien von ERS (konduktive Bodenschiene und induktive Stromübertragung)*

Technologie	Organisation/Land	Energieübertragung	Leistung/ Effizienz	Kosten	TRL (1-9)	Anwendung
Elways	eRoadArlanda / Elways AB (Schweden)	Konduktive Bodenschiene	Bis 200kW, 82-95%	€500k-1m/lkm	6-7	Alle Arten
Slide-In/APS for Roads	Alstom / Volvo (Schweden)	Konduktive Bodenschiene	Bis 120kW, 97% (400kW erwartetes Endsystem)	€1.08m/lkm	4-5	Alle Arten
Elonroad	Oak Ridge National Laboratories / OEM's (USA)	Konduktive Bodenschiene	Bis 450kW, 90-97%	€800k-1.5m/lkm	4-5	Alle Arten
OLEV	Dongwon Inc. / KAIST (Süd Korea)	Induktiv	15-85kW, 71- 91%	€500k-1m/lkm	9	Busse, PKW, leichte LKW, Straßenbahn/Bahn
PRIMOVE	Bombardier / Scania (Deutschland/Schweden)	Induktiv	Bis 200kW, 68.8-90%	€3.25-6.15m/lkm (€1.7m/lkm final expectation)	5-6	PKW, Leichte LKW, Busse
WPT	Oak Ridge National Laboratories / OEM's (USA)	Induktiv	2.5-20kW, 88- 95%	€1.32m/lkm	3-4	PKW
Electreon	Electreon Inc. (Israel)	Induktiv	5-20kW, 88- 90%	>€1m/lkm	5-6	PKW & Busse
WPT	University of California, Berkeley, (USA)	Induktiv	Bis 200kW, 60%	€1.05m/lkm	3-4	PKW, LKW

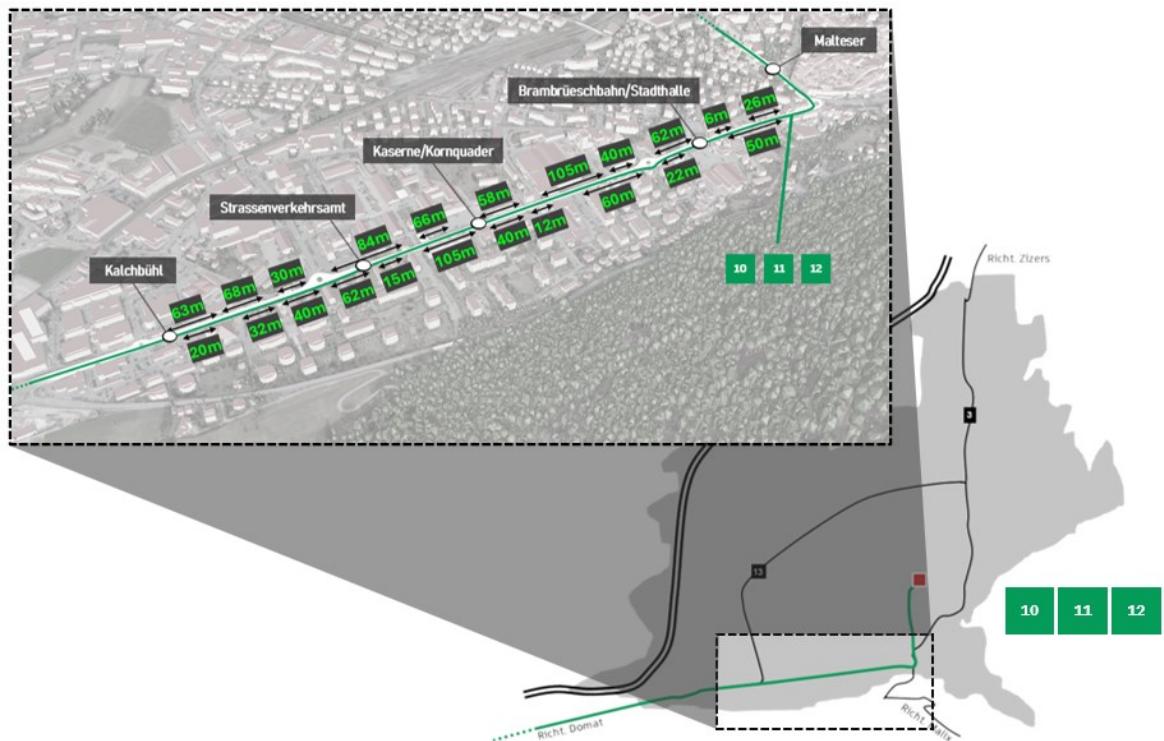
Nach dem Vergleich der verfügbaren Technologien wurde das Produkt von Elonroad als Anschauungsbeispiel ausgewählt, da der Entwicklungsstand bei Elonroad schon weit fortgeschritten ist. Auch bietet die Lösung folgende Vorteile im Vergleich zu anderen Produkten:

- Höhere Leistungsfähigkeit (bis zu 450kW)
- Hohe Effizienz der Energieübertragung (bis zu 97%)
- Kurze Installationszeit (1 Monat für 10km)
- Für viele Fahrzeugarten anwendbar
- Geringere räumliche Anforderungen
- Verbesserte Kontrolle der Fahrzeugbewegungen (Stromabnehmer oder mechanischer Empfängerarm ist mit der Schiene verbunden)

Anschliessend wurden spezifische Anforderungen an die Strasseninfrastruktur definiert, um eine effiziente und stabile Energieübertragung sowie einen reibungslosen Betrieb des ERS-Systems sicherzustellen. Zu den festgelegten Bedingungen gehörten:

- Lange, gerade Streckenabschnitte, um eine möglichst gleichmässige Geschwindigkeit zu erreichen,
- Abschnitte mit geringem Verkehrsaufkommen, damit der Verkehrsfluss gleichmässig ist, und es geringe Stoppmöglichkeiten gibt,
- Stabilität des Verkehrsflusses, um möglichst vorhersehbare Routen zu analysieren,
- wenige Unterbrechungen durch Ampeln oder Kreuzungen,
- maximale Auslastung der Infrastruktur, damit mehr Busse davon profitieren und eine möglichst hohe Wirtschaftlichkeit erreicht wird.

Auf dieser Grundlage wurde die Busstrecke «Stadthalle – Kalchbühl» (Abbildung 6) ausgewählt, welche die Anforderungen bestmöglich erfüllt. Der Vorteil dieser Strecke liegt besonders in ihrer langen, geraden Trassenführung, die dem Einsatz des ERS besonders zugutekommt. Die Strecke mit einer Gesamtlänge von 1'066 Metern in beide Richtungen wird von den Linien 10, 11 und 12 befahren. Insgesamt kommen 7 Fahrzeuge zum Einsatz, die zusammen einen täglichen Energiebedarf von 2'869kWh aufweisen. Die Anzahl der täglichen Umläufe beträgt 108.



15 Fahrzeuge im Einsatz sind. Die nutzbare ERS-Strecke hat eine Länge von etwa 205 m in jede Richtung.

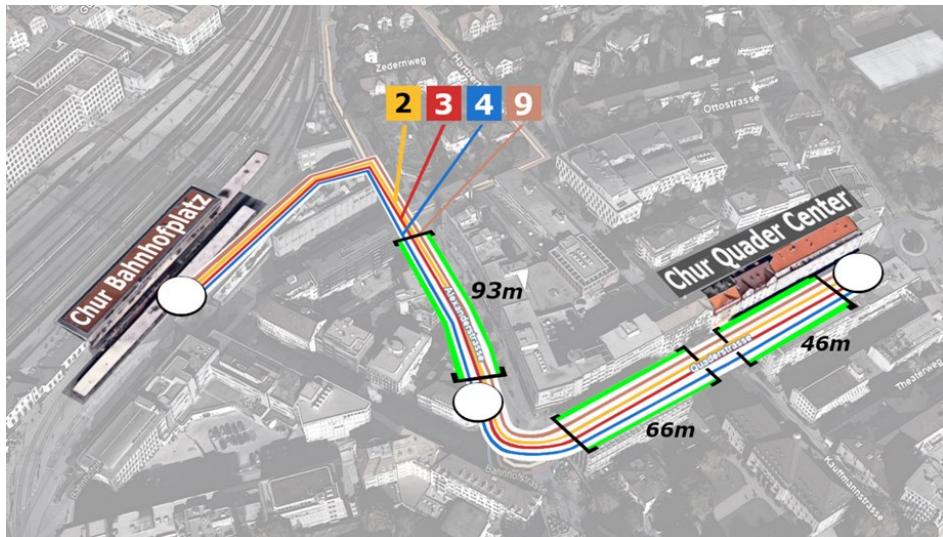


Abbildung 7: Streckenabschnitt Alexanderstrasse – Quaderstrasse.

Bei beiden ausgewählten Streckenabschnitten wurde in Bereichen, in denen Kreisverkehre, Ampelanlagen, Haltestellen, Zebrastreifen und Kreuzungen vorhanden sind, kein ERS installiert. Darüber hinaus wird von Brems- und Beschleunigungswegen von 10 Metern ausgegangen, auf welchen ebenfalls kein ERS verlegt wird, da für die Stromübertragung konstante Geschwindigkeiten nötig sind.

Für die Kosten-Nutzen-Analyse wurden die folgenden Parameter als Grundlage für die Berechnungen herangezogen:

- Geschwindigkeit: mindestens 20km/h
- Durchschnittliche Ladeleistung durch das ERS pro Fahrzeug: 280kW (oder 450kW)
- Maximale Ladeleistung vom ERS: 450kW
- Maximale Ladeleistung der Ladesäule im Depot: 150kW
- Kapazität der Fahrzeughalle: 150kWh – 550kWh

Ziele der Untersuchung waren:

- Identifikation der Schwellenwerte für wirtschaftliche Rentabilität der ERS-Installation
- Ermittlung der erforderlichen Streckenlänge basierend auf der Anzahl der Fahrzeuge, die diese Strecke befahren.
- Vergleich der Szenarien «reine Depotladung» mit ausschliesslicher Nutzung stationärer Ladesäulen ohne Einsatz des ERS und «Kombination aus Depotladung und dynamischem Laden mittels ERS» wobei das Fahrzeug über das ERS mit einer Laderate von 2C geladen wird. Die Depotladung dient ergänzend zur Bereitstellung des Energiebedarfs.

Für die wirtschaftliche Bewertung wurden folgende Kostenfaktoren berücksichtigt:

- Fahrzeuganpassungskosten: Für die Stromübertragung müssen am Fahrzeug Anpassungen vorgenommen und ein passender Stromabnehmer installiert werden.
- Bei der Betrachtung der Ladesäule werden die Material-, die Installations- (Capex) sowie die Wartungs-, und Stromkosten (Opex) berücksichtigt. Die Kosten für Ladesäulen im Depot können im Zusammenspiel mit einem ERS weniger Leistungsstark sein und sind somit günstiger.
- Die aus dem ERS bezogene Energie wird mit dem Strompreis multipliziert, wobei der Strompreis sämtliche nötigen Abgaben (Netznutzung, Leistungstarife) enthält.
- Die Infrastrukturkosten des ERS basieren auf den Angaben von ElonRoad und belaufen sich auf 0.799 Mio. CHF/km. Die Wartungskosten wurden mit 3.5% der Infrastrukturkosten angenommen. Laut Hersteller beträgt die Lebensdauer des Systems 20 Jahre.

Die Analyse untersuchte das Vorhandensein eines Break-even-Point, an dem die Kosten der Kombination aus Depotladung und dynamischem Laden, die der reinen Depotladung übersteigen. Anschliessend wurde untersucht, wie viel des Gesamtenergiebedarfs der Busse durch die elektrifizierte Strecke gedeckt werden kann, um die Auswirkungen auf die Depotladung zu analysieren. Ziel war es, die Netanzuschlussleistung des ERS zu berechnen und Potenziale zur Reduzierung der Depot-Anschlussleistung und der Kapazität eines allfällig zum Einsatz kommenden stationären Batteriespeichers zu identifizieren.

Abschliessend wurde ein Konzept für eine lokale PV-Energieversorgung entwickelt, welches den Energiebedarf des ERS deckt. Zur Optimierung der Energieversorgung des ERS wurde zusätzlich die Kombination der PV-Anlage mit einem lokalen Batteriespeicher untersucht, um Schwankungen in der Solarstromproduktion auszugleichen und eine konstante Energieversorgung des ERS sicherzustellen.

## 4. Ergebnisse

Die Ergebnisse und Grafiken der durchgeföhrten Analysen und Berechnungen werden in diesem Kapitel vorgestellt.

### 4.1 Bedarfsanalyse von Energie und Ladeleistung

█ Höhe [mÜM] █ Klimatisierung █ Nebenaggregate █ Fahren und Rekuperieren █ Streckenlänge

Abbildung 8 und Abbildung 9 zeigen am Beispiel eines kompletten Umlaufs der Linie 2 eine grafische Darstellung der Resultate der Bedarfsanalyse für Sommer- und Wintermonate. Die vertikalen Balken visualisieren den Energiebedarf zwischen zwei aufeinanderfolgenden Haltestellen, wobei die grauen Anteile durch die Fahrt, die blauen und orangen Anteile durch Klimatisierung und Nebenaggregate zu standekommen. Der grüne Bereich bildet die Topografie der Strecke und somit Höhenunterschiede ab. Topografische Begebenheiten haben den grössten Einfluss auf den Energieverbrauch. Negativen Werte treten in Abschnitten mit genügend grossem Gefälle auf, wo ein Energiegewinn durch Rekuperation möglich ist. Demgegenüber zeigen positive Werte einen Energieverbrauch durch Fahrten auf ebenem Gelände oder bei positiven Steigungen. Die blaue Linie ergänzt diese Darstellung und zeigt die jeweilige Streckenlänge zwischen den Haltepunkten. Die grauen Anteile des Energiebedarfs korrelieren primär mit der Streckenlänge und der Topografie.

Der Energiebedarf der Klimatisierung steigt im Winter deutlich an. Während der Verbrauch im Sommer entlang der Linie 2 bei etwa bei 3 kWh pro Umlauf liegt, erhöht er sich im Winter auf etwa 7.5 kWh pro Umlauf. Die Klimatisierung trägt somit vor allem im Winter erheblich zum Gesamtenergiebedarf bei, weshalb dieser saisonal schwankt und im Winter höher liegt.

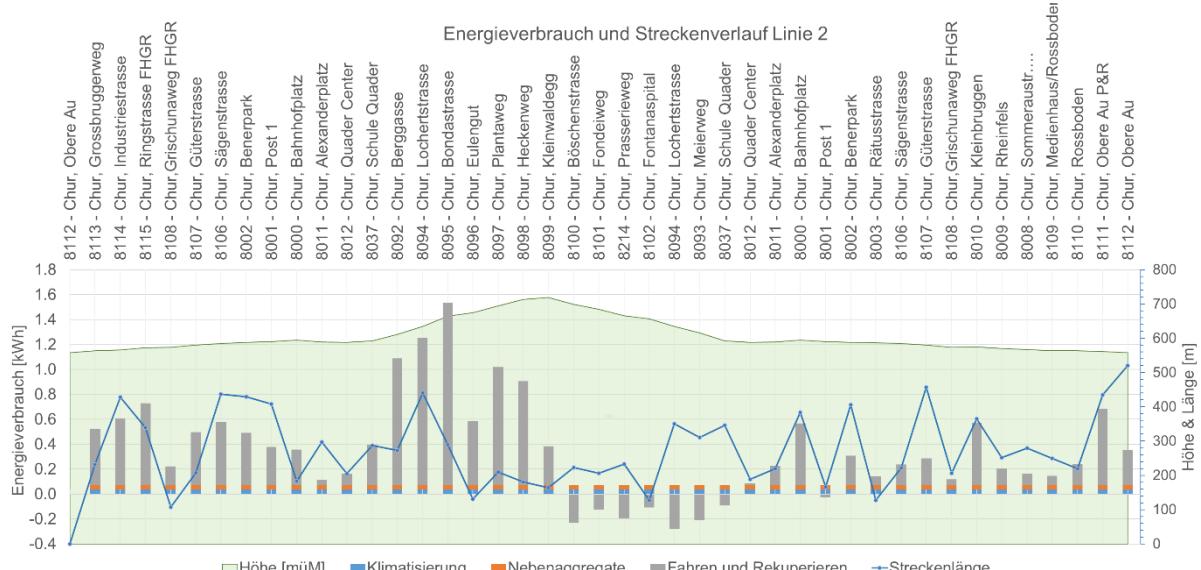


Abbildung 8: Darstellung des Energieverbrauchs pro Umlauf am Beispiel der Linie 2 im Sommer.

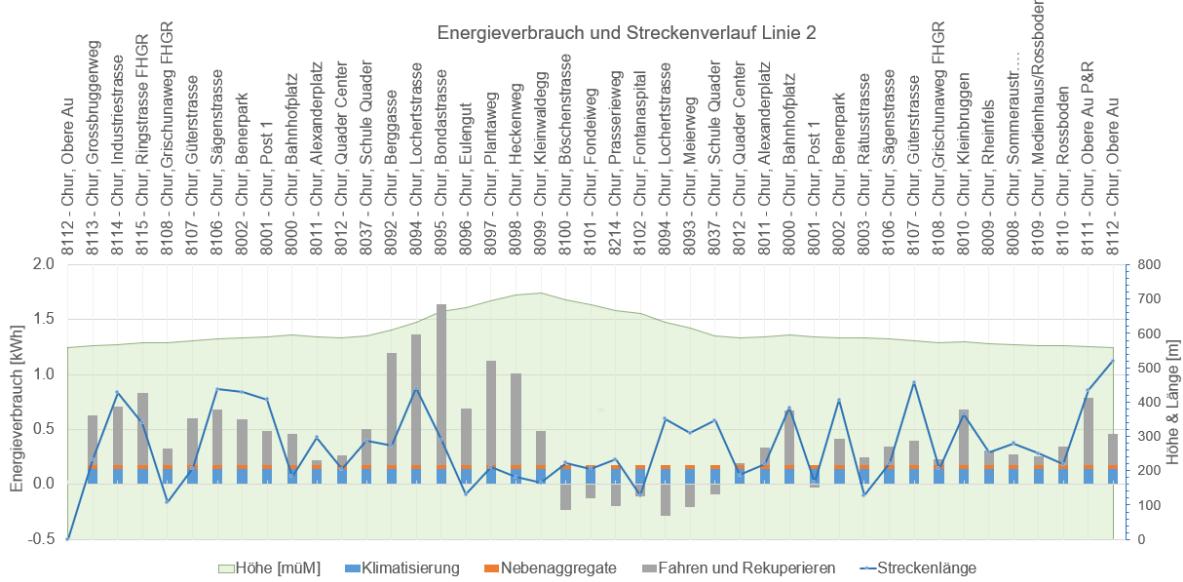


Abbildung 9: Darstellung des Energieverbrauches pro Umlauf am Beispiel der Linie 2 im Winter.

Abbildung 10 zeigt die Übersicht des Energiebedarfs über die gesamte Flotte. Aus der Anzahl Umläufe pro Tag ergibt sich für jede Linie der Gesamtenergiebedarf pro Tag. So ist es möglich, dass Linien mit energieintensiven Strecken nur wenig zum Tagesenergiebedarf beitragen, weil wenige Umläufe gefahren werden.

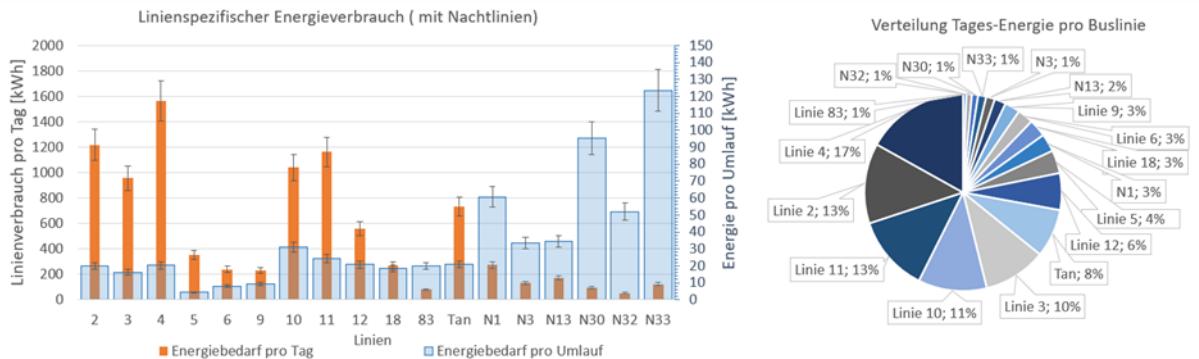


Abbildung 10: Linienspezifische Energieverbrauch und seine Tagesverteilung pro Buslinie.

Der Energiebedarf der Linien 2 und 4 beträgt pro Umlauf nur rund 20kWh. Bei einer Anzahl von 61 und 77 Umläufen pro Tag summiert sich der Gesamtenergieverbrauch auf über 1'200kWh, sodass diese Linien den grössten Teil zum Gesamtenergiebedarf beitragen. Hingegen hat die Nachtlinie 33 einen sehr hohen Energiebedarf pro Umlauf, da jedoch nur ein Umlauf pro Nacht gefahren wird, ist der prozentuale Anteil gering. Das Kuchendiagramm zeigt den Anteil der jeweiligen Linien zum Gesamtenergiebedarf. Die Linien 4, 2, 11 und 10 verursachen den grössten Teil des Tagesenergiebedarfs von etwa 54% respektive rund 5'000kWh, während Nachtlinien nur einen geringen Anteil von rund 900kWh beitragen. In Summe liegt der durchschnittliche, flottenweite Gesamtenergiebedarf an einem Wochentag mit Nachtlinienbetrieb in einem Bereich zwischen 9'9 MWh und 8'9 MWh. Die Bandbreite kommt durch die genannten saisonalen Effekte zustande. Für die Auslegung der Ladeinfrastruktur sollte jeweils mit dem Verbrauch der Wintermonate gerechnet werden.

Anhand der heutigen Umlaufpläne wurde der genaue Energiebedarf einzelner Fahrzeuge rekonstruiert und die Aufenthaltszeit im Depot berechnet. Abbildung 11 zeigt den Energieverbrauch der eingesetzten Fahrzeuge sowie die aus der verfügbaren Ladezeit resultierende Ladeleistung.

Der Energiebedarf der meisten Fahrzeuge liegt zwischen 240 und 420 kWh/Tag, wobei zwei Fahrzeuge bei über 600 kWh benötigen. Rot markierte Fahrzeuge haben nur eine kurze Aufenthaltszeit im Depot, da sie zusätzlich zum Tagesbetrieb auch für Nachtlinien vorgesehen sind. Entsprechend resultiert in

diesen Fällen eine sehr hohe Ladeleistung von rund 170 kW. Die übrigen Fahrzeuge (grün markiert) bedienen die Nachtlinien N30, N32, N13, N3 und N1 ohne übermässigen Leistungsbezug.

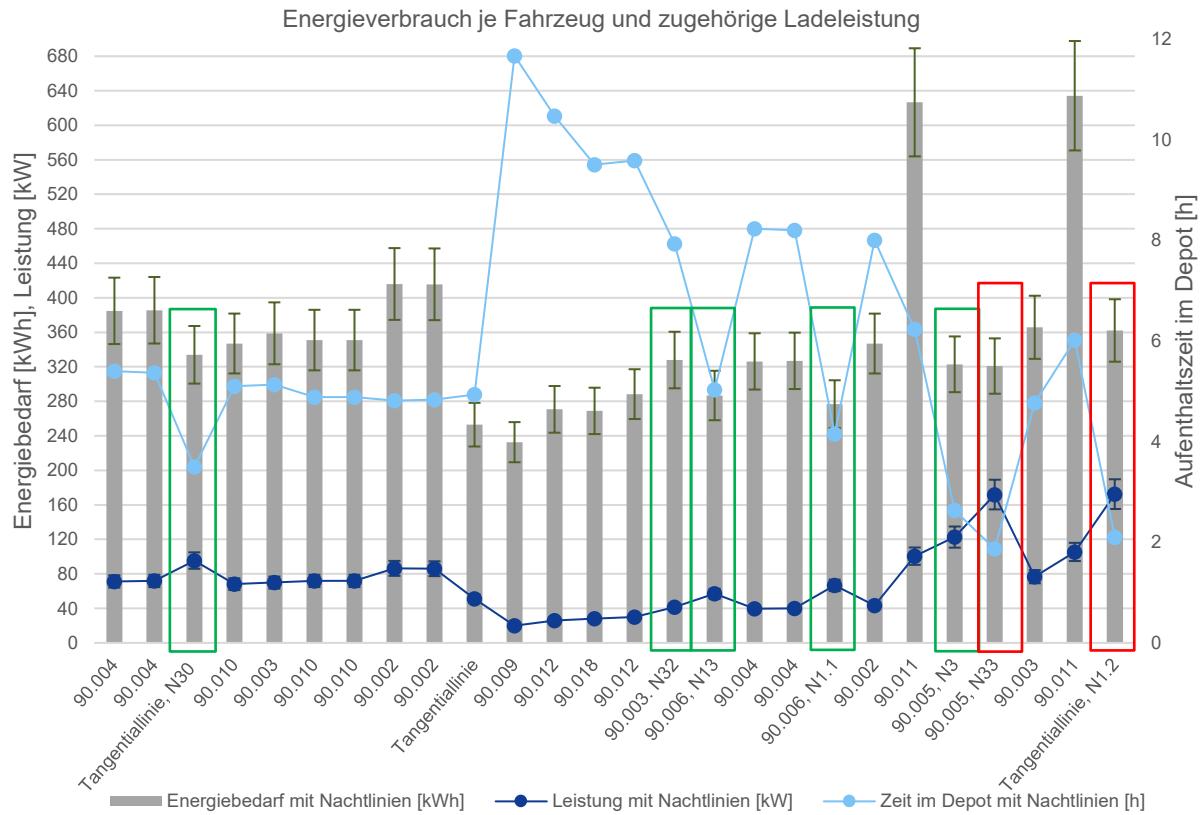


Abbildung 11: Energieverbrauch pro Fahrzeug und die daraus resultierende Ladeleistung. Grüne Markierungen: Solobusse, für Nachtlinien geeignet, Rote Markierungen: Wegen hohem Tagesenergiebedarf, für Nachtlinien wenig geeignet.

Ebenfalls auf Basis des Umlaufplans wurde der Verlauf des Leistungsbedarfs über den Tag ermittelt und in Abbildung 12 dargestellt. Ersichtlich ist die erste Welle an Depoteinfahrten ab 20 Uhr, zu welcher Zeit der Leistungsbedarf auf rund 400kW steigt. Die zweite Welle an Fahrzeugen kehrt gegen Mitternacht ins Depot zurück, gegen 04:00 Uhr morgens auch die Nachtlinien, worauf die Ladeleistung ihren Peak von 1'820kW erreicht. Unter Berücksichtigung der Verluste ist somit mit einem Netzanschluss von rund 2'000kW zu rechnen. Dieser Wert berücksichtigt noch keine Betrieblichen Unsicherheiten oder Optimierungen der Ladestrategie

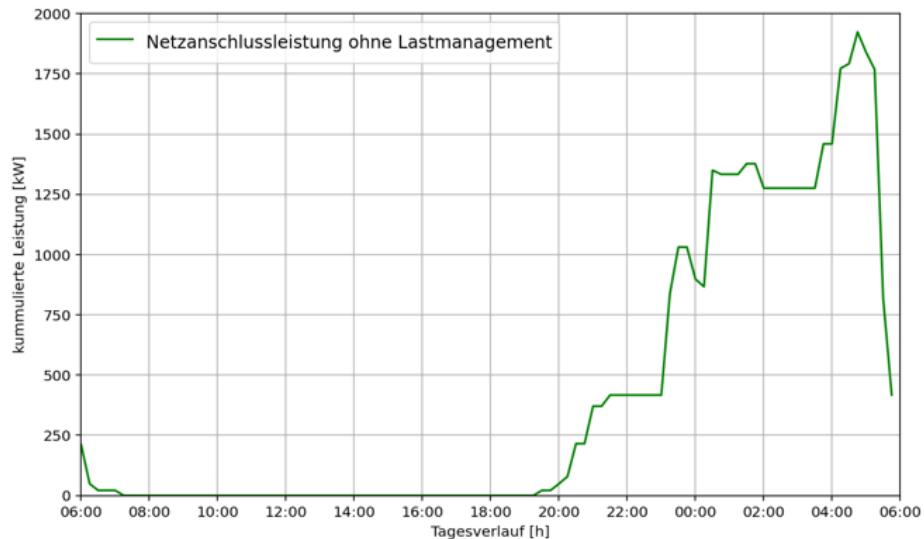


Abbildung 12: Benötigte Ladeleistung über den Tagesverlauf für einen Freitag mit Nachtlinienbetrieb.

Die Resultate der Monte-Carlo-Simulation sind in dargestellt. Fast alle Szenarien benötigen mindestens 2'000kW Netzanschlussleistung. Die Wahrscheinlichkeitsverteilung der 200'000 zufälligen Kombinationen möglicher Betriebsszenarien zeigt, dass in 80% der betrachteten Fälle eine Netzanschlussleistung unter 2'500kW ausreicht. Die Simulation wurde für Wintermonate durchgeführt.

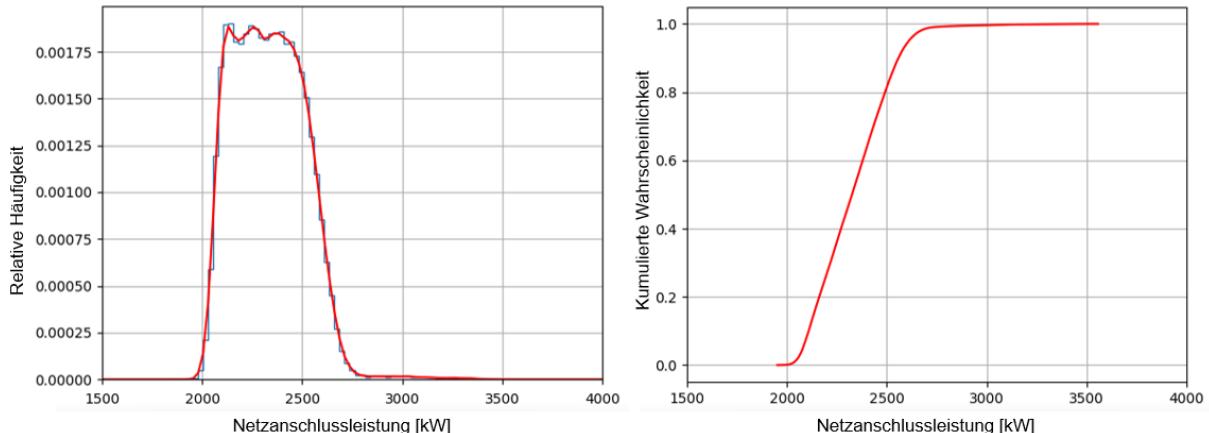


Abbildung 13: Ergebnisse aus Monte-Carlo-Simulation zur Festlegung der tatsächlich benötigten Anschlussleistung

#### 4.2 Ladeinfrastrukturkonzept und Ladestrategie

Basierend auf dem Leistungsbedarf der Fahrzeuge sind im Fall von Chur 30 Ladepunkte mit jeweils 150kW zu empfehlen. Für die Umrichter bieten sich entsprechend 15 Umrichter mit 300kW an.

Die Ladepunkte werden als Satelliten an der Hallendecke installiert, da auf Bodenebene der Platzbedarf gering und die Gefahr von Kollisionen gegeben ist. In Abhängigkeit des Herstellers variieren die Abmessungen von Satelliten (maximale Grösse: 600mm x 800mm x 300mm).

Abbildung 14 zeigt den Etappierungsplan für die Beschaffung der Ladeinfrastruktur basieren auf dem Beschaffungsplan der Fahrzeuge und ist somit gezielt auf die schrittweise Flottenumstellung ausgerichtet. Der Aufbau von Netztransformatoren zu je 1 MW ist in den Jahren 2026, 2030 und 2033 vorgesehen. Es ist sicherzustellen, dass die Kabelführungen so gestaltet werden, dass ein nachträgliches Einlegen weiterer Komponenten möglich ist. Die Installation von Umrichter-Schränken und Ladepunkten im Depot erfolgt parallel zur Flottenumstellung in den folgenden Schritten:

- 2026: Installation von 2 Umrichter mit jeweils 4 Ladepunkten.
- 2027: Erweiterung auf 4 Umrichter mit 4 zusätzlichen Ladepunkten.
- 2028: Es Ist keine Beschaffung vorgesehen.
- 2029: Es Ist keine Beschaffung vorgesehn.
- 2030: Erweiterung auf 5 Umrichter mit 2 zusätzlichen Ladepunkten
- In den Jahren von 2031 bis 2035 ist der Aufbau von zwei Umrichtern mit jeweils vier Ladepunkten pro Jahr geplant.

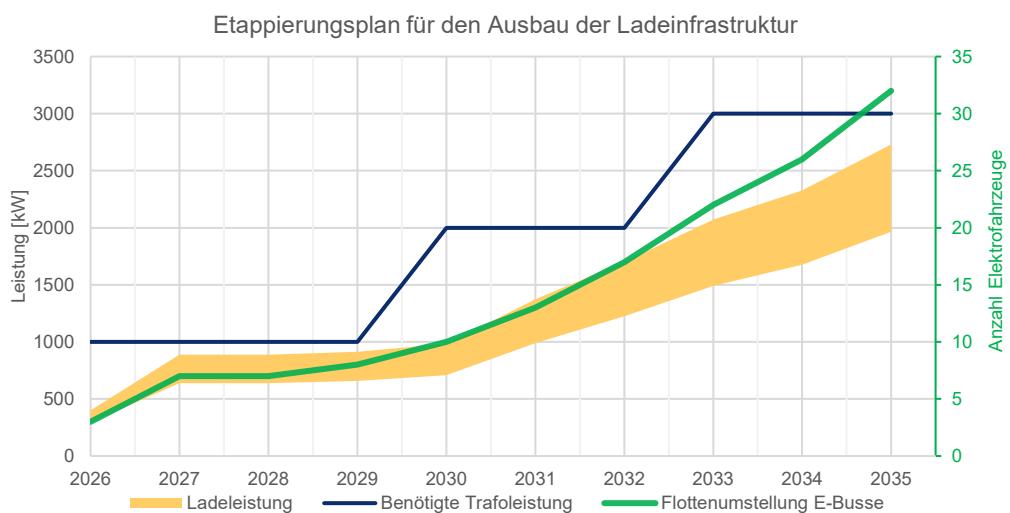


Abbildung 14: Etappierungsplan für den Ausbau der Ladeinfrastruktur.

Untersuchungen zu den Konzepten zur Verringerung der Leistungsspitzen haben ergeben, dass mit einem Lastmanagement die Spitzenleitungen, welche für gewöhnlich früh morgens auftreten, um bis zu 28% reduziert werden können. Wird zusätzlich eine Pufferbatterie mit einer Kapazität von 1'400kWh installiert, so kann die benötigte Leistung um weitere 23% reduziert werden und liegt noch bei rund 1'000kW.

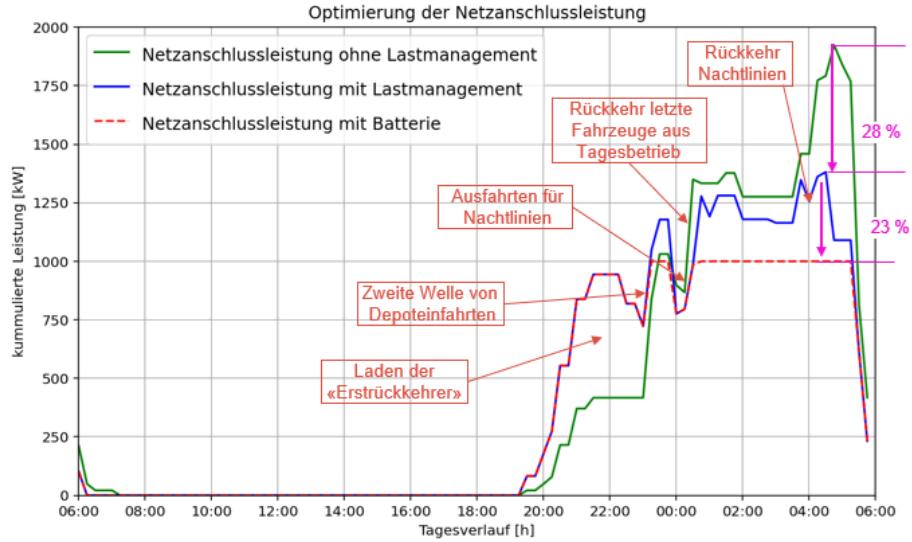


Abbildung 15: Optimierung der Netzan schlussleistung durch ein Lastmanagement und einen stationären Batteriespeicher.

Die auf dem Dach konzipierte PV-Anlage erzeugt mit optimaler Ausrichtung während des Tages (im Juni, bester Monat) eine Peak-Abgabeleistung von 88kW und rund 870 kWh pro Tag. In Wintermonaten verringert sich die Energie auf etwa 100 kWh pro Tag. macht deutlich, dass sich eine PV-Anlage ausschliesslich in Kombination mit einer Pufferbatterie lohnt (Mindestgrösse rund 1'000kWh), da ein Grossteil der Energiemenge während der Tageszeit anfällt, die Fahrzeugladungen aber in der Nacht stattfinden.

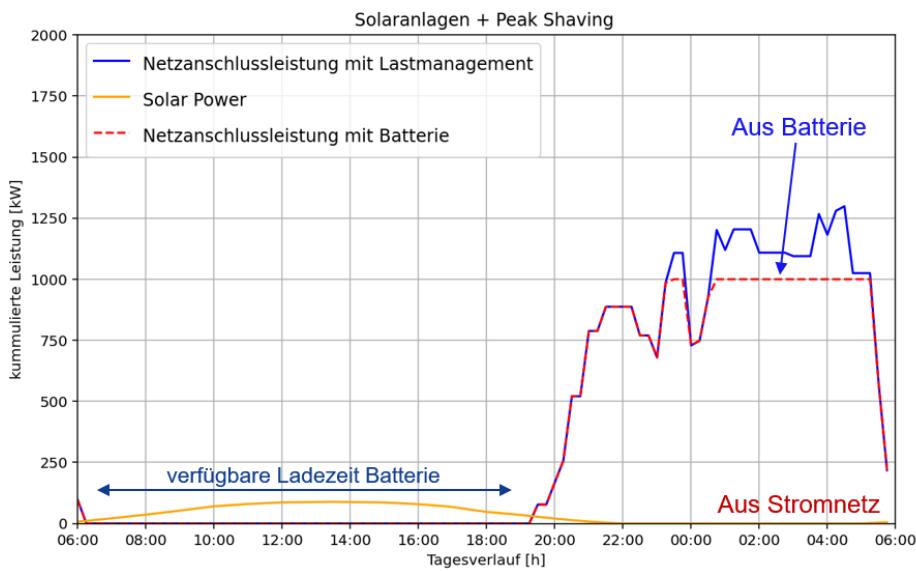


Abbildung 16: Optimierung der Netzan schlussleistung durch ein Lastmanagement, ein stationäre Batteriespeicher und Solaranlage.

Abbildung 17 zeigt die durchschnittliche tägliche Stromproduktion für jeden Monat des Jahres [5]. Die Simulation ergab eine geschätzte Gesamtproduktion von 5'769kWh pro Jahr. Dabei ist erkennbar, dass die höchsten täglichen Erträge im Juni erzielt werden, mit einer Spitzenproduktion von bis zu 873 kWh pro Tag.

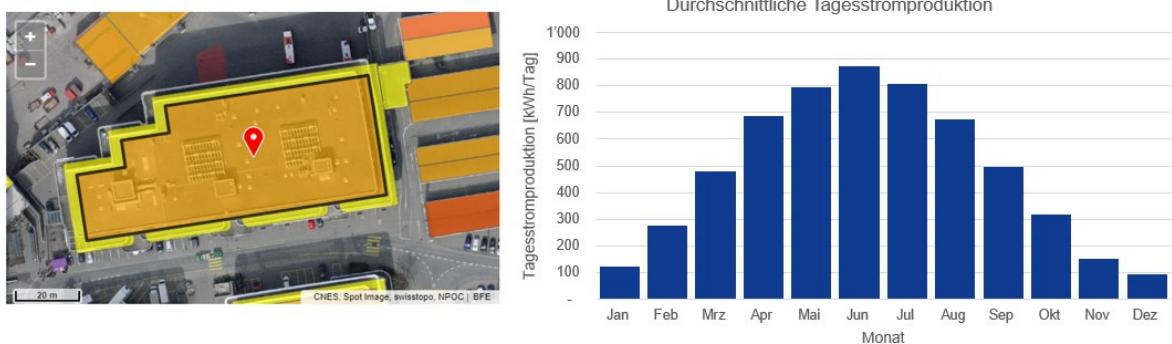


Abbildung 17: Darstellung der verfügbaren Dachfläche für die Solaranlage (A) und durchschnittliche tägliche Stromproduktion der Solaranlage im Jahresverlauf (B).

#### 4.3 Konzipierung und Kühlanalyse des Trafo- und Umrichterraums

Abbildung 18 zeigt das entwickelte Raumkonzept. Es besteht aus einem Raum für die 3 Transformatoren ( $40 \text{ m}^2$ ), einem Raum für die Niederspannungsverteilung sowie aus drei Umrichterräumen, in welchen jeweils eine unterschiedliche Anzahl an Umrichtern und ein Kühlaggregat untergebracht sind. Die unterschiedlichen Anordnungen können Anhand der Simulationen miteinander verglichen werden. Die summierte Fläche der drei Umrichterräume beträgt rund  $66 \text{ m}^2$  bei einer Raumhöhe von 2.75 m.

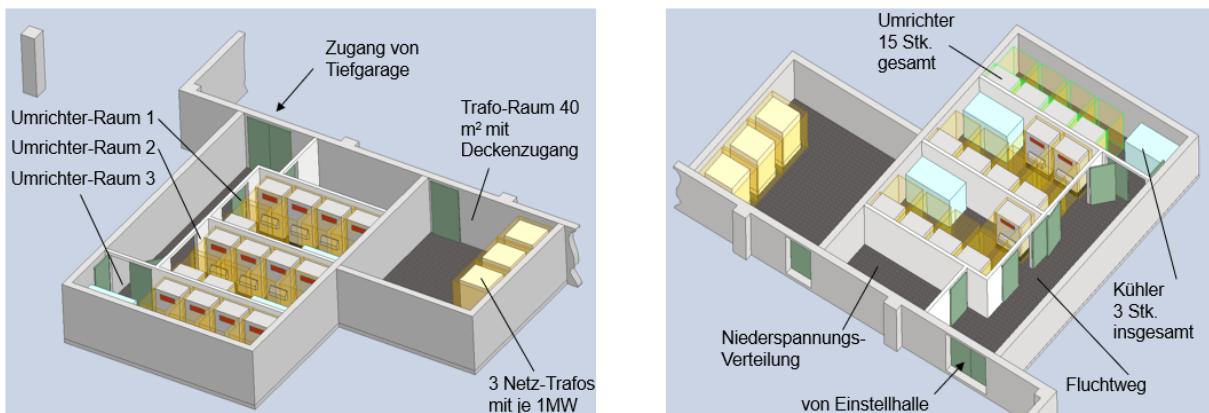


Abbildung 18: Konzeptdarstellung der Räumlichkeiten für die Unterbringung der Trafos und der Umrichter

Abbildung 19 zeigt die Ergebnisse der CFD-Simulation für alle drei Raumkonzepte. Dargestellt ist die Temperaturverteilung auf Höhe der Umrichter-Ansaugöffnungen. Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass lediglich die Anordnung gemäss Raum 3 die Anforderungen an die Kühllufttemperatur erfüllen, welche auf Höhe der Umrichteransaugöffnung weniger als  $40^\circ\text{C}$  betragen sollte.

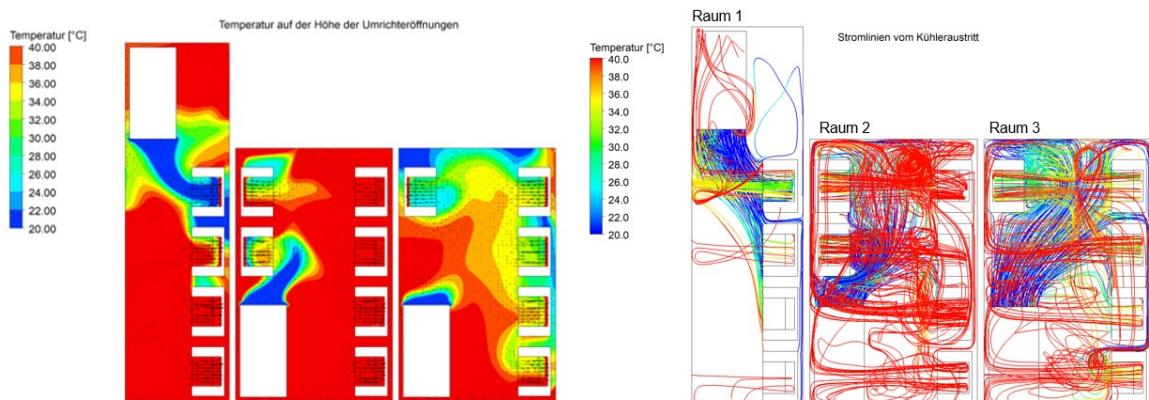


Abbildung 19: Simulation der stationären Wärmeverteilung auf Höhe der Frischluft-Ansaugöffnungen der Umrichter (links), Stromlinien der Kühlaggregatströmung (rechts).

#### 4.4 Capex und Opex der Ladeinfrastruktur

Die Ergebnisse der Kostenabschätzung und die Aufteilung für die Beschaffung und den Betrieb der Ladeinfrastruktur sind in Abbildung 20 dargestellt.

Die Investitionskosten beinhalten alle einmaligen Ausgaben, die für den Aufbau der Ladeinfrastruktur erforderlich sind, einschliesslich den Umrichtern, den 30 Ladepunkten sowie sämtliche Installationskosten und zusätzlich benötigte Infrastruktur Kühlaggregate oder Kabel. Die Investitionskosten setzen sich wie folgt zusammen:

- **Ladeinfrastruktur:** Der grösste Anteil der Investitionskosten entfällt auf die Ladeinfrastruktur je mit einer Leistung von 150kW, die insgesamt ca. 1.5 Mio. CHF ausmachen. Die Kosten variieren je nach Ausstattung, Leistung und Funktionen der Ladegeräte.
- **Installation:** Die Installation der Ladegeräte, einschliesslich der dazugehörigen Verkabelung und des Fundaments, beläuft sich auf ca. 0.5 Mio. CHF. Diese Ausgaben decken die physische Montage, sowie die Anbindung Bis zum Trafo ab.
- **Kühlung:** Um die Abwärme aus dem Laderaum abzuleiten und eine optimale Betriebstemperatur der Systeme sicherzustellen, ist eine Kühlungsinfrastruktur erforderlich, deren Kosten ca. 0.25 Mio. CHF betragen.
- **Netzanschlusskosten:** Sie umfassen alle einmaligen Kosten, die für die Anbindung der Ladeinfrastruktur an das Stromnetz erforderlich sind. Und belaufen sich in diesem Fall auf ca. 0.6 Mio CHF. Dazu gehören:
  - Netzkostenbeitrag: Dieser Beitrag deckt die Kosten für die Anbindung an das bestehende Stromnetz ab.
  - Netzanschlussbeitrag: Diese Kosten werden direkt vom Energieversorger für die Bereitstellung des Netzanschlusses erhoben.

Insgesamt belaufen sich die Investitionskosten auf etwa 2.33 Mio. CHF, wobei die Ladeinfrastruktur den grössten Kostenanteil ausmachen.

Die Betriebskosten beziehen sich auf die laufenden, wiederkehrenden Ausgaben für den Betrieb der Ladeinfrastruktur im regulären Linienbetrieb. Hierbei werden Wartungskosten, mögliche Lizenzkosten sowie eine jährliche Inflationsrate von 2% berücksichtigt.

- **Wartung:** Ein wesentlicher Anteil der Betriebskosten entfällt auf die regelmässige Wartung der Ladeinfrastruktur. Dazu gehören Inspektionen, Reparaturen, der Austausch von Verschleissteilen sowie Softwarewartung für die Ladestationen. Ebenfalls wird die Wartung des Lade- und Energiemanagementsystem, der Kühlwanlage und des Umrichters berücksichtigt.
- **Peripherie:** Zusätzlich entstehen weitere Kosten für die Peripherie, wie z. B. der Stromverbrauch der Kühlung. Zudem können Lizenzkosten für das Lade- und Energiemanagementsystem anfallen.

Über die erwartete Betriebsdauer von 20 Jahren entstehen Betriebskosten von etwa 2.36 Mio. CHF.

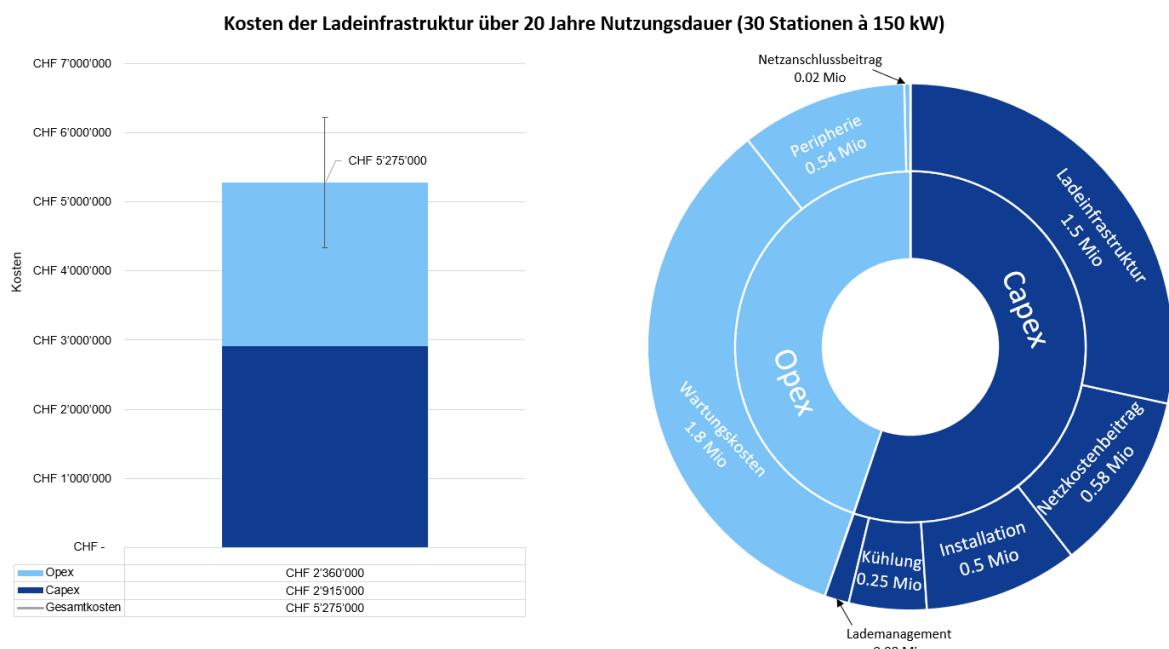


Abbildung 20: Zusammenstellung der Capex & Opex für die Ladeinfrastruktur.

#### 4.5 Konzept für dynamisches Laden

Abbildung 21 zeigt die Resultate der Kosten-Nutzen-Analyse für das ERS auf der Strecke «Stadthalle – Kalchbühl». Dargestellt sind die täglichen Kosten für das Konzept «ERS mit Depotladung» und «nur Depotladung», wobei verschiedene Energiebezugsmengen und verschiedene Umlaufzahlen verglichen werden. Auf der x-Achse sind die verschiedenen Szenarien mit zwei Parametern dargestellt: Der obere Wert gibt die Anzahl der Umläufe pro Tag an, während der untere Wert den täglichen Energiebedarf in kWh/Tag beschreibt.

Es wird klar, dass unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Betriebskosten eine Wirtschaftlichkeit des dynamischen Ladens nicht erreicht werden kann. Bei einem Tagesenergiebedarf von rund 2800 kWh (lediglich Fahrzeuge, welche das ERS benutzen) mit den vorhandenen 108 Umläufen fällt die reine Depotladung günstiger aus. Eine Rentabilität des ERS ist somit nicht gegeben.

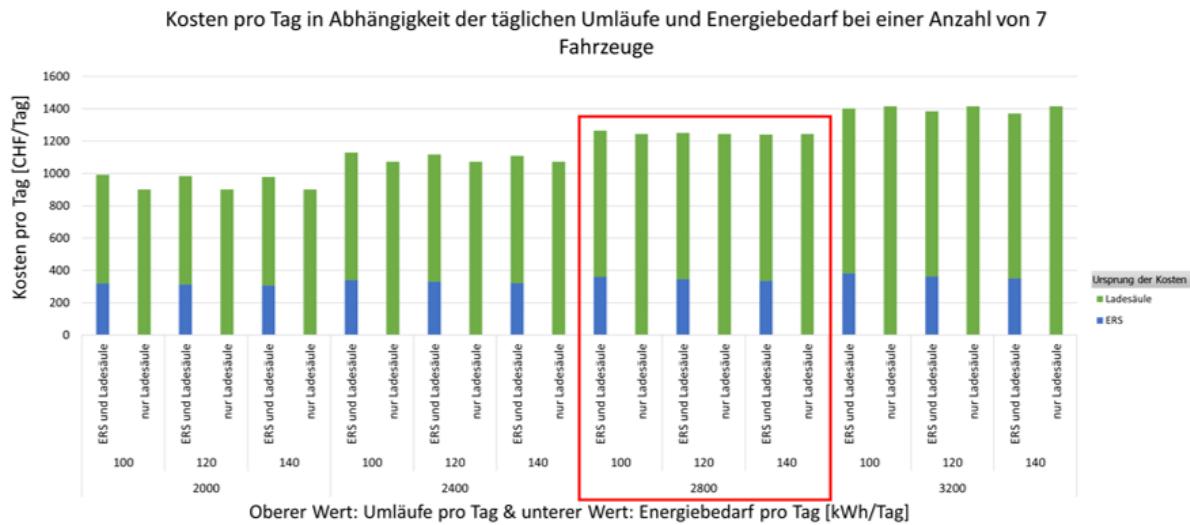


Abbildung 21: Kosten-Nutzen-Analyse für die Strecke Stadthalle – Kalchbühl.

Die in der Abbildung rot markierten Szenarien zeigen die Kostenentwicklung bei einem konstanten Energiebedarf von 2'800kWh in Abhängigkeit von der Umlaufzahl. Während ERS bei 100 Umläufen noch keine wirtschaftlichen Vorteile bietet, verbessert sich die Rentabilität ab 120 Umläufen.

Die Analyse der Energieverteilung für die Linien 10, 11 und 12 sowie die ERS-Strecke, auf denen ausschliesslich Gelenkbusse verkehren, unterstreicht die zentrale Bedeutung des ERS für den täglichen Betrieb. Ein Gelenkbus kann während eines Umlaufs auf einer ERS-Länge von 745 Metern 15.9kWh mit einer Leistungsabgabe von 450kW aufnehmen.

Auf einer Strecke von 745 Metern wird ein Energiebezug von 1'727kWh für den Betrieb von 7 Gelenkbussen gedeckt, entsprechend den 108 betrachteten Umläufen.

Abbildung 22 zeigt, dass bei einigen Fahrzeugen der Grossteil der täglichen Energie durch das ERS bereitgestellt werden kann, was die potenzielle Entlastung der Depotladung verdeutlicht.

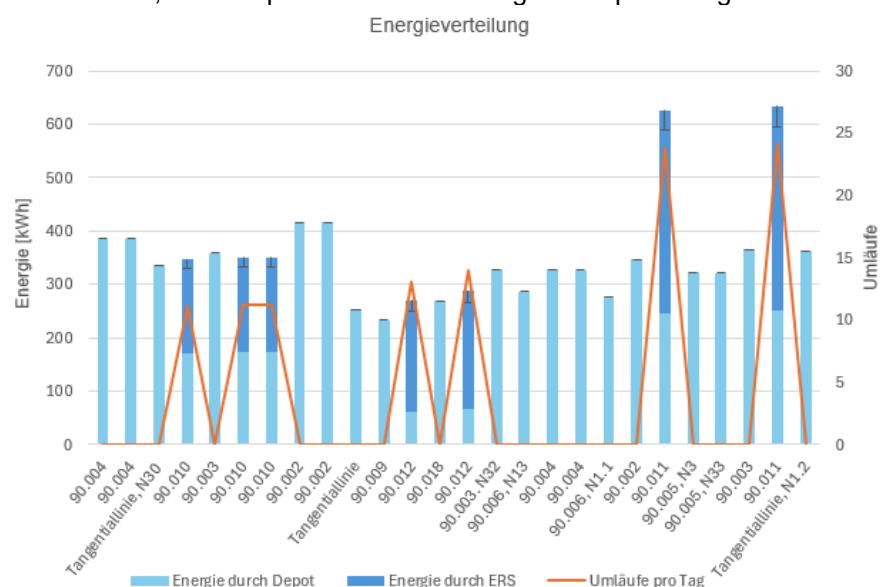


Abbildung 22: Verteilung des Energiebezugs zwischen ERS und Depotladung auf der Strecke «Stadthalle – Kalchbühl»

Da auf diesem Streckenabschnitt keine geeignete Örtlichkeit für die lokale Energieversorgung mittels Photovoltaikanlage identifiziert werden konnte, wird das ERS direkt über das Stromnetz versorgt.

Abbildung 23 zeigt, dass auf der Strecke «Alexanderstrasse – Quaderstrasse» bei über 200 Umläufen pro Tag und einem Gesamtenergiebedarf von über 5'000kWh eine Kombination aus ERS und Depotladung einen wirtschaftlichen Vorteil gegenüber reiner Depotladung bietet. Bei einem Energiebedarf von 2'000kWh besteht kein Bedarf an einer elektrifizierten Strasse (ERS), da selbst die kleinste Batteriekapazität ausreicht, um diesen Bedarf zu decken.

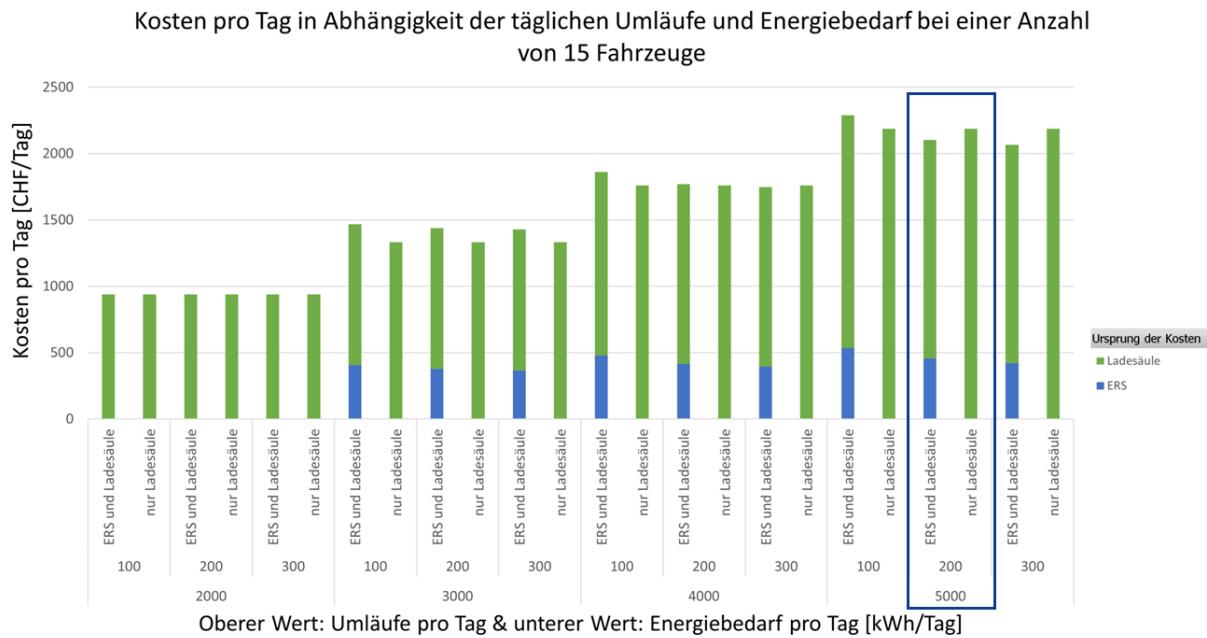


Abbildung 23: Kosten-Nutzen-Analyse für die Strecke Alexanderstrasse – Quaderstrasse.

Die Situation gestaltet sich bei einem Energiebedarf von 3'000kWh anders: Je geringer die Anzahl der Umläufe, desto länger muss die Strecke elektrifiziert werden, um die Anforderungen zu erfüllen. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass mit einer höheren Anzahl an Umläufen die Länge der benötigten Strecke reduziert werden kann, was eine wirtschaftlichere Lösung ermöglicht. Das ERS wird umso wirtschaftlicher, je grösser die Anzahl der Umläufe und je höher der Energiebedarf ist. Jedoch ergibt die Berechnung, dass zum Erreichen der Wirtschaftlichkeit eine Streckenlänge von 900m nötig ist (Abbildung 24 Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.).

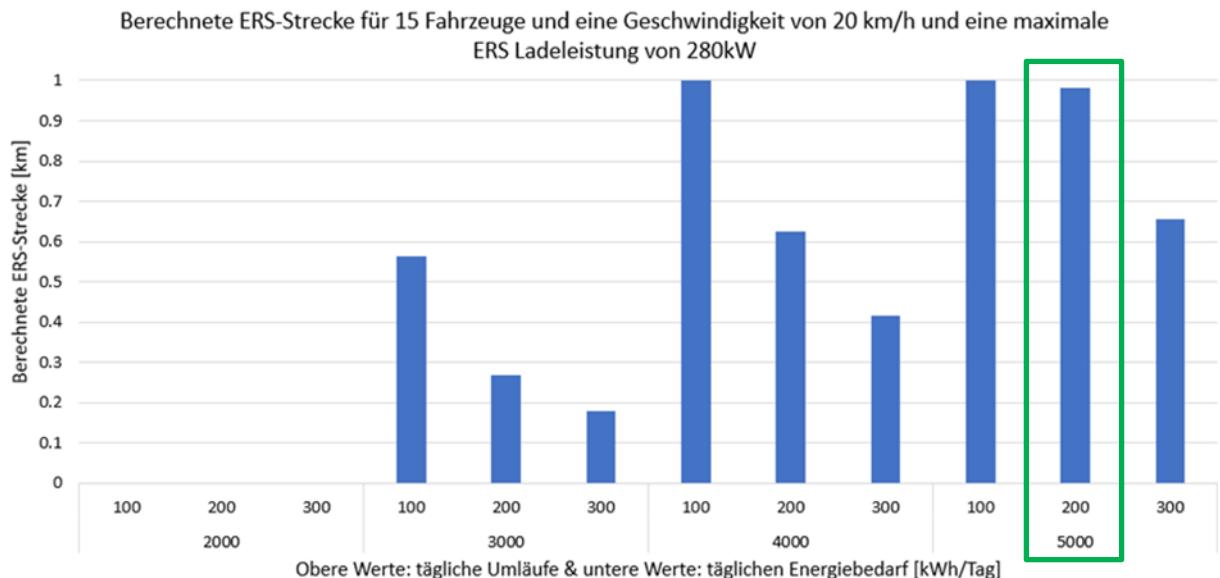


Abbildung 24: Berechnete ERS-Strecke für 15 Fahrzeuge.

Abbildung 25 zeigt die mögliche Einsparung bei der Grösse der Fahrzeugbatterie. Es konnte festgestellt werden, dass sich mit steigendem täglichem Energiebedarf auch die erforderliche Batteriekapazität signifikant erhöht. Dieser Zusammenhang ist insbesondere bei Szenarien mit hohen Energiebedarfen (z. B. 5'000 kWh/Tag) evident, da in diesem Fall eine grössere Menge an Energie für die täglichen Fahrten gespeichert werden muss. Demgegenüber steht eine Reduktion der erforderlichen Batteriekapazität bei einer höheren Anzahl täglicher Umläufe. Dieser Effekt ist auf die effizientere Nutzung von ERS und Ladesäulen bei häufigeren Umläufen zurückzuführen. In der Konsequenz verringert sich der Bedarf an gross dimensionierten Batterien, da der Energieverbrauch gleichmässiger auf die Umläufe verteilt wird.

Die Kombination von Depotladung und dynamischem Laden ermöglicht eine Reduktion der Batteriekapazität um 40 % bei 15 Bussen. Diese Reduktion stellt jedoch eine technische Herausforderung dar, da die Busse mit kleineren Batterien ausgestattet werden müssen. Darüber hinaus ist eine klare Definition der Strecken, auf denen das Laden erfolgt, erforderlich, sowie eine Begrenzung der Anzahl der Fahrzeuge, die auf einer bestimmten Strecke gleichzeitig unterwegs sein dürfen.

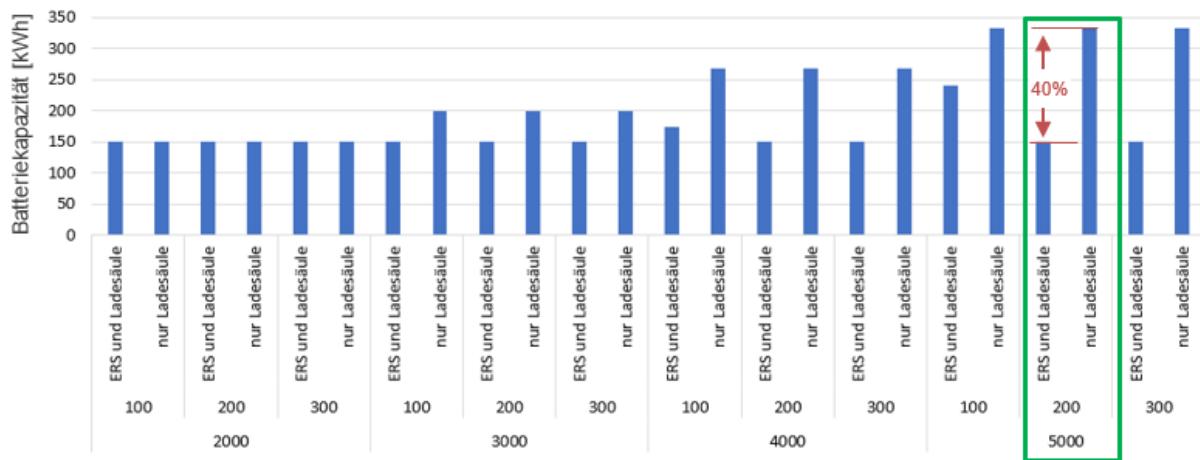


Abbildung 25: Erforderliche Batteriekapazität mit und ohne ERS in Abhängigkeit von Umlaufanzahl und täglichem Energiebedarf.

Da sich im Durchschnitt mehr als ein Fahrzeug gleichzeitig auf dem ERS befindet, beträgt die durchschnittliche Ladeleistung pro Fahrzeug 280kW, wobei pro Umlauf 5.4kWh und pro Tag gesamt 1'255kWh geladen werden.

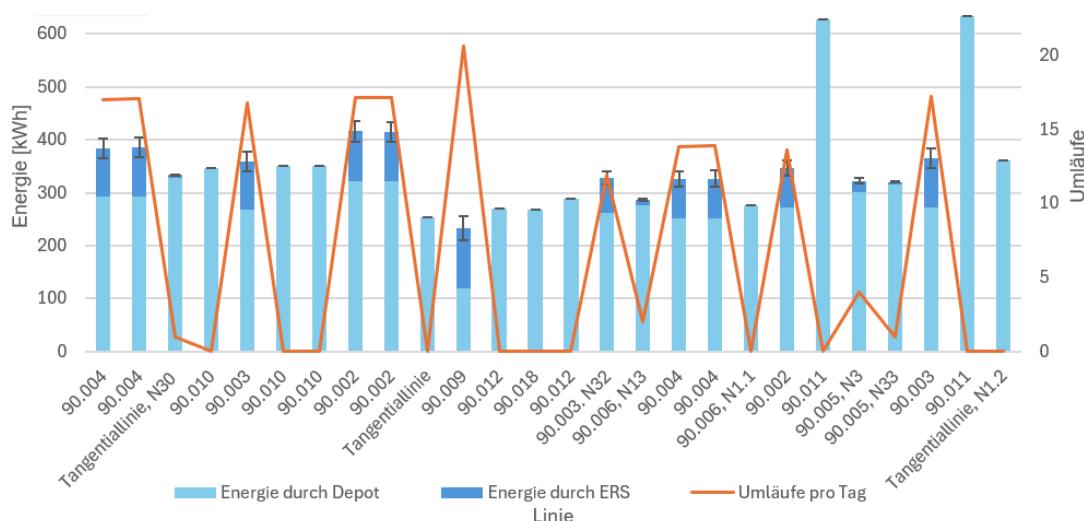


Abbildung 26: Verteilung des Energiebezugs zwischen ERS und Depotladung auf der Strecke «Alexanderstrasse - Quaderstrasse»

Als beste Örtlichkeit für die lokale Energieversorgung wurde das Dach der Haltestelle am Busbahnhof Chur aufgrund seiner zentralen Lade und grossen Fläche ausgewählt. Unter Einhaltung eines Belegungsfaktors von 90% ergibt sich eine nutzbare Fläche von 799 m<sup>2</sup>. Die Kosten sowie die Wartungsaufwendungen wurden durch [6] bewertet. Die maximale Tagesstromproduktion der Anlage liegt im Juni bei 730kWh (Abbildung 27).

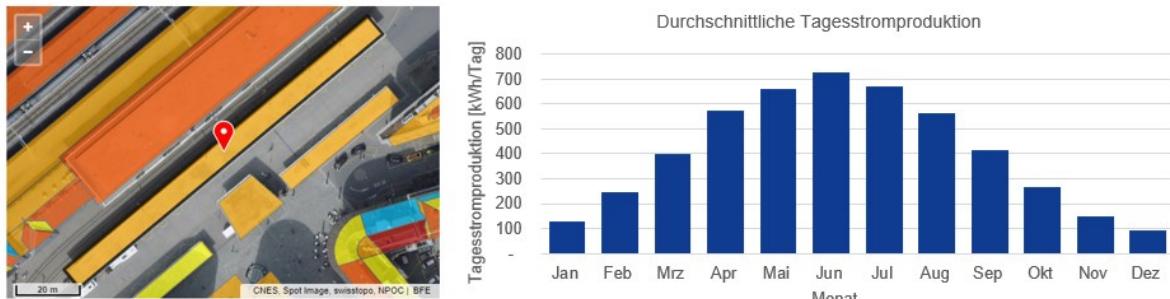


Abbildung 27: Darstellung der verfügbaren Dachfläche für die Energieversorgung ERS mittels Solaranlage (A) und durchschnittliche tägliche Stromproduktion der Solaranlage im Jahresverlauf (B).

Die Kostenanalyse zeigt ein Kostenminimum für die lokale Energieversorgung, wenn die Solaranlage zusammen mit einem lokalen Batteriespeicher mit rund 1'000kWh errichtet wird (Abbildung 28).

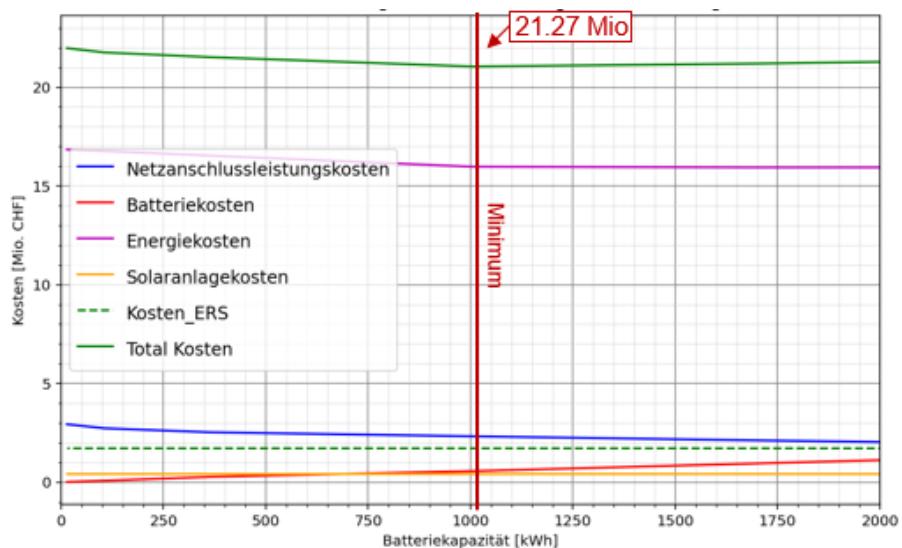


Abbildung 28: Kostenübersicht über eine Nutzungsdauer von 20 Jahren für den Netzanschluss mit Lastmanagement, stationärem Batteriespeicher, dynamischem Laden und Solaranlage

## 5. Diskussion

### 5.1 Bedarfsanalyse von Energie und Ladeleistung

Grundsätzlich ist der Energiebedarf der einzelnen Fahrzeuge (240-420 kWh pro Tag) mit den heute am Markt erhältlichen Fahrzeugen, respektive mit deren Batteriekapazität bewältigbar. So sind heute bereits Fahrzeuge mit 800kWh Kapazität erhältlich. Die meisten Fahrzeuge können ihren Betrieb ohne übermässigen Energie- oder Leistungsbezug sicherstellen. Allerdings gibt es zwei Ausnahmen, die spezifische Anpassungen im Rahmen der Umstellung auf Elektrofahrzeuge erfordern.

Der Energiebedarf der Fahrzeuge für Linie 11 liegt mit über 600kWh pro Tag deutlich höher und bildet somit die Ausnahme. Hier wird der Betrieb mit lediglich zwei Fahrzeugen knapp, da im Lauf der Jahre ein Verlust der Batteriekapazität eintritt. Ebenfalls zu beachten ist die Empfehlung, den State of Charge (SoC) der Batterien jeweils zwischen 10% und 90% zu halten, die Batterien also weder ganz voll zu laden noch vollständig zu entladen. Diese Handhabung wirkt sich langzeitig positiv auf den State of Health (SoH, Gesundheitszustand) der Batterie aus. Dem Umstand mit dem hohen Energiebedarf der Linie 11 kann mit mehreren Möglichkeiten begegnet werden. So kann ein zusätzliches Fahrzeug die Linie entlasten oder die Anzahl der Umläufe pro Fahrzeug etwas reduziert werden. Beispielsweise sinkt der Energiebedarf durch die Reduktion um zwei Umläufe bereits um 60kWh.

Die beiden Fahrzeuge, welche in Abbildung 11 rot markiert sind, benötigen eine Ladeleistung von über 170kW, was wegen des langen Tageseinsatzes und dem anschliessenden Nachtlinieneinsatz zusteht kommt. So bleibt nur wenig Ladezeit im Depot. Ein solch hoher Leistungsbedarf führt bei der Rückkehr der betroffenen Fahrzeuge zu einem erhöhten Leistungsbedarf und schränkt die Flexibilität ein. Auch liegt die Leistung über dem gängigen Wert von 150kW, welchen viele Ladepunkte liefern können. Darüber werden wassergekühlte Kabel nötig, was zu Mehraufwänden und -investitionen führt.

Auch hier kann die Situation entschärft werden, indem andere 12-m-Standardbusse mit tieferem Tagesenergiebedarf für die Nachlinie eingesetzt werden. Aus energietechnischer Sicht sind mehrere dafür geeignet (grün markiert in Abbildung 9). Durch den gezielten Einsatz von Fahrzeugen mit längeren Depotzeiten sowie die strategische Integration von Reservefahrzeugen kann die Ladeleistung zeitlich verteilt und eine übermässige Belastung der Infrastruktur vermieden werden. Ergänzend ermöglicht ein intelligentes Lademanagementsystem die dynamische Steuerung der Ladeprozesse, wodurch eine optimale Balance zwischen betrieblicher Verfügbarkeit und netztechnischen Anforderungen erzielt wird. Das Ziel sollte sein, den durchschnittlichen Leistungsbedarf der Fahrzeuge möglichst zu egalisieren.

Die Monte-Carlo-Simulation zeigt auf, dass mit einer Anschlussleistung von 2'500kW 80% der auftretenden Szenarien abgedeckt werden können. Dazu muss gesagt werden, dass sich diese Bewertung auf Ausnahmefälle und Unsicherheiten, sprich die in der Simulation definierten Szenarien und deren Eintrittswahrscheinlichkeit bezieht. Wie in Kapitel 4.1 ausgeführt, kann der Leistungsbedarf im Regelbetrieb durch Massnahmen wie Lastmanagementsysteme oder Batteriespeicher deutlich reduziert werden. Schlussendlich liegt es im Ermessen des Betreibers, wie viele Unsicherheiten abgefangen werden sollen und wie robust das System ausgelegt werden soll. Im Fall von Chur Bus ist eine Anschlussleistung von 2'500kW zu empfehlen, höhere Leistungen führen zum heutigen Stand zu einem überdimensionierten System. Unter Einbezug zukünftiger Flottenerweiterungen ist es jedoch sinnvoll, entsprechende Ausbaumöglichkeiten vorzusehen.

### 5.2 Ladeinfrastrukturkonzept und Ladestrategie

Die Frage, welche Leistung pro Ladepunkt und pro Fahrzeug denn nun benötigt wird, wird häufig diskutiert. Grundsätzlich errechnet sich die minimal benötigte Ladeleistung für jedes Fahrzeug aus dem Quotienten des täglichen Energiebedarfes und der verfügbaren Ladezeit, wie in Abbildung 11 dargestellt. Werden die Satelliten im Depot entsprechend dieser minimal benötigten Leistung dimensioniert, ergeben sich daraus mehrere Konsequenzen.

Da die Ladeleistung der Satelliten unterschiedlich ist, muss mit dieser Strategie ein linienabhängiger Einstellplan eingehalten werden. Dies bedeutet, dass die Fahrzeuge entsprechend ihrer während des Tages bedienten Linie einer Ladesäule mit passender Leistung zugeordnet werden. Da die Fahrzeuge nicht jeden Tag auf denselben Linie fahren, stehen die Fahrzeuge jeden Abend auf einem anderen Platz. Diese Einstellordnung muss geplant und kontrolliert werden.

Zum anderen wird eine minimal dimensionierte Infrastruktur zum Flaschenhals, wenn ein Lademanagementsystem zur Optimierung der Ladeleistung eingesetzt wird. Solche Systeme bedürfen einer gewissen Flexibilität hinsichtlich der auf die Fahrzeuge verteilten Leistung. Das Ziel des Lademanagements ist es sicherzustellen, dass zu einer definierten Zeit alle angeschlossenen Fahrzeuge vollgeladen sind,

und gleichzeitig Lastspitzen zu minimieren. Dies kann nur umgesetzt werden, wenn Fahrzeuge mit hohem Energiebedarf zur richtigen Zeit mit hoher Leistung geladen werden können, insbesondere wenn nur kurze Ladezeiten verfügbar sind.

Für maximale betriebliche Flexibilität ist es deshalb sinnvoll, pro Fahrzeug eine Ladeleistung von 150kW einzurichten. Dies hat nicht zum Zweck, dass jeder Ladepunkt 150kW bezieht, also mit 26 aufzuladenden Fahrzeugen insgesamt 3'900kW vom Netz gezogen werden. Die Auslegung des Netzanschlusses und die Anzahl der installierten Trafos bestimmen nach wie vor die maximale Leistung. Der Hintergrund der Empfehlung ist vielmehr, die nötige Flexibilität in der Parkordnung und beim Lademanagement zu wahren, sodass Lastspitzen minimiert und so leistungsabhängige Tarife bei den Energiekosten eingespart werden können. Zudem kann bei unvorhergesehenen Engpässen unkompliziert mehr Leistung bereitgestellt werden.

Wie in Abbildung 14 dargestellt, ist es empfehlenswert, die Ladeinfrastruktur etappenweise zu beschaffen. Dies ermöglicht Anpassungen und korrigierende Massnahmen im Verlauf der Flottemumstellung, welche auf Erkenntnissen basieren, die erst während des Betriebes auffallen. Zudem kann so technologischer Fortschritt mitberücksichtigt und die Infrastruktur bei Bedarf adaptiert werden.

Die drei betrachteten Ladestrategien (Lademanagement, Batteriespeicher und PV-Anlage) zeigen jeweils eine deutliche Reduktion der benötigten Ladeleistung. Die Pufferbatterie mit der Kapazität von 1400kWh zusammen mit dem Lademanagement ermöglicht gemäss Abbildung 15 eine Reduktion der Spitzenleistung um 51%. Damit einher gehen Einsparungen bei den Leistungstarifen der Energiekosten. Abbildung 29 macht jedoch deutlich, dass die Einsparungen über eine Betriebszeit von 20 Jahren gering ausfallen. Das Kostenminimum liegt bei einer kleinen Pufferbatterie von rund 260kWh. Damit werden über 20 Jahre jährlich CHF 10'000 eingespart. Wird eine grössere Batterie gewählt, reduzieren sich die Einsparungen. Die Berechnung ist allerdings stark abhängig von Leistungstarifen der Energieleveranten. Werden höhere Netzeleistungen stärker bepreist, wird eine grössere Batterie zusehends attraktiver.

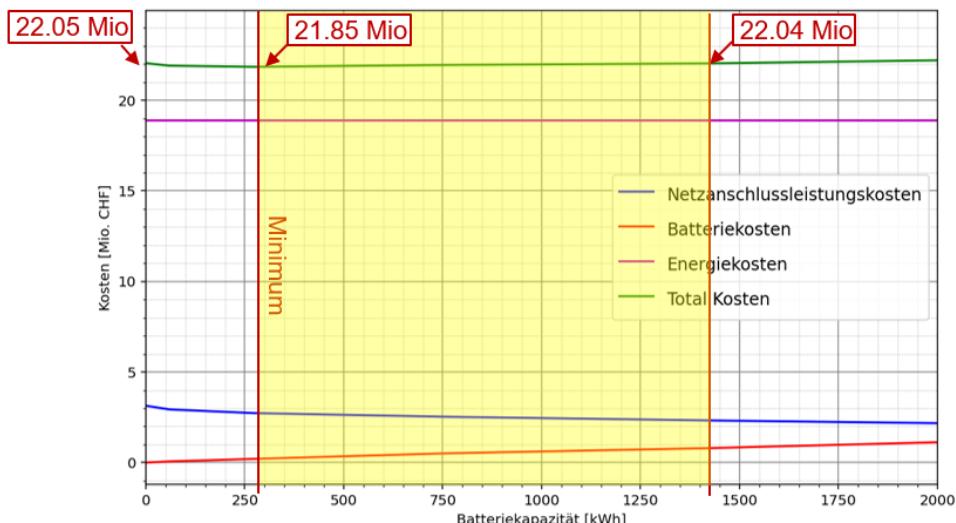


Abbildung 29: Kostenübersicht über eine Nutzungsdauer von 20 Jahren für den Netzanschluss mit Lastmanagement und stationärem Batteriespeicher ohne Solaranlage.

Wird das System zusätzlich mit einer PV-Anlage ergänzt, kann der erzeugte Solarstrom entweder in den Batteriespeicher oder ins Netz eingespeist werden.

Während des Tages kann der Batteriespeicher kontinuierlich mit überschüssigem Solarstrom aufgeladen werden. Für die Speicherung der gesamten Solarenergie ist unter Berücksichtigung eines Batterie-Ausnutzungsfaktor von 80% eine Batteriekapazität von mindestens 1'000kWh erforderlich.

Überschüssiger und ins Netz eingespeister Solarstrom (gemäss Simulation maximal 822kWh pro Tag in Sommermonaten) ermöglicht Einspeisevergütungen von rund 100 CHF/Tag, wobei die Vergütung ab 2025 in Chur reduziert wird.

Direkt zum Laden der Fahrzeuge kann der Solarstrom nur in wenigen Sommermonaten genutzt werden, da die PV-Anlage für gewöhnlich in den Abendstunden bei der Rückkehr der Fahrzeuge nur noch wenig oder keine Energie mehr erzeugt.

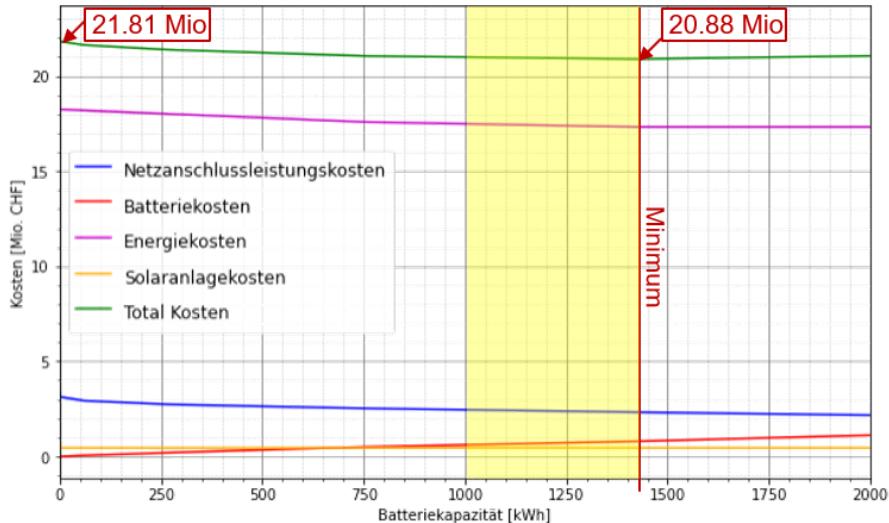


Abbildung 30: Kostenübersicht über eine Nutzungsdauer von 20 Jahren für den Netzanschluss mit Lastmanagement und stationärem Batteriespeicher mit Solaranlage.

Die Analysen haben gezeigt, dass die Netzanschlussleistung bei Integration der Solaranlage auf bis zu 1'000kW begrenzt werden kann. Unter Berücksichtigung eines Ausnutzungsfaktors von 80 % und einer geschätzten Batteriekapazität von 1'400kWh ergibt sich eine bemerkenswerte Einsparung von 46'500 CHF pro Jahr, berechnet wiederum über eine Betriebsdauer von 20 Jahren.

Die diskutierten Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen basieren auf mehreren wesentlichen Annahmen, die sowohl die monatlichen als auch einmaligen Kosten sowie Investitions- und Wartungskosten betreffen:

- Die monatlichen **Energiekosten** wurden auf Grundlage von Preisangaben und Berechnungsgrundlagen der lokalen Energieversorgung (IBC) [7] ermittelt. Zu diesen Kosten gehören Strompreise (inkl. Netznutzungstarif, Angaben) und monatliche Grundgebühren (Grundtarif für den Stromzähler).
- Die **Netzzuschlussleistungskosten** setzen sich aus einmaligen und monatlichen Kosten zusammen. Zu den einmaligen Kosten gehören insbesondere die Netzzuschlusskosten, die sich aus Netzbeitragskosten und Netzzuschlusskosten zusammensetzen. Zu den monatlichen Kosten wird hierbei die höchste 15-Minuten-Spitzenleistung des jeweiligen Monats als Berechnungsgrundlage herangezogen.
- Die **Investitionskosten** des stationären Batteriespeichers wurden abhängig von der Speicherkapazität geschätzt und liegen zwischen 659 und 350 CHF/kWh [8]. Die Investitionskosten der Solaranlage belaufen sich auf insgesamt 236'000 CHF [6].
- Die **Wartungskosten** der Solaranlage wurden auf Grundlage von Informationen von [6] geschätzt. Für die Batteriespeicher wurden die jährlichen Wartungskosten pauschal auf 3% der Investitionskosten festgelegt.

Die obigen Berechnungen sind abhängig von den Gesamtenergiekosten, die massgeblich von den Strompreisen beeinflusst werden. Eine durchgeführte Sensitivitätsanalyse (Abbildung 31) verdeutlicht diese Abhängigkeit und zeigt den Einfluss unterschiedliche Szenarien: ohne Batteriespeicher und mit Batteriespeicher (Optimum).

Im Szenario ohne Batteriespeicher führt eine Erhöhung des Strompreises um 10 % zu einer proportionalen Steigerung der Gesamtkosten um 4%. Da der erzeugte Solarstrom bei Chur Bus ohne Batteriespeicher nicht direkt genutzt werden kann, bleibt der gesamte Energiebedarf aus dem Netz unverändert, wodurch sich die Gesamtkosten direkt proportional zum Strompreis ändern.

Im zweiten Szenario, in dem Solarstrom in den Batteriespeicher geladen wird, ergibt sich eine leicht reduzierte Abhängigkeit vom Strompreis. Basierend auf den vorherigen Berechnungen zur PV-Anlage beträgt die tägliche Solarstromproduktion zwischen 100kWh (Winter) und 800kWh (Sommer), während der tägliche Energiebedarf zwischen 8.9 MWh (Sommer) und 9.9 MWh (Winter) liegt. Dies bedeutet, dass der Anteil des Solarstroms am Gesamtenergieverbrauch im Sommer nur etwa 9% und im Winter lediglich 1% beträgt. Dementsprechend führt eine Änderung des Strompreises um 10% in diesem optimierten Szenario zu einer Anpassung der Gesamtkosten um 3.88%. Der Unterschied zum Szenario ohne Batteriespeicher ist somit marginal, da der Anteil des selbst genutzten Solarstroms am Gesamtverbrauch gering ist. Dies zeigt, dass der Einfluss der Eigenstromnutzung auf die Gesamtkosten im

Vergleich zur direkten Abhängigkeit vom Strompreis nur eine untergeordnete Rolle spielt. Der Strompreis bleibt somit der dominante Kostenfaktor.

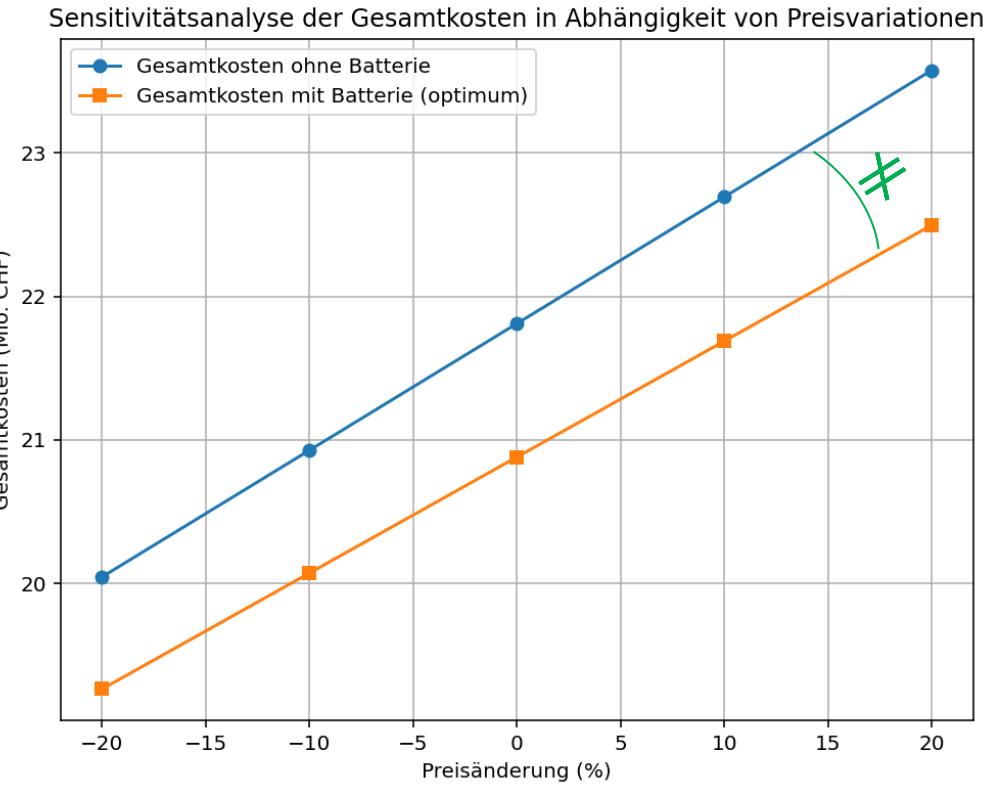


Abbildung 31: Sensitivitätsanalyse der Gesamtkosten in Bezug auf den Strompreis.

### 5.3 Konzipierung und Kühlanalyse des Trafo- und Umrichterraums

Die entwickelten Raumkonzepte basieren grundsätzlich auf dem Bestreben, eine möglichst kleinflächige Umsetzung zu ermöglichen, da der Trafo- und Umrichterraum unterhalb des Vorplatzes des Depots in Chur geplant ist. Entsprechend wurden für die Konzipierung Umrichter gewählt, welche sich hinsichtlich des Platzbedarfs für Betrieb und Wartung und hinsichtlich der Kühlufftein- und auslassöffnungen am einfachsten kompakt anordnen lassen.

Für die bauliche Umsetzung wird empfohlen, frühzeitig das Gespräch mit entsprechenden Verantwortlichen der örtlichen Energieversorgung zu sprechen, um den Platzbedarf für die Trafos abzuklären. Allgemein sollten die Räumlichkeiten mit genügend Reserven gebaut werden, da eine Nachträgliche Erweiterung im Verlauf der Flottenumstellung mit Mehrkosten verbunden ist (beispielsweise für zukünftige Flottenerweiterungen).

Ein weiterer Aspekt bei der Planung des Laderaums betrifft die Bauhöhe, sowohl des Innenraums als auch der Zugänge wie Türen. Da Umrichter von unterschiedlichen Herstellern teils erhebliche Unterschiede in der Bauhöhe aufweisen, ist es entscheidend, diese Variabilität bereits in der Planungsphase zu berücksichtigen. Eine unzureichende Höhe der Türöffnung könnte nicht nur den Einbau, sondern auch die Wartung oder den Austausch der Umrichter erheblich erschweren.

Hinsichtlich der Simulationsergebnisse erfüllt lediglich Raum 3 die Anforderung an die Einlasstemperatur der Umrichter, während die Temperatur bei den restlichen drei Umrichtern auf über 40 °C ansteigt. Dies hat folgende Gründe:

- In Raum 2 blockiert der sechste Umrichter den Luftstrom erheblich, da dieser zu nah am Auslass des Kühlgeräts aufgestellt ist. Einige Stromlinien gelangen zudem nicht zu den Umrichtern, sondern werden direkt in den Kühler zurückgeführt, was die Effektivität der Kühlung weiter verringert.
- In Raum 1 wird die gesamte Kühlluft direkt von den ersten Umrichtern eingesaugt und gelangt somit nicht bis zum letzten Umrichter. Diese Raumauflteilung ist zu schmal und der hinterste Umrichter ist zu weit vom Kühlaggregat entfernt. Eine Durchmischung der Raumluft findet nicht statt.

Die gleichen Simulationen wurden auch mit unterschiedlichen KühlLufttemperaturen und Volumenströmen durchgeführt. Diese haben gezeigt, dass ein hoher Volumenstrom und somit eine hohe Ausströmgeschwindigkeit stärker zu einer effektiven Kühlung beitragen als eine tiefe Kühltemperatur. Es ist somit bei der Umsetzung primär Wert auf eine genügende Durchmischung der Raumluft zu legen. Dies kann erreicht werden, indem das Kühlaggregat möglichst frei im Raum positioniert wird (siehe Anordnung bei Raum 3). Falls nötig, kann die Strömung im Raum mit Leitblechen optimiert werden.

Als Fazit der Simulation kann abgeleitet werden, dass die Anordnung mit jeweils fünf Umrichtern und einem Kühlaggregat pro Raum zielführend ist. Um im Fall von Chur Bus 15 Umrichter unterzubringen, sind also drei solche Räume nötig. Durch die Unterteilung in drei Räume werden Brandabschnitte geschaffen, womit im Brandfall ein Teil der Ladeinfrastruktur gerettet werden kann.

Im konkreten Fall von Chur Bus soll die Abwärme weiter genutzt werden. Als Kühler in den Umrichterräumen eignen sich daher Umluftkühlgeräte oder Luft-Wasser-Wärmepumpen, welche aus der Abluft Warmwasser erzeugen. Die Kühlleistung sollte dabei mindestens 5% der Nennleistung pro installierte Umrichter abführen können. Gleichzeitig sollte sie möglichst hohe Wassertemperaturen ( $> 60^{\circ}\text{C}$ ) bereitstellen, um eine Einspeisung in das hauseigene Heizsystem oder in Fernwärmennetze zu ermöglichen. Die nachfolgende Abbildung 32 zeigt einen Überblick der Möglichkeiten zur Abwärmenutzung. Die Wärmepumpe führt die Wärmeenergie aus den Umrichterräumen ab, worauf die Niedertemperatur-Prozesswärme auf ein höheres Temperaturniveau angehoben wird.

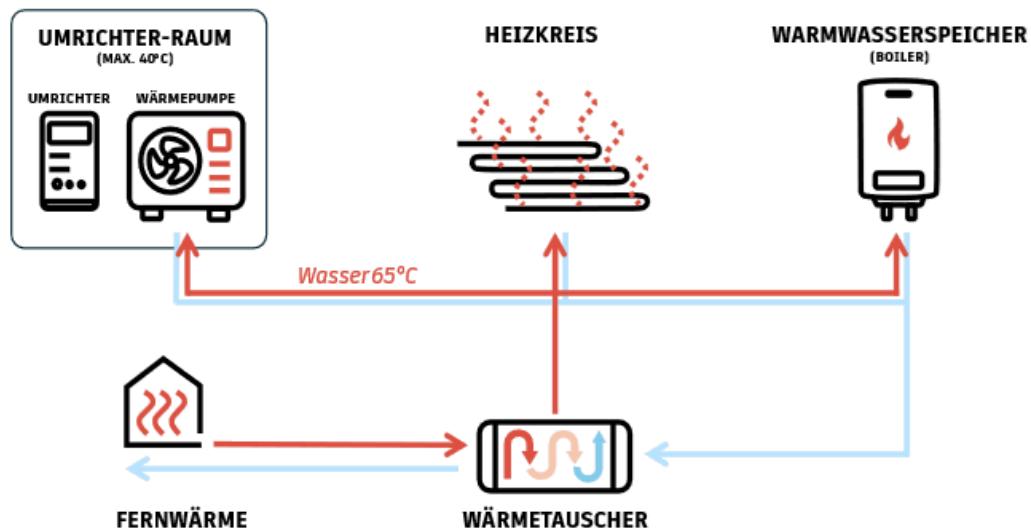


Abbildung 32: Kreislauf des Wärmeffusses.

Da im Traforaum lediglich maximal 1% der Nennleistung in Wärme umgewandelt wird, ist eine aktive Kühlung dort nicht zwingend nötig. Der Luftaustausch mit den gekühlten Umrichterräumen kann beispielsweise durch Lüftungskanäle und einen kleinen Lüfter bewerkstelligt werden.

Die Nutzung der Abwärme aus dem Laderraum leistet einen signifikanten Beitrag zur Steigerung der Energieeffizienz der gesamten Ladeinfrastruktur. Die während des Betriebs entstehende Wärme kann gezielt weiterverwendet werden, beispielsweise zur Beheizung angrenzender Gebäude, zur Versorgung eines lokalen Wärmenetzes oder für andere thermische Anwendungen. Eine solche Nutzung reduziert nicht nur den Energiebedarf für externe Heizsysteme, sondern trägt auch zur Senkung der Betriebskosten bei und unterstützt die nachhaltige Gestaltung der Anlage.

Allerdings sind der Abwärmenutzung auch Grenzen gesetzt, die massgeblich von den baulichen Gegebenheiten und den technischen Anforderungen der Umrichter abhängen. Insbesondere bei der Innenaufstellung der Umrichter ist dafür zu sorgen, dass die Umrichter nicht überhitzen. Unterschiede in den Lüftungskonzepten – wie seitliche, frontale oder rückseitige Luftführung erschweren möglicherweise die Umsetzung. Das Potenzial der Abwärmenutzung hängt daher stark von einer durchdachten Planung und einer optimalen Gestaltung des Laderraums ab. Essenziell ist eine korrekte Dimensionierung der Kühlaggregate, damit die entstehende Abwärme in jedem Fall abgeführt werden kann.

## 5.4 Capex und Opex der Ladeinfrastruktur

Vor allem die Opex für Wartung und Peripherie fallen auf den ersten Blick stark ins Gewicht. Für diese hohen Kosten sind zwei Hauptgründe ausschlaggebend:

- Die aktuellen Industriedaten für die Wartungskosten der gesamten Ladeinfrastruktur (einschliesslich Kühlung etc.) sind relativ hoch angesetzt. Die eingeschränkte Datenlage resultiert aus der Tatsache, dass elektrifizierte Busdepots erst seit kurzer Zeit im Einsatz sind. Um eine datenbasierte Analyse zu gewährleisten, wurden die bestehenden Werte unverändert übernommen.
- In den letzten Jahren wurde die Inflation insbesondere durch Faktoren wie die Corona-Pandemie und den Ukraine-Konflikt stark beeinflusst. Dies hatte insbesondere bei den Stromkosten erhebliche Auswirkungen. Über den Zeitraum von 20 Jahren betrachtet, kann Inflation einen erheblichen Effekt auf die Kostenentwicklung haben, da sich bei einer jährlichen Inflation von 2% eine Teuerung von rund 50% ergibt. Dadurch werden die Opex weiter in die Höhe getrieben.

Vorausgesetzt, die Inflation entwickelt sich in den kommenden Jahren ähnlich stabil wie in der Mitte der 2010er Jahren, kann davon ausgegangen werden, dass die aufgezeigte Kostenschätzung eher hoch ist.

## 5.5 Konzept für dynamisches Laden

Für die erste analysierte Busstrecke «Stadthalle – Kalchbühl» zeigt die Kosten-Nutzen-Analyse, dass der Einsatz des dynamischen Ladens unter den aktuellen Rahmenbedingungen dieser Busstrecke nicht rentabel ist. Um den wirtschaftlichen Betrieb einer ERS-Strecke auf dieser Route zu ermöglichen, müsste eine Erhöhung des Energiebedarfs durch den Einsatz mehrerer Busse auf der Strecke sowie eine Steigerung der täglichen Umläufe durch die Integration zusätzlicher Linien realisiert werden.

Für die zweite betrachtete Strecke «Alexanderstrasse – Quaderstrasse» ergibt die Kosten-Nutzen-Analyse, dass bei dem aktuellen Energiebedarf und den täglichen Umläufen eine Kombination aus Depotladung und dynamischem Laden ein wirtschaftliches Potenzial aufweist. Allerdings wäre hierfür eine ERS-Streckenlänge von 900m erforderlich. Diese steht jedoch nicht zur Verfügung, da die Strecke lediglich 410m in beide Richtungen beträgt.

In Verbindung mit einer lokalen Energieversorgung durch eine PV-Anlage und eine Pufferbatterie steigen die Kosten im Vergleich zur reinen Depotladung in Kombination mit der Pufferbatterie (siehe Abbildung 28 und Abbildung 30). Dabei fällt zwar die optimale Grösse der Pufferbatterie kleiner aus, jedoch führen die hohen Kosten des ERS insgesamt zu einen Kostenanstieg.

Die Anforderungen an ein Electric Road System (ERS) im Kontext des städtischen Busbetriebs zeigen, dass die Umsetzung mit erheblichen Herausforderungen verbunden ist. Um die Rentabilität des ERS zu erhöhen, sollten folgende Lösungsansätze in Betracht gezogen werden:

- Die Streckenabschnitte sind bei ausschliesslicher Benutzung durch den Busbetrieb zu wenig stark ausgelastet. Grundsätzlich steigt die Rentabilität mit höherer Auslastung, sodass es nötig wäre, zur Steigerung der Frequenz auch andere Verkehrsteilnehmer gegen Bezahlung am System teilhaben zu lassen.
- Gerade Streckenabschnitte mit möglichst wenig Kurven sind vor allem im urbanen Umfeld selten, was zu Unterbrüchen in der ERS-Verlegung führt.
- Gleichmässiger Verkehrsfluss ist in der Stadt ebenfalls schwierig zu bewerkstelligen. Kreuzungen, Kreisel und Ampeln stören den gleichmässigen Fluss, sodass nicht durchgehend Energie aus dem ERS bezogen werden kann. Eine mögliche Massnahme zur Verbesserung der Verkehrseffizienz könnte die Einrichtung separater Busspuren sein, die eine priorisierte und ungehinderte Durchfahrt des öffentlichen Nahverkehrs ermöglichen

Ein betrieblicher Nachteil des ERS ist, dass Fahrzeugwechsel mit anderen Linien ohne ein dynamisches Ladesystem nur noch eingeschränkt möglich ist, da alle Busse der elektrifizierten Strecke mit einer reduzierten Batteriekapazität ausgestattet wären. Dies würden zur Reduzierung der betrieblichen Flexibilität führen und die Anpassung an veränderte Betriebsanforderungen erschweren.

Zusammenfassend lässt sich nach der Analyse der beiden Szenarien feststellen, dass eine Kombination aus Depotladung und ERS unter den aktuellen Anforderungen und der Infrastruktur der Stadt Chur nicht wirtschaftlich betrieben werden kann. Eine Energieversorgung im Depot mit dortiger Pufferbatterie und gegebenenfalls einer PV-Anlage ist preislich attraktiver.

Obwohl die untersuchten Strecken die besten Voraussetzungen der Stadt Chur für dynamisches Laden bieten, gibt es zahlreiche Kreuzungen, Unterbrechungen und Kurven, die die Geschwindigkeit und den Verkehrsstau beeinträchtigen und somit die Effizienz des ERS und die Betriebsflexibilität negativ beeinflussen.

Die ERS-Systeme müssen zudem weiterentwickelt werden, um einen höheren Technologiereifegrad (TRL) zu erreichen. Aktuell sind nur vereinzelte Teststrecken im Einsatz, Strecken in einem täglich operationellen Umfeld gibt es zum heutigen Stand keine.

## 6. Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Aus den erarbeiteten Konzepten und Analysen zur Elektrifizierung der Bussflotte von Chur Bus lassen sich die folgenden Schlussfolgerungen und Empfehlungen ableiten:

**Energie- und Leistungsbedarf der Flotte:** Die Bedarfsanalyse kommt zum Schluss, dass die Flotte von Chur Bus mit den heute verfügbaren Fahrzeugen und deren Batteriekapazitäten elektrisch betrieben werden kann. Zu beachten ist die Linie 11, welche über einen sehr hohen Energiebedarf verfügt und daher ein weiteres Fahrzeug beigezogen werden sollte. Zudem weisen zwei Fahrzeuge, welche zusätzlich zum Tagesbetrieb noch Nachtlinien bedienen, einen zu hohen Bedarf an Ladeleistung auf, da die Aufenthaltszeit im Depot zu kurz ist. Auch hier sollte ein Fahrzeugwechsel erfolgen.

**Netzanschluss und Ladeinfrastruktur:** Die Ladeinfrastruktur und der Netzanschluss sollten etappenweise parallel zur Flottenerweiterung ausgebaut werden. Als Basis kann dafür der von Chur Bus erstellte Beschaffungsplan genutzt werden. Für die erste Etappe umfasst der Ausbau einen Netzanschluss durch die IBC mittels eines Netztransformators mit 1 MW Leistung. Für maximale Flexibilität werden die Installation von Ladepunkten mit 150kW Leistung und die entsprechend geeigneten Umrichter empfohlen. Im Endausbau sind 30 Ladepunkte mit jeweils 150kW zu empfehlen. Mit einer Spitzenleistung von 2'500kW können ca. 80% der wahrscheinlichen realistischen Betriebsszenarien Szenarien abgedeckt werden. Für zusätzliche Reserven, beispielsweise für Bahnersatz und das Churerfest, empfiehlt Helbling einen Netzanschluss von 3 MW, sprich drei Trafos à je 1 MW. Zudem sollte der Bau der Laderäumlichkeiten frühzeitig geplant werden.

**Ladeplanung für Nachtlinien:** Für die Nachtlinien sollten Fahrzeuge mit geringem Tagesenergiebedarf und frühzeitiger Rückkehr bevorzugt eingesetzt werden. Falls ausschliesslich 12-m-Standardbusse genutzt werden, sind zwei zusätzliche Reservefahrzeuge erforderlich, um die Ladeanforderungen der tagsüber eingesetzten Fahrzeuge sicherzustellen. Der zusätzliche Bedarf während Großveranstaltungen wie dem Churerfest kann durch Reservefahrzeuge abgedeckt werden.

**Abwärmennutzung:** Die beim Laden entstehende Abwärme nimmt mit der schrittweisen Flottenumstellung zu. Die Klimatisierung muss entsprechend skalier- und regelbar sein. Hierfür bieten sich insbesondere Umluftkühlgeräte oder Wärmepumpen an, die je nach Bedarf reguliert werden können. Helbling empfiehlt die Beschaffung von drei Kühlgeräten mit jeweils 50kW Kühlleistung. Als Backup sollten zusätzlich Lüfter in den Wänden des Umrichter-Raums installiert werden, insbesondere zwischen einzelnen Brandabschnitten, um eine gleichmässige Temperaturverteilung sicherzustellen und eine Überhitzung kritischer Komponenten zu vermeiden.

Zur baulichen Umsetzung wird die Einrichtung dreier identischer Laderäume mit jeweils fünf Umrichtern empfohlen. Jeder dieser Laderäume sollte mit einer zentralen Kühleinheit (beispielsweise Luft-Wasser-Wärmepumpe) mit einer Mindestleistung von 50kW ausgestattet sein.

Zur weiteren Steigerung der Energieeffizienz wird empfohlen, die entstehende Abwärme vorrangig für die interne Gebäudebeheizung, die Temperierung der Tiefgarage und die Warmwassererzeugung zu nutzen. Im Endausbau könnte zudem der Anschluss an ein Fernwärmennetz, insbesondere über eine Rücklaufspeisung mit niedriger Temperatur, eine nachhaltige und wirtschaftlich vorteilhafte Lösung darstellen. Ein solches Vorhaben könnte zudem als Pilotprojekt für Förderprogramme des Bundesamts für Energie (BFE) und des Verbandes öffentlicher Verkehr (VöV) in Betracht gezogen werden.

**Installation der Ladepunkte:** Aufgrund begrenzter Platzverhältnisse im Bodenbereich wird empfohlen, die Ladepunkte im Depot an der Decke zu montieren. Dies verringert zudem die Gefahr von Kollisionen beim Parkieren im Depot.

**Lastmanagement und Batteriespeicher:** Das Einrichten eines Lastmanagements ist unbedingt zu empfehlen, um Leistungsspitzen zu reduzieren. Durch diese Optimierung kann die maximale Netzlast um 28% gesenkt werden, was zu einer erheblichen Entlastung des Netzanschlusses und Einsparungen bei den leistungsabhängigen Tarifen führt.

Ein stationärer Batteriespeicher mit einer Kapazität von rund 1'400kWh ermöglicht eine zusätzliche Reduktion der Leistungsspitze um weitere 23%. Dies führt zu jährlichen Einsparungen von bis zu 10'000 CHF. Die Batterie wird tagsüber geladen und die gespeicherte Energie wird gezielt in den Nachtstunden zur Spitzenlastreduktion genutzt. Die Batterie kann mit bis zu 300kW geladen werden, wodurch eine vollständige Aufladung innerhalb von etwa fünf Stunden möglich ist (zum Beispiel mit Energie aus dem Stromnetz oder durch Photovoltaik).

Neben den wirtschaftlichen Vorteilen trägt der Batteriespeicher zur Betriebssicherheit bei. Er ermöglicht eine Überbrückung unvorhergesehener Ausfälle der Ladeinfrastruktur und gewährleistet eine zuverlässige Energieversorgung.

**Integration erneuerbarer Energien:** Die Installation einer Photovoltaikanlage lohnt sich insbesondere in Kombination mit einem ausreichend dimensionierten Batteriespeicher. Diese Kombination verkürzt die Amortisationszeit erheblich und steigert die wirtschaftliche Rentabilität. Durch die Nutzung von Solarenergie in Verbindung mit Batteriespeicherung können jährliche Einsparungen von bis zu 46'500 CHF erzielt werden.

Die Installation von Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern ist zu Beginn der Flottenumstellung noch nicht rentabel, sollte jedoch spätestens ab 2030 (je nach Zeitpunkt des Umstellungsbeginns) eingeplant werden, um langfristige wirtschaftliche und ökologische Vorteile zu sichern. Eine frühzeitige Planung ermöglicht eine optimierte Integration in das bestehende Energiemanagementsystem und eine schrittweise Umsetzung ohne betriebliche Einschränkungen.

**Dynamisches Laden:** Das dynamische Laden mittels Electric Road System (ERS) stellt eine innovative Möglichkeit dar, die Batteriekapazitäten der Fahrzeuge zu reduzieren und die Netzlast gleichmässiger zu verteilen. Die Technologie kann unter geeigneten Voraussetzungen zu Kosteneinsparungen gegenüber der reinen Depotladung führen.

Im städtischen Umfeld haben die durchgeführten Berechnungen gezeigt, dass die Implementierung eines ERS im öffentlichen Busverkehr mit erheblichen Herausforderungen verbunden ist, sowohl in technologischer als auch in betrieblicher Hinsicht. Die Abhängigkeit der Busse mit kleineren Batteriekapazitäten von der kontinuierlichen Verfügbarkeit eines ERS verringert die betriebliche Flexibilität und erhöht die Anforderungen an die Routenplanung. Zudem erfordert die notwendige Infrastruktur für ein ERS eine dezentrale Stromversorgung an mehreren Standorten, was zusätzlichen Verwaltungs- und Wartungsaufwand mit sich bringt.

Aufgrund der bestehenden Unsicherheiten und infrastrukturellen Anforderungen wird der Einsatz eines ERS für Chur Bus derzeit nicht empfohlen. Es sollte zunächst auf spezifischen, technisch geeigneten Strecken getestet werden. Pilotprojekte sind erforderlich, um den Technologiereifegrad (Technology Readiness Level, TRL) weiter zu steigern und die betriebliche Praxistauglichkeit umfassend zu bewerten. Erst nach erfolgreichen Langzeittests und einer stabilen wirtschaftlichen Grundlage könnte eine Implementierung in Betracht gezogen werden.

## 7. Literaturverzeichnis

- [1] Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK, „Klima- und Innovationsgesetz,“ juni 2023. [Online]. Available: <https://www.uvek.admin.ch/uvek/de/home/uvek/abstimmungen/klima-und-innovationsgesetz.html>.
- [2] Stadt Chur, „Masterplan Energie & Klima,“ Juni 2023. [Online]. Available: <https://www.chur.ch/publikationen/446774>.
- [3] Bundesamt für Verkehr, „Leitfaden zur Planung der Ladeinfrastruktur,“ Bern, 2025.
- [4] K. B. U. G. A. R. Samuel Würtz, „Towards Efficient Battery Electric Bus Operations: A Novel Energy Forecasting Framework,“ *World Electric Vehicle Journal*, 2024.
- [5] Schweizerische Eidgenossenschaft, januar 2024. [Online]. Available: <https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/sonnendach/?lang=de&building=1059573>.
- [6] „energieschweiz,“ [Online]. Available: [https://www.energieschweiz.ch/tools/solarrechner/?SYSTEM=1&TECHNOLOGIE=1&POSTLEITZAHL=8620&X=242041&Y=701945&NEIGUNG=0&AUSRICHTUNG=-180&BEDARF\\_WARMWASSER=99716&DACH\\_ID=18142993&FLAECHE=1581](https://www.energieschweiz.ch/tools/solarrechner/?SYSTEM=1&TECHNOLOGIE=1&POSTLEITZAHL=8620&X=242041&Y=701945&NEIGUNG=0&AUSRICHTUNG=-180&BEDARF_WARMWASSER=99716&DACH_ID=18142993&FLAECHE=1581). [Zugriff am januar 2025].
- [7] IBC Energie Wasser Chur, „IBC Stromtarife,“ [Online]. Available: <https://ibc-chur.ch/wp-content/uploads/2024/11/Stromtarife-2025-ab-01.01.2025.pdf>. [Zugriff am januar 2025].
- [8] C. Lichner, „pv magazine,“ 18 März 2021. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.de/2021/03/18/pv-magazine-marktuebersicht-fuer-gross-und-gewerbespeicher aktualisiert-preise-sinken-leicht/>.
- [9] E. E. ElCom, „Strompreise Schweiz,“ [Online]. Available: <https://www.strompreis.elcom.admin.ch/>.
- [10] V. Pawlik, „statista,“ 18 juli 2024. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/332526/umfrage/stromversorgungsunterbrechungen-in-der-schweiz/>.