

Umstellung des öV auf E-Mobilität in Berggebieten mittels eigener Energieerzeugung – Pilotstandort Heuberge

Schlussbericht

Autorin/Autor:

Alwin Bubendorfer, Stephan Juen, Florian Kühlkamp

Firma/Institution:

Smart Community



Steffisburgstrasse 11, 3600 Thun

stephan@smartcommunitysuisse.ch

<https://www.smartcommunity.pro/>

Begleitgruppe

H. Dr. Severin Nowak, Hochschule Luzern T&A – Institut für Elektrotechnik, Technikumstrasse 21, 6048 Horw
H. Florian Kühlkamp, Hochschule Luzern T&A – Institut für Elektrotechnik, Technikumstrasse 21, 6048 Horw

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-280
Bezugsquelle
Kostenlos zu beziehen über das Internet
www.bav.admin.ch/energie2050

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor bzw. die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Bern, den 15.12.2025

Inhalt

Executive Summary in Deutsch	1
Executive Summary in einer zweiten Landessprache	2
Executive Summary in Englisch	3
Zusammenfassung in Deutsch	4
Zusammenfassung in einer zweiten Landessprache	7
1. Ausgangslage	10
2. Ziel der Arbeit	10
3. Forschungsansatz und aktueller Wissensstand	11
TP1: Ableitung eines E-Mobilitätskonzeptes	11
TP2: Excel-Berechnungstool	13
TP3: Arealanalyse: E-Mobilität Integrationsbetrachtung und weitere Elektrifizierung des Heubergeareals	14
TP4: Informations- und Kommunikationsmanagement	18
4. Ergebnisse	19
TP1: Ableitung eines E-Mobilitätskonzeptes	19
TP2: Berechnungstool	26
Schritt 4 – Berechnung der Batteriekapazität und der Dauerleistung	26
TP3: Arealanalyse: E-Mobilität Integrationsbetrachtung und weitere Elektrifizierung des Heubergeareals	26
TP4: Informations- und Kommunikationsmanagement	53
5. Zusammenfassung und-Diskussion.....	55
Fahrzeugbezogene Aspekte	56
Energetische Systembetrachtung	57
Ökologische Bewertung	59
6. Schlussfolgerungen und Empfehlungen	59
Abkürzungsverzeichnis	62
Glossar	63
Literaturverzeichnis	64
Anhang	65
1) Modellierung der Simulationsumgebung	65
2) Fussabdruck der Heuberge	72
3) Netzstudie zur Integration von E-Mobilität und Windenergie	73
4) Beschreibung des Excel-Berechnungstools.....	75
5) Anforderungsliste	77
6) Pflichtenheft.....	78
7) Kriterienkatalog	80

Liste der Tabellen

Tabelle 1 Übersicht über die Zielfragen und Themencluster sowie dazugehörige Leitthemen	11
Tabelle 2 Grundlegende Daten Mercedes Sprinter 519 CDI	12
Tabelle 3 Dieselbezug, Dieserverbräuche und gefahrene Kilometer pro Bus für die Sommer- und Wintersaison	13
Tabelle 4 Parameter für die Modellumgebung	16
Tabelle 5 Kostenfaktoren der Infrastruktur	37
Tabelle 6 Gesamtbilanz Bedarf und Produktion in MWh	52

Liste der Abbildungen

Abbildung 1 Schematische Darstellung der Wirkzusammenhänge der Fahrzeugsimulation.	15
Abbildung 2 Schematische Darstellung der Modellumgebung	15
Abbildung 3 Matrix zur Einordnung der Stakeholder.....	19
Abbildung 4 Gesamtbilanzierung von Bedarf und Produktion	21
Abbildung 5 Gesamtbilanzierung von Bedarf und Produktion in der Wintersaison	22
Abbildung 6 Gesamtbilanzierung von Bedarf und Produktion in der Sommersaison	23
Abbildung 7 Auswertung des Monats Januar (exkl. Skiliftbetrieb)	24
Abbildung 8 Auswertung des Monats Februar (exkl. Skiliftbetrieb)	24
Abbildung 9 Auswertung des Monats April	25
Abbildung 10 Auswertung des Monats Juli	25
Abbildung 11 Geschwindigkeitsprofil über Fahrzeit eines Busses.....	27
Abbildung 12 Energiebedarf am Rad und Zwischenkreis entsprechend obiger Darstellung.....	27
Abbildung 13 Fahrplan Bergfahrt links und Talfahrt rechts	28
Abbildung 14 Darstellung der unterschiedlichen Fahrplanprofile.....	29
Abbildung 15 Energieflussverlauf und das Lastprofil eines typischen Sommerbetriebstages in S1	31
Abbildung 16 Nachladeverhalten der Flotte im Sommer in S1	31
Abbildung 17 Energieflussverlauf und das Lastprofil eines typischen Sommerbetriebstages in S2	32
Abbildung 18 Nachladeverhalten der Flotte im Sommer in S2	33
Abbildung 19 Energieflussverlauf und das Lastprofil eines typischen Sommerbetriebstages in S3	33
Abbildung 20 Nachladeverhalten der Flotte im Sommer in S3	34
Abbildung 21 Energieflussverlauf und das Lastprofil eines typischen Winterbetriebstages in S3.....	34
Abbildung 22 Jahresdurchschnitt der Energiemengen	33
Abbildung 23 Saisonaler Durchschnitt der Energiemengen	33
Abbildung 24 Strommix des verbrauchten Stroms.....	36
Abbildung 25 Strom- und Gesamtkosten inklusive Infrastruktur	37
Abbildung 26 Monatlicher Leistungspreis	38
Abbildung 27 Durchschnittlicher monatlicher Leistungspreis.....	39
Abbildung 28 Perspektivische Entwicklung der kumulierten Gesamtkosten.	40
Abbildung 29 Preissensitivitätsanalyse elektrischer Speicher	41
Abbildung 30 Einfluss dynamischer Tarife auf den Betrieb	42
Abbildung 31 Entstehende Treibhausgasemissionen in Betrieb und Infrastruktur	44
Abbildung 32 Entstehende Treibhausgasemissionen bei reduziertem Strommix und Emissionsbereitstellungskosten des Speichers	45
Abbildung 33 Jährlichen Treibhausgasemissionen vor und nach der Umsetzung des T(Eco)-Resorts	46
Abbildung 34 Treibhausgasemissionen vor / nach der Umsetzung des T(Eco)-Resorts im Sommer..	46
Abbildung 35 Treibhausgasemissionen vor und nach der Umsetzung des T(Eco)-Resorts im Winter	47
Abbildung 36 Eingangparameter für Kleinbusse im Stadtverkehr für einen Diesel- und E-Bus	47
Abbildung 37 Emissionen der beiden Busse im Winter (Stadtbus 1 Diesel, Stadtbus 2 elektrisch).....	48
Abbildung 38 Emissionen der beiden Busse im Sommer (Stadtbus 1 Diesel, Stadtbus 2 elektrisch)..	48
Abbildung 39 Emissionen der Busse und PW im Sommer/Winter gemittelt (Bus 1 Diesel, Bus 2 elektrisch)	486
Abbildung 40 Jährliche Jahresproduktion von Windturbinen	51
Abbildung 41 Bestehende Lasten Heuberge und Arflina	52
Abbildung 42 Stromnetz auf der Heuberge	73
Abbildung 43 Bestehende Lasten auf der Heuberge und Arflina.....	73

Executive Summary in Deutsch

Das Projekt „Umstellung des öV auf E-Mobilität in Berggebieten mittels eigener Energieerzeugung“ untersucht am Pilotstandort Heuberge (Fideris, Graubünden) die technische, wirtschaftliche und ökologische Machbarkeit einer emissionsfreien Umstellung des bestehenden Shuttleverkehrs auf Elektromobilität auf der anspruchsvollen 10,8 km Bergstrecke zum Berghaus Arflina. Winterliche Schneefahrbahn, hohe Steigungen und die lange Bergauffahrt stellen besondere Herausforderungen für elektrische Antriebssysteme dar.

Das Projekt betrachtet das Zusammenspiel von Fahrzeugauswahl, Analyse von Energiebedarf, Energieversorgung als auch Ladeinfrastruktur und die saisonalen Anforderungen des Berggebiets. Ziel ist, sowohl eine Reduktion von CO₂-Emissionen als auch eine höhere Energieautarkie durch lokal erzeugte erneuerbare Energie zu erreichen.

Ein eigens entwickeltes Excel-Berechnungstool, welches projektintern Verwendung fand, unterstützte bei der indikativen Auslegung von Batteriegrösse unter Berücksichtigung möglicher Ladeprofile, als auch der Definition der notwendigen Dauerleistung. Zudem wurden Kriterienkatalog, Anforderungsliste und Pflichtenheft für die Auswahl eines geeigneten E-Busses erstellt.

Eine Gesamtenergiesimulation des Heubergeareals zeigt, dass eine vollständige Elektrifizierung des Heuberge-Areals technisch machbar, energetisch sinnvoll und ökonomisch attraktiv sein kann. Die Fahrzeugsimulationen belegen realistische Verbrauchswerte von 0.9–1.4 kWh/km und rund 32–35 kWh pro Umlauf, woraus eine erforderliche Batteriegrösse von 133 kWh resultiert. Der Winterbetrieb bestimmt die Auslegung, während Zwischenladungen über Mittag den Betrieb absichern. Im Winter reicht PV nicht aus, im Sommer entstehen deutliche Überschüsse.

Aus wirtschaftlicher Sicht bietet die Kombination aus PV und intelligentem, fahrplanbasiertem Lademanagement das beste Verhältnis aus Investition, Betriebskosten und Nutzen. Ökologisch führt die Elektrifizierung von Flotte und Wärmeerzeugung durch eine Wärmepumpe zu einer deutlichen Reduktion der Treibhausgasemissionen.

Das Heuberge Forum E-Mobilität ermöglichte praxisnahen Austausch mit Anbietern und Expert*innen. Einsatz eines Stromspeichers, Entwicklung eines Windkraftprojektes und Einbindung eines lokalen Wasserkraftwerkes bieten mittelfristig weiteres Potenzial zur ganzjährigen Versorgung mit lokalen erneuerbaren Energien am Standort. Eine Netzstudie bestätigt, dass ausreichend Reserven zur Integration zusätzlicher erneuerbarer Erzeuger besteht und daher mittelfristig kein Netzausbau erforderlich ist.

Das Projekt liefert eine übertragbare Orientierungshilfe zur Entscheidungsfindung für andere alpine Regionen.

Résumé exécutif

Le projet « Conversion des transports publics à la mobilité électrique dans les régions montagneuses grâce à la production d'énergie propre » examine, sur le site pilote de Heuberge (Fideris, Grisons), la faisabilité technique, économique et écologique d'une conversion à la mobilité électrique sans émissions du service de navette existant sur le parcours montagneux exigeant de 10,8 km menant à l'auberge Arflina. Les routes enneigées en hiver, le fort dénivelé et les fortes pentes représentent des défis particuliers pour les systèmes de propulsion électriques.

Le projet examine l'interaction entre le choix des véhicules, l'analyse des besoins énergétiques, l'approvisionnement en énergie, l'infrastructure de recharge et les exigences saisonnières de la région montagneuse. L'objectif est de réduire les émissions de CO₂ et d'atteindre une plus grande autonomie énergétique grâce à l'énergie renouvelable produite localement.

Un outil de calcul Excel spécialement développé et utilisé en interne a permis de déterminer la taille indicative de la batterie, en tenant compte des profils de recharge possibles, ainsi que la puissance nécessaire. En outre, un catalogue de critères, une liste d'exigences et un cahier des charges ont été élaborés pour la sélection d'un bus électrique adapté.

Une simulation énergétique globale du site de Heuberge montre qu'une électrification complète du site est techniquement faisable, judicieuse sur le plan énergétique et économiquement intéressante. Les simulations de véhicules montrent des valeurs de consommation de 0,9 à 1,4 kWh/km et d'environ 32 à 35 kWh par rotation, ce qui nécessite une batterie d'une capacité de 133 kWh. Le fonctionnement hivernal détermine le dimensionnement, tandis que des recharges intermédiaires pendant la pause de midi garantissent le fonctionnement. En hiver, l'énergie photovoltaïque n'est pas suffisante, tandis qu'en été, les excédents sont importants.

D'un point de vue économique, la combinaison du photovoltaïque et d'une gestion intelligente de la recharge basée sur les horaires offre le meilleur rapport entre investissement, coûts d'exploitation et avantages. Sur le plan écologique, l'électrification de la flotte et la production de chaleur par une pompe à chaleur entraînent une réduction significative des émissions de gaz à effet de serre.

Le forum Heuberge sur la mobilité électrique a permis un échange pratique avec des fournisseurs et des experts. L'utilisation d'un système de stockage d'électricité, le développement d'un projet éolien et l'intégration d'une centrale hydroélectrique locale offrent à moyen terme un potentiel supplémentaire pour un approvisionnement local en énergie renouvelable tout au long de l'année sur le site. Une étude du réseau confirme qu'il existe des réserves suffisantes pour intégrer des producteurs d'énergie renouvelable supplémentaires et qu'aucune extension du réseau n'est donc nécessaire à moyen terme.

Le projet fournit une aide à la décision applicable par analogie à d'autres régions alpines.

Executive Summary in English

The project 'Conversion of public transport to e-mobility in mountainous areas using own energy generation' is investigating the technical, economic and ecological feasibility of converting the existing shuttle service to emission-free electric mobility on the challenging 10.8 km mountain route to the Arflina mountain lodge at the pilot site in Heuberge (Fideris, Grisons). Snow-covered roads in Winter, steep gradients and the long uphill climb pose particular challenges for electric drive systems.

The project considers the interplay between vehicle selection, analysis of energy requirements, energy supply and charging infrastructure, and the seasonal requirements of the mountain region. The aim is to achieve both a reduction in CO₂ emissions and greater energy self-sufficiency through locally generated renewable energy.

A specially developed Excel calculation tool used within the project supported the indicative design of battery size, taking into account possible charging profiles, as well as the definition of the necessary continuous power. In addition, a catalogue of criteria, a list of requirements and specifications for the selection of a suitable e-bus were created.

A comprehensive energy simulation of the Heuberge site shows that complete electrification of the Heuberge site is technically feasible, energetically sensible and economically attractive. Vehicle simulations show realistic consumption values of 0.9–1.4kWh/km and around 32–35kWh per cycle, resulting in a required battery size of 133kWh. Winter operation determines the design, while intermediate charging during lunchtime ensures operation. In winter, PV is not sufficient, while in summer there are significant surpluses.

From an economic perspective, the combination of PV and intelligent, schedule-based charging management offers the best balance between investment, operating costs and benefits. From an ecological perspective, the electrification of the fleet and heat generation using a heat pump leads to a significant reduction in greenhouse gas emissions.

The Heuberge E-Mobility Forum facilitated a practical exchange with suppliers and experts. The use of an electricity storage facility, the development of a wind power project and the integration of a local hydroelectric power plant offer further potential in the medium term for year-round supply with local renewables at the site. A grid study confirms that there are sufficient reserves to integrate additional renewable producers and that no grid expansion is therefore necessary in the medium term.

The project provides transferable guidance for decision-making in other Alpine regions.

Zusammenfassung in Deutsch

1. Ausgangslage und Motivation

Die Alpenregionen sind vom Klimawandel in besonderem Ausmass betroffen. Die steigenden Durchschnittstemperaturen, häufigere Extremwetterereignisse und die abnehmende Schneesicherheit im Wintertourismus stellen viele Bergregionen vor strategische und wirtschaftliche Herausforderungen. Skigebiete müssen sich zunehmend anpassen und nachhaltige Modelle entwickeln, um langfristig wettbewerbsfähig zu bleiben.

Die Heuberge AG in Fideris (Kanton Graubünden) hat frühzeitig erkannt, dass der Umstieg auf emissionsfreie Mobilitätslösungen ein zukunftsweisender Schritt ist. Die Idee, die bestehende dieselbetriebene Busflotte auf Elektromobilität umzustellen, wurde im Rahmen dieses Vorprojekts im Detail untersucht. Die Besonderheiten des Standorts machen die Heuberge zu einem idealen Pilotstandort: eine klar definierte Zufahrtsstrecke, beschränkte Anzahl an Fahrzeugen, ein saisonal stark schwankender Betrieb und vorhandene Infrastruktur zur Stromversorgung (Tal-Leitung) bieten ideale Voraussetzungen für eine realitätsnahe Erprobung.

2. Zielsetzung und Projektstruktur

Das übergeordnete Ziel des Projekts besteht darin, die Machbarkeit der Umstellung der Shuttle-Flotte auf E-Mobilität zu prüfen. Dabei sollen auch lokale erneuerbare Energiequellen integriert werden, um eine grösstmögliche Autarkie zu erreichen. Grundlage bilden folgende vier Teilprojekte:

- **TP1:** Entwicklung eines E-Mobilitätskonzepts inkl. Kriterienkatalog, Anforderungsliste und Pflichtenheft
- **TP2:** Entwicklung eines dynamischen Berechnungstools zur Dimensionierung der Batteriekapazität
- **TP3:** Energetische Arealanalyse mit Integration von PV, Wind- und Wasserkraft, Ladeverhalten und Speicher
- **TP4:** Kommunikation und Stakeholdermanagement, inklusive Durchführung des Heuberge Forums E-Mobilität

Die Projektphasen (A bis C) bauen systematisch aufeinander auf: Phase A umfasst die Grundlagen und die Erhebung lokaler Daten, Phase B vertieft technische und energetische Szenarien, Phase C liefert Entscheidungsgrundlagen.

3. Methodik und Analyseinstrumente

Die Streckenanalyse erfolgt mittels digitaler Tools (Google Earth, SwissTopo, Komoot) und wurde durch eine detaillierte Betriebsanalyse der vorhandenen 4x4 Mercedes Sprinter-Flotte ergänzt. Die saisonale Fahrplanstruktur, die Energieverbräuche pro Umlauf (6 l Sommer, 11 l Winter) und die durchschnittliche Kilometerleistung pro Fahrzeug wurden dokumentiert.

Ein zentrales Werkzeug ist das entwickelte Excel-Berechnungstool, mit dem basierend auf realen Streckendaten die notwendige Batteriekapazität im sogenannten Maximal-Belastungsszenario (MaxBel) bestimmt werden kann. Dieses Szenario stellt sicher, dass auch unter ungünstigen Bedingungen (kalte Temperaturen, Schneefahrbahn, volle Beladung) eine ausreichende Reichweite gewährleistet ist.

Die Energieanalyse des gesamten Areals umfasst:

- Strombedarf der Busflotte
- Wärmepumpenbetrieb im Berghaus
- Betriebszeitprofile
- Erzeugungspotenziale (PV auf Dach und Carport, Kleinwindanlagen, Wasserkraft)
- Speicherintegration und Netzverträglichkeit

Ein eigens entwickeltes Excel-Berechnungstool, welche projektinterne Verwendung fand, unterstützte bei der indikativen Auslegung von Batteriegrösse unter Berücksichtigung möglicher Ladeprofile, als auch der Definition der notwendigen Dauerleistung. Zudem wurden Kriterienkatalog, Anforderungsliste und Pflichtenheft für die Auswahl eines geeigneten E-Busses erstellt. Jedoch zeigt das entwickelte Tool

reduzierte Möglichkeiten bei der übertragbaren Anwendung auf andere Anwendungsfälle und stellt eine dezidierte Abbildung für die Heuberge da. Entsprechend wurde parallel dazu eine Simulationsumgebung herangezogen, um die Ergebnisse zu plausibilisieren.

Die simulationsbasierte Methode erzeugt ein physikalisch fundiertes, zeitaufgelöstes Lastprofil und eignet sich damit besonders für die technische Auslegung von Fahrzeugen sowie für Sonderanfertigungen wie im Fall der Heuberge. Im Anschluss wurde sie durch eine Gesamtenergiesimulation des Heubergeareals eingesetzt. Diese hat gezeigt, dass eine vollständige Elektrifizierung des Heuberge-Areals technisch machbar, energetisch sinnvoll und ökonomisch attraktiv sein kann. Die Fahrzeugsimulationen belegen realistische Verbrauchswerte von 0.9–1.4 kWh/km und rund 32–35 kWh pro Umlauf, woraus eine erforderliche Batteriegrösse von etwa 132 kWh resultiert. Der Winterbetrieb bestimmt die Auslegung, während Zwischenladungen über Mittag den Betrieb absichern. Die Energieanalyse zeigt, dass die Flotte durch ihre langen Standzeiten tagsüber einen Grossteil der PV-Erzeugung direkt aufnehmen kann. Im Winter reicht PV nicht aus, im Sommer entstehen deutliche Überschüsse.

Besonderes Augenmerk wurde auf das Zusammenspiel zwischen Stromerzeugung, Verbrauch und Lademanagement gelegt. Die Simulationen wurden mit Unterstützung der Hochschule Luzern (HSLU) entwickelt und analysieren detaillierte Energieflüsse auf Tages- und Monatsebene.

4. Ergebnisse und Kernaussagen

Die Ergebnisse zeigen, dass eine Elektrifizierung der Flotte grundsätzlich möglich ist. Die Analyse belegt:

- Im Sommer kann durch PV Überschüsse produziert werden.
- Im Winter besteht ein Energiemangel, insbesondere beim Liftbetrieb (der in dieser Studie vorerst ausgeklammert wurde).
- Ein intelligentes Lademanagement (z.B. planbasierte Ladefenster) reduziert die notwendige Ladeinfrastruktur und vermeidet Spitzenlasten.
- Speicher (z.B. Lithium-Ionen) sind aktuell nur bedingt wirtschaftlich, könnten aber bei veränderten Rahmenbedingungen (z.B. dynamische Tarife) an Relevanz gewinnen.
- Die Analyse der Emissionen zeigt ein signifikantes Reduktionspotenzial für CO₂, insbesondere bei Umstieg der gesamten Flotte und Elektrifizierung der Wärmeversorgung.

Eine Elektrifizierung ist technisch machbar, allerdings bestehen aktuell noch keine marktfähigen E-Bus-Modelle, die den Bedingungen und Anforderungen des Standorts Heuberge besonders während der Hauptsaison im Winter gerecht werden. Die Anforderungen an Allrad, Batteriekapazität und Heizleistung sind derzeit schwer kombinierbar.

Aus wirtschaftlicher Sicht bietet die Kombination aus Photovoltaik und intelligentem, fahrplanbasiertem Lademanagement klar das beste Verhältnis aus Investition, Betriebskosten und Nutzen. Ein stationärer Speicher verbessert im Sommer die Eigenverbrauchsquote und senkt Lastspitzen, bleibt im Winter jedoch weitgehend wirkungslos, da die Fahrzeuge nahezu die gesamte verfügbare Erzeugung selbst aufnehmen. Der Speicher ist heute aufgrund hoher Kosten nur eingeschränkt wirtschaftlich, wird jedoch mit sinkenden Batteriepreisen perspektivisch attraktiv und kann insbesondere bei dynamischen Tarifen erheblichen Mehrwert schaffen.

Die Netzstudie bestätigt, dass die bestehenden Transformatoren ausreichend Reserven zur Integration zusätzlicher erneuerbarer Erzeuger besitzen und kurzfristig kein Netzausbau erforderlich ist. Ökologisch führt die Elektrifizierung von Flotte und Wärmeerzeugung durch eine Wärmepumpe zu einer deutlichen Reduktion der Treibhausgasemissionen. Durch den Einsatz von PV lässt sich der Emissionsfaktor des Areals weiter senken und langfristig eine lokale Emissionsfreiheit erreichen. Insgesamt empfiehlt sich als Ausbaureihenfolge zunächst die Elektrifizierung der Busflotte und des Wärmebedarfs, gefolgt von einem intelligenten Lademanagement und dem Ausbau der Photovoltaik. Ein Speicher sollte erst bei höheren Preissignalen aus Strommärkten, grösserer PV-Produktion oder sinkenden Kosten ergänzt werden, während Wind- und Wasserkraft in einem späteren Schritt vertieft zu prüfen sind.

Kurzfristig sind Photovoltaik und intelligentes Lademanagement die wirksamsten Hebel. Der Einsatz eines Stromspeichers, die Entwicklung eines Windkraftprojektes und die Einbindung eines lokalen Wasserkraftwerkes, welches derzeit im Vernehmlassungs-Prozess befindlich ist, bieten mittelfristig weiteres Potenzial.

5. Handlungsempfehlungen und Ausblick

Basierend auf den gewonnenen Erkenntnissen empfiehlt das Projektteam folgende Umsetzungsschritte:

- **Kurzfristig:** Ausbau der PV-Anlagen (Dach und Carport), Implementierung eines smarten Lastmanagementsystems, technologische Marktbeobachtung zu E-Bus-Modellen.
- **Mittelfristig:** Integration eines stationären Speichersystems für Lastverschiebung, Reduktion von Netzbezugsspitzen.
- **Langfristig:** Prüfung und ggf. Realisierung von Wind- und Wasserkraft zur Deckung von Winterdefiziten.

Zudem ist eine engere Zusammenarbeit mit Busherstellern sinnvoll, um spezifische Anforderungen in Entwicklung und Ausschreibung einzubringen. Die Integration in das T(Eco)-Konzept der Heuberge AG unterstützt den langfristigen Umbau hin zu einem nachhaltigen Ganzjahres-Tourismusstandort.

6. Transferpotenzial

Die Methodik, das entwickelte Berechnungstool sowie der Kriterienkatalog können auf andere alpine Regionen mit ähnlichen topografischen und klimatischen Rahmenbedingungen übertragen werden. Der praxisorientierte Ansatz erlaubt es, systemische Zusammenhänge zu verstehen und konkrete Umsetzungsschritte zu planen. Das Projekt bietet so eine fundierte Entscheidungsgrundlage für Betreiber, Gemeinden und Energieversorger.

Diese Zusammenfassung ermöglicht eine ganzheitliche Betrachtung der Herausforderungen und Lösungspotenziale für emissionsfreie Mobilität für Bergstandorte in den Alpen am Beispiel Heuberge.

Résumé

Conversion du TP en mobilité électrique dans les régions de montagne – Site pilote Heuberge

1. Contexte et motivation

Les régions alpines sont particulièrement touchées par le changement climatique. La hausse des températures moyennes, les événements climatiques extrêmes plus fréquents et la baisse de la fiabilité de l'enneigement menacent les modèles touristiques hivernaux traditionnels. Les stations doivent s'adapter et développer des modèles durables pour rester compétitives à long terme.

Heuberge AG à Fideris (canton des Grisons) a très tôt compris que le passage à une mobilité sans émissions représente un levier stratégique important. Ce projet préliminaire examine en détail la conversion de la flotte de bus diesel vers des bus électriques. Le site présente des conditions idéales pour une expérimentation réaliste : une route d'accès clairement délimitée, un nombre de véhicules restreint, une forte saisonnalité et une infrastructure électrique existante (ligne électrique depuis la vallée).

2. Objectifs et structure du projet

L'objectif global est de vérifier la faisabilité de la conversion de la navette vers une solution zéro émission et d'intégrer les énergies renouvelables locales pour atteindre une autonomie maximale. Quatre sous-projets (SP) structurent l'approche :

- **SP1** : Conception d'un concept de mobilité électrique, incluant un catalogue de critères, une liste d'exigences et un cahier des charges
- **SP2** : Développement d'un outil de calcul dynamique pour dimensionner les batteries
- **SP3** : Analyse énergétique du site avec intégration PV, éolien, hydraulique, stockage et profils de charge
- **SP4** : Communication et gestion des parties prenantes, y compris le Forum Heuberge E-Mobilité

Les phases du projet (A à C) s'enchaînent logiquement : la phase A collecte les données locales, la phase B approfondit les scénarios techniques et énergétiques, et la phase C fournit des bases de décision concrètes.

3. Méthodologie et outils analytiques

L'analyse de l'itinéraire a été réalisée à l'aide d'outils numériques (Google Earth, SwissTopo, Komoot) et complétée par des données d'exploitation des bus actuels (Mercedes Sprinter 4x4). Les plans de circulation saisonniers, les consommations par rotation (6 l été / 11 l hiver) et les kilométrages moyens par véhicule ont été documentés.

Un outil Excel a été développé pour déterminer la capacité de batterie nécessaire en scénario de charge maximale (MaxBel). Ce scénario garantit une autonomie suffisante même en conditions difficiles (froid, neige, charge maximale).

L'analyse énergétique couvre :

- Les besoins électriques de la flotte
- L'utilisation de pompes à chaleur au refuge
- Les profils horaires de consommation
- Le potentiel PV (toiture, carport), éolien et petite hydraulique
- L'intégration de stockage et la compatibilité réseau

Un outil de calcul Excel spécialement développé et utilisé en interne dans le cadre du projet a permis de déterminer la taille indicative de la batterie, en tenant compte des profils de charge possibles, ainsi que la puissance continue nécessaire. En outre, un catalogue de critères, une liste d'exigences et un cahier des charges ont été élaborés pour la sélection d'un bus électrique approprié. Cependant, l'outil développé présente des possibilités réduites en termes d'applicabilité à d'autres cas d'utilisation et constitue une représentation spécifique pour Heuberge. Parallèlement, un environnement de simulation a donc été utilisé pour vérifier la plausibilité des résultats.

La méthode basée sur la simulation génère un profil de charge physiquement fondé et résolu dans le temps, ce qui la rend particulièrement adaptée à la conception technique de véhicules ainsi qu'à des fabrications spéciales comme dans le cas de Heuberge. Une simulation énergétique globale du site de Heuberge a ensuite été réalisée. Elle a montré qu'une électrification complète du site de Heuberge est techniquement faisable, judicieuse sur le plan énergétique et économiquement intéressante. Les simulations de véhicules montrent des valeurs de consommation réalistes de 0,9 à 1,4 kWh/km et d'environ 32 à 35 kWh par cycle, ce qui nécessite une batterie d'une capacité d'environ 132 kWh. Le fonctionnement hivernal détermine la conception, tandis que des charges intermédiaires pendant la pause de midi garantissent le fonctionnement. L'analyse énergétique montre que la flotte peut absorber directement une grande partie de la production photovoltaïque pendant la journée grâce à ses longues périodes d'immobilisation. En hiver, le photovoltaïque ne suffit pas, tandis qu'en été, les excédents sont importants.

Une attention particulière a été accordée à l'interaction entre la production d'électricité, la consommation et la gestion de la recharge. Les simulations ont été développées avec le soutien de la Haute école de Lucerne (HSLU) et analysent les flux énergétiques détaillés au niveau quotidien et mensuel.

4. Résultats et enseignements

Les résultats confirment la faisabilité technique de l'électrification de la flotte. Les principaux constats:

- En été, des excédents solaires peuvent être produits.
- En hiver, un déficit énergétique est constaté (surtout en cas d'exploitation des remontées).
- La gestion intelligente des charges permet de limiter les pics et d'alléger les besoins en infrastructure.
- Le stockage (batteries) est actuellement peu rentable, mais pourrait le devenir avec des tarifs dynamiques.
- Les émissions de CO₂ peuvent être significativement réduites si la flotte et le chauffage sont électrifiés.

D'un point de vue économique, la combinaison du photovoltaïque et d'une gestion intelligente de la recharge basée sur les horaires offre clairement le meilleur rapport entre investissement, coûts d'exploitation et avantages. Un système de stockage stationnaire améliore le taux d'autoconsommation en été et réduit les pics de charge, mais reste largement inefficace en hiver, car les véhicules absorbent eux-mêmes la quasi-totalité de la production disponible. En raison de son coût élevé, le stockage n'est aujourd'hui rentable que de manière limitée, mais il deviendra attractif à l'avenir avec la baisse des prix des batteries et pourra créer une valeur ajoutée considérable, en particulier avec des tarifs dynamiques.

L'étude sur le réseau confirme que les transformateurs existants disposent de réserves suffisantes pour intégrer des producteurs d'énergie renouvelable supplémentaires et qu'aucune extension du réseau n'est nécessaire à court terme. Sur le plan écologique, l'électrification de la flotte et la production de chaleur par pompe à chaleur entraînent une réduction significative des émissions de gaz à effet de serre. L'utilisation du photovoltaïque permet de réduire encore davantage le facteur d'émission du site et d'atteindre à long terme un niveau d'émissions local nul. Dans l'ensemble, il est recommandé de procéder dans un premier temps à l'électrification de la flotte de bus et des besoins en chauffage, puis de mettre en place une gestion intelligente de la recharge et de développer le photovoltaïque. Un système de stockage ne devrait être ajouté qu'en cas de hausse des prix sur les marchés de l'électricité, d'augmentation de la production photovoltaïque ou de baisse des coûts, tandis que l'énergie éolienne et hydraulique doivent être examinées de manière plus approfondie dans une étape ultérieure.

Actuellement, aucun modèle de bus électrique disponible sur le marché ne satisfait pleinement aux exigences hivernales spécifiques de Heuberge (4x4, autonomie, chauffage).

5. Recommandations et perspectives

Sur la base des résultats obtenus, les recommandations suivantes sont formulées :

- **Court terme** : Extension PV (toits + carports), gestion de charge intelligente, veille technologique sur les bus
- **Moyen terme** : Intégration de batteries stationnaires pour déplacer les charges et stabiliser le réseau
- **Long terme** : Évaluation du potentiel éolien et hydraulique pour couvrir les déficits hivernaux

L'électrification est techniquement faisable, mais il n'existe actuellement aucun modèle de bus électrique commercialisable qui réponde aux conditions et aux exigences du site de Heuberge, en particulier pendant la haute saison hivernale. Les exigences en matière de transmission intégrale, de capacité de batterie et de puissance de chauffage sont actuellement difficiles à combiner.

À court terme, le photovoltaïque et la gestion intelligente de la recharge sont les leviers les plus efficaces. L'utilisation d'un accumulateur d'électricité, le développement d'un projet d'énergie éolienne et l'intégration d'une centrale hydroélectrique locale, actuellement en cours de consultation, offrent un potentiel supplémentaire à moyen terme.

6. Potentiel de transfert

La méthodologie, l'outil de calcul et le catalogue de critères peuvent être réutilisés dans d'autres régions alpines aux conditions similaires. L'approche pratique permet de comprendre les interactions systémiques et de planifier des mesures concrètes. Le projet fournit ainsi une base de décision solide pour les exploitants, communes et fournisseurs d'énergie.

Ce résumé permet d'avoir une vision globale des défis et des solutions potentielles pour une mobilité sans émissions dans les sites montagneux des Alpes, en prenant l'exemple de Heuberge.

1. Ausgangslage

Die Alpen sind auf verschiedenen Ebenen besonders stark vom Klimawandel betroffen, weshalb dort ein besonderes Interesse besteht, Klimaschutz zu betreiben. Derzeit werden in Bergregionen im öffentlichen Verkehr fast ausschliesslich Dieselmotoren eingesetzt, wodurch die Potenziale, Treibhausgasemissionen einzusparen und die lokale Eigenversorgung zu verbessern, nicht ausgeschöpft werden.

Die Folgen des Klimawandels sind eine Bedrohung für den aktuell in Berggebieten stark ausgeprägten Wintertourismus. Um im Tourismus langfristig Perspektiven zu haben, gilt es, sich als Skigebiet den Herausforderungen zu stellen und nachhaltige Strategien und Ansätze zu entwickeln. Viele Skigebiete verfolgen deswegen das Ziel, emissions-neutral zu werden. Dies einerseits aus Druck von aussen, aber auch als Motivation zur Differenzierung und Generation von Wettbewerbsvorteilen. Zum Leistungsumfang von Skigebieten gehört oft auch die Bereitstellung von Personentransport-Dienstleistungen. Eine Transformation zu emissionsarmen Lösungen mit passender Infrastruktur ist notwendig. Die Umsetzung dieses Zieles geht jedoch einher mit einem hohen Stromverbrauch. Mit der aktuellen Entwicklung der Strompreise führt dies zu Herausforderungen für die Skigebiete, wodurch diese durch lokale Massnahmen für stabile und akzeptable Stromkosten sorgen müssen. Dabei kann lokale Energieproduktion helfen, den Betrieb möglichst kostenoptimal sicherzustellen.

Die Heuberge, ein kleines Skigebiet in Fideris, Graubünden, beschäftigt sich ebenfalls mit dem Klimawandel, insbesondere auch der immer unsichereren Schneelage und deren Folgen für das aktuelle Tourismusmodell mit Fokus auf dem Wintertourismus. Das Skigebiet weist jedoch auch in Bezug auf die Mobilität oder ausgedehnte Naturschutzgebiete spezielle Herausforderungen auf. Bereits vor über zehn Jahren konnte sich der Betrieb der Heuberge durch den Bau einer Stromleitung vom Tal zum Skigebiet deutlich von fossilen Energieträgern entkoppeln. Da das Thema E-Mobilität stets in Verbindung mit passender Infrastruktur angegangen werden muss, bildet diese Leitung eine notwendige Grundlage für das Projekt. Darüber hinaus bietet der Standort Heuberge ideale Bedingungen für ein Pilotprojekt: Mit einer klar definierten Zufahrtsstrecke, einer begrenzten Anzahl an Fahrzeugen und stark saisonal geprägtem Betrieb lassen sich technische, betriebliche und wirtschaftliche Aspekte der Umstellung gezielt untersuchen. Die Testumgebung ermöglicht es, übertragbare Erkenntnisse für andere alpine Regionen zu gewinnen. Die Motivation der Heuberge AG und das bisherige Engagement bilden eine gute Basis für die geplanten Aktivitäten.

Die Heuberge AG verfolgt, um sich für die Zukunft und den Klimawandel zu rüsten, das Ziel des T(Eco)-Konzeptes¹. Dies beinhaltet neben dem Neubau des Berghauses einen Betrieb unter der Anwendung neuester Technologien und Innovationen, mit Blick in Richtung eines nachhaltigen und zukunftsfähigen Tourismus. Ziel ist somit eine Diversifizierung des Skigebiets über den traditionellen Wintertourismus hinaus zu einem Ganzjahrestourismus. Teil dieser Vision ist auch die Umstellung der Busflotte der Heuberge, die das Tal über eine 10,8 km lange Bergstrasse mit dem Berghaus Arflina verbindet, klimaneutral auf E-Mobilität umzustellen. Durch die Neuausrichtung und Elektrifizierung des Shuttledienstes steigt der lokale Bedarf an Strom. Hierzu wird untersucht, wie dieser durch zusätzliche erneuerbare Energieversorgung am Standort gedeckt werden kann. Hierdurch unterstützen die Ergebnisse dieses Vorprojektes die Entscheidungsfindung in Richtung emissionsfreier öV am Pilotstandort Heuberge und gliedern sich in die Zieldefinition des T(Eco)-Konzeptes ein.

2. Ziel der Arbeit

Das übergeordnete Ziel des Projektes besteht darin, für den Pilotstandort Heuberge die Machbarkeit der Umstellung der Busse auf E-Mobilität zu prüfen und Möglichkeiten und Empfehlungen zur Umsetzung zu geben. Als Grundlage dafür werden verschiedene inhaltliche Schwerpunkte erarbeitet, die eine fundierte Entscheidungsbasis bilden. Durch das Zusammenspiel von erarbeitetem Wissen, Erfahrungen und Erwartungen sollen tragfähige Voraussetzungen geschaffen werden, um eine zukunftsfähige und nachhaltige Mobilitätslösung für die Heuberge zu entwickeln. Die Elektrifizierung der Busflotte wird dabei als zentraler Hebel zur Erreichung dieser Ziele verstanden, als auch die Treibhausgas-Emissionen des gesamten Betriebs zu reduzieren, um somit einen umfassenden Beitrag zum Klimaschutz zu leisten.

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die verschiedenen Zielfragen, die Gliederung in Bezug auf Teilprojekte (TP) inklusive der zugehörigen Leitthemen, welche dieser Arbeit zu Grunde liegen.

¹ Das T(Eco)-Konzept bezieht sich auf eine Neuorientierung und Standortentwicklung des Heuberge-Areals in Richtung Diversifizierung und Ökologisierung der Angebote, und beinhaltet das Zusammenziehen der beiden Berghäuser und einen modernen Neubau am Standort des Berghauses Arflina. Derzeit laufen diesbezügliche Ansuchen auf behördlicher Ebene. [Video: Vision T-Eco Resort](#)

Tabelle 1 Übersicht über die Zielfragen und Themencluster sowie dazugehörige Leitthemen

Zielfragen & Themencluster	Leitthemen
TP 1: Vor welchen Herausforderungen steht die Elektrifizierung der Heuberge Flotte? (E-Mobilitätskonzept: Datenerhebung & Voruntersuchung)	Routenanalyse
	Marktüberblick
	Kriterienkatalog
	Anforderungsliste
	Pflichtenheft
	Gesamtenergieanalyse
TP 2: Wie kommen wir nach Sammlung lokaler Gegebenheiten zur Definition kritischer Faktoren (Batteriegrösse / Dauerleistung etc) für die Anforderungsliste	Excel Berechnungstool
TP 3: Welchen Einfluss hat E-Mobilität auf die weitere Elektrifizierung und energiewirtschaftliche Planung des Heubergeareals?	Detailmodellierung - Fahrzeugsimulation: E-Mobilität
	Detailmodellierung - Energiearealanalyse
	Detailmodellierung - Szenarienanalyse
	Ökonomische Bewertung
	Ökologische Bewertung
	Netzstudie
TP 4: Informations- und Kommunikationsmanagement / Systementscheid	Stakeholderanalyse
	Kommunikationsmanagement
	Durchführung Heuberge Forum E-Mobilität (HEF)
	Erste Abklärungen Aktionsgruppe Lokale Energiegemeinschaft (LEG)
	Prüfung von E-Bus-Varianten, Optionen zu Ladeinfrastruktur und Lastmanagement, Potenzialanalyse A & B: Strom von Netz & lokale PV
	Abstimmung mit Auftraggeber für Systementscheid

Durch die gewählte Struktur wird ermöglicht, dass das Thema der Einführung von E-Bussen aus verschiedenen Blickwinkeln holistisch betrachtet wird². Basierend aus den in Tabelle 1 dargestellten Zielfragen, Themenclustern und Leitthemen haben sich die nachfolgenden Teilprojekte abgeleitet.

3. Forschungsansatz und aktueller Wissensstand

Dieses Kapitel beschreibt für jedes Teilprojekt den Forschungsansatz sowie den aktuellen Wissensstand, der für das Projekt relevant ist.

TP1: ABLEITUNG EINES E-MOBILITÄTSKONZEPTE

In diesem Teilprojekt wurde ein Kriterienkatalog mit relevanten Kriterien und möglichen Anforderungen an einen E-Bus für anspruchsvolle Bergstrecken erstellt. Darauf aufbauend entstanden eine heuberge-spezifische Anforderungsliste sowie ein Pflichtenheft. Grundlage dafür war die Berechnung der erforderlichen Batteriekapazität und Dauerleistung, die mit einem speziell für die Heuberge entwickelten Berechnungstool durchgeführt wurde. Ergänzend dazu wurde eine Gesamtenergiebilanz erstellt, welche die Produktion und den Verbrauch des gesamten Heuberge-Areals auf jährlicher, saisonaler Basis und für ausgewählte Monate aufzeigt.

Wie bereits in durchgeführten ESöV Projekten zur Mobilität in Berggebieten festgehalten wurde³, gibt es auch auf der anspruchsvollen Bergstrecke in die Heuberge besondere Herausforderungen. Diese umfassen:

² Laut Vorlage der Grundlagenstudie des BFE «Abschätzung des Einsatz- und CO₂-Reduktionspotenzials durch Busse mit nicht fossilen Antriebstechnologien und Fördermöglichkeiten» (2020).

³ BAV ESöV „Elektrifizierung von Bussen in ländlichen Bergregionen“, (2020, 29. Oktober) Paul Scherer Institut, Abgerufen im November 2025, P-196, <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=70308&Load=true>

1. Starke saisonale Nachfrageschwankungen Sommer / Winter (Zufahrt im Winter nur mit öV erlaubt)
2. Durchgehende Schneefahrbahn während der Hauptbetriebszeit im Winter, da die Strecke auch als Schlittelweg dient (erhöhter Energieaufwand für Bergfahrt, zeitweise Schneeketten nötig, weniger Rekuperation auf Schnee)
3. Grosse klimatische Schwankungen über das Jahr (etwa -15°C bis $+35^{\circ}\text{C}$ - spezielle Anforderungen an Klimatisierungs-/Heizbedarf),
4. Punktuell starke Steigungen, enge Fahrbahn und enge Kurvenradien.

Die Strecke bzw. ein Umlauf ist in eine Berg- und eine Talfahrt geteilt. Entlang der 10,8 km langen Strecke von Fideris Dorf (890 hm) bis zum Berghaus Arflina (2 000 hm) erfolgen keine Zustiege. In der Winter-Saison erfolgt der gesamte Personentransport als auch Materialtransporte mit Bussen über diese Strecke. Die Strecke wurde mit Hilfe der technischen Anwendungen Google Earth, Google-Maps und Swiss-Topo und Komoot analysiert.

Die Umläufe wurden in verschiedene Streckenabschnitte, begrenzt durch Orte, an denen auf eine tiefe Geschwindigkeit abgebremst und wieder beschleunigt wird, unterteilt. In der Routenanalyse konnten so Informationen, wie die maximale und durchschnittliche Steigung der gesamten Strecke, erörtert werden. Die Verwendung verschiedener Tools stellte sicher, dass die korrekte Streckenführung ermittelt werden konnte, da teilweise Nebenwege angezeigt wurden.

Derzeit sind 10 extralange Mercedes 4x4 Sprinter 519 CDI im Einsatz, die für die Strecke auf den Heubergen leicht modifiziert wurden. Die nachfolgenden Fahrzeugdaten beschreiben die aktuell im Betrieb stehenden Fahrzeuge und dienen als Grundlage für das Projekt. Tabelle 2 Grundlegende Daten Mercedes Sprinter 519 CDI

Fahrzeugdaten - Mercedes Sprinter 519 CDI Extralang	
Radstand / Länge [mm]	4 325 / 8 000
Sitzplätze [n]	22 (+1 Fahrer)
Leergewicht [kg]	3 030
Antriebsart	Allrad
Leistung [kW]	ca. 140
Gesamtgewicht inkl. Zuggewicht [kg]	7 000

Im Winter verkehren die Busse täglich immer vormittags von 09:30 - 12:30 Uhr jede halbe Stunde, sowie wieder nachmittags ab 15:00 bzw. 16:00 Uhr. Weitere Abfahrtszeiten um 22:00; 23:00 und 00:00 Uhr sind nach Vereinbarung möglich. Eine Anfahrt mit dem PW ist während der Wintersaison nicht möglich.

Im Sommer sind Bergfahrten ab 09:50, 11:50 und 13:50 Uhr sowie entsprechende Talfahrten von 10:45; 12:45 und 16:00 Uhr möglich. Ausserhalb der Wintersaison überwiegt derzeit der Individualverkehr. Im Rahmen des T(Eco) Konzeptes mit Fokus auf erfolgreichen Ganzjahrestourismus und den damit einhergehenden Plänen für eine nachhaltige Anreise ist zu erwarten, dass sich dies ändern wird. Dies würde zu deutlich mehr Fahrten mit dem Bus ausserhalb der aktuellen Wintersaison führen.

Die Fahrzeuge befinden sich meist nicht den ganzen Tag im Dauereinsatz - insbesondere während der herausfordernden Zeit mit Schneefahrbahn gibt es eine längere Mittagspause, in der die Fahrzeuge stillstehen.

Tabelle 3 zeigt den gesamten Dieselbezug der Heuberge AG für den Betrieb der Busse im Jahr 2023 - diese sind seit 2010 rückläufig. In der Wintersaison 2024/25 konnte durch die lange Dauer des Betriebs der Schlittelbahn jedoch ein Rekordjahr verbucht werden. Durch die sich stets verringernde Schneesicherheit wird diese Dauer tendenziell jedoch immer kürzer. Pro Umlauf benötigt ein Bus in der Sommersaison 6 l und in der Wintersaison 11 l Diesel. Basierend auf dem gesamten Verbrauch und dem Verbrauch pro Umlauf lässt sich die Anzahl der Umläufe pro Saison und die sich daraus ergebenden Fahrleistungen in Anzahl Fahrten und geleistete Kilometer pro Bus bestimmen (siehe Tabelle 3). Im Sommer werden insgesamt 242 Fahrten und im Winter 1114 absolviert. Bei einer gleichmässigen Verteilung der Fahrten auf die 10 Busse, sind im Sommer 24 Umläufe und im Winter 112 Umläufe pro Fahrzeug zu absolvieren. Da die Strecke ca. 21,6 km lang ist, ergibt sich eine Kilometerleistung pro Fahrzeug von ca. 2352 km für den Winter und 504 km für den Sommer. Damit ist eine gesamte Jahresfahrleistung von ca. 2900 km pro Fahrzeug zu erbringen.

Tabelle 3 Dieselbezug, Dieselverbräuche und gefahrene Kilometer pro Bus für die Sommer- und Wintersaison

	Sommersaison	Wintersaison
Gesamter Dieselbezug [l]	1452	12260
Dieselverbrauch pro Umlauf [l]	6	11
Anzahl Fahrten [n]	242	1114
Anzahl Fahrten pro Bus [n]	24	112
Gefahrene Kilometer pro Bus [km]	504	2352

Zur Erstellung der Anforderungsliste (Anhang 6 - beinhaltet vornehmlich Batteriegrösse und Dauerleistung) sind zusätzliche Daten notwendig (für Details siehe Anhang 4: Berechnungstool) welche über iterative Schritte (in Kombination mit Überlegungen zum Ladekonzept) mittels des Berechnungstools errechnet wurden. Mittels einer Literaturrecherche wurde ein Grundgerüst für einen Kriterienkatalog erstellt (Anhang 7), der die Entwicklung von Pflichtenheften für E-Busse und deren Einführungsprozess speziell für anspruchsvolle Bergstrecken unterstützen soll. Dieser wurde in mehreren Prozessschritten stetig erweitert und mit Kommentaren bestückt. Ein wichtiger Parameter, der anhand des maximalen Belastungs-Szenarios bestimmt wird, ist die nötige Batteriekapazität. Dazu wurde iterativ ein Excel-basiertes Berechnungstool speziell für den Anwendungsfall Heuberge entwickelt, welches aus relevanten standortspezifischen Daten die benötigte Batteriekapazität in Hinblick auf das maximale Belastungsszenario berechnet. Um die benötigten Daten von der Strecke zwischen der Talstation Fideris Saga und dem Berghaus Arflina für die Eingabe in das Tool zu erheben, wurde eine systematische Routenanalyse durchgeführt. Darüber hinaus wurden weitere Informationen zu den Fahrplänen, den bestehenden Fahrzeugen, zu besonderen Einsatzkriterien (z.B. Verwendung von Pflug oder Anhänger, Schneefahrbahn, minimal-Temperatur), und anderen Faktoren erhoben und für die Berechnungen verwendet.

Ein wichtiger Schritt, um die Anwendbarkeit des Tools zu verifizieren, war das Heuberge Forum E-Mobilität (HEF) am 13. und 14. Juni 2024. An diesem Forum nahmen diverse Fachleute von zwölf E-Mobilitäts-Dienstleistern teil. Hier wurden die zu diesem Zeitpunkt vorhandenen Projektergebnisse diskutiert, validiert und basierend auf dem praxisorientierten Austausch weiterentwickelt. Dieser Schritt wurde gesetzt, um Lücken zu identifizieren und Herausforderungen praxisorientiert im Austausch mit Spezialisten zu adressieren, was den allgemeinen Nutzen der Projektergebnisse für andere anspruchsvolle Bergstrecken sicherstellt.

Durch Abstimmung mit dem Auftraggeber wurde darauf aufbauend das Pflichtenheft Heuberge entwickelt, das als Basis-Ausschreibungsprofil für die Identifikation bzw. die Entwicklung von E-Bus-Modellen dient, die die lokalen Anforderungen der Heuberge erfüllen. Damit abgestimmt wurde bereits während der Berechnung der Batteriegrösse die Ladeinfrastruktur- und verschiedene Aspekte potenzieller Nutzungs- und Anbindungsszenarien tiefergehend betrachtet, sowie verschiedene Ladeoptionen evaluiert.

Gesamtenergieanalyse

In TP1 wurde eine Gesamtenergieanalyse des Areals (Darstellung der Ist-Situation) durchgeführt und auch eine Modellumgebung entwickelt. Die Modellumgebung diente als Grundlage für die im TP3 durchgeführte detaillierte Modellierung über das zeitlich abgestimmte Zusammenspiel aus Strombedarf und Produktion. Für die Bilanzierung wurde das gesamte Potenzial der identifizierten Photovoltaikleistung (Berghaus Arflina und Talstation Saga) als potenzieller Erzeuger herangezogen. Aufgrund der starken Fluktuation der erneuerbaren Energien erfolgte eine saisonale Aufteilung der Bilanzierung in Winter- und Sommersaison, sowie eine detaillierte Betrachtung einzelner Monate, wofür Zeitreihen aus den Daten entwickelt wurden. Auch wurde ausgewertet, wo und wann Überschüsse anfallen bzw. Lücken bestehen und wie damit umgegangen werden kann.

TP2: EXCEL-BERECHNUNGSTOOL

Dieses Teilprojekt umfasst ein Berechnungstool, welches projektintern verwendet wurde, um eine Bedarfsanalyse anhand der lokalen Gegebenheiten orientiert am maximalen Belastungs-Szenario (Max-Bel-Szenario) durchzuführen. Vornehmlich hilft das Berechnungstool dabei die benötigte Batteriegrösse zu eruieren. Ziel ist es, lokal-spezifische Daten aus dem hierin beigefügten Kriterienkatalog mit den Resultaten der Anforderungsliste zu verbinden, um ein Pflichtenheft für die Beschaffung eines passenden E-Busses spezifisch für den jeweiligen Standort zu generieren. Um auch an ähnlich anspruchsvollen Bergstrecken Anwendung zu finden, bedarf es einer Weiterentwicklung und Validierung anhand der Gegebenheiten an anderen Standorten.

Das Excel-Berechnungstool wurde spezifisch für die Berechnung der benötigten Batteriekapazität am Pilotstandort Heuberge entwickelt, und durch Anmerkungen von Spezialisten während dem HEF adaptiert und ergänzt. Nebst der Betrachtung des MaxBel-Szenarios wurde auch eine Berechnung für den Sommerbetrieb entwickelt, um auch zu dieser Zeit mögliche Ladeoptionen anhand der ausgewählten Batteriekapazität vorherzusagen. Um sicher zu stellen, dass das Tool auch für andere hilfreich ist, wurde zudem eine Anleitung zu dessen Nutzung erstellt, eine separate Eingabemaske eingefügt und das Tool optisch verbessert.

TP3: AREALANALYSE: E-MOBILITÄT INTEGRATIONSBETRACHTUNG UND WEITERE ELEKTRIFIZIERUNG DES HEUBERGEAREALS

Aufbauend auf der Gesamtenergieanalyse des Areal im TP1, wurden in diesem Teilprojekt die Modellumgebung entwickelt und mit Hilfe derer mehrere Simulationen durchgeführt. Für die Integrationsbetrachtung einer elektrischen Flotte ist jedoch auch die zeitliche Abhängigkeit von lokaler Stromproduktion und möglichen Ladezeiten zu simulieren. Diese ermöglichen es, den tageszeitabhängigen Bedarf aller Fahrzeuge zu errechnen, einschliesslich Standzeiten und etwaiger Ladezeitfenster. Ergebnis der Simulation sind fein aufgelöste Zeitreihen, mittels derer die Gleichzeitigkeit von PV-Produktion und tatsächlichem Ladebedarf analysiert und dargestellt werden können, wodurch der Fokus des Projektes die Eigenversorgung mit erneuerbaren Energien adressiert wurde. Zudem werden die Einflüsse eines lokalen Energiespeichers und Einflüsse von verschiedenen Stromtarifen mitberücksichtigt.

In diesem TP wurde begleitend zu TP1 und der bereits zu diesem Zeitpunkt entwickelten Modellumgebung, verschiedene zeitlich aufgelöste Detailmodellierungen durchgeführt. Ziel war es die Fahrzeugverbräuche aus TP1 durch ein datengestütztes Modell zu plausibilisieren. Dazu wurden von der Hochschule Luzern - Technik & Architektur (HSLU T&A) entwickelte Tools verwendet:

- **Fahrzeugsimulation: E-Mobilität:** Verbrauch eines elektrischen Fahrzeuges auf der Strecke
- **Energiearealanalyse:** Abbildung der zeitlichen Abhängigkeit von Lasten und Produzenten

Neben der Simulation der Energieflüsse wurde die Modellumgebung ebenfalls verwendet, um eine ökonomische und ökologische Bewertung zu machen. Ergänzt werden die Simulationen mit einer Netzstudie, die die Integrierbarkeit zusätzlicher Energiequellen mit Fokus auf Windkraft in die bestehende Infrastruktur untersucht. Zudem wurde für die ökologische Bewertung eine weitere Methodik zum Vergleich von Diesel- und E-Bussen verwendet.

Detailmodellierung - Fahrzeugsimulation: E-Mobilität

Für die detaillierte Abbildung des Energieverbrauchs eines elektrischen Busses auf der Strecke zwischen der Talstation und dem Berghaus Arflina wurde eine Fahrzeugsimulation durchgeführt, um einen Zielbereich des Verbrauchs an elektrischer Energie zu identifizieren. Die erhobenen Verbrauchsdaten aus dem TP2 Referenztool wurden durch diese Simulationsumgebung begleitend ergänzt und verifiziert. Wobei das Referenztool auf Anwendungsfreundlichkeit und als Diskussionsgrundlage dient, ermöglicht die hier eingesetzte Simulationsumgebung ein fundiertes Lastprofil. Entsprechend können die ermittelten Verbrauchswerte aus mehreren Perspektiven abgesichert werden. Darüber hinaus ermöglicht die Analyse eine detaillierte zeitliche Bewertung des Verbrauchs, die als Grundlage für die nachfolgenden Gesamtsystemanalysen notwendig ist. Der Simulationsumgebung liegen physikalische Bewegungsgleichungen zu Grunde. Entsprechend der Problemformulierung ist die ausgewiesene Leistung, die am Rad. Die für die Modellumgebung notwendigen Streckenparameter umfassen dabei die Streckenlänge, das Höhenprofil sowie eine Anzahl an besonders spitzen Kurven, welche die fahrbare Geschwindigkeit des Fahrzeuges reduzieren. Die Parameter für das Fahrzeug und die Strecke sind den Daten in TP1 zu entnehmen. Die resultierenden Leistungen, welche das Fahrzeug bereitstellen muss, um einen Umlauf in der vorgegebenen Zeit absolvieren zu können, wurden zusätzlich durch Effizienzwerte auf eine notwendige Leistung vom Rad auf einen Zwischenkreis umgerechnet, da für die Studie der Leistungs-, und Energiebedarf der Batterie interessiert. Zusätzlich zu den Effizienzverlusten des Fahrzeuges wurde der Energiebedarf für die Fahrgastzellenklimatisierung mitberücksichtigt. Die Verbrauchsergebnisse werden abschliessend herangezogen, um die notwendige Kapazität und notwendige Leistungscharakteristika des Batteriespeichers zu definieren.

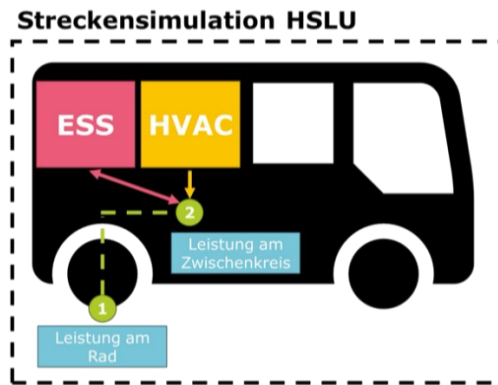


Abbildung 1 Schematische Darstellung der Wirkzusammenhänge der Fahrzeugsimulation.

Detailmodellierung - Energiearealanalyse

Die in TP1 durchgeführte Energiebilanzanalyse, welche Erkenntnisse über das Zusammenspiel aus Bedarf und Produktion liefert, bildet die Grundlage für die Detailmodellierung im TP3. Um zuverlässige Aussagen über die künftigen Energieflüsse im Netz der Heuberge AG zu treffen, wird ein verfeinertes Zeitreihenmodell entwickelt, welches auch Tageszeitabhängigkeiten abbildet. Dies ermöglicht ein synthetisches Energiemanagement sowie eine indikative und optimierte Bewirtschaftung der Anlage darzustellen. Ziel der Umgebung ist es die Integration und Wirkzusammenhänge eines Energieareales abzubilden und deren Potenzial indikativ nachzuvollziehen.

Die nachfolgende Abbildung bietet einen Überblick über die Modellumgebung, wobei die untersuchten Teilbereiche rot markiert sind. Links ist die Energieanalyse der Busse bzw. der Flotte dargestellt, die in Kombination mit den erhobenen Fahrplänen den zeitlichen Energie- und Ladebedarf ergibt. Ergänzend dazu wurden ein mögliches Erzeugungsprofil der Photovoltaikanlagen (Berg und Tal) sowie der zeitlich aufgelöste Bedarf des zukünftigen Berghauses berücksichtigt. Darüber hinaus wurde auch die Integration eines elektrischen Speichers von 500 kWh in das Arealnetz untersucht. Bei den gewählten Modellierungsparametern stand hauptsächlich die Flotte im Vordergrund, während die zusätzlichen Elemente die Einflüsse auf die Integration verdeutlichen. Ziel der Modellumgebung ist es, für das Areal den kosteneffizientesten Betrieb abzubilden. Dabei werden sowohl Leistung als auch Energiepreis berücksichtigt, sodass Lastspitzen aktiv geglättet und Strom zu günstigen Zeiten beschafft werden können, sofern die Anreize entsprechend gesetzt sind. Das von der HSLU eingesetzte Energiearealanalysetool unterstützt dabei die Darstellung von Synergien und die Bewertung möglicher Entwicklungslösungen für das Areal.

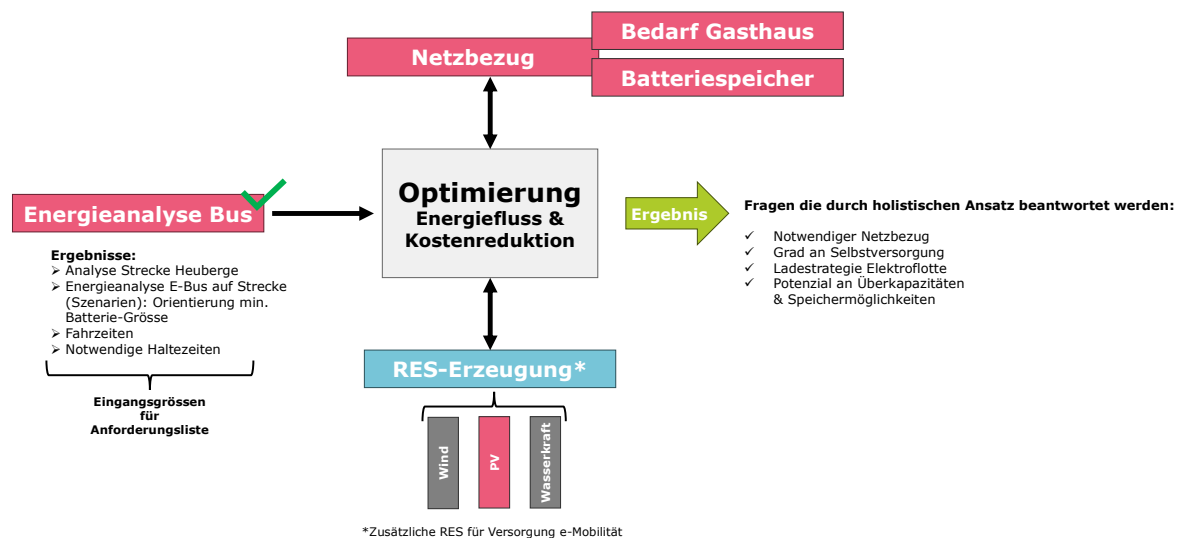


Abbildung 2 Schematische Darstellung der Modellumgebung (Genutzte Teilmodelle rot)

Nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die modellierten Parameter. Die genaue Modellierung ist im Anhang dieses Berichtes zu finden.

Tabelle 4 Parameter für die Modellumgebung

Parameter	Erläuterung
Berghaus: Residuallast und Wärmepumpe	Die Residuallast des Berghauses umfasst den allgemeinen Betrieb wie Küche und Beleuchtung, während eine Wärmepumpe den Wärmebedarf deckt. Für die Wärmepumpe wurde ein gleichmässiger Betrieb über 22 Stunden angenommen, um Effizienz und Lebensdauer zu sichern, woraus im Winter ein Leistungsbedarf von rund 40 kW resultiert. Die Auslegung orientiert sich am Winterbedarf, da dieser deutlich höher als im Sommer ausfällt.
Ladestrategie Elektroflotte	Für den Betrieb einer rein elektrischen Fahrzeugflotte ist eine bedarfsgerechte Ladeinfrastruktur ergänzt durch intelligentes Lastmanagement zur optimalen Nutzung der verfügbaren Netzkapazität und Integration lokaler Energiequellen entscheidend. Vorgesehen sind 150 kW-Lader für Zwischenladungen im Tal und an der Bergstation sowie 22 kW-Ladepunkte im Depot für das nächtliche Laden aller Fahrzeuge. Die Investitionskosten variieren je nach Ladeleistung und Standortbedingungen, während laufende Betriebskosten gering bleiben; ein koordiniertes Lademanagement kann Kosten senken und die Eigenversorgung steigern.
Photovoltaik	Photovoltaik kann Netzbezugskosten und Emissionen senken, wenn der erzeugte Solarstrom zeitgleich für Fahrzeugladung und andere Verbraucher genutzt wird. Die Wirtschaftlichkeit hängt von der optimalen Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch sowie der Vermeidung von Abregelungen ab.
Stationärer elektrischer Energiespeicher	Stationäre Batteriespeicher können Lastspitzen glätten, PV-Eigenverbrauch steigern und so Betriebskosten senken. In der Studie wurde konservativ mit Lithium-Ionen-Systemen kalkuliert, da sie hohe Effizienz, lange Lebensdauer und sinkende Preise bieten. Für die Modellierung wurde ein 500 kWh-Speicher angenommen, um vor allem Kosten durch Lastspitzen und unnötige Einspeisung zu vermeiden.
Einfluss Energiepreise	Die Studie berücksichtigt Fixpreis- und dynamische Stromtarifmodelle, orientiert sich jedoch an bisherigen Stromkosten mit festen Preisen für Bezug und Einspeisung. Für Photovoltaik wurde ein Vergütungssatz von 10 Rp./kWh angesetzt, mit Potenzial für höhere Einnahmen aufgrund der hohen Winterproduktion. Die Modellumgebung zielt primär darauf ab, Lastspitzen zu reduzieren und den Eigenverbrauch zu maximieren, ohne Anreiz für variable Tarife.
Einfluss Tageszeit & Saisonalität	Die Studie simuliert zwei saisonale Szenarien mit typischem Lademuster, bei dem alle Fahrzeuge zwischen 16:30 und 05:00 Uhr vollständig geladen werden. So wird maximale Reichweite und Betriebssicherheit gewährleistet. Dies sichert die Infrastruktur gegen zukünftige Belastungsspitzen und steigende Besucherzahlen ab.

Detailmodellierung - Szenarienanalyse

Um die Einflüsse verschiedenen Parameter einzeln bewerten zu können, wurden zusätzlich konsekutiv aufbauende Arealentwicklungsszenarien definiert. Dabei wird pro Szenario ein weiteres Infrastrukturelement hinzugefügt. Entsprechend haben sich nachfolgende Szenarien ergeben:

- Szenario 1: Basisszenario (100% Netzbezug)
- Szenario 2: Einbindung der Photovoltaikanlage in das Areal
- Szenario 3: Erweiterung des Areals durch die Einbindung eines elektrischen Energiespeichers

In allen Szenarien wird bedingt durch den fahrplangetriebenen Flottenverkehr mit einem bedarfsorientierten Laden gearbeitet. Hierbei wird davon ausgegangen, dass die Fahrzeuge über das gesamte Areal (Berg, Tal / Depot) orchestriert geladen werden. Entsprechend ist ein Energiemanagementsystem vorhanden, welches die Fahrplandaten und erwartbaren Verbräuche integriert und am Anfang der Einsatzzeit bei den jeweiligen Fahrzeugen den anvisierten Ladestand garantiert, mit Bedacht auf die Vermeidung von Lastspitzen. Ebenfalls werden in allen Szenarien die flexiblen und nicht flexiblen Residuallasten des Berghausbetriebs berücksichtigt. Bei der Modellierung der jeweiligen Erweiterungen wurden dabei die diskutierten Einflussfaktoren, z.B. Investitionskosten, aus den entsprechenden Kapiteln eingebunden. Die Modellumgebung wurde entsprechend parametrisiert. Die Simulation wurde jeweils für Winter, wie Sommer durchgeführt. Folgend des Flottenbetriebs wurde das Zeitintervall von 05:00 Uhr bis 05:00 Uhr des Folgetages gewählt, um einen ganzen Betriebsablauf der Flotte abzubilden. Entsprechend ist, bedingt durch die Aufteilung der Tage, ein mehrteiliger Wärmepumpenbetrieb erwartbar. Die Wärmepumpe bezieht ihre Energie zeitanteilig auf Basis der aktivierten Betriebsstunden, um den jeweiligen Tageswärmebedarf proportional zu decken. Die einzelnen Wirkzusammenhänge und daraus resultierenden Simulationsergebnisse werden in den Ergebnissen diskutiert.

Ökonomische Bewertung

In der Simulationsumgebung werden die Kosten der verschiedenen definierten Parameter berechnet, wodurch eine Bewertung der ökonomischen Zusammenhänge möglich ist. So können die verschiedenen Szenarien ökonomisch bewertet und miteinander verglichen werden.

Ökologische Bewertung

Für die Analyse der Emissionsreduktion beim Wechsel von Diesel- auf Elektrobusse wurden in der Modellumgebung die drei Versorgungsszenarien ökologisch bewertet. Zudem wurde mit dem Umweltrechner Verkehr von EnergieSchweiz ein Vergleich zwischen dem Betrieb mit Diesel- und elektrischer Fahrzeugen vorgenommen. Grundlage waren festgelegte Fahrzeugparameter mit saisonal differenzierten Verbrauchswerten für Sommer- und Winterbetrieb sowie einem gemittelten Jahreswert. Zusätzlich wurde ein Vergleich mit privatem PW und Fokus auf die Sommermonate durchgeführt, um weitere Einsparpotenziale auf der Strecke zum Berghaus zu bewerten.

Netzstudie zur Integration von E-Mobilität und Windenergie

Im Rahmen der Netzstudie wurde die Machbarkeit der Integration vornehmlich von Windenergieanlagen in das bestehende Stromnetz der Region Arflina-Heuberge untersucht. Ziel war es, zu evaluieren, ob und in welchem Umfang zusätzliche Erzeuger in das Netz eingebunden werden können, ohne die technischen Betriebsgrenzen der bestehenden Infrastruktur zu überschreiten. Auch wurden verschiedene Szenarien simuliert, um die potenzielle zukünftige Belastung infolge zusätzlicher Einspeisung durch Windenergie zu bewerten. Dabei lag das Hauptaugenmerk auf der Belastbarkeit der beiden installierten 630-kVA-Transformatoren sowie der angeschlossenen Leitung (Stromnetz siehe Anhang). Dazu wurden folgende Analyseschritte durchgeführt:

1. **Ermittlung der Transformatorlast**
2. **Analyse der maximal anschliessbaren Erzeugungsleistung**
3. **Simulation ausgewählter Referenzszenarien in NEPLAN**
Als technische Bewertung wurden zwei Szenarien mittels Netzanalysetool NEPLAN simuliert:
 - *Szenario 1:* Die aktuelle Ist-Situation mit vorhandenen Lasten.
 - *Szenario 2:* Ein Extremfall mit maximaler Windstromeinspeisung.
4. **Bewertung der Infrastrukturgrenzen**

Potenzialanalyse A & B: Strom von Netz & RES-Erzeugung durch lokale PV

Im Rahmen des Projektes wurden mögliche erneuerbare Energien zur Abdeckung des Strombedarfs zukünftiger E-Busse vorsondiert. Die betrachteten Energien sind Photovoltaikenergie, Windenergie und Wasserkraft.

Für die Photovoltaik wurden zwei Szenarien für das Berghaus Arflina sowie den Talstandort Saga betrachtet: ein konservatives Szenario A mit den daraus resultierenden Produktionskurven, welches in der Modellumgebung simuliert wurde, sowie ein Maximal-Szenario B. Letzteres sieht die Nutzung zusätzlicher Fassadenflächen im Rahmen des geplanten Neubaus nach dem T-Eco-Konzept vor, ist jedoch mit erheblichen Unsicherheiten verbunden und wurde deshalb nicht in die Modellierungen aufgenommen.

Analog verhält es sich zu der nachfolgend genannten Wind- und Kleinwasserkraft, weshalb auch diese in den Simulationen nicht berücksichtigt werden.

Zur Einschätzung des Potenzials der Windenergie wurde eine Marktrecherche zu geeigneten Turbinentypen durchgeführt. Dabei erfolgte eine Bewertung ihrer Leistungsfähigkeit sowie der Umsetzbarkeit im Gebiet der Heuberge. Ergänzend wurden Durchschnittswerte aus dem Windatlas herangezogen, um die Ergebnisse einzuordnen.

Für die Evaluierung der Wasserkraft wurden Informationen von den Leistungsschildern der beiden im Gebiet der Heuberge vorhandenen, derzeit jedoch stillgelegten Kleinwasserkraftwerke (KWK) erhoben. Diese Anlagen, die sich im Umkreis von rund 150 Metern um das Berghaus Arflina befinden, waren ursprünglich in Betrieb, um den Dieselverbrauch von mittlerweile durch eine Stromleitung ersetzten Generatoren zu reduzieren.

TP4: INFORMATIONS- UND KOMMUNIKATIONSMANAGEMENT

Das Teilprojekt 4 umfasst Massnahmen, die zum Informations- und Kommunikationsmanagement gehören. Dies beinhaltet eine Stakeholderanalyse und die Durchführung des HEF – Heuberge Forum E-Mobilität, welches zum Austausch von zum Zeitpunkt der Durchführung bestehenden Ergebnissen mit Fachleuten genutzt wurde. Dieser Dialog wurde mit einigen E-Mobilitäts-Dienstleistern fortgeführt und in den vorliegenden Endbericht integriert. Weiter gehört dazu die Prüfung verschiedener E-Bus-Varianten, Analysen zum Potenzial zur Erzeugung erneuerbarer Energie und der Austausch mit dem Auftraggeber bezüglich des Systemsentscheids (siehe Kapitel 6).

Entsprechend der Szenarien-Modellierung und deren Auswertung ergibt sich die folgende Empfehlung einer Ausbaureihenfolge des Resorts.

Der Wechsel zur Elektromobilität und die Elektrifizierung des Wärmebedarfs mit einer Wärmepumpe führen direkt zu betrieblichen Einsparungen und Reduktion der Treibhausgas-Emissionen. Bei vollständiger Elektrifizierung wäre sogar eine lokale Emissionsfreiheit erzielbar. Ergänzend sind eine Lastoptimierung sowie ein fahrplanbasiertes Lademanagement und eine abgestimmte Wärmepumpensteuerung empfehlenswert. So lässt sich die Zahl der Ladepunkte senken und Spitzenlasten werden vermieden. Anschliessend sollte die Photovoltaik so dimensioniert werden, dass die flexiblen Lasten von Flotte und Wärmepumpe weitgehend gedeckt sind. Ein stationärer Speicher kann nachgelagert geprüft werden, da dieser derzeit nur geringen-Zusatznutzen bietet. Grund ist das Einsatzmuster der Busflotte, die mittags den Solarstrom grösstenteils aufnehmen kann. Der Speicher wird sinnvoll, wenn Überschüsse aus der Photovoltaik in den Übergangs- und Wintermonaten zunehmen, dynamische Tarife oder hohe Leistungspreise gelten, die Standzeiten der Flotte über den Mittag sinken, Nachtbedarf aus Eigenstrom gedeckt werden soll, die Treibhausgas Bilanz der Batterie besser wird und die Investitionskosten sinken. Erzielt der Speicher zusätzlich Erlöse am Strommarkt, sind weitere Finanzierungsmodelle möglich. Dies zwingt dem Resort jedoch ein zusätzliches Geschäftsfeld auf, das aktiv bewirtschaftet werden muss oder vertraglich an Dritte vergeben wird. In diesem Fall steht der Speicher nur eingeschränkt für den Eigenbedarf zur Verfügung, was den Systemnutzen deutlich reduzieren würde. Wind oder die Einbindung von Wasserkraft sollten erst in einem weiteren Schritt geprüft werden – lokale Ressourcen wären hierfür vorhanden. Die Netzstudie weist ausreichende Kapazität aus, daher sind vorrangige Netzausbauten nicht erforderlich. Kurzfristig bietet Photovoltaik mit intelligentem Laden das beste Verhältnis von Kosten zu Emissions-Wirkung. Der Speicher wird zum wirksamen Hebel, sobald Nutzung und Preissignale steigen oder Nachhaltigkeitsziele eine nächtliche Eigenversorgung verlangen und die Emissions-Einsparung monetarisierbar ist.

Stakeholderanalyse

Ein weiterer Teil dieses Teilprojektes ist eine Stakeholderanalyse mit dem Ziel, relevante Akteure, um den Standort Heuberge zu identifizieren, ihre Interessen und Einflüsse zu bewerten sowie geeignete Kommunikations- und Beteiligungsformen zu entwickeln, wodurch die Stakeholder-Gruppen verschiedenen Ebenen miteinbezogen werden können.

In einem ersten Schritt wurden alle relevanten Akteure erfasst, um die Stakeholder zu identifizieren. Im nächsten Schritt wurden deren Interesse und Einfluss analysiert und bewertet. Daraufhin erfolgt die Zuordnung der Stakeholder, wobei diese nach ihrer geographischen Nähe und ihrem Einfluss und dem Interesse an dem Projekt kategorisiert wurden. Daraus entstanden zwei Listen: Eine Liste mit den Stakeholdern sortiert nach geographischer Nähe und eine Liste mit den Stakeholdern sortiert nach Prioritäten. Letztere resultieren aus einer Matrix mit dem Einfluss und dem Interesse als Achsen und

umfassen die vier Bereiche: Zufriedenheit erhalten, sorgfältig managen, Beobachten und informiert halten (siehe Abbildung 3).

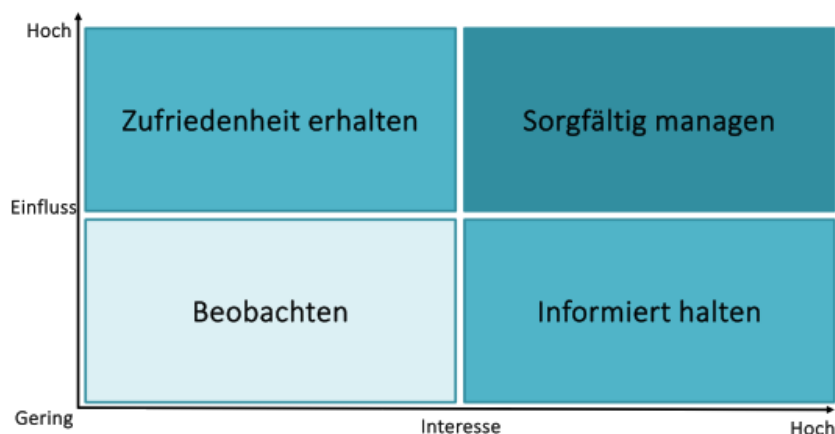


Abbildung 3 Matrix zur Einordnung der Stakeholder

Am 17. März 2024 wurden lokale Stakeholder am sogenannten Zukunftstag eingebunden. Die Zielgruppe umfasste die lokale Bevölkerung von Fideris und Jenaz, die Gemeindeverwaltungen, Aktionäre sowie die Maiensässbesitzenden. Am Zukunftstag wurden die Teilnehmenden durch informative und partizipative Formate, sowohl im Plenum als auch in kleineren Gruppen, aktiv in den Prozess eingebunden. Dabei wurden Impulse zur gemeinsamen Vision-, Antrieb- und Motivation gegeben, sowie Gedanken zum zukünftigen Angebot und zur gemeinsamen Weiterentwicklung der Vision gegeben. Neben der Vorstellung des Projektes „Umstellung auf E-Mobilität in Berggebieten mittels eigener Energieerzeugung“ ging es primär um das T(Eco)-Konzept.

Daraufhin fand am 18. März 2024 ein Workshop zur Stakeholder-Analyse mit Vertretern der Gemeinde Fideris statt. In diesem Workshop erfolgte eine Stakeholder Erhebung, bei der die relevanten Stakeholder identifiziert und eine entsprechende Liste erstellt wurde.

Wie bereits beschrieben, wurde als Teil der Kommunikationsstrategie das HEF durchgeführt. Ein geplantes zweites Forum zur Verbreitung der Erkenntnisse wurde aus dem Projekt ausgegliedert und wurde Anfang September 2025 als Webinar abgehalten.

Über den Zukunftstag hinaus gehende Anstrengungen bzw Schritte in Richtung LEG wurden innerhalb des Projektes nicht unternommen, obwohl dieses Thema schon in mehreren Gesprächen angesprochen wurde. Realistisch werden relevante Aktionen erst nach dem Ausrollen der Smart-Meter durch den Verteilnetzbetreiber Repower, welcher im Jahr 2027 geplant ist. Des Weiteren hat der Schweizer Bundesrat das Inkrafttreten der LEG Bestimmung auf Anfang 2026 verschoben. Diese beiden Faktoren konnte zum Zeitpunkt der Projektplanung nicht vorhergesagt werden. Die Geschäftsführung der Heuberge AG treibt neben dem laufenden Betrieb auch die Verwirklichung der T(Eco)-Vision voran, wodurch weitere Themen aus Kapazitätsgründen derzeit nicht bearbeitet werden können.

4. Ergebnisse

Nachfolgend werden die Projektergebnisse für jedes TP präsentiert und erläutert.

TP1: ABLEITUNG EINES E-MOBILITÄTSKONZEPTE

Zur Erarbeitung des E-Mobilitätskonzepts wurde zunächst eine Routenanalyse durchgeführt und ein Kriterienkatalog erstellt. Darauf basierend entstanden, unter anderem mit Hilfe des entwickelten Berechnungstools, die Anforderungsliste sowie das Pflichtenheft. Ergänzend dazu wurde in diesem Schritt die Gesamtenergieanalyse erstellt.

Routenanalyse

Die durchgeführte Routenanalyse ergab, dass die Steigung punktuell maximal 18% beträgt und die durchschnittliche Steigung 8% beträgt. Weiter wurden vier enge Kurven und zwei Engstellen identifiziert, welche bezüglich der Strassenbreite und dem Kurvenradius für die Dimensionen der Busse von Relevanz sind. Ein Befahren der Strecke im Winter konnte die identifizierten Engstellen verifizieren, welche durch Schneewände verschärft wurden.

Kriterienkatalog (Anhang 7)

Ein wichtiges Teilergebnis dieses Projektes ist die Entwicklung eines Kriterienkatalogs für die Transformation zur E-Mobilität in Berggebieten. Der Kriterienkatalog umfasst eine Vielzahl an Faktoren, die für die Beschaffung von Fahrzeugen relevant sein können. Viele davon hängen von den Wünschen des Betreibers der E-Busse ab. Einige wiederum sind speziell aufgrund der lokalen Bedingungen an Berggebiete anzupassen. Dies sind zum Beispiel Fahrzeuglänge / Radstand, bzw. oft auch die maximale Breite bedingt durch enge Kurven- und Strassenverhältnisse.

Die finale Fassung des Kriterienkataloges basiert auf eigenen Erfahrungen des Projektteams, Literaturrecherchen sowie dem Austausch mit Fachleuten im Rahmen des HEF. Sie umfasst eine ausführliche Liste relevanter Kriterien, die bei der Auswahl von E-Bussen berücksichtigt werden sollten (siehe Anhang). Der Kriterienkatalog wurde bewusst allgemein gehalten, damit er auch für weitere Einsatzgebiete im öffentlichen Verkehr anwendbar bleibt.

Anforderungsliste und Auslegung der Batterie (Anhang 6)

Basierend auf den Erkenntnissen aus der Routenanalyse wurde eine heubergespezifische Anforderungsliste erstellt. Dabei wurden sowohl Erfahrungswerte aus dem laufenden Betrieb als auch Daten der aktuell eingesetzten Busse berücksichtigt. Zentrale Kriterien für die Auswahl geeigneter E-Busse waren hierbei für die Heuberge das maximal zusätzliche Gesamtgewicht (inklusive Anhängerlast), sowie die erforderlichen Leistungsdaten der verbauten Batterie, inklusive der Dauerlast-Fähigkeit.

Für die Bestimmung der Batteriegrösse ist erfahrungsgemäss ein Zusammenspiel verschiedener Faktoren nötig (Energiebedarf der Route, Anzahl Umläufe pro Tag, mögliche Ladestrategien sowie spezielle lokale Erschwernisse). Zudem ist es sinnvoll, die Degression der Batterie in Form eines Sicherheitsaufschlages zu berücksichtigen.

Das entwickelte Berechnungstool verarbeitet die Routen- und Betriebsdaten unter Annahme eines Maximalbelastungsszenarios, welche die klimatischen Extrembedingungen und daher die maximale Beanspruchung einbeziehen. Dadurch ergibt sich eine standortspezifische Bewertung mit Abweichungen von \pm % gegenüber dem Standardverbrauch eines der Länge nach passenden E-Busses. Für das MaxBel-Szenario wurde ein Verbrauch von 1.37 kWh/km ermittelt, im Sommer von 0.89 kWh/km. Diese wurden anhand von Daten der Dieselverbräuche und Ergebnissen der Simulation validiert.

Primär relevant war die Berechnung der erforderlichen Batteriekapazität. Dabei wurde eine minimale Aussentemperatur von -15°C sowie eine im Vergleich zum öffentlichen Verkehr niedrigere Innentemperatur berücksichtigt. Auf dieser Grundlage konnte eine Bewertung des täglichen Energiebedarfs pro Bus im MaxBel-Szenario vorgenommen werden. Zusätzlich wurde die lange Mittagspause für eine Zwischenladung auf bis zu 80 % SoC eingeplant. Basierend auf den berechneten Lastprofilen ergab sich ein notwendiger Energiebedarf, der eine Batteriekapazität von 165 kWh erfordert. Wird zusätzlich eine weitere Zwischenladung von 25 kWh nach jedem vierten Umlauf berücksichtigt, reduziert sich die erforderliche Batteriekapazität auf 133 kWh. In Kombination mit der geplanten Ladeinfrastruktur ergibt sich damit ein realistisches Bild der technischen und betrieblichen Machbarkeit.

Aus den Routeninformationen ist es besonders bei längeren Bergrouuten sinnvoll, auch die Mindest-Dauerleistung der Motorisierung zu definieren. Diese wird unter anderem über die Berücksichtigung von Fahrzeuggewicht und der zu bewältigenden Steigung berechnet. Das Berechnungstool ermittelte dafür eine erforderliche Dauerleistung von 116 kW für den Betrieb auf der Heuberge-Route.

Im Fall der Heuberge konnten viele Informationen zur Generierung der Anforderungsliste aus dem bestehenden Betrieb übernommen werden. Relevante Ergebnisse wurden mittels dem Excel-Berechnungstool errechnet, validiert, und es wurden Toleranzbereiche formuliert, um technische und betriebliche Spielräume abzubilden.

Pflichtenheft (Anhang 5)

Die Anforderungsliste, die als Grundlage für die Auswahl geeigneter Fahrzeuge dient, enthält für jedes Kriterium aus dem Kriterienkatalog die spezifischen Anforderungen sowie definierte Toleranzen. Sie wurde auf Basis einer detaillierten Analyse der Ist-Situation (Route, lokale Anforderungen, Extremwerte) erstellt, unterstützt durch umfangreiche Datenerhebungen, den Austausch mit Busfahrern sowie die Inputs von Fachleuten während des HEF.

Ein weiterer Schritt im Projekt war die Erstellung eines Pflichtenhefts für die Heuberge. Aufbauend auf der zuvor definierten Anforderungsliste wurden hierfür neben der Analyse der lokalen Rahmenbedingungen auch Gespräche mit dem Betreiber der Busflotte geführt, um sicherzustellen, dass dessen

Ansprüche und Wünsche in die Konfiguration der E-Busse einbezogen wurden. Das vollständige Pflichtenheft ist im Anhang dokumentiert.

Die Analyse aktueller Fahrzeugangebote und -aufbauten am Markt sowie der Austausch mit Firmen, die auf E-Umbauten spezialisiert sind, zeigte, dass die ermittelte Batteriekapazität von 165 kWh die derzeit verfügbaren E-Bus-Angebote im Segment von 8 m Länge um mehr als 60 % übersteigt. Aufgrund der aktuell verfügbaren Zellchemie wäre diese Kapazität in der anvisierten Fahrzeuggrösse nur schwer oder gar nicht realisierbar und wäre zudem hinsichtlich Gewicht und Kosten nicht zielführend.

Da das MaxBel-Szenario nur an wenigen Tagen im Jahr auftritt und an solchen Tagen die Nachfrage nach Umläufen geringer ist, und die Berechnungen insgesamt sehr konservativ angelegt wurden, konnte durch die Annahme einer zusätzlichen 10–15-minütigen Zwischenladung (25 kWh bei 150 kW Ladeleistung), in Kombination mit der +80 % SoC-Ladung in der Mittagspause, eine Reduktion der notwendigen Batteriekapazität auf 133 kWh erreicht werden.

Eine grobe Schätzung der Experten im HEF ergab, dass allein in Graubünden ein Bedarf von bis zu 60 Kleinbussen mit ähnlichen Anforderungen besteht. Eine solche Nachfrage könnte sowohl die Kosten für Umbauten durch höhere Stückzahlen senken (economies of scale) als auch die Entwicklung neuer E-Bus-Modelle wirtschaftlich attraktiv machen. Die Verfügbarkeit von passenden Fahrzeugen wird in einem späteren Kapitel genauer betrachtet.

Gesamtenergieanalyse

Ein weiterer Schritt, der im TP 1 unternommen wurde, war die Gesamtenergieanalyse, welche den erwarteten Verbrauch der möglichen Produktion der Heuberge gegenüberstellt. Ziel ist es dabei ein erstes Verständnis über die Verhältnisse von Bedarf der Mobilität, des Gasthausbetriebs sowie des Skigebiets zu erhalten und die möglichen Produktionskapazitäten gegenüberzustellen. Für die Bilanzierung wurde das gesamte Potenzial der identifizierten Photovoltaikleistung (Berghaus Arflina und Talstation Saga) als potenzieller Erzeuger herangezogen. Es ist anzumerken, dass neben der Photovoltaik auch die Nutzung von Wind- und Wasserkraft auf dem Heuberge-Areal grundsätzlich in Betracht gezogen wird. Die entsprechenden Potenziale sind jedoch nicht ohne Weiteres quantifizierbar. Daher werden die Integrationsvoraussetzungen, um eine fundierte Grundlage für weitere Entscheidungen treffen zu können, in den folgenden Kapiteln behandelt. Entsprechend wird daher vereinfacht ausschliesslich diejenige Energiemenge betrachtet, die durch Wind- und Wasserkraft zusätzlich bereitgestellt werden müsste, um eine erste Bedarfsabschätzung zu ermöglichen. Die Ergebnisse sind in Abbildung 4 dargestellt. Entsprechend der vorherigen Definition ist die Produktion von PV abhängig des Ortes abgebildet. Die Differenz, ergebend aus PV Produktion und Bedarf des Gasthauses und der e-Mobilität zeigt den weiteren notwendigen Zubau von Erneuerbaren in Form von Wasser- und Windkraft in grau. Allgemein zeigen diese Ergebnisse eine Möglichkeit den Bedarf ganzheitlich aus Erneuerbaren zu decken. Jedoch sind zeitliche Abhängigkeiten in dieser Form nicht abgebildet, da die Bedarfsdeckung in dieser Auswertungsform die Fluktuation der Erneuerbaren nicht berücksichtigt. Es ist entsprechend damit zu rechnen, dass die Bedarfsdeckung zusätzlich einen Nettozukauf von Energie aus dem Netz benötigt.

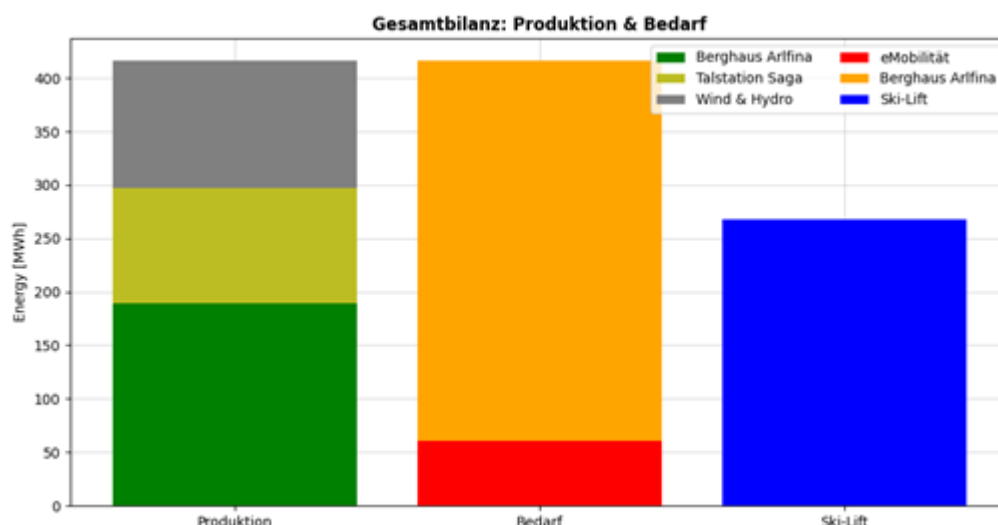


Abbildung 4 Gesamtbilanzierung von Bedarf und Produktion, sowie separat Ski-Lift über das Jahr. Auf der y-Achse sind die jeweiligen Energiemengen abgebildet.

Ebenfalls wird auch der Energiebedarf für die 3 Skilifte dargestellt, um ein ganzheitliches Verbrauchsbild des Heubergeareals zu erhalten. Hierbei ist darauf hinzuweisen, dass wir annehmen, dass die Skilifte analog zur Wintersaison über die gesamten 6 Monate laufen, mit einem elektrischen Tagesbedarf von 1473 kWh. Bewusst wurde der Energiebedarf der Skilifte nicht als potenzieller Produktionsüberhang berücksichtigt. Da der Fokus der Heuberge-Studie klar auf der Fahrzeugflotte liegt, befindet sich die Einbindung der Skilifte ausserhalb des definierten Studienrahmens. Allgemein hilft diese Art der Voranalyse, ein besseres Verständnis über die Verhältnisse der Bedarfs- und Produktionskapazität zu erhalten.

Detaillierter wurde die Analyse durch die saisonale Aufteilung der Bilanzierung. Der Betrieb wurde daher zusätzlich in eine Winter- und eine Sommersaison im Folgenden unterteilt. Die zeitliche Einteilung der Saison basiert auf den Dieserverbrauchsdaten: Die Wintersaison erstreckt sich von November bis April, die Sommersaison von Mai bis Oktober. Aufgrund von Unschärfen, insbesondere im Betrieb des Skilifts, ist für den Skilift vermutlich ein reduzierter Energiebedarf zu erwarten, da die Kernzeit von Dezember bis März reicht, und daher in der Regel nur 4 Monate dauert. Im Rahmen dieser Analyse wird allerdings weiterhin mit der Annahme von sechs Monaten Betrieb der Liftanlage ausgegangen.

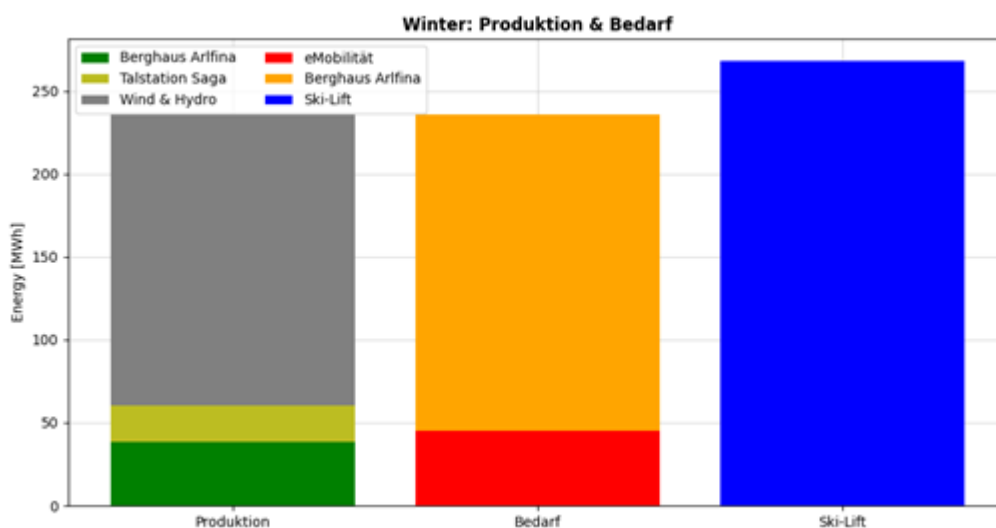


Abbildung 5 Gesamtbilanzierung von Bedarf und Produktion in der Wintersaison. Auf der y-Achse sind die jeweiligen Energiemengen abgebildet.

Abbildung 5 zeigt die resultierenden Werte für Verbraucher und Produzenten im Winter. Aufgrund der reduzierten Sonnenstunden und Strahlungsintensität produziert die installierte PV-Anlage im Winter unzureichende Energiemengen zur Bedarfsdeckung des Areals. Es wird nur unwesentlich mehr Strom produziert, um die E-Mobilität zu versorgen. Zu dieser Zeit ist der hohe Energiebedarf durch das Heizen des Berghaus Arlfina der Haupttreiber des Gesamtbedarfs. Zusätzlich findet der Grossteil des Shuttle-service im Winter statt, da die Gäste zu den Liften transportiert werden und die Zufahrtstrasse für private Anreisen, auch zu den Maiensässen, gesperrt ist. Als Ergebnis zeigt sich, dass ohne eingerechneten Liftverbrauch eine zusätzliche Energieproduktion von etwa 180 MWh an Wind- und Wasserkraft nötig wäre, um die Bedarfsücke im Winter zu decken. Darüber hinaus wäre ein erheblicher zusätzlicher Ausbau erneuerbarer Energien erforderlich, um auch die Skilifte vollständig mit Energieproduktion im Areal zu betreiben. Lediglich ein möglicher Ausbau der Windkraft am Standort könnte hier Abhilfe schaffen, da diese bis zu 70% des Stroms im Winter produziert und so auch zeitlich mit dem Betrieb korreliert.

Im Sommerhalbjahr ergibt sich erwartungsgemäss ein anderes Bild. Durch den Wegfall des Heizbedarfs ist der Strombedarf der Berghaus Arlfina deutlich reduziert. Zudem ist die Anfahrt zu den Heubergen im Sommer für private PWs möglich, was den Energiebedarf der Flotte deutlich senkt. Diesem reduzierten Bedarf steht eine Überproduktion an Photovoltaik gegenüber. Hier führt die PV zu einer Netto-Überproduktion. Entsprechend wäre es möglich einen Mehrbedarf perspektivisch im Sommer mit Erneuerbaren abzudecken. Denkbar wären hier die Bedarfsdeckung von saisonalen Langzeitspeichern oder ähnliches.

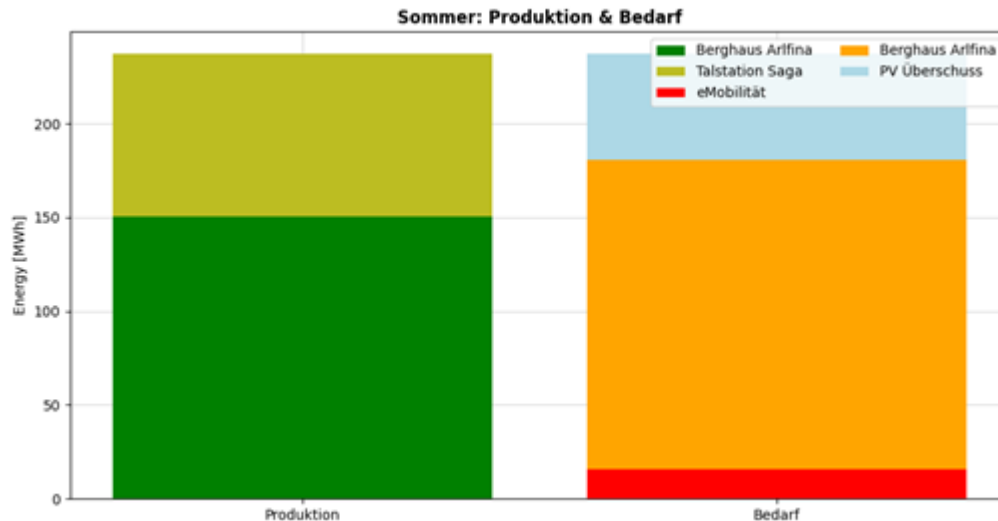


Abbildung 6 Gesamtbilanzierung von Bedarf und Produktion in der Sommersaison. Erwartungsgemäss ist die Sonderposition des Ski-Liftbetriebs entfallen. Auf der y-Achse sind die jeweiligen Energiemengen abgebildet.

Die Analyse bildet den Ausgangspunkt für die Bedarfsabschätzung der Heubergregion und die mögliche Integration der elektrischen Busflotte. Die betrachteten Energieblöcke liefern jedoch nur einen ersten Überblick und erfassen weder die zeitlichen Fluktuationen noch die daraus resultierenden Einschränkungen der erneuerbaren Erzeugung. Die erwarteten saisonalen Unterschiede wurden bestätigt.

Im Zuge der Bestandsaufnahme wurde zudem festgelegt, dass Photovoltaik für die weitere Analyse berücksichtigt wird. Für Wind- und Wasserkraft müssen hingegen zunächst zusätzliche Randbedingungen geklärt werden, bevor sie belastbar in die Bewertung einfließen können.

Für ein weiteres Verständnis des Zusammenspiels von Verbrauch und PV-Erzeugung ist daher eine zeitlich hochaufgelöste Analyse erforderlich. Hierfür wurden Zeitreihen aus den Daten entwickelt, um einzelne Monate gezielt zu analysieren. Darüber hinaus wird betrachtet, wo und wann Überschüsse anfallen bzw. Lücken bestehen und wie damit umgegangen werden kann.

Abbildung 7 zeigt die beispielhafte Auswertung des Monats Januar über den Tagesverlauf. Wie bereits oben beschrieben wurden die Skilifte in den Analysen nicht mitberücksichtigt. Auf der linken y-Achse ist die PV-Produktion dargestellt. Neben den Tages- und Nachtschwankungen ist deutlich zu erkennen, wie stark die Spitzenwerte und Tagesverläufe variieren. Der relativ zur Bergstation reduzierte Beitrag der Talstation ist dabei klar erkennbar. Dieser ist auf die geringere Fläche und die niedrigere Einstrahlungsintensität im Tal zurückzuführen. Aus den Verbrauchsdaten der Mobilität und des Berghauses Arlfina wurden keine tageszeitabhängigen Lastprofile abgeleitet, diese Basis-Analyse stellt sehr vereinfacht Bedarf und Produktion von durchschnittlichen Winter- bzw. Sommermonaten dar. Die räumliche Trennung (Berg- und Talstation) und deren Implikationen auf die Auslegung der Infrastrukturbedarf bedarf noch einer künftigen Prüfung.

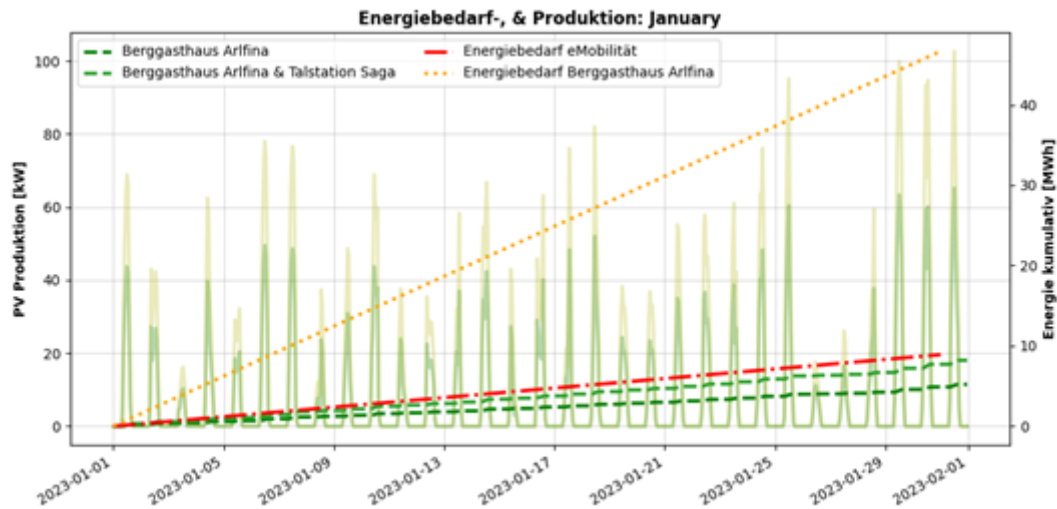


Abbildung 7 Auswertung des Monats Januar (exkl. Skiliftbetrieb) im zeitlichen Verlauf über die Energieerzeugung durch Photovoltaik (links) und Energiebedarf (rechts) bestehend aus Berggasthaus und E-Mobilität. Keine Abdeckung des Bedarfs gewährleistet.

Wie zu erwarten, wird deutlich, dass der Januar als typischer Wintermonat ein Defizit aufweist. Die gesamt installierte PV-Leistung reicht nicht um den elektrischen Bedarf der Busflotte zu decken.

In den darauffolgenden Monaten ist erwartungsgemäss ein ansteigender Trend in der Erzeugung erneuerbarer Energien durch Photovoltaik zu erkennen. Abbildung 8 zeigt, wie eine Deckung der Flotte über den Verlauf des Monats erreicht werden kann. Kritisch sind in diesem Fall die Anfangszeit des Monats, wo die Flotte partiell mehr Bedarf zeigt bzw. direkt auf der Erzeugerlinie liegt. Es ist jedoch deutlich, dass nach dem ersten Drittel des Februars der Energiebedarf der Mobilität die mögliche Produktion unterschreitet und somit vollständig abgedeckt werden kann.

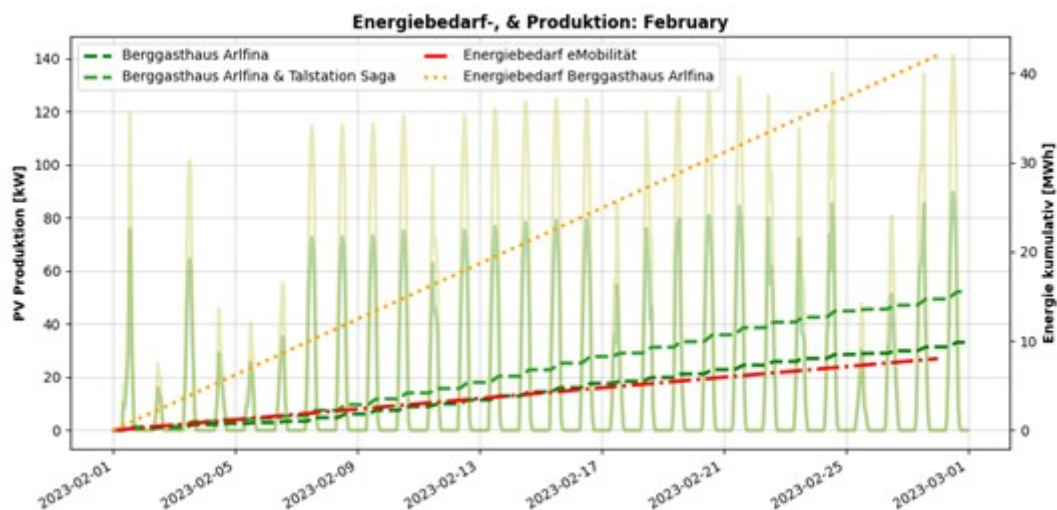


Abbildung 8 Auswertung des Monats Februar (exkl. Skiliftbetrieb) im zeitlichen Verlauf über die Energieerzeugung durch Photovoltaik (links) und Energiebedarf (rechts) bestehend aus Berggasthaus und eMobilität. Partielle Abdeckung des eMobilitätsbedarfs ab dem ersten Drittel des Monats durch Photovoltaik.

Beim Übergang von der Winter- in die Sommersaison zeigt sich immer deutlicher, dass ab dieser Umstellung die Photovoltaik-Produktion ausreicht, um den Gesamtbedarf des Berghauses und der Mobilität zu decken. Auch hier wird noch genauer zu beachten sein, wie die räumliche Verteilung der produzierten PV-Energie die Verteilung der Energie beeinflusst. Allerdings sind keine Engpässe in der Anschlussleistung zu erwarten, da im Winter mit dem Skiliftbetrieb ein wesentlich höherer Verbrauch versorgt wird.

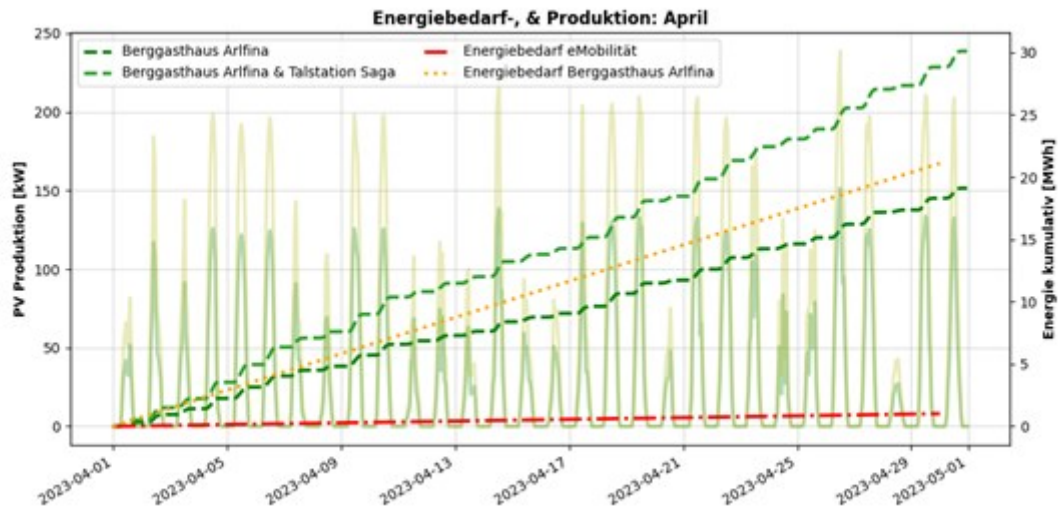


Abbildung 9 Auswertung des Monats April im zeitlichen Verlauf über die Energieerzeugung durch Photovoltaik (links) und Energiebedarf (rechts) bestehend aus Berggasthaus und eMobilität. Vollständige Abdeckung des Bedarfs aus eMobilität und Berggasthaus.

Abbildung 10 zeigt beispielhaft den Monat Juli als einen repräsentativen Sommermonat. Die bereits beobachteten Auswirkungen der stärkeren und zeitlich längeren Sonneneinstrahlung sind hier stärker ausgeprägt. Ab diesem Monat ist jedoch erwartungsgemäss ein rückläufiger Trend im Verhältnis von Produktion zu Verbrauch festzustellen.

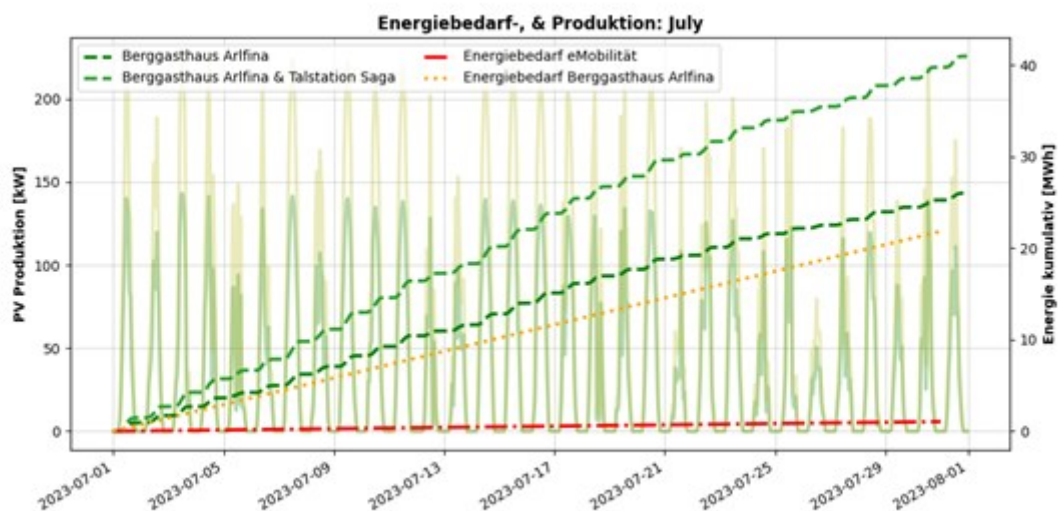


Abbildung 10 Auswertung des Monats Juli im zeitlichen Verlauf über die Energieerzeugung durch Photovoltaik (links) und Energiebedarf (rechts) bestehend aus Berggasthaus und E-Mobilität. Vollständige Abdeckung des Bedarfs aus E-Mobilität und Berggasthaus.

Das auf diese Weise erarbeitete Strom-Überschussprofil erlaubt eine erste Einschätzung darüber, ob es sinnvoll ist, durch den Verkauf von Überschüssen am Strommarkt beispielsweise im Day-Ahead- oder Intraday-Handel Erlöse zu erzielen oder ob stattdessen die Installation eines elektrischen Speichers die vorteilhaftere Option wäre. Für eine weitere Analyse ist es unerlässlich die genauere zeitliche Auflösung zwischen Ladebedarf und Produktion zu analysieren (siehe TP 3). Hierbei wird auch angestrebt, den Ladebedarf der Fahrzeuge in ein günstigeres Zeitfenster zu verschieben, um so den Bedarf so gut wie möglich mit der erzeugten PV-Energie, beziehungsweise in weiterer Folge auch anderen erneuerbaren Energien zu decken. Entsprechend wird mit dem Fahrplan abgestimmt auch das Thema Lademanagement näher betrachtet. Zudem muss die Evaluierung zusätzlich zu energetischen auch durch ökonomische und ökologische Betrachtungen ergänzt werden. Dies erfolgt in der Modellierung, welche als Teil des TP3 durchgeführt wurde.

Aus der bisherigen Analyse konnte das Gesamtpotenzial von PV-Strom und Übergangsmonaten identifiziert werden, in denen die Produktion den Bedarf erstmals überschreitet. Erwartungsgemäss ist in den Wintermonaten mit der zugrunde gelegten konservativen PV-Anlagengrösse kein

bedarfsdeckender Betrieb zu realisieren. Weder kann die so erzeugte Energie die E-Busse noch das Berghaus Arflina abdecken. Gemäss Absprache mit der Heuberge AG wäre es potenziell möglich weitere Flächen durch die Umstrukturierung der Saga Shuttle-Haltestelle im Tal zu realisieren. Zusätzlich wäre es ggf. möglich weitere Dachflächen auf dem Berghaus Arflina zu erschliessen. Eine Versorgung des gesamten Resorts ist weiterhin als herausfordernd zu bewerten. Speziell im Winter sind komplementäre Erzeuger notwendig. Eine Betrachtung möglicher weiterer Quellen wird in TP4 vollzogen. Zudem könnte die Reduktion der Heizperioden der Gasträume oder eine entsprechende grössere Dimensionierung des Wärmespeichers Wirkung zeigen.

TP2: BERECHNUNGSTOOL

Das Ergebnis dieses Teilprojektes war ein Excel-basiertes Berechnungstool, welches für den internen Gebrauch im Projekt entwickelt wurde. Hiermit können durch Eingabe der lokalen Gegebenheiten (Daten zur Strecke), der Verbrauchsszenarien (Daten zum Fahrplan) und möglicher Ladeoptionen die technischen Anforderungen bezüglich Batteriegrösse optimiert und auch die notwendige Dauerleistung berechnet werden. Die daraus entstehende Anforderungsliste und eine projektspezifische Auswahl an Kriterien aus dem Kriterienkatalog ergibt das Pflichtenheft welche als Grundlage für die Beschaffung von E-Bussen angepasst an den Bedarf des jeweiligen Einsatzgebietes dient.

SCHRITT 4 – BERECHNUNG DER BATTERIEKAPAZITÄT UND DER DAUERLEISTUNG

Die Batterie versorgt das Fahrzeug täglich mit dem Tagesenergiebedarf. Speziell im MaxBel-Szenario wird die eingebaute Batterie nicht dem Tagesenergiebedarf entsprechen. Mithilfe von Zwischenladungen kann die nötige Batteriekapazität signifikant reduziert werden⁴. Ebenso wurde ein Sommer-Szenario abgebildet, um zu veranschaulichen mit welcher Ladestrategie im Sommer die notwendige Fahrleistung ermöglicht werden kann.

Bezüglich Zwischenladungen empfiehlt sich verschiedene Szenarien durchzudenken und iterativ vorzugehen, mögliche Zeitfenster zu identifizieren beziehungsweise Stopps einzuplanen. Oft kann die Optimierung der Ladestrategie in einem Anpassungsbedarf bestehender Fahrpläne resultieren.

Auf Strecken mit langen Steigungen ist auch die Dauerleistung des Antriebes ein wichtiges Kriterium, welches im Rahmen des Berechnungstools errechnet wird.

TP3: AREALANALYSE: E-MOBILITÄT INTEGRATIONSBETRACHTUNG UND WEITERE ELEKTRIFIZIERUNG DES HEUBERGEAREALS

Aufbauend auf die Arbeiten des TP 1 und der darin entwickelten Modellumgebung erläutert dieses Unterkapitel die Ergebnisse aus der Simulation. Dabei wird zuerst die Detailmodellierung der Fahrzeuge und danach die Arealsimulation erläutert und diskutiert. Abschliessend wird eine wirtschaftliche und ökologische Bewertung vollzogen.

Detailmodellierung - Fahrzeugsimulation: E-Mobilität

Die detaillierte Fahrzeugsimulation zielte darauf ab, den Energiebedarf zeitlich aufzulösen, da die erhobenen Verbrauchsdaten lediglich den Gesamtdieselbedarf pro Umlauf als statischen Wert abbildeten. Für die Bestimmung von Fahrleistung, Energiebedarf und Rekuperationspotenzialen war daher die Entwicklung eines zeitabhängigen Profils erforderlich. Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse kann anschliessend eine Batteriedimensionierung hinsichtlich Spitzenleistung und Dauerleistung erfolgen. Zu inkludieren sind noch etwaige Effizienzen von Leistungselektronik und elektrischen Motoren für eine finale Auslegung der Batteriekenngrössen. Das an der Hochschule Luzern entwickelte Tool berechnet mithilfe der physikalischen Bewegungsgleichungen das Geschwindigkeitsprofil und leitet daraus den Leistungs- und Energiebedarf ab. Entsprechend wurde so für einen vollständigen Umlauf ein belastbares zeitaufgelöstes Profil berechnet.

⁴ Batterien sind in der Herstellung ressourcenintensiv (Anm: da diese meist einem 2. Lebenszyklus zugeführt werden, ist dies nur teilweise relevant), je grösser die Batterie, desto mehr Platz wird benötigt (limitiert bezogen auf Buslänge)- und desto schwerer wird sie (wirkt sich negativ auf Reichweite aus). Ziel ist es, eine gute Balance zu finden - jedoch möglichst klein, aber auch ausreichend gross um auch im Max-Bel-Szenario möglichst keine Änderungen im Fahrplan zu verursachen.

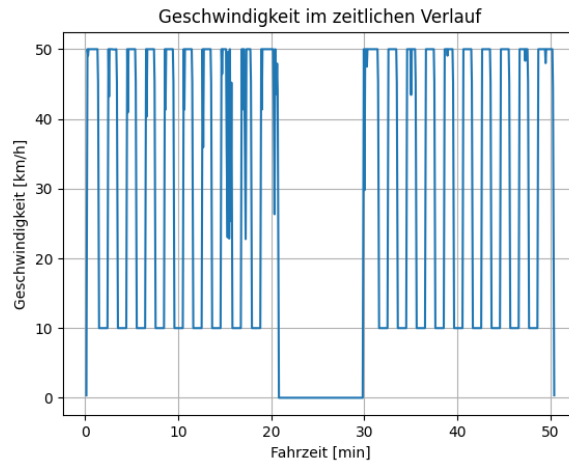


Abbildung 11 Geschwindigkeitsprofil über die Fahrzeit eines Busses bei einem kompletten Umlauf.

Basierend auf dem Geschwindigkeitsprofil eines Fahrzeuges für einen Umlauf, konnte der Energiebedarf im zeitlichen Verlauf des Fahrzeuges dargestellt werden. Dies wurde sowohl für den Winter als auch für den Sommer umgesetzt. Dies ist notwendig, um sowohl das MaxBel-Szenario als auch die weniger anspruchsvolle Sommerzeit genauer betrachten zu können. Unterschiede sind speziell in der notwendigen Leistung der Fahrgastzellenklimatisierung zu finden. Die folgende Abbildung zeigt dabei jeweils den mittels der Simulationsumgebung berechneten Energiebedarf. Dabei wurde die benötigte Energie am Rad abgebildet. Zusätzlich ist die notwendige Energie am Zwischenkreis, welche sich nach Wirkungsgradverlusten durch Fahrmotor und Leistungselektronik ergeben, abgebildet. Aufgrund fehlender Daten wurde eine vereinfachte & standardisierte Kennlinie für die Traktionseinheit angenommen. Für die Batterie ist speziell die Energie am Zwischenkreis der notwendige Zielwert.

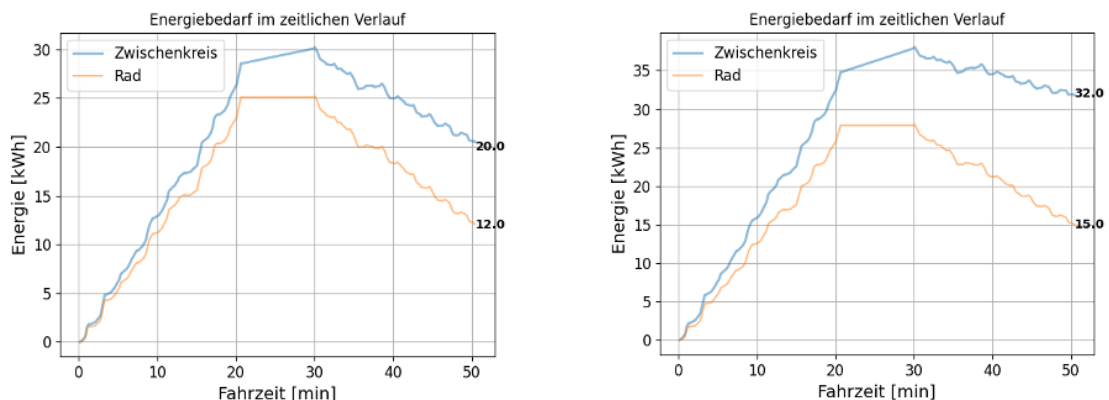


Abbildung 12 Energiebedarf über die Fahrzeit am Rad und Zwischenkreis entsprechend obiger Darstellung bei einem kompletten Umlauf
(Sommer links, Winter rechts)

Dies ergibt die reinen Verbrauchswerte unter Einbezug der Fahrgastzellenklimatisierung pro km für Sommer- und Winter im Durchschnitt von 0,9 bis 1,4 kWh/km inklusive rückgewinnbarer Energie durch Rekuperation. Ohne Rekuperation betragen die Verbrauchswerte für Sommer / Winter ca. 32 / 42 kWh pro Umlauf und spezifisch 1,5 / 1,9 kWh/km. Referenzverbrauchswerte aus dem aktuellen Betrieb der eingesetzten Dieselsebusse liegen im Sommer bei 6 Litern / im Winter bei 11 Litern Diesel pro gefahrenen Umlauf. Daraus resultiert bei angenommenen Wirkungsgraden von 30 bis 40 % und einem Kraftstoffheizwert von 9,8 kWh/l ein Energiebedarf im Bereich von ca. 18 / 24 kWh beziehungsweise 32 / 43 kWh pro Umlauf. Ähnliche Werte wurden ebenfalls durch das Berechnungstool in TP2 ermittelt. Die simulierten Ergebnisse entsprechen damit dem erwartbaren und plausiblen Ergebnishorizont für Fahrzeuge dieser Klasse in diesem Nutzungsumfeld und werden für die weitere Abschätzung des Energiebedarfs der Heuberge herangezogen. Dezidierte Rekuperationspotenziale, die auch vom aktuellen Ladezustand und der Leistungsfähigkeit der Batterie abhängen, sind für die finale Dimensionierung im Detail zu betrachten. Eine Anpassung der Batteriekapazität könnte in einem weiteren Schritt notwendig werden, sollte sie eine geforderte Dauerleistung für die Traktionsmaschine nicht zur Verfügung stellen können. Zusätzlich ist es so, dass die elektrischen Fahrzeuge für den Winter ausgelegt werden müssen, um

einen zuverlässigen Shuttlebetrieb abbilden zu können. Somit ist für die weitere Auslegung einer indikativen Batteriegrösse von mindestens 32 kWh pro Umlauf auszugehen. Speziell durch den erhöhten Leistungsbedarf im Winter, erhöhte Fahrwiderstände durch Schneeketten unter schwierigen Fahrbahnverhältnissen (reduziertes Rekuperationspotenzial) ergeben einen verminderten Einfluss der Rekuperation bezogen auf den Gesamtbedarf.

Entsprechend der ermittelten Verbräuche muss somit ein Fahrzeug pro Umlauf mindestens einen Energiegehalt von 32 kWh mitführen. Herkömmliche Batteriegrössen von Mercedes eSprinters sind aktuell zwischen 56 – 113 kWh. Unter Beachtung der Batteriedegradation, welche die nutzbare Batteriekapazität über die Zeit auf 80% reduziert, ist somit bei den Fahrzeugen mit grösster Reichweite mit einer nutzbaren Batteriekapazität im Rahmen der Garantie nach mehreren Jahren nur mehr mit ca. 90 kWh zu rechnen. Dies resultiert indikativ in knapp 2.8 Umläufen, die eine Nachladung auf der Bergstation voraussichtlich notwendig machen würde. Es ist somit wichtig, den Fahrplan des Shuttle-Betriebs zu betrachten, um den Fahrzeugeinsatz besser zu verstehen.

Saisonalität ist sowohl für den Fahrplan als auch für die Flottengrösse relevant. Im Winter ist die Abfertigung der Besucher in den Heubergen hauptsächlich über den Busbetrieb gewährleistet. Im Sommer hingegen kommen die Gäste mit dem PW, Fahrrad oder zu Fuss bis zum Berghaus, wodurch sich die notwendige Anzahl an Fahrzeugen je Halbstunde deutlich reduziert.

Für die Analyse wurde der Fahrplan des Winterbetriebs verwendet. Dieser weist eine höhere Taktung und somit eine stärkere Belastung für die perspektivische Fahrzeugflotte auf. Dazu wurde der nachfolgende Fahrplan der Heuberge als Basis genommen. Für die Studie wurde davon ausgegangen, dass die Fahrzeuge zu den Hauptfahrzeiten verkehren. Entsprechend startet der Betrieb mit der ersten Bergfahrt um 09:00 und endet mit der letzten Talfahrt um 16:00.

Montag	Dienstag	Mittwoch	Donnerstag	Freitag	Samstag	Sonntag	Montag	Dienstag	Mittwoch	Donnerstag	Freitag	Samstag	Sonntag
09:00	09:00	09:00	09:00	09:00	09:00	09:00	09:30	09:30	09:30	09:30	09:30	09:30	09:30
09:30	09:30	09:30	09:30	09:30	09:30	09:30	10:00	10:00	10:00	10:00	10:00	10:00	10:00
10:00	10:00	10:00	10:00	10:00	10:00	10:00	10:30	10:30	10:30	10:30	10:30	10:30	10:30
10:30	10:30	10:30	10:30	10:30	10:30	10:30	11:00	11:00	11:00	11:00	11:00	11:00	11:00
11:00	11:00	11:00	11:00	11:00	11:00	11:00	11:30	11:30	11:30	11:30	11:30	11:30	11:30
11:30	11:30	11:30	11:30	11:30	11:30	11:30	12:00	12:00	12:00	12:00	12:00	12:00	12:00
12:00	12:00	12:00	12:00	12:00	12:00	12:00	12:30	12:30	12:30	12:30	12:30	12:30	12:30
12:30	12:30	12:30	12:30	12:30	12:30	12:30	13:00	13:00	13:00	13:00	13:00	13:00	13:00
13:00	13:00	13:00	13:00	13:00	13:00	13:00	15:00	15:00	15:00	15:00	15:00	15:00	15:00
16:15 ^{h)}	16:15 ^{h)}	16:15 ^{h)}	16:15 ^{h)}	16:15 ^{h)}	16:15 ^{h)}	16:15 ^{h)}	16:00	16:00	16:00	16:00	16:00	16:00	16:00
17:15 ^{h)}	17:15 ^{h)}	17:15 ^{h)}	17:15 ^{h)}	17:15 ^{h)}	17:15 ^{h)}	17:15 ^{h)}							
18:15 ^{h)}	18:15 ^{h)}	18:15 ^{h)}	18:15 ^{h)}	18:15 ^{h)}	18:15 ^{h)}	18:15 ^{h)}					22:00	22:00	22:00
19:15 ^{h)}	19:15 ^{h)}	19:15 ^{h)}	19:15 ^{h)}	19:15 ^{h)}	19:15 ^{h)}	19:15 ^{h)}					23:00	23:00	23:00
20:15 ^{h)}	20:15 ^{h)}	20:15 ^{h)}	20:15 ^{h)}	20:15 ^{h)}	20:15 ^{h)}	20:15 ^{h)}					00:00	00:00	00:00

Abbildung 13 Fahrplan Bergfahrt links und Talfahrt rechts

Den Fahrplänen ist zu entnehmen, dass ein halbstündiger Takt die Basis bildet. Zeitgleich gibt es eine grössere Pause von zwischen 13:00 – 15:00, die unterbrechungsfreien Schlittel-Betrieb zu dieser Zeit ermöglicht. Zu beachten ist, dass bereits um 15:00 die erste Talfahrt notwendig ist. Dies hat zur Folge, dass bereits ein partieller Anteil der elektrischen Busflotte an der Bergstation über den Mittag parkieren muss. Ein Faktor, der für die Auslegung der Ladeinfrastruktur wichtig ist.

Damit der Fahrplan in der Simulation besser abgebildet werden kann, wurden die Standzeiten erhöht, sodass ein Umlauf rund 60 Minuten dauert. Diese längeren Zwischenhalte erhöhen den Energiebedarf um 1–3 kWh, was zu einem Bedarf von 35 kWh pro Umlauf führt. Da die Gäste auf den Heubergen im Winter in vollständiger Winterbekleidung anreisen, ist das Aufwärmen der Fahrgastzelle nur minimal notwendig, wodurch der berechnete Verbrauch als realistisch gilt. Es wird somit davon ausgegangen, dass eine Berg-, oder Talfahrt, 20 Minuten beträgt und die Fahrzeuge im Depot und beim Berghaus Arflina jeweils 10 Minuten halten.

Basierend auf dem Fahrplan wird klar, dass mehrere Fahrzeuge mit asymmetrischen Fahrzeiten gleichzeitig auf der Strecke operieren müssen. Nachfolgend wird eine Flotte von insgesamt 10 Fahrzeugen betrachtet, welche in Gruppen mit gleichem Fahrplanverhalten aufgeteilt sind. Da keine anderen Daten vorliegen, verhalten sich die jeweiligen Gruppen in ihrem Bedarf deckungsgleich. Die folgende Abbildung zeigt die unterschiedlichen Fahrzeuge und ihre Aktivitätsprofile. Dargestellt sind dabei die Schichten, welche die Fahrzeuge absolvieren müssen, bevor eine längere Standzeit zu erwarten ist. Diese längeren Standzeiten können die Fahrzeuge dann ggf. nutzen, um geladen zu werden. Es wird davon ausgegangen, dass die Fahrer innerhalb der 10-minütigen Pause zwischen einer Tal und Bergfahrt beim

Zu-, und Ausstieg unterstützen müssen oder aus Komfortgründen für den Fahrer allgemein keine Zeit für eine kurze Zwischenladung vorhanden ist.

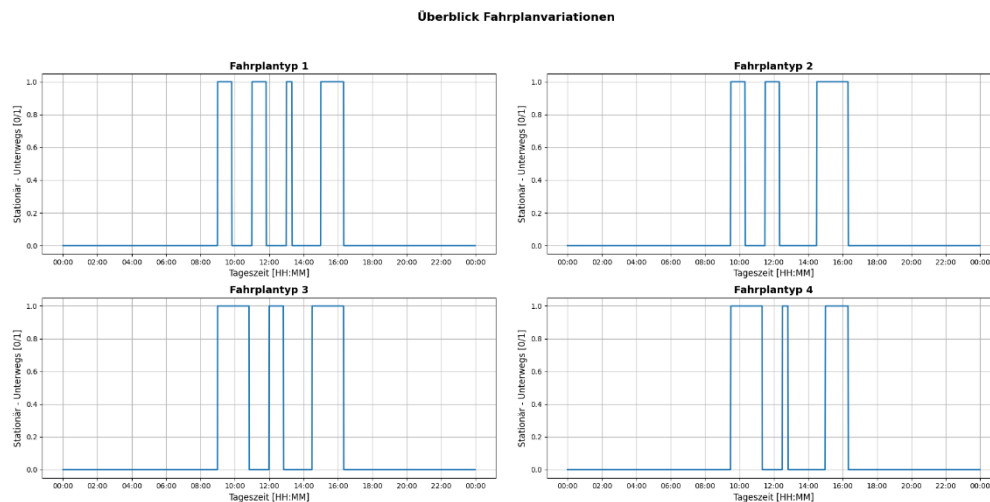


Abbildung 14 Darstellung der unterschiedlichen Fahrplanprofile über den Tagesverlauf. Binäre Kodierung ob Bus unterwegs ist (1) oder steht (0).

Für den Winter bedeutet dies insgesamt die folgende Fahrzeugverteilung: Fahrplantypen 1 & 2 jeweils 3 Fahrzeuge und in die Fahrplantypen 3 & 4 jeweils 2 Fahrzeuge inkludiert, um auf eine Gesamtfahrzeugflottenstärke von 10 Fahrzeugen zu kommen. Wobei für die für Stosszeiten am Morgen jeweils Überschneidungen der Fahrplantypen 1 & 3, sowie 2 & 4 sind. Bedingt der Gruppierungen ist in Bezug auf eine Berg-, bzw. Talfahrt somit eine Fahrgästekapazität pro halbe Stunde von mindestens 40 bis maximal 60 Personen zur regulären Zeit bereitgestellt. Zu den Stosszeiten 09:00 und 09:30 ist jeweils eine Kapazität für 100 Personen möglich.

Im Sommer hingegen wird pro Fahrplantyp vorerst ein Fahrzeug operieren. Die Fahrgästeanzahl reduziert sich pro halbe Stunde entsprechend auf 20 Personen zu regulären Zeiten und zu den Morgenstunden 09:00 – 09:30 können jeweils 40 Personen transportiert werden. Die Talfahrt nach der Mittagspause hingegen wird über die gesamte Flotte gemeinsam abgedeckt. Dadurch sind über das Mittagsfenster eine Kapazität von 100 Personen pro halbe Stunde möglich. Weitere Besonderheit ist das im Mittagsfenster jeweils 5 Fahrzeuge im Tal gemäss Fahrplantyp 2 & 3, sowie 5 Fahrzeuge gemäss Fahrplantyp 1 & 2 an der Bergstation stehen. Dies ergibt sich direkt aus der Fahrplantaktung. Implikationen mit der Verteilung von Zwischenladungsmöglichkeiten werden entsprechend in die Ladestrategie miteinbezogen. Insgesamt muss so kein Fahrzeug mehr als 10 Teilsegmente, beziehungsweise 5 Umläufe insgesamt pro Tag fahren. Zusätzlich muss kein Fahrzeug mehr als 2 Umläufe ohne Pause fahren.

Es ist explizit darauf hinzuweisen, dass die Fahrzeuge in den jeweiligen Fahrplantypen im Rahmen der Simulation die exakt gleichen Fahrzeiten haben. Über alle Fahrplantypen hinweg ist der Verbrauch für alle Fahrzeuge der Gleiche. Jedoch durch den zeitlichen Versatz der Fahrten entsprechend der Fahrplantypen, ergibt sich ein zeitlich unterschiedliches Bedarfs- und Ladeprofil zwischen den Fahrzeugen. Zusätzlich ist zu erwähnen, dass die Fahrzeuge über Nacht beziehungsweise nach den in der obigen Abbildung aufgeführten Fahrzeiten alle im Tal stehen werden.

Aus den beschriebenen Fahrplantypen ergibt sich somit für den Winter eine maximal notwendige Energie von mindestens 70 kWh bei zwei Umläufen, bevor eine Zwischenladung möglich ist. Unter Einbezug der Batteriedegradation ist, wie oben ausgeführt, bei den derzeitigen Modellen mit 113 kWh Batterie von einer benötigten Kapazität von ca. 90 kWh auszugehen. Es ist darauf hinzuweisen, dass dadurch kein Spielraum für weitere unplanmässige Fahrten vorhanden ist. Aufgrund der Taktung kann es jedoch dazu kommen, dass ein Fahrzeug eine zusätzliche Fahrt leisten muss. Durch die Tourenlänge hätte das ersetzte Fahrzeug, welches sich trotz Planung nicht im Einsatz befindet, eine Stunde Zeit nachzuladen. Dies wäre für unplanmässige Betriebsabläufe über herkömmliche Ladestationen an der jeweiligen Berg- und Talstation abdeckbar.

Um diese Sicherheit in der Flotte zu gewährleisten, muss entsprechend jedes Fahrzeug mindestens für drei Umläufe ausreichend Energie mitführen können. Zusätzlich ist darauf hinzuweisen, dass diese Batteriekapazität angepasst werden müsste, um auftretende Alterungseffekte abzufangen. Allgemein ist allerdings festzuhalten, dass eine Kapazität von 120 - 133 kWh für den in dieser Studie festgelegten Betrieb als ausreichend anzunehmen ist. Eine Detailbetrachtung muss im Nachgang mit den

entsprechenden Fahrzeugherstellern besprochen werden, da die Verfügbarkeit von Batteriegrößen essenziell von der auf dem Markt üblichen Grösse abzuleiten wäre. Die sich so ergebenden Batteriekapazitäten decken sich mit dem, was auch durch das Berechnungstool in TP1 berechnet wurde, sowie auch mit den Verbrauchswerten der derzeitigen Dieselflotte. Entsprechend wird für die Fahrzeuge eine Kapazität von 133 kWh als Richtwert für die künftige E-Bus Flotte anvisiert.

Um den Betrieb der so dimensionierten Fahrzeugflotte zu prüfen und nachzuvollziehen, ob die definierten Ladepausen für die Fahrzeuge ausreichend sind, um den Betrieb wie vorgestellt abdecken zu können, wurde eine, wie in Kapitel 3 beschrieben, bereits in vorhergehenden Projekten entwickelte Simulationsumgebung der HSLU eingesetzt, um Abhängigkeiten verschiedener Faktoren in mehreren Szenarien zu betrachten.

Zusätzlich ist für die Fahrplananalyse davon ausgegangen worden, dass der Fahrplan zu jeder halben Stunde bedient werden muss. Dies kann sich vom Anwendungsfall unterscheiden. Die Annahme, dass die Fahrzeuge über 6 Monate (Winter & Sommer) den Fahrplan bedienen, ohne ausreichende Fahrgäste pro Bus ist eher unwahrscheinlich. Der Bus Plan gibt für die Besucher eine Orientierung, wann für sie eine Fahrt möglich ist. Das ausserhalb der Hochsaison diese dichte Bustaktung bedient wird, ist eher unwahrscheinlich. Eine Annahme von möglichen Zwischensaisons, oder abweichender Betrieb wurde abgesehen, da dies das Annahmefeld weiter aufspannt, ohne auf einer weiteren Datengrundlage aufbauen zu können. Der daraus resultierende Tagesbedarf stellt für die im Folgenden aufgebaute Jahresgesamtanalyse eher eine Überbewertung des Flottenbedarfs über das Jahr dar.

Detailmodellierung – Szenarienanalyse

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Szenarienanalyse erläutert. Für die Darstellung der Wirkzusammenhänge der Simulation wurde exemplarisch ein repräsentativer Sommertag herangezogen. Ziel der Analyse ist die Bewertung der Effekte durch Integration von Photovoltaik und einem elektrischen Energiespeicher mit 500 kWh Kapazität. Szenario 1, ohne PV und Energiespeicher, dient als Referenz zur Bewertung der Effekte durch Integration dieser beiden Infrastrukturkomponenten in Szenario 2 und 3.

Szenario 1 (S1): Netzbezug und bedarfsorientiertes Laden

Szenario 1 beschreibt den Ausgangszustand des Areals ohne Eigenstromerzeugung mittels Photovoltaikanlagen oder Speicherintegration. Die Energieversorgung erfolgt vollständig über den Netzananschluss, während ein fahrplanbasiertes Energiemanagementsystem den bedarfsgerechten Ladebetrieb der elektrifizierten Fahrzeugflotte sowie den Betrieb der Wärmepumpe als flexible Last steuert. Die Abbildung 16 zeigt exemplarisch den Energieflussverlauf und das Lastprofil eines typischen Sommerbetriebstages. Abgebildet ist dabei ein Zeitfenster von 24 Stunden. Das Zeitfenster von 05:00 – 05:00 Uhr des darauffolgenden Tages wurde gewählt, um einen vollständigen Betriebszyklus abzubilden. Auf der linken y-Achse ist das anfallende Bedarfsprofil in kW sowie auf der rechten y-Achse der gültige Stromtarif in Rp./kWh über diesen Zeitraum abgebildet. An dieser Stelle werden die Szenarien bewusst auf Sommerperioden fokussiert, da die spezifischen Flottenbetriebsmuster die Notwendigkeit eines stationären Speichers früh infrage stellen. Da die Flotten überwiegend über die Mittagszeit an der Ladeinfrastruktur stehen, können sie den Photovoltaiküberschuss bereits weitgehend selbst aufnehmen. Entsprechend wäre der Speicher als Komponenten auch nicht in der Modellumgebung aktiv und seine Funktion nicht ersichtlich. Die logische Konsequenz und Folgefrage nach der Notwendigkeit eines zusätzlichen stationären Speichers wird in den folgenden Kapiteln detailliert behandelt.

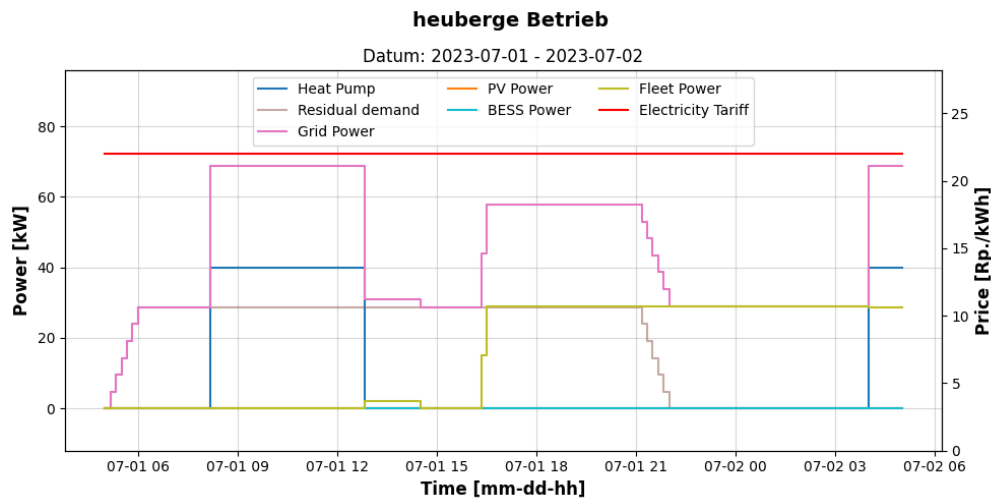


Abbildung 15 Energieflussverlauf (linke y-Achse) und das Lastprofil eines typischen Sommerbetriebstages im zeitlichen Verlauf in S1 unter Einbezug des Strompreises (rechte y-Achse).

Zu erkennen sind zwei markante aufeinanderfolgende Lastspitzen: einerseits durch den abendlichen Betrieb der Wärmepumpe, andererseits durch den nächtlichen Ladevorgang der Fahrzeugflotte. Der Strompreis bleibt über den gesamten Zeitraum konstant, wodurch keine Anreize zur netzdienlichen Lastverschiebung bestehen. Diese Lastspitzen sind nicht zu vermeiden, da die Wärmepumpe innerhalb ihres Nennbetriebspunktes den Wärmebedarf erfüllen muss und die Fahrzeuge danach geladen werden müssen, um für den nächsten Betriebszyklus einsatzbereit zu sein. Die fehlende PV-Erzeugung und Speicherinfrastruktur führen zu einem vollständig netzabhängigen Betrieb ohne Möglichkeiten zur Eigenverbrauchsoptimierung oder Lastspitzenreduktion.

Das Nachladeverhalten der Flotte ist in der folgenden Abbildung dargestellt. Dabei ist über das gewählte Zeitfenster der Ladezustände (engl. State of Charge (SoC)) der Fahrzeugbatterien auf der linken Seite y-Achse abgetragen. Zusätzlich ist die Anzahl an ladenden Fahrzeugen auf der rechten y-Achse als graue Fläche hinterlegt. Zu sehen ist der zeitliche Verlauf des SoC der einzelnen Fahrzeuge entsprechend des Fahrplans. Das Verhalten entspricht einem typischen Entladezyklus während des Tagesbetriebs mit einem sukzessiven Rückgang der SoC-Werte. Ab den Abendstunden beginnt ein kontinuierlicher Ladeprozess aller vier Fahrzeuge. Einzig ein Fahrzeug muss während der Mittagspause eine kurze Zwischenladung beziehen. Bedingt durch die fehlenden preislichen Anreize wird jedoch nur die notwendige Menge geladen, um den Betrieb zu sichern.

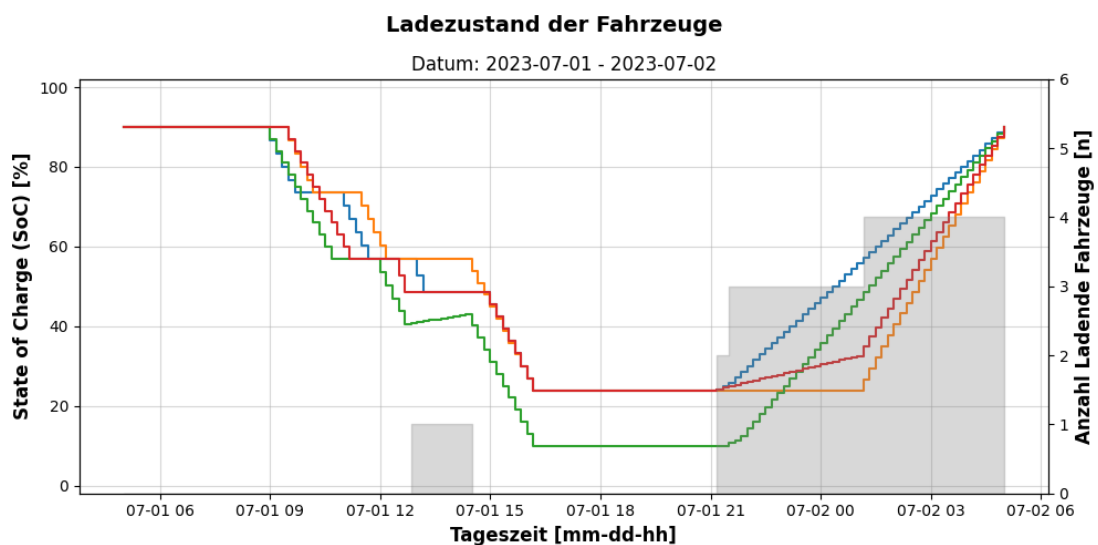


Abbildung 16 Nachladeverhalten der Flotte im Sommer über den zeitlichen Verlauf in S1. Zu sehen sind die einzelnen State of Charge (SOC) der Fahrzeuge (linke y-Achse), sowie die Anzahl an tatsächlich an Ladesäulen aktiven Fahrzeuge in grau hinterlegt (rechte y-Achse).

Szenario 2 (S2): Integration Photovoltaik

Szenario 2 erweitert das Areal um eine Photovoltaikanlage. Ziel ist es, die tagsüber erzeugte Solarenergie zur Deckung des Eigenverbrauchs zu nutzen und so den Netzbezug als auch potenziell die Energiekosten zu reduzieren. Das Energiemanagementsystem bleibt bestehen und steuert weiterhin die bedarfsorientierte Ladung der Fahrzeugflotte sowie den Betrieb der Wärmepumpe. Die folgende Abbildung zeigt den Betrieb des Areals.

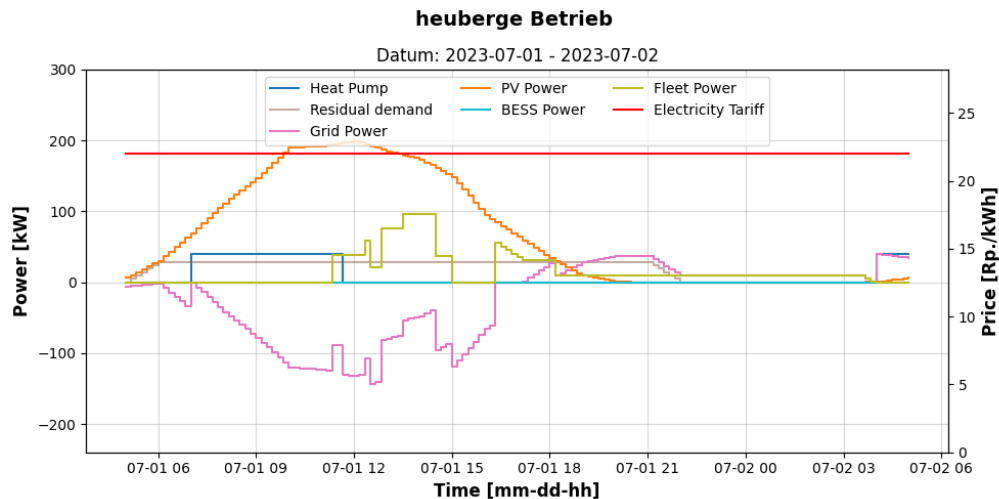


Abbildung 17 Energieflussverlauf (linke y-Achse) und das Lastprofil eines typischen Sommerbetriebstages im zeitlichen Verlauf in S2 unter Einbezug des Strompreises (rechte y-Achse). Deutlich zu erkennen ist die hinzugefügte Photovoltaik über die Tagesstunden.

Die PV-Erzeugung beginnt am frühen Morgen und erreicht mittags ein Maximum von rund 200 kW. Hierbei ist darauf hinzuweisen, dass es sich dabei um einen durchschnittlichen Sommerverlauf handelt. Höhere oder tiefere Werte sind im realen Betrieb vereinzelt möglich und sind individuell vom Tagesverlauf abhängig. Die Anpassung des Ladeverhaltens ist bereits hier zu erkennen. Die elektrische Flotte nutzt tagsüber in mehreren Schritten die erzeugte PV-Leistung zur Ladung, wobei die Ladeleistung auf maximal 100 kW ansteigt. Ein zusätzlicher Ladevorgang erfolgt in den Nachtstunden aus dem Netz. Die Wärmepumpe läuft erwartungsgemäss in den Sonnenstunden, um die Wärmeleistung für Warmwasser oder ähnliches aufzubringen. Für den Folgetag muss die Wärmepumpe bereits in den Morgenstunden laufen, um den anteiligen Wärmebedarf zu decken. Allgemein wird im Sommer noch viel der Photovoltaikerzeugung ins Netz zurückgespeist. Ein Effekt, der mangels weiterer Speicherkapazität nicht vermieden werden kann. Der Netzbezug ist tagsüber gering bzw. negativ, steigt jedoch in den Abendstunden wieder leicht an. Zurückzuführen ist das auf die unflexiblen Lasten des Gasthauses, sowie die Flottenladung. Durch fehlende variable Stromtarife fehlt hier eine weitere Incentivierung der Flexibilität.

Betrachtet man die Flotte und den Ladezustand der einzelnen Fahrzeuge, sieht man erwartungsgemäss, dass im Verlauf des Vormittags die SoC-Werte infolge von Fahrten sinken, wobei mindestens ein Fahrzeug auf unter 50 % entladen wird. In der Mittagspause beginnen die Fahrzeuge jedoch entsprechend der Übersichtsgrafik aufzuladen. Dabei konnten mit der angedachten Anzahl an Ladesäulen (siehe Anhang) sämtliche Szenarien abgedeckt werden. Innerhalb des Depots wird die Ladeleistung asymmetrisch verteilt. Die Ladezustandsdarstellung der Fahrzeugflotte unterstreicht die erfolgreiche bedarfsgerechte, fahrplanbasierte Ladeoptimierung: Die Ladezeiten orientieren sich sowohl an den energetischen Anforderungen der Fahrzeuge als auch an der Verfügbarkeit von PV-Strom. Gleichzeitig wird das strukturelle Defizit von grösseren Speicherkapazitäten verdeutlicht.

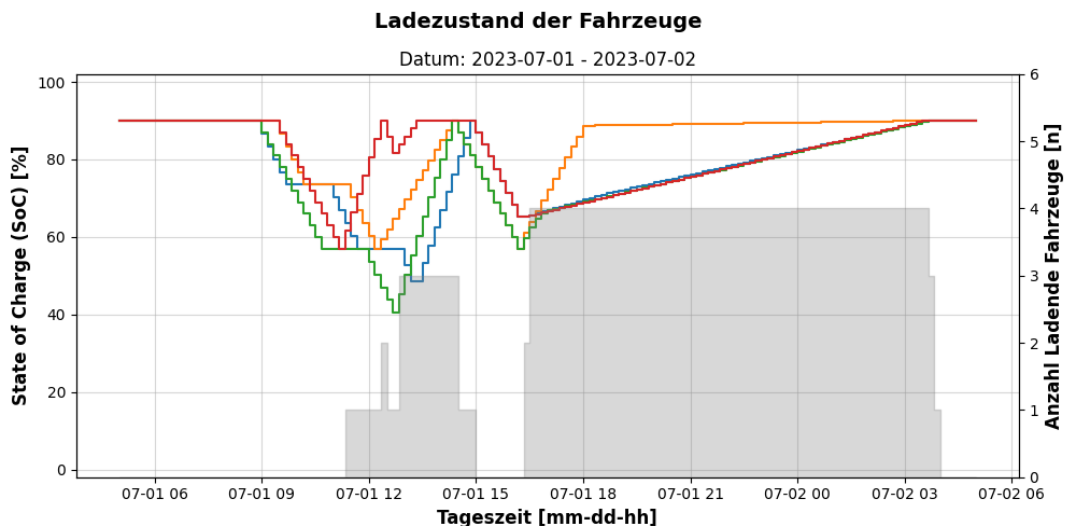


Abbildung 18 Nachladeverhalten der Flotte im Sommer über den zeitlichen Verlauf in S2 Zu sehen sind die einzelnen SOC der Fahrzeuge (linke y-Achse), sowie die Anzahl an tatsächlich an Ladesäulen aktiven Fahrzeuge in grau hinterlegt (rechte y-Achse). Durch die in S2 vorhandene Photovoltaik verschieben sich die Ladefenster erwartungsgemäss in die Sonnenstunden.

Insgesamt zeigt Szenario 2 das Potenzial der PV-Integration zur Reduktion des Tagesnetzbezugs, gleichzeitig jedoch auch die Limitierung bei fehlender Speichermöglichkeit. Überschüssige PV-Energie kann nicht zeitlich verschoben werden, wodurch das System trotz PV-Anlage weiterhin stark auf Netzstrom angewiesen bleibt und in entsprechenden Lastspitzen resultiert. Entsprechend wird im folgenden Szenario 3 der Mehrwert eines stationären Speichers geprüft.

Szenario 3 (S3): Erweiterung Elektrischer Energiespeicher 500 kWh Kapazität

Szenario 3 stellt die technisch erweiterte Variante der Energieversorgung dar und kombiniert Photovoltaik mit einem stationären Batteriespeicher. Ziel ist die Erhöhung des Eigenverbrauchsgrads durch Zwischenspeicherung überschüssiger PV-Energie und die zeitliche Verschiebung von Lasten in strompreisgünstige Zeiträume. Das fahrplanbasierte Energiemanagement bleibt bestehen und wird um Lade- und Entladestrategie für den Speicher ergänzt.

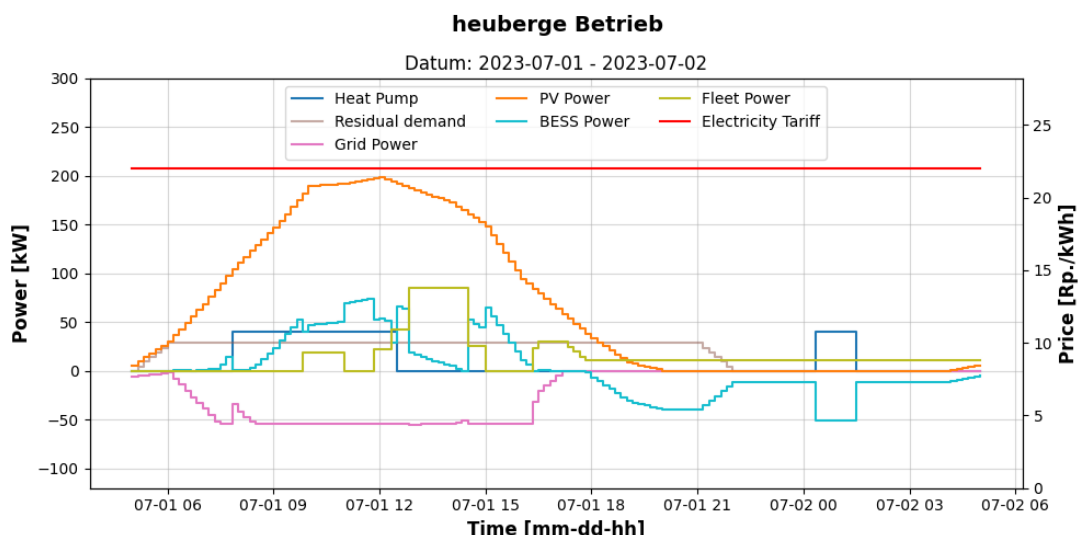


Abbildung 19 Energieflussverlauf (linke y-Achse) und das Lastprofil eines typischen Sommerbetriebstages im zeitlichen Verlauf in S3 unter Einbezug des Strompreises (rechte y-Achse). Zielgerichtet nimmt der statische Batteriespeicher zusätzlich zur Fahrzeugflotte die Energie aus der Photovoltaik auf.

Die Grafik zeigt, dass die PV-Anlage analog zu Szenario 2 die erwartbaren Erträge liefert. Jedoch beginnt der Batteriespeicher bereits am Vormittag mit der Aufnahme überschüssiger PV-Energie und erreicht gegen Mittag seine maximale Ladeleistung. Dabei reduziert er zielgerichtet die PV Rückspeisung in das Netz. In den Abend- und Nachtstunden entlädt die Batterie gestaffelt, um Lastspitzen aus Netzsicht zu glätten. Der Netzbezug kann dadurch gänzlich vermieden werden. Die Flotte wird grossteils

über den Tag geladen. Die Wärmepumpe wird ebenfalls in den frühen Morgenstunden des zweiten Tages durch den Speicher mitversorgt, was sich in einer abgeflachten Restlastkurve zeigt.

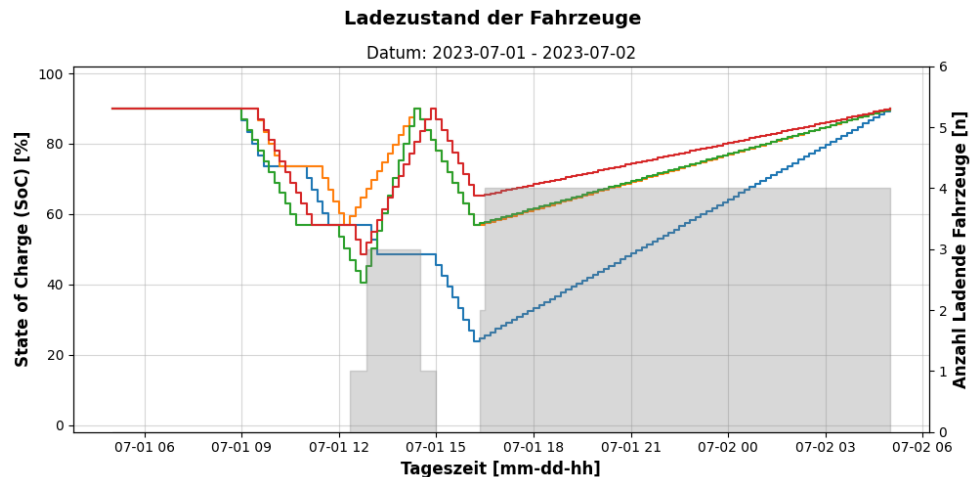


Abbildung 20 Nachladeverhalten der Flotte im Sommer über den zeitlichen Verlauf in S3. Zu sehen sind die einzelnen SoC der Fahrzeuge (linke y-Achse), sowie die Anzahl an tatsächlich an Ladesäulen aktiven Fahrzeuge in grau hinterlegt (rechte y-Achse). Entsprechend S2 wird auch hier die Fahrzeugflotte über die Sonnenstunden geladen. Begleitend dazu, können weitere Nachladevorgänge aus dem Speicher in den Abendstunden versorgt werden.

Der ergänzende Ladezustandsplot der Fahrzeuge macht deutlich, dass trotz nahezu identischer Entladeverläufe wie in den vorangegangenen Szenarien die Nachladung unter Einsatz des stationären Speichers erfolgt. Alle Fahrzeuge werden vollständig geladen. Die Batterie puffert dabei kurzfristige Lastspitzen und ermöglicht über den Zeitraum verteilt ein gleichmässigeres Lademuster.

In Summe zeigt Szenario 3 das technisch optimierte Zusammenspiel von PV, Speicher und elektrifizierter Fahrzeugflotte. Die Nutzung des Batteriespeichers erlaubt es, überschüssige Solarenergie für spätere Nutzung zu konservieren, was den externen Strombezug signifikant senkt und die Systemlast gleichmässig über die Nachtstunden verteilt. Das Lastprofil wird damit nicht nur energetisch effizienter, sondern auch netzdienlicher.

Szenario 3 (S3) – Betrachtung eines Wintertages

Für die vorangegangene Ausführung der Szenarien wurde bewusst der Sommertag herangezogen, da dort alle Komponenten der Umgebung ersichtlich sind. Als Beispiel wird in der folgenden Darstellung der Effekte bei vollständig operierender Flotte für einen Referenztag im Winter des Szenarios 3 aufgezeigt.

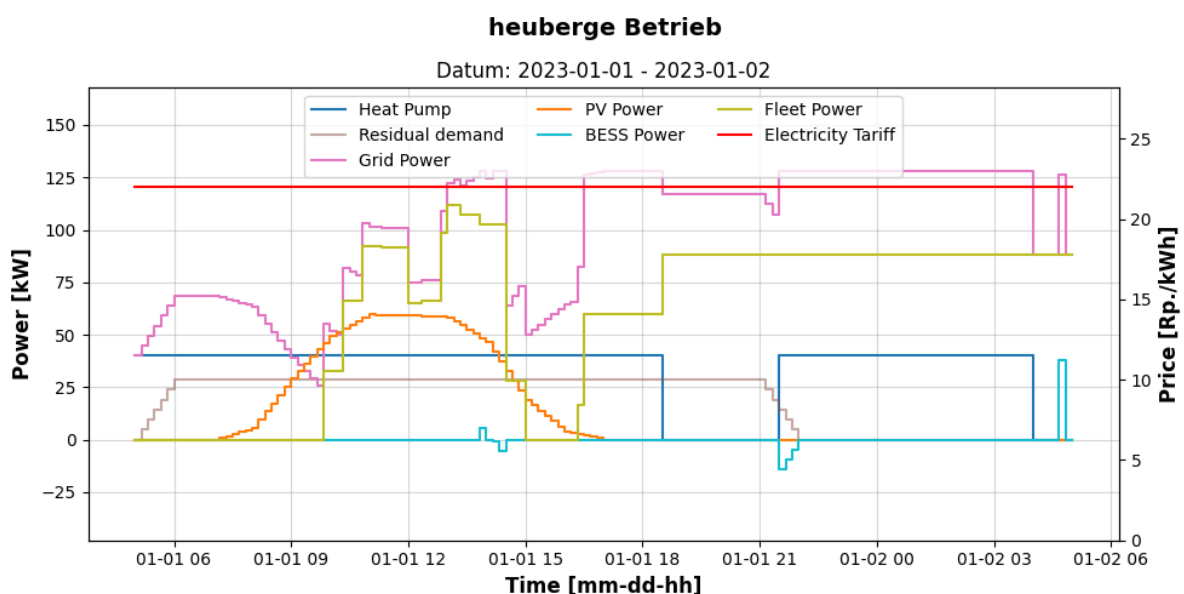


Abbildung 21 Energieflussverlauf (linke y-Achse) und das Lastprofil eines typischen Winterbetriebstages im zeitlichen Verlauf in S3 unter Einbezug des Strompreises (rechte y-Achse). Deutlich zu erkennen ist die Aufnahme der

gesamten Photovoltaikenergie durch die Fahrzeugflotte. Der zusätzlich statische Speicher findet kaum einen Einsatz.

Im Winter ist der PV-Ertrag deutlich geringer, während viele Fahrzeuge laden. Dadurch nehmen die Fahrzeuge fast den gesamten verfügbaren Strom der Photovoltaikanlage auf. Der Rest des Bedarfs muss ausschliesslich über das Netz gedeckt werden. Entsprechend ist der stationäre Speicher energetisch weitgehend redundant, sofern es keine Anreize aus dem vorgelagerten Netz gibt. Aufgrund der Verluste wird dieser nur noch punktuell zum kurzfristigen Peak-Shaving genutzt. Entsprechend sind zwischen Szenario 2 und 3 in der Wintersaison nur minimale Unterschiede zu erwarten.

Auswertung der Szenarienanalyse

Im Folgenden werden die simulierten Szenarien ausgewertet. Dabei findet stets eine Gegenüberstellung der drei Szenarien statt. Wo es möglich ist, wird die Auswertung zudem dezidiert nach den saisonalen Unterschieden aufgelöst. Die Auswertung bezieht sich zuerst auf die bezogene Energie, anschliessend werden die ökonomischen und abschliessend die ökologischen Implikationen ausgewertet.

Energetische Betrachtung

Die in den folgenden Abbildungen dargestellten Energiemengen zeigen die pro Tag im Areal „bewegten“ Energiemengen, d.h. alle Energieflüsse inklusive Netzimport, PV-Einspeisung, Netzzurückspeisung sowie ungenutzter Solarenergie. Letztere beschreibt Abschaltung der Photovoltaikanlage, da z.B. die Leistung nicht durch den vorgelagerten Trafo abtransportiert werden kann. Bedingt durch die Leistungskennzahlen der Photovoltaik und der Anschlussleistung, konnte in jedem Szenario die vollständige Photovoltaikleistung, durch Export oder Eigenverbrauch, genutzt werden. Die Energiemengen sind dargestellt als Jahresdurchschnitt als auch saisonal getrennt für Sommer- und Winterhalbjahr. Diese Betrachtung erlaubt eine fundierte energetische Bewertung und Vergleich der gewählten Infrastruktur der jeweiligen Areale in den drei Szenarien.

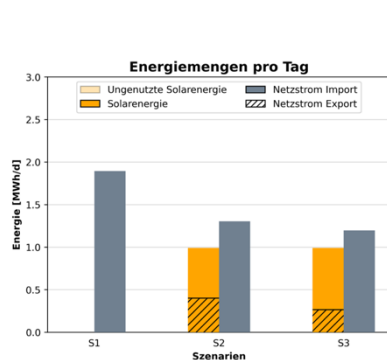


Abbildung 22 Jahresdurchschnitt der Energiemengen über die Szenarien.

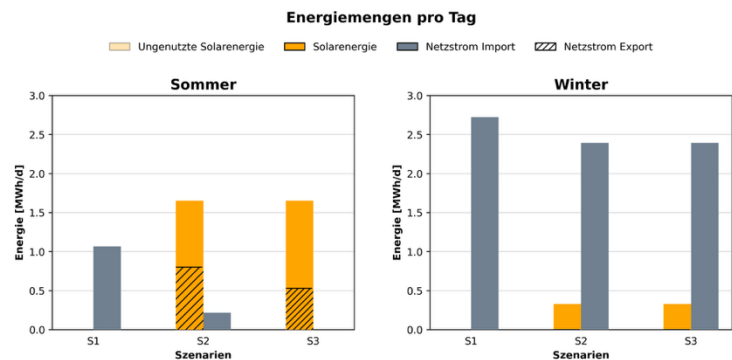


Abbildung 23 Saisonaler Durchschnitt der Energiemengen über die Szenarien

Im Szenario 1 (S1) erfolgt die vollständige Versorgung des Depots über das Netz. Entsprechend ist der Netzstromimport sowohl im Sommer als auch im Winter durchgängig hoch – im Winter sogar am höchsten bedingt durch die zusätzlichen Lasten. Es gibt keine Einspeisung, da keine lokale Erzeugung vorhanden ist. Entsprechend weist diese Konfiguration daher die geringste energetische Komplexität auf, jedoch auch keine Optionen zur Eigenverbrauchsoptimierung.

Szenario 2 (S2) integriert eine Photovoltaikanlage. Im Sommer führt dies zu einer signifikanten Reduktion des Netzbezugs. Gleichzeitig steigt die Gesamtbilanz der Energie deutlich an: Neben der direkt genutzten Solarenergie (Eigenverbrauch) sind nennenswerte Energiemengen an Netzeinspeisung vorhanden und können entsprechend nicht im Areal verwertet werden. Allgemein ist allerdings festzuhalten, dass zu keinem Zeitpunkt die Solaranlagen abgeregelt werden mussten, was auf eine allgemein partiell sinnvolle Dimensionierung von Netzanschluss und Arealbedarf zu Photovoltaikanlagengrösse hindeutet.

Szenario 3 (S3) ergänzt das System um einen stationären Batteriespeicher. Im Sommer kann dadurch die Einspeisung deutlich reduziert und ein grösserer Teil der PV-Produktion zur Eigenversorgung verwendet werden. Der Netzstromimport sinkt erwartungsgemäss auf null im Sommer. Im Winter bleibt die PV-Erzeugung begrenzt, der Netzbezug bleibt analog zu S2 gleich. Dies war bereits in den Ergebnissen der Szenarienanalyse zum Szenario 3, Winter ersichtlich. Dies deutet darauf hin, dass die Fahrzeugflotte bereits über den Mittag in S2 die gesamte PV-Leistung aufnehmen konnte. Ein Speicher im Winter

kann also keine PV-Energie mehr einspeichern. Resultierend lässt sich über die Speichergrösse sagen, dass diese für den Sommer eine ausreichende Grösse hat. Eine geringe Kapazitätssteigerung kann ggf. sinnvoll sein, um eine vollständige Bedarfsabdeckung zu gewährleisten. Für den Winter müssen jedoch weitere Vorteile geschaffen werden, um den Speicher attraktiv zu bewirtschaften.

Dennoch zeigt die Betrachtung deutlich, dass erst mit der Kombination aus PV und Speicher (S3) eine substantielle Reduktion des Netzstromimports bei gleichzeitig maximaler PV-Nutzung im Sommer erreicht werden kann. Durch die hohe Anzahl an Fahrzeugen und benötigter Energie für den Flottenbetrieb über den Tag im Winterszenario, ist jedoch kein Mehrgewinn durch einen Speicher auf dem Heubergeareal zu identifizieren. S1 dient weiterhin nur als energetischer Referenzfall ohne eigene Stromerzeugung. Die Ergebnisse unterstreichen, dass der Einsatz eines Speichers vorrangig unter saisonal günstigen Bedingungen (Sommerhalbjahr) sinnvoll eingesetzt werden konnte und hauptsächlich hier zu einem Nettonutzen geführt hat, während im Winter das Potenzial in dieser Konfiguration sehr begrenzt bleibt. Der vorhandene Flottenspeicher im Winter und die spezielle Taktung der Flotte stellen allgemein jedoch für den typischen Busflottenbetreiber einen Sonderfall dar. Flotten, welche prädominant über die Mittagszeit kein Zugang zur Arealeigenen Ladeinfrastruktur haben, würden entsprechend deutlich von einem Speicher profitieren. Der Effekt ist partiell im Sommerszenario S3, und der vollständige Eigenversorgungsrate zu sehen. Hier ermöglicht der Speicher entsprechend auch den Betrieb des Bergareals ausserhalb der Sonnenstunden mit selbsterzeugter erneuerbarer Energie.

Bezieht man die Auswertung nur auf die Energie, welche innerhalb des Areals verbleibt, erhält man die effektive Eigennutzungsquote. In der folgenden Abbildung ist dies entsprechend dargestellt. Zu sehen ist der jeweilige, «auf dem Areal» verwendete Strommix der drei Szenarien und zeigt, in welchem Masse der Ladestrombedarf der Fahrzeugflotte aus lokal erzeugtem Solarstrom oder aus Netzstrom gedeckt werden kann. Grundlage für die Eigennutzungsquote ist jeweils der tatsächlich auf dem Areal verbrauchte Strom – unabhängig davon, ob dieser direkt aus der PV-Anlage oder indirekt (z. B. über eine Zwischenspeicherung) stammt. Die Auswertung erfolgt sowohl als jährlicher Durchschnittswert als auch saisonal differenziert für Sommer- und Winterhalbjahr.

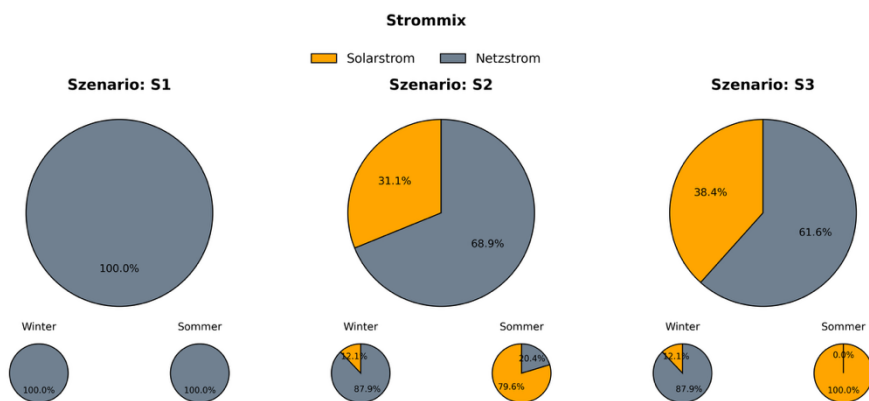


Abbildung 24 Strommix des verbrauchten Stroms auf den Heubergen über die Szenarien. Abgebildet als Jahresbilanz, sowie aufgelöst in Sommer und Winter. Erwartungsgemäss tritt im Sommer jeweils ein höherer Anteil von Solarstrom auf.

Szenario 1 (S1) weist erwartungsgemäss einen vollständigen Netzstromanteil von 100 % auf, da weder Photovoltaik noch Speicher zum Einsatz kommen. Der Strommix ist entsprechend über das Jahr konstant, da keinerlei lokale Erzeugung eingebunden ist.

Szenario 2 (S2) zeigt bereits eine deutliche Entlastung der Netzbezugssituation: Im Jahresdurchschnitt können ca. 31% des Stroms aus der PV-Anlage gedeckt werden. Dieser Wert ist jedoch stark saisonal geprägt. Während im Winter nur rund 12% des Ladestroms solaren Ursprungs sind, steigt der Anteil im Sommer auf über 79%. Das unterstreicht den hohen Beitrag der PV-Anlage zur direkten Eigenversorgung in den Sommermonaten.

Szenario 3 (S3) bringt der Batteriespeicher vor allem im Sommer einen Nutzen. Der PV-Anteil steigt im Jahresmittel auf 38%. Die Saisonalität bleibt bestehen und verstärkt sich. Mit zusätzlichem Speicher ist im Sommer eine nahezu vollständige Solarversorgung möglich, im Winter stammen jedoch weiterhin nur rund 12% der Energie aus Photovoltaik. Winterergebnisse von Szenario 2 und 3 sind nahezu gleich, da die Fahrzeuge mittags den Solarstrom aufnehmen. Eine höhere Eigenverbrauchsquote durch nächtliche Nutzung verschobener PV Überschüsse zeigt sich im Wesentlichen nur im Sommer.

Zusammenfassend lassen sich somit die Vermutungen der vorherigen Analysen bestätigen. Die Strommix-Betrachtung zeigt die Wirkung der technischen Massnahmen zur Eigenstromnutzung: Während

Szenario 2 durch PV bereits substanzielle Anteile am Ladestrom deckt, gelingt durch die Speicherintegration in Szenario 3 eine signifikante Steigerung des Eigenversorgungsgrads, allerdings ist dieser Vorteil nur im Sommer zu heben. Die saisonale Analyse macht deutlich wie begrenzt die Wirkung im Winter entfallen könnte, sofern diese Form des Flottenbetriebs aufrechterhalten wird. Entsprechend ist es eine Überlegung die Speichergrosse auf die sommerliche PV-Überschusssituation zu optimieren, während der winterliche Netzbezug strukturell für die Hochlastzeiten kaum vermeidbar bleiben wird. Sollte die Fahrzeugflotte in einen reduzierten Betrieb im Winter übergehen kann jedoch auch hier der stationäre Speicher mehr gefordert werden und somit weiter die Volllaststunden und Nutzungsgrad des Speichers auch im Winter erhöhen.

Allgemein lässt sich festhalten, dass jede Ausbaustufe einen dezidierten Mehrwert insgesamt oder auf saisonaler Basis mit sich bringt. Jedoch wurden bisher ausschliesslich die energetischen Implikationen betrachtet, welche die Infrastruktur in ihren jeweiligen Ausbaustufen für das Areal bedeuten. Ein nächster Schritt ist die Erhebung ökonomischer Bewertungsgrössen, um daraus weitere Empfehlungen ableiten zu können.

Ökonomische Betrachtung

Um ein indikatives Abbild der erwartbaren Betriebs-, und Strombezugskosten zu erhalten, ist es zusätzlich notwendig, die Infrastrukturkosten, die den Betrieb ermöglichen, ebenfalls in die Rechnung einzubeziehen. Entsprechend wurden die ökonomischen Vor- und Nachteile der jeweiligen Szenarien bewertet. Dabei werden zuerst die operativen und kapitalintensiven Kostenfaktoren aufgezeigt und anschliessend in einem Jahreshorizont von 20 Jahren abgebildet.

Die folgende Tabelle zeigt die Annahmen hinter der Kostenrechnung der jeweiligen Komponenten.

Tabelle 5 Kostenfaktoren der Infrastruktur

Kostenfaktoren Infrastruktur	
Photovoltaik [CHF / m ²] bzw. [CHF / m ²] ⁵	Ca. 1500 bzw. 190
Speicher [CHF / kWh]	800

Die folgende Abbildung zeigt die spezifischen Stromkosten (in Rp./kWh) der drei Szenarien, jeweils unterteilt in operative Kosten (OPEX, blau) und Gesamtkosten inklusive Infrastruktur (TOTEX, grau). Diese Vollkostenbewertung erlaubt entsprechend eine erste Einschätzung der Wirtschaftlichkeit der betrachteten Systemarchitekturen über alle Szenarien hinweg.

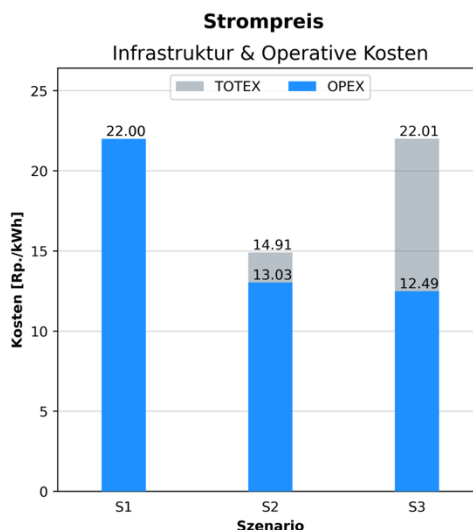


Abbildung 225 Strom- und Gesamtkosten inklusive Infrastruktur über die Szenarien.

Im Szenario 1 (S1) entstehen ausschliesslich operative Kosten, da keine Investitionen in PV oder Speicher erfolgen. Der Strompreis beträgt konstant 22 Rp./kWh, was dem angenommenen Stromtarif aus dem Netz entspricht.

Szenario 2 (S2), erzielt durch Eigenverbrauch des produzierten Stroms aus der Photovoltaikanlage und reduzierte Netzbezugskosten deutlich niedrigere OPEX von ca. 13 Rp./kWh. Die ergänzenden

⁵ Gonschor, A. (2023, 13. April). Photovoltaik für Unternehmen – Kosten, Wirtschaftlichkeit und Beispielrechnung. Wegatech. Abgerufen am Juni 2025, von <https://www.wegatech.de/ratgeber/grossprojekte/kosten-photovoltaik-unternehmen/>

Infrastrukturkosten erhöhen die Gesamtkosten auf fast 15 Rp./kWh. Dieses Szenario stellt damit bereits eine ökonomisch vorteilhafte Variante gegenüber dem reinen Netzbezug dar und zeigt somit den erwartbaren Einfluss von einer Möglichkeit sehr kostengünstig Strom über eine PV-Anlage zu produzieren.

Im Szenario 3 (S3) kommt zusätzlich ein Batteriespeicher zum Einsatz, was die OPEX nochmals weiter auf 12.49 Rp./kWh entsprechend der aufgezeigten optimierten PV-Nutzung senkt. Die Gesamtkosten steigen allerdings durch hohe Investitions- und Wartungskosten für den Speicher auf ca. 22 Rp./kWh und liegen damit bei dem Referenzwert von Szenario 1, und somit kostenneutral zu reinem Netzbezug. Hierbei ist darauf hinzuweisen, dass damit gerechnet werden kann, dass die stationären Speicher in Zukunft billiger werden können. Zur Folge hätte dies, dass die Gesamtkosten unter jene des Referenzfalles S1 sinken können.

Zusammenfassend zeigt diese Form der Gesamtkostenbetrachtung je kWh das S3 operativ am günstigsten ist, jedoch langfristig aufgrund der aktuellen Speicherkosten noch deutlich im Preis ansteigt und damit Kostenparität mit dem Szenario 1 erreicht. Szenario 2 bietet in dem vorliegenden Anwendungsfall das beste Verhältnis zwischen Investitionsaufwand und direktem wirtschaftlichem Nutzen. Begründet liegt dies in der nativ hohen Anzahl an Fahrzeugspeichern, welche zu Sonnenstunden Ladebedarf aufzeigen können. Folglich kommt der Speicher in S3 nur partiell zum Einsatz.

Neben den Stromkosten muss ein Arealbetreiber auch die verursachten Leistungsspitzen bezahlen - die direkte Penalisierung von Bezugsspitzen durch den Netzbetreiber. Dieser Kostenfaktor ist ebenfalls in der Simulationsumgebung inkludiert. Die dargestellten Grafiken zeigen die monatlich anfallenden operativen Zusatzkosten durch die verursachten Bezugsspitzen in den definierten Szenarien, sowohl im Jahresdurchschnitt als auch saisonal differenziert für Sommer- und Winterhalbjahr. In der Schweiz werden jedoch ausschliesslich die reinen Bezugsspitzen pönalisiert. Entsprechend sind Leistungsspitzen durch die Einspeisung von Photovoltaik für die Kostenberechnung der Lastspitzen nicht relevant. Es ist auch darauf hinzuweisen, dass die erzeugten Lastspitzen durch Photovoltaik sogar reduzierend auf den anfallenden Leistungspreis wirken können, da bereits vor dem Trafo diese durch arealeigene Produktion abgefangen werden können. Dies tritt bei zeitlichem Zusammentreffen von Erzeugung, Bezug und notwendigem, nicht verschiebbarem Bedarf auf.

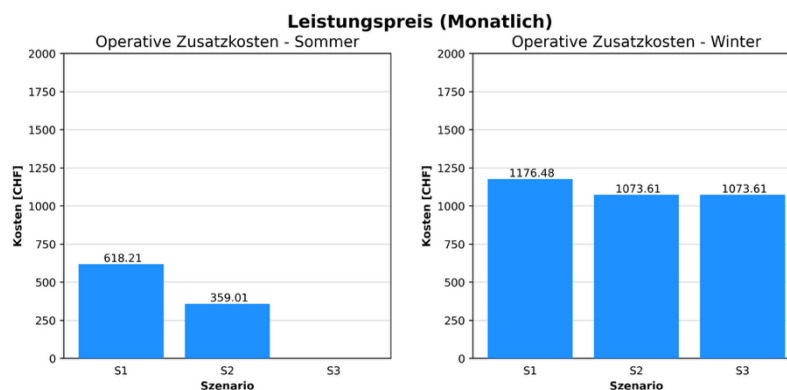


Abbildung 6 Monatlicher Leistungspreis jeweils für Sommer und Winter über die Szenarien.

Die saisonale Auswertung zeigt im Sommerhalbjahr eine besonders hohe Sensitivität gegenüber Lastspitzen. In S2 kann bereits wie eingangs erwähnt die monatlichen Leistungspreise deutlich durch das Übereinstimmen von Produktion der Photovoltaikanlagen und des notwendigen Ladebedarfs der Fahrzeuge kompensiert werden. Am ausgeprägtesten ist der Effekt der Leistungsspitzen glättung, und entsprechenden Auswirkung auf die monatlich anfallenden Kosten für das Szenario 3 zu sehen. Es kann die gesamte notwendige Leistung über den Speicher bereitgestellt werden. Entsprechend kann an dieser Stelle von einer ersten sinnvollen Auslegung des stationären Speichers gesprochen werden, sofern man die Eigenversorgung sowie resultierende Lastspitzenglättung im Sommer betrachtet.

Im Winter, wenn die PV-Erträge deutlich geringer ausfallen, nivellieren sich die Unterschiede zwischen allen Szenarien deutlich. Allgemein kann die Photovoltaik nicht Leistungsspitzenreduzierend wirken. Zusätzlich kann der stationäre Speicher in S3 keine zusätzlichen Leistungsspitzen im Netzbezug reduzieren, welche nicht bereits durch die Fahrzeuge abgedeckt werden können. Beide Szenarien weisen entsprechend sehr identische Leistungskosten auf, da der stationäre Batteriespeicher keine Wirkung zur Lastglättung mehr hat. Erneut ist dies auf die Flottenfunktion bzw. der Nutzung der Fahrzeugbatterie als bereits vorhandener Speicher zu Produktionszeiten zurückzuführen. Bei Fahrplänen, welche keine Standzeiten über die Mittagsstunden vorsehen, oder die Ladeinfrastruktur an den Standorten fehlt, ist dies eine Lücke, welche ein stationärer Speicher aktiv schliessen könnte. Für alle Winterszenarien ist

zusätzlich nochmals zu erwähnen, dass die Grundlast des gesamten Areals grösser ist. Dies wirkt ebenfalls einer weiteren PV-Energiespeichermöglichkeit entgegen, da das Areal zusätzlich direkt einen Teil der Photovoltaikleistungsaufnahme zu diesen Tageszeiten aufnehmen kann.

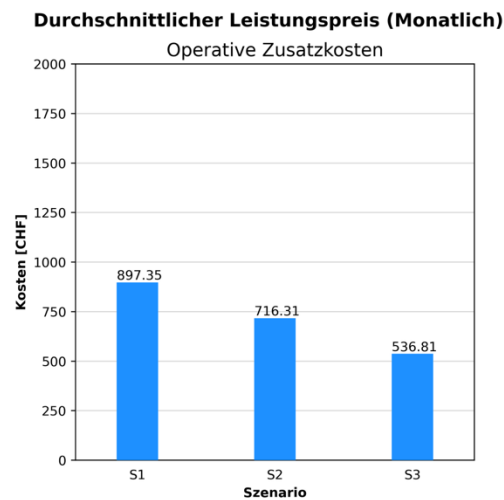


Abbildung 27 Durchschnittlicher monatlicher Leistungspreis über alle Szenarien.

Betrachtet man, entsprechend der gewählten Saisonalitäten und deren Wirkzeiträumen die sich ergebenden Leistungspreise im Mittel, ergibt sich die folgende Abbildung. S2 weist ein mittleres Kostenniveau im Vergleich zu den beiden Szenarien auf. Hingegen ermöglicht Szenario 3 eine signifikante Reduktion der Leistungskosten durch gezielte Lastverschiebung und die Nutzung gespeicherter PV-Energie in netzdienlichen Zeitfenstern im Sommer. S1 weist entsprechend die höchsten Kosten auf, da nur begrenzt mit dem Einsatz der flexiblen Lasten und dem intelligenten Lademanagement Einfluss auf die Peaks genommen werden kann.

Zusammenfassend zeigt die Analyse, dass die Integration eines Speichers partiell nicht nur den Eigenverbrauch optimiert, sondern auch signifikante Potenziale zur Reduktion von Leistungspreisen bietet. Insbesondere auffällig in saisonal von PV-Überschüssen geprägten Monaten. Szenarien ohne Speicherintegration zeigen jedoch bereits einen Vorteil, sofern Gleichzeitigkeit in Energieproduktion und Energiebedarf vorliegen. Es ist jedoch nochmals darauf hinzuweisen, dass der gewählte Einsatzplan der Fahrzeuge einen signifikanten Einfluss auf das vorgelagerte Netz und den Nutzen von weiterer Infrastruktur wie Photovoltaik und Speicher auf dem Areal hat. Die längeren Standzeiten der Busse über Nacht im Depot ermöglichen es, die Leistungsspitzen der Fahrzeugflotte während dieser Zeiträume niedrig zu halten. Dadurch wird die notwendige Zwischenladung während des Tagbetriebs speziell im Winter hinsichtlich Spitzenlast zum Hauptkostentreiber in diesem Umsetzungsrahmen.

Allgemein wurden bis jetzt die einzelnen Kostenfaktoren für den Betrieb der drei definierten Infrastrukturen erhoben. Betrachtet man die operativen Kosten, bestehend aus Energiebezugskosten und Leistungspreisen, sowie die dafür notwendige Infrastruktur über einen 20-jährigen Zeithorizont, ergibt sich die folgende Abbildung.

Die Abbildung zeigt die perspektivische Entwicklung der jährlichen Auswirkungen über die definierte zwanzigjährige Laufzeit. Dabei wird angenommen, dass die exemplarisch ausgewählten Tage, Beispiel Winter- und Sommertag, über die Laufzeit kumuliert werden. Dargestellt sind sowohl die laufenden Betriebskosten als heller Anteil der Säulen sowie die Abschreibungsaufwendungen für die jeweilig benötigte Infrastruktur als dunkler Anteil der Säulen. Letztere beinhalten Anschaffungskosten, Ersatzinvestitionen und Wartung für PV-Anlage und Batteriespeicher. Trotz der Unterschiede in den verursachten Leistungspreisen, fällt deren Einfluss geringer aus. Dies liegt darin begründet, dass diese entstehenden Preise nur einmalig pro Monat zu bezahlen sind.

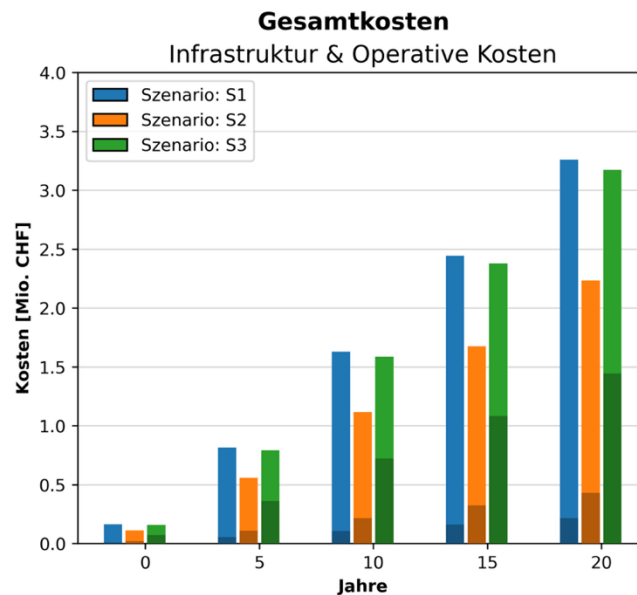


Abbildung 28 Perspektivische Entwicklung der kumulierten Gesamtkosten auf 20 Jahre über alle Szenarien. Infrastrukturkosten dunkel und die operative Kosten hell hinterlegt.

Szenario 1 (S1) verursacht zu Beginn keine Investitionskosten, da weder PV-Anlage noch Speicher vorhanden sind. Entsprechend steigt die Kostenkurve linear über die Zeit, da der gesamte Energiebedarf ausschliesslich durch Netzbezug gedeckt wird. Dieses Szenario stellt langfristig knapp die teuerste Variante dar, obwohl es initial keine Investitionen erfordert. Wie eingangs gezeigt ist dies auf den knappen Unterschied bei den OPEX-Kosten, sowie dem deutlichen Leistungsspitzenentarif zurückzuführen.

Szenario 2 (S2) beginnt mit einem moderaten Kapitalaufwand für die Installation der PV-Anlage. Über die Zeit wird der kontinuierliche Netzstrombedarf durch den Eigenverbrauch reduziert, was zu deutlich geringeren Betriebskosten führt. Kostenvorteile ergeben sich gegenüber beiden Szenarien langfristig.

S3 fällt entsprechend der initial höchsten Investitionskosten für den Speicher im Vergleich zu S2 deutlich höher aus. Die Lebensdauer des Speichers, der über den Zeitraum hinweg einmal ersetzt werden muss, spielt hier ebenfalls eine Rolle. Die Betriebskosten liegen durch die höhere Eigenverbrauchsquote und die Reduktion der Spitzenkosten unterhalb von Szenario 1.

Die langfristige Betrachtung macht deutlich, dass Massnahmen zur Eigenstromerzeugung in Bezug auf das Betriebsmuster der Heuberge besonders vorteilhaft sind, wenn sie mit moderatem Investitionsaufwand umgesetzt werden. Die Ergänzung um einen Speicher steigert zwar die technische Effizienz und reduziert Netzbezug und Leistungspreise, bringt jedoch aufgrund hoher Kapitalbindung und Ersatzzyklen einen eher reduzierten wirtschaftlichen Vorteil im Gesamtkostenvergleich. Für Investitionsentscheidungen empfiehlt sich daher eine präzise Abwägung zwischen technischen Optimierungen und wirtschaftlicher Tragfähigkeit über den Lebenszyklus.

Über alle Betrachtungen hinweg, wurden die Senkung der Produktionskosten sowie zusätzliche Anreize den stationärer Speicher zu betreiben oftmals als Treiber weitere Kostensenkung und folglich erhöhter Kompetitivität aufgeführt. Entsprechend wurde im Nachgang erst eine Speicherpreissensitivitätsanalyse durchgeführt. Daran angeschlossen zusätzlich eine Möglichkeit gezeigt, wie der Speicher zusätzliche Betriebsanreize erfahren kann.

Preissensitivität elektrischer Speicher

Wie zuvor erwähnt, ist in Zukunft mit einer Preisreduktion der Speicher zu rechnen. Für die Preissensitivitätsanalyse wurde davon ausgegangen, dass der Speicher noch 500 CHF / kWh kosten wird. Die folgende Abbildung zeigt eine Preissensitivitätsanalyse für das Szenario S3, da nur in diesem ein stationärer Batteriespeicher zum Einsatz kommt.

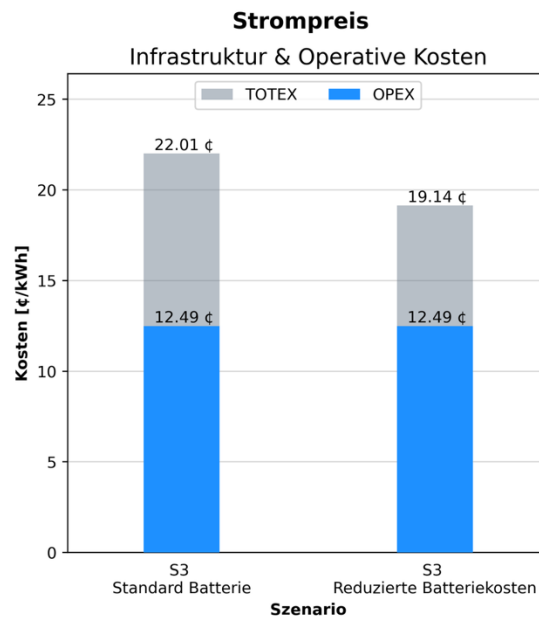


Abbildung 239 Preissensitivitätsanalyse elektrischer Speicher im Vergleich des Szenarios 3.

In der Analyse nehmen wir an, dass die Betriebskosten in beiden Fällen konstant bleiben. Der Unterschied zeigt sich in den infrastrukturellen Gesamtkosten (TOTEX), welche durch die Investitionskosten des Speichers beeinflusst werden. Während im Standardfall der Strompreis insgesamt bei 22.01 ct/kWh liegt, sinkt er im Fall eines zukünftig kostengünstigeren Speichers auf 19.14 ct/kWh⁶. Damit kann das Szenario 3 mit reduzierten Batteriekosten nicht nur Kostenparität herstellen, sondern sogar Energie unterhalb des Szenarios 1 mit reinem Netzbezug dem Areal zur Verfügung stellen.

Zusätzlich kann damit indikativ gezeigt werden, welche Kostensensitivität des Gesamtsystems gegenüber dem Batteriepreis hat. Die erwartbaren technologischen Fortschritte in Zellfertigung oder auch die Verfügbarkeit von Second Life Batterien können die Wirtschaftlichkeit von PV-plus-Speicher-Systemen entsprechend perspektivisch deutlich verbessern. Eine künftige Reduktion der Speicherpreise und Verbesserungen bezüglich Lebensdauer / Wartungsaufwand würden diese Kombination deutlich konkurrenzfähiger machen und mittelfristig den Einsatz von Speichern ökonomisch attraktiv gestalten.

Bei dieser Kostenbetrachtung ist der Betrieb des stationären Speichers konstant geblieben, da in dem definierten Szenario keine weiteren Anreize zur betrieblichen Anpassung vorhanden waren. Da neben den CAPEX auch die OPEX-Kosten bei neuen Speichern sinken, sich durch den angenommenen eher geringen Einsatz auch die Lebenserwartung verlängern könnte und neue Einsatzoptionen zusätzliche Einnahmen generieren können, ist vor der Investitionsentscheidung eine erneute Evaluierung anhand dem Stand der Technik und regulatorischer Neuerungen anzuraten. Entsprechend wurde in einer folgenden Untersuchung dargestellt, wie ein dynamischer Preis die Nutzung eines stationären Stromspeicherbetriebs beeinflussen kann.

Der Speicher kann durch langfristig erwartbare Kostentrends gegenüber dem reinen PhotovoltaikszENARIO wettbewerbsfähig sein. Der Nutzungsgrad des Speichers liegt in den untersuchten Szenarien vor allem in der Glättung von Bezugsspitzen sowie in der Bereitstellung von erneuerbarer Energie in den Nachtstunden. Insbesondere im Winter ergibt sich durch den hohen Flottenbedarf ein ausgeprägtes Lastszenario. Aufgrund der Fahrplaneigenschaften und der damit verbundenen Ladezeiten über die Mittagsstunden entsteht zudem eine gewisse Speicherredundanz auf dem Areal. Sollte in den Übergangsmonaten ein reduzierter Fahrplan zu weniger Fahrzeugen führen, die Photovoltaikenergie aufnehmen können, würde der Speicher deutlich mehr Volllaststunden erreichen. Dies senkt die Betriebs- und Investitionskosten pro Nutzungseinheit.

Allerdings entsteht durch die Fahrplaneigenschaften über die Mittagsstunden eine gewisse Redundanz, da die Fahrzeuge während der Ladezeiten einen Teil des Speichernutzens ersetzen. Eine Alternative oder Ergänzung stellt das bidirektionale Laden dar: Würden im Sommer sechs Fahrzeuge mit jeweils 133 kWh Kapazität und 22 kW Ladeleistung regelmässig im Depot stehen, könnten sie als virtueller Speicher dienen und den Mittagspeak abfedern. Auch der Stromverbrauch des Berghauses, der vor

⁶ Kost, C., Shammugam, S., Fluri, V., Peper, D., Davoodi Memar, A., & Schlegl, T. (2021). Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE).

allem über Mittag anfällt, könnte durch flexible Lastverschiebung zu einer effizienteren Nutzung beitragen. Dies zeigt, dass die optimale Dimensionierung stationärer Speicher sorgfältig zu diskutieren ist.

Hinsichtlich der ökologischen Wirkung verdeutlichte die Emissionssensitivitätsanalyse, dass der Speicher zunächst durch den hohen Emissionsrucksack aus der Produktion belastet ist. Dieser muss über die Betriebszeit kompensiert werden. Langfristig ist jedoch zu erwarten, dass Hersteller durch verbesserte Produktionsprozesse die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen senken, sodass Speicher auch ökologisch ein wettbewerbsfähiges Element werden können.

Schliesslich wird der Speicherbetrieb stark von den Rahmenbedingungen abhängen. Insbesondere dynamische Stromtarife könnten den Einsatz von Speichern erheblich attraktiver machen und zusätzliche Einnahmen generieren. Vor einer Investitionsentscheidung ist deshalb eine erneute Evaluierung anhand des Stands der Technik, der regulatorischen Neuerungen und der dann gültigen Marktmechanismen anzuraten.

Dynamischer Netztarif

Zusätzlich zu den technologischen Entwicklungen und den daraus resultierenden Preistrends, zeichnen sich netzseitig ebenfalls Trends ab. Hierbei sind speziell dynamische Tarife in der Diskussion. Entsprechend wurde in der Simulationsumgebung ein dynamischer Netztarif hinterlegt, um die Einflüsse des Tarifs auf den Arealbetrieb abzubilden.

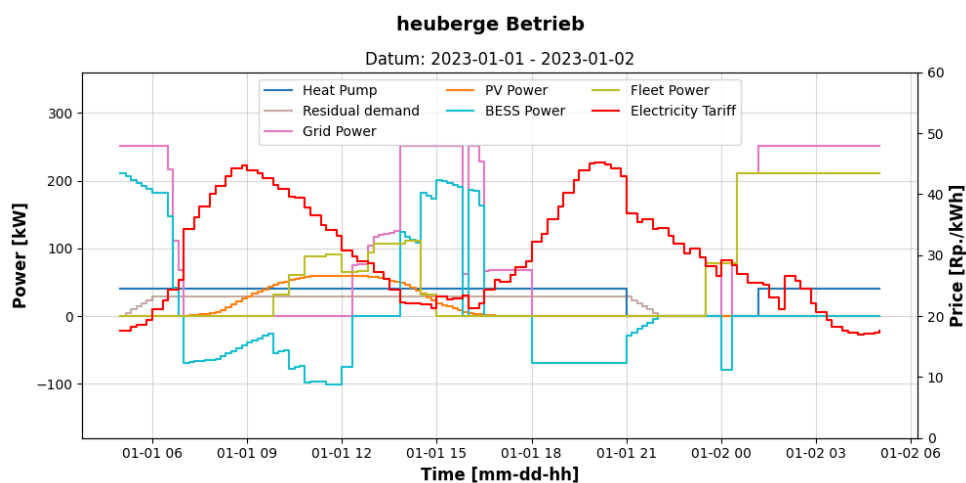


Abbildung 24 Einfluss dynamischer Tarife auf den Betrieb - Energieflussverlauf (linke y-Achse) und das Lastprofil eines typischen Winterbetriebstages im zeitlichen Verlauf in S3 unter Einbezug eines dynamischen Strompreises (rechte y-Achse). Deutlich zu erkennen ist der preisgesteuerte Betrieb aller Flexibilitäten.

Dieser zusätzliche, monetäre Anreiz führt bei dem eingesetzten Energiemanagementsystem dazu, dass die flexiblen Lasten, stationärer Speicher und Fahrzeugspeicher entsprechend des Preissignals operieren. Erwartungsgemäss hat dies einen deutlichen Einfluss auf die Optimierung der Nutzung des stationären Speichers. Abbildung 30 zeigt den simulierten Betrieb des Areals unter Einbezug eines dynamischen Stromtarifs, angelehnt an den Vario Group-e Tarif⁷. Es ist dabei wichtig festzuhalten, dass die Einspeisevergütung weiterhin nur für Photovoltaik gilt und daher die Vorteile den Speicher an Arbitragegeschäften aktiv teilnehmen zu lassen hier nicht berücksichtigt wird.

Es ist deutlich zu erkennen, wie der Speicher gezielt auf die Preisschwankungen reagiert und entsprechend Energie ein-, bzw. ausspeichert, um den Eigenbedarf des Areals zu decken. Die zuvor identifizierte geringe Zyklenzahl des Speichers und damit der Nutzen des Speichers werden entsprechend erhöht. Zusätzlich ist zu sehen, dass die Fahrzeuge über die deutlich günstigeren Morgenstunden eine höhere Ladeleistung beziehen im Vergleich zum Referenzfall der Analyse. Entsprechend sind hier Grenzkosten für eine Lastspitzenglättung gegenüber billiger Energie für die Flotte überschritten, was insgesamt zu einer höheren Trafoauslastung über den Tag führt.

Durch diese zusätzliche Analyse konnte gezeigt werden, dass der Einsatz eines dynamischen Tarifs zusätzliche wirtschaftliche und ökologische Anreize für die Batterie im Verbundsystem schafft. In Verbindung der aufgezeigten Preissensitivität steigt damit insgesamt die Systemrentabilität perspektivisch

⁷ Groupe E. (o. J.). VARIO – Der dynamische Tarif als Option. Abgerufen am Juni 2025, von <https://www.groupe-e.ch/de/strom/vario>

deutlich an. Zudem konnte gezeigt werden, wie der Speicherbetrieb flexibilisiert werden kann, was eine zentrale Voraussetzung für zukünftige Netzdienste oder Marktteilnahme ist.

Durch die Auswertung der Szenarien hinsichtlich ihrer energetischen und ökonomischen Effekte auf den Betrieb des Heubergeareals konnte gezeigt werden, wie mit einer Photovoltaikanlage bereits ein grosser Vorteil für das spezielle Lastprofil der Heuberge realisiert werden konnte. Die Integration eines stationären Speichers bringt zusätzliche Freiheitsgrade und kann speziell durch Integration zukünftiger Themen an wirtschaftlicher Relevanz gewinnen.

Ökologische Bewertung

Bewertung über die Szenarienanalyse

Neben den Betriebs-, und Investitionskosten sind die verursachten CO_{2eq} Treibhausgasemissionen ein relevanter Entscheidungsfaktor. Entsprechend wurde der Analyse nachgelagert die Infrastruktur und der Energiebezug einer Treibhausgasemissionsanalyse unterzogen. Die Szenarien wurden dabei entsprechend der installierten zusätzlichen Infrastruktur bewertet. Die Fahrzeugflotte, Ladestation und allgemeine Umbaumaassnahmen wurden exkludiert, da diese die Bezugsgrösse bilden und im Rahmen dieser Untersuchung die Energiebereitstellung im Fokus steht. Das Ziel ist es, abzubilden, welchen Emissionswert die auf dem Areal nutzbare kWh trägt.

Für die Analyse der Treibhausgas-Emissionen bezogen auf den Strombezug ergeben sich entsprechend der Szenarien 1-3 die im Folgenden betrachteten Emissionskostentreiber. Aufgelistet sind dabei nur die Elemente, welche einen Einfluss auf die Treibhausgas-Intensität haben.

- Szenario 1: Emissionen – Netzbezug
- Szenario 2: Emissionen – Netzbezug, Fussabdruck Photovoltaikanlage
- Szenario 3: Emissionen – Netzbezug, Fussabdruck Photovoltaikanlage & elektrischer Speicher

Bezüglich des Netzbezugs wurden die für die Schweiz ausgewiesenen Emissionsfaktoren für elektrischen Strom herangezogen. Da die Infrastruktur, insbesondere direkt ersichtlich für die Photovoltaikanlage, eine emissionsfreie Energiequelle bereitstellt, wurden die Emissionen für die energetische Bereitstellung dieser Energie die der Photovoltaikanlage zugrundeliegende graue Energie zugeordnet. Dabei wurde die Lebensdauer einer Photovoltaikanlage auf 20 Jahre angesetzt, sowie für einen Speicher auf 12 Jahre. Somit besitzt auch diese einen Emissionswert. Gleiches gilt für den Speicher. Die Berücksichtigung dieser Emissionen ist notwendig, um ein Verständnis zu erlangen, welche Technologie einen Vorteil in ökologischer und ökonomischer Hinsicht mit sich bringt.

Ziel ist es den CO_{2eq} - Fussabdrucks des realisierbaren Bezugsmix der Heuberge abzubilden. Allgemein setzt sich dieser Bezugsmix aus der Nutzung von Netz-, bzw. selbsterzeugtem Strom zusammen. Grundsätzlich kann der lokale Herstellungsmix herangezogen werden, dieser bildet jedoch eine stark standortbezogene Perspektive ab. Da die Schweiz, entsprechend auch die lokalen Produzenten, eng in das europäische Stromnetz integriert ist, ist der Verbrauchermix als realistische Grundlage anzusehen. Zudem werden auch die Stromgestehungskosten durch die Verflechtungen im europäischen Verbundsystem realisiert. Für eine CO₂-Bewertung stellt daher der Verbrauchermix den relevanten Grenzwert dar, welcher mindestens unterschritten werden muss. Daher wurde der Verbraucherstrommix von 128 gCO_{2eq} /kWh als oberer Grenzwert angenommen. Der erzielbare Produktionsstrommix in der Schweiz liegt bei ca. 29 gCO_{2eq} /kWh, wobei gemäss Stromhandel und Produktion dieser auf den Wert von 128 gCO_{2eq}/kWh⁸ ansteigt. Die Werte sind entsprechend dem BAFU für das Jahr 2018 entnommen. Folgt man der Zusammensetzung des Verbraucher-Strommix des VSE für die Jahre 2019, 2020 und 2023 ist ein Strommixemissionswert von ca. 80 – 90 gCO_{2eq} / kWh⁹ anzunehmen. Dieser liegt deutlich unterhalb des Wertes vom BAFU. Begründet ist dies in dem deutlichen Zubau von erneuerbaren Energien im Aus- und Inland, was sich entsprechend Emissionswertreduzierend auf die eigene Energieproduktion sowie eingekaufte Energie im Ausland auswirkt. Ausgelassen wurden die Jahre 2021, 2022 sowie 2024 da diese aufgrund geopolitischer Ereignisse einen Sonderfall widerspiegeln, sowie für das Jahr 2024 noch keine finale Auswertung vorliegt. Für die Studie und die Implikationen wird in einem ersten Schritt mit dem oberen Grenzwert gerechnet. Ob und welche Auswirkungen die Senkung des Emissionswertes hat, wird im Anschluss diskutiert. Der Bezugsmix stellt entsprechend einen verbraucherorientierten Wert für die CO_{2eq} Treibhausgasemissionen pro kWh da.

Im Gegensatz zum Bezugsmix ist der Infrastrukturwert hingegen der erzielbare Emissionswert der Infrastruktur bei 100% Nutzung der erzeugten Energie. Dabei ist die Bezugsgrösse für die Photovoltaik immer die entsprechend gesamte erzeugte Energie, unabhängig ob das Areal oder Netz diese Energie

⁸ Bundesamt für Umwelt BAFU. (o. J.). Fragen & Antworten zum Klima. Abgerufen am Juni 2025, von <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/fragen-antworten.html>

⁹ Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE. (2025, 8. September). *CO₂-Gehalt des Strommix Schweiz: Ergebnisse 2025, Methodik und Datengrundlage*. Zürich: VSE.

aufgenommen haben. Bei der Batterie basiert die Bezugsgrösse auf dem energetischen Nutzen, der für das Areal durch den Einbezug eines stationären Speichers entsteht. Definiert ist dieser als Summe der vermiedenen Netzbezüge und reduzierten PV-Exporte. Der Treibhausgas-Fussabdruck wird pro vollständig durchlaufenen Speichervorgang (Roundtrip), entsprechend ein- und ausgespeicherte Energie, dokumentiert. Somit ist sichergestellt, dass der tatsächliche energetische Beitrag und operative Nutzen zur lokalen Energieversorgung korrekt abgebildet wird. Bei dem Infrastrukturmix handelt es sich entsprechend um einen erzeugungsorientierten Wert, welcher den tatsächlichen Verwendungsort bewusst ignoriert. Entsprechend stellt es das erzielbare Emissionsmaximum pro kWh dar.

Entsprechend den Definitionen ergeben sich für die drei Szenarien die Treibhausgas-Emissionen aus der folgenden Abbildung 31. Wie beschrieben, werden diese unterteilt in jeweils den tatsächlich bezogenen Bezugsmix während des Betriebs, sowie als Referenz allein durch die Infrastruktur theoretisch erzielbare Emissionen auf Grundlage der für die Szenarien geltenden Energiebezugsgrössen.

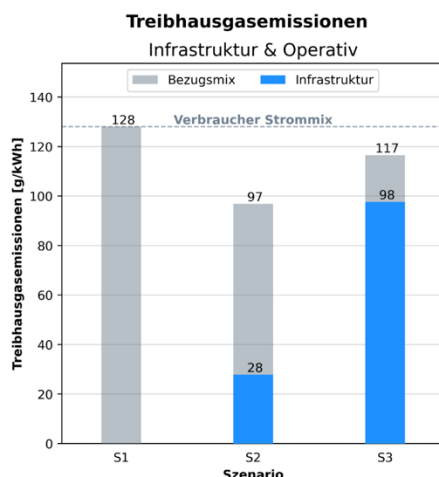


Abbildung 31 Entstehende Treibhausgasemissionen aufgeteilt in Betrieb und Infrastruktur über die alle Szenarien.

In S1 erfolgt der gesamte Energiebezug ausschliesslich über das Stromnetz. Die Intensität der Treibhausgasemissionen entspricht daher vollständig dem Emissionsfaktor des angenommenen Strommixes aus dem Netz. Zusätzliche Infrastrukturkosten kommen nicht hinzu.

Welche Implikationen die Emissions-Betrachtung des Bezugs (Verbraucherorientiert), bzw. Infrastruktur (Erzeugerorientiert) haben, wird in S2 deutlich. Bezüglich des Emissionsfaktors wurde ein modulspezifischer Emissionsfaktor von $800 \text{ kgCO}_{2\text{eq}} / \text{kWp}$ angenommen¹⁰. Entsprechend in S2 steigt der Emissionswert auf einen Infrastrukturwert von ca. $28 \text{ gCO}_{2\text{eq}}/\text{kWh}$ und liegt damit in den erwartbaren Bereich von $25 - 35 \text{ gCO}_{2\text{eq}}/\text{kWh}$ ¹¹. Dabei liegt dieser deutlich unter dem Netzstrommix. Entsprechend wirkt dies positiv auf den Bezugsmix, da ein Teil des Energiebedarfs über emissionsarmen Solarstrom gedeckt werden kann. Dadurch sinkt der reale Bezugsmix der Heuberge entsprechend ab. Die grosse Differenz erklärt sich jedoch aus der Tatsache, dass nicht der gesamte erzeugte PV-Strom selbst verbraucht werden kann und ein grosser Teil ins Netz eingespeist werden muss. Entsprechend kann das vorhandene CO_2 -Minderungspotenzial nicht vollständig genutzt werden kann.

In S3 steigt der infrastrukturelle Emissionswert auf über $90 \text{ gCO}_2/\text{kWh}$ an, da der Speicher die Gesamtemissionsbilanz der Infrastruktur erhöht. Hierbei wurde für die Bereitstellung des Speichers von $150 \text{ kg CO}_{2\text{eq}}$ pro verfügbarer kWh physischer Speicherkapazität angenommen. Entsprechende Literatur verweist auf eine hohe Bandbreite von $28 - 308 \text{ kgCO}_{2\text{eq}} / \text{kWh}$ ¹², da der Produktionsstandort sowie die dort verfügbare Primärenergieträger entscheidend ist. Der angenommene Wert spiegelt entsprechend einen konservativen Mittelwert da. Daher fallen durch den Einsatz des stationären Speichers mit einer Speicherkapazität von 500 kWh zusätzliche $75 \text{ Tonnen CO}_{2\text{eq}}$ an. Diese müssen über die Nutzungszeit entsprechend als zusätzliche Emissionen auf die nutzbare kWh im Heubergeareal gerechnet werden.

¹⁰ Kreidenweis, K. (2025): CO_2 -Bilanz von PV-Anlagen – Fakten & Einsparungspotenzial. pvpedia.de. Abgerufen am 21.11.2025 von <https://pvpedia.de/grundlagen/nachhaltigkeit/co2-bilanz/>

¹¹ Wirth, H. / Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. (2025, 18. August). Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Freiburg: Fraunhofer ISE. Abgerufen von <https://www.pv-fakten.de>

¹² Rozzi, E., Marocco, P., & Gandiglio, M. (2025). Life cycle inventory dataset for energy production and storage technologies: Standardized metrics for environmental modeling. Data in Brief, (Abgerufen online 14 May 2025). Politecnico di Torino.

Ausgleichend kann jedoch durch einen prozentual höheren Anteil der genutzten Photovoltaik Energie dennoch ein zum S2 partiell vergleichbarer Wert erzielt werden.

Durch eine höhere Zyklenzahl bzw. resultierende Auslastung ist es möglich, dass der Speicher perspektivisch das Szenario S2 unterbieten kann. Hierfür muss allerdings ein sehr hohes Potenzial an Solar-energie über den Speicher dem Areal in sonnenarmen Stunden zur Verfügung gestellt werden. Speziell an dieser Stelle führt die Annahme einer maximalen Flottenauslastung zu positiven Effekten. Sofern die Annahme stimmt, dass der Fahrplan nur zu Hochsaisonzeiten mit der definierten Dichte an Fahrzeugen bedient werden muss, entsteht zu den regulären Wintertagen ein reduzierter Betrieb an Fahrzeugen. Speziell hier wird der stationäre Speicher einen deutlichen Zugewinn an Volllaststunden erfahren. Daher sind die Szenarien speziell für die Wirtschaftlichkeits-, & Emissionsbetrachtung als konservativ anzusehen.

Ein zusätzlicher Treiber, welcher ein Emissions-Reduktionsszenario begünstigt, ist das Entwicklungspotenzial von elektrischen Energiespeichern bezüglich Ihrer Herstellung und dem Recycling am Ende des Lebenszyklus. Speziell der Strom zur Fertigung der Batterie selbst macht über 50% der Emissionen aus. Entsprechend ist hier durch den geeigneten Produktionsstandort ein hohes Emissionseinsparungspotenzial bei der Fertigung zu heben. Northvolt, als Batteriehersteller, gibt mit einem Ziel von 30 kg CO₂ bis 10 kg CO₂¹³ pro installierter kWh Speicherkapazität Perspektiven, wie tief dieser Wert sinken kann. Wie durch das VSE gezeigt, kann durch den verfügbaren immer emissionsärmeren Strommix zur Zellfertigung, sowie den Ambitionen der Batteriehersteller von einer deutlichen Reduktion des absoluten Emissionswerts des Speichers, und damit Szenario 3, angenommen werden.

Die Analyse hat gezeigt, dass bereits die Integration einer PV-Anlage einen Beitrag zur Reduktion der Treibhausgas-Emissionen leisten kann, dass diese jedoch operativ den Bezugsmix, nicht optimal reduziert. Wird zusätzlich ein Speicher eingesetzt, hängt die ökologische Wirksamkeit stark von dessen Nutzung ab. In der hier betrachteten Konfiguration ist der Speicher aufgrund begrenzter Zyklenzahl und fehlender zusätzlicher Betriebsziele (z.B. Treibhausgas-optimierte Steuerung, flexible Netztarife) noch nicht voll ausgelastet, kann aber dennoch einen Teil des Fussabdrucks durch die Erhöhung des Selbstversorgungsgrades kompensieren. Perspektivisch zeigt sich, dass der Speicher insbesondere dann eine wesentliche Rolle zur Emissionsminderung spielen kann, wenn er CO_{2eq}-preisgetrieben oder über höhere Zyklenzahlen ausgelastet werden kann, auch wenn zusätzliche erneuerbare Energie speziell mit Fokus auf die Wintermonate zur Verfügung stünde. Je nach der erzeugten Menge würde letzteres sogar eine deutliche Skalierung der Speicherkapazität rechtfertigen.

Wie eingangs erläutert, unterscheidet sich der angenommene Strommix von den aktuellen VSE-Erhebungen. Reduziert man die Emissionen des Strommixes auf 80 g CO_{2eq} je kWh müsste der Speicher im aktuellen Betriebsmodus Emissionen aus der Herstellung von weniger als 100 g CO_{2eq} je kWh installierter Speicherkapazität aufweisen. Der untere Grenzwert zum unterschreiten des Referenzszenarios S1 entspricht einer erforderlichen Minderung um etwa 33 %. Die Abbildung zeigt die Effekte der geringeren Emissionen des Strommixes.

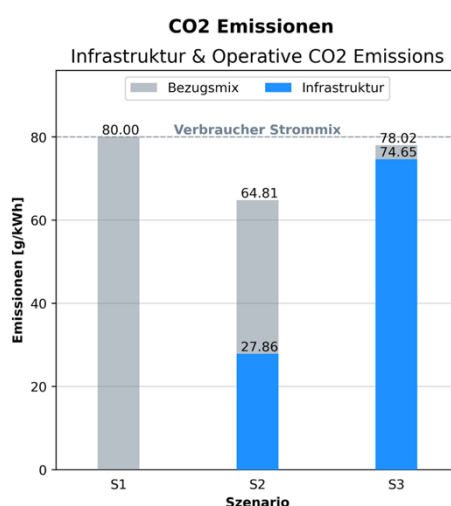


Abbildung 32 Entstehende Treibhausgasemissionen bei reduziertem Strommix und Emissionsbereitstellungskosten des Speichers über alle drei Szenarien.

¹³ eMove360°. (2023, 17. August). ABB erweitert Partnerschaft mit Northvolt und elektrifiziert weltweit grösste Batterie-Recyclinganlage. Abgerufen am Juni 2025, von <https://www.emove360.com/de/abb-erweitert-partnerschaft-mit-northvolt-und-elektrifiziert-weltweit-groesste-batterie-recyclinganlage/>

Es konnte entsprechend gezeigt werden, welche Einflüsse die zusätzliche Photovoltaik und ein stationärer Energiespeicher auf die Emissionswerte im Betrieb haben kann. Auf eine dezidierte Untersuchung, welche Mengen an CO_{2eq} im Vergleich zu dem herkömmlichen Betrieb eingespart werden können, wurde bewusst verzichtet, da von einem bereits elektrifizierten Areal bspw. Einsatz von Wärmepumpen ausgegangen wurde.

Abschliessend zur Betrachtung des ermöglichten Strommixes und dessen Treibhausgas-Intensität wurden zusätzlich die sich ergebenden CO_{2eq} -Ersparnisse nach einer umfänglichen Elektrifizierung des Resorts analysiert. Dabei wurden wie eingangs identifiziert die Wärmepumpe, sowie die Busflotte elektrifiziert. Der reguläre Berggasthausbetrieb ist entsprechend der Annahmen bereits hauptsächlich elektrisch betrieben. Ausserhalb der betrieblichen Einsparungsbetrachtung sind die Vorketten (CO_{2eq} Kosten durch die Bereitstellung einer Wärmepumpe, CO_{2eq} Kosten der Ladeinfrastruktur- sowie der Fahrzeuge) nicht enthalten. Die Betrachtung dieser Vorkettenemissionen würde eine umfangreiche LCA benötigen, welche ausserhalb des Scopes dieses Berichts liegt.

Zusätzlich wurde konservativ mit dem eingangs festgelegten Strommixwert von 128 gCO₂/kWh als Referenzwert ausgegangen. Entsprechend zeigt dieses Szenario bereits die Möglichkeit auf, Emissionswerte drastisch zu senken. Perspektivisch können diese noch weiter reduziert werden, wenn die Emissionen des Strommix noch weiter gesenkt werden können. Wie aufgezeigt wäre hier die Integration einer eignen Photovoltaikanalage, wie in Szenario 2 aufgezeigt, lohnenswert. Im Bestand dominieren Wärme und Dieselbedarf. Nach der Umstellung verbleibt im Wesentlichen der Strombedarf von Wärmepumpe, elektrischer Flotte und Berggasthaus. Da kein Heizöl mehr im Resort zur Wärmebereitstellung verbrannt werden muss und die elektrische Wärmepumpe einen Effizienzkoeffizienten von drei aufweist, sind entsprechend die Emissionseinsparungen sehr hoch. Durch die Umstellung der Flotte auf elektrischen Betrieb ist zusätzlich mit einer grossen Einsparung zu rechnen.

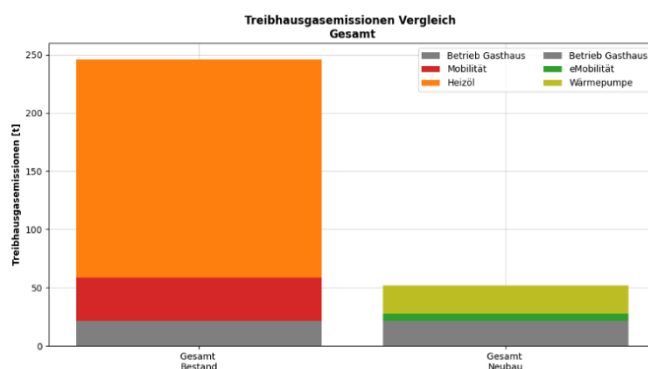


Abbildung 253 Jährlichen Treibhausgasemissionen im Vergleich «vor und nach» der Umsetzung des T(Eco)-Resorts

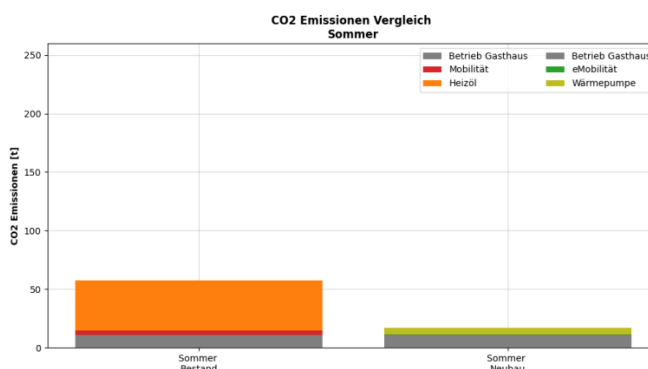


Abbildung 264 Treibhausgasemissionen im Vergleich «vor und nach» der Umsetzung des T(Eco)-Resorts im Sommer

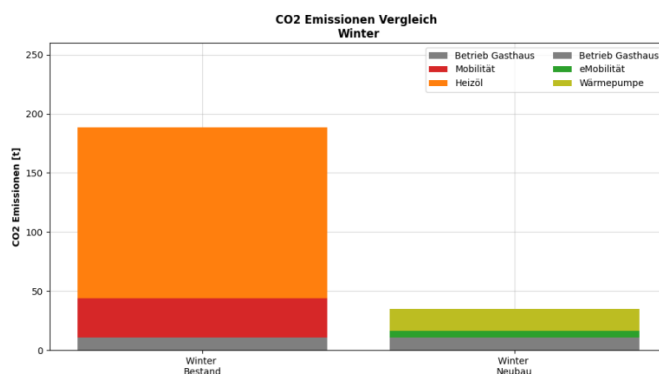


Abbildung 35 Treibhausgasemissionen im Vergleich «vor und nach» der Umsetzung des T(Eco)-Resorts im Winter

In Summe prägen Wärme im Winter und der hohe Flottenbetrieb die Bilanz. Unter den getroffenen Annahmen erreicht das Resort nach Elektrifizierung eine stark reduzierte CO₂-Gesamtmenge, die vor allem vom Emissionsfaktor des Strommixes abhängt.

Insgesamt lässt sich der betriebliche CO₂ Fussabdruck stark senken. Durch eine vollständige Elektrifizierung könnte sogar die Option bestehen, lokale Emissionsfreiheit zu erreichen. Für das T(Eco) Resort ist dies ein zentrales Argument, da ein vor Ort emissionsfreier und klimaverträglicher Betrieb die Umweltbilanz messbar verbessert und das Nachhaltigkeitsprofil des Skigebiets umfangreich stärkt.

Analyse bezogen auf Wechsel von Diesel- auf E-Bus

Da für diese Studie der Fokus auf der Elektrifizierung der Busflotte der Heuberge lag, erfolgte zusätzlich zu der obigen Betrachtung der Emissionen der 3 verschiedenen Szenarien, welche durch hinterlegte CO₂-Werte in der Modellumgebung errechnet wurden, eine Berechnung der Emissionen und Umweltbelastungspunkte zwischen Diesel- und E-Bus über das Onlinetool Umweltrechner Verkehr von EnergieSchweiz¹⁴.

Hierfür wurden folgende Eingangsparameter für Kleinbusse im Stadtverkehr gewählt - obwohl die Länge mit 8 m angegeben wurde, ergab sich jedoch mit der angegebenen Personenzahl von 20 nur eine Auslastung von 59%. Als Parameter für den Verbrauch hatten wir für Diesel und E-Bus jeweils den Verbrauch von Sommer- und Winter je Umlauf angegeben, und der Strommix wurde als erneuerbare Energie angenommen:

Antriebsart	Antriebsart
Diesel	Batterieelektrisch (Aufladen im Depot)
Auslastung	Auslastung
20.0 Personen (59%)	20.0 Personen (59%)
Verbrauch pro 100 km	Verbrauch pro 100 km
27.8l	89.0kWh Sommer
Gewicht	Gewicht
7'908.4kg	8'277.6kg
Emissionsnorm	Emissionsnorm
EURO-5	-
Jahr der Herstellung	Jahr der Herstellung
2010	2020
Personenkilometer	Personenkilometer
21.6	21.6

Abbildung 36 Eingangsparameter für Kleinbusse im Stadtverkehr für einen Diesel- und E-Bus

Als Ergebnis erhielten wir eine Reduktion der Emissionen pro Umlauf für den Winter um 81.5% (von 1.840 g auf 340.2 g / km) und im Sommer um 69,5% (von 1.087 auf 331 g / km). Eine Berechnung erfolgte auch mit dem gemittelten Verbrauch Sommer/Winter mit dem Ergebnis von einer Reduktion um 75,9 % (von 1.395 auf 336,1 g / km). Da sowohl die gefahrenen Kilometer als auch das CO_{2eq}-Reduktionspotential im Winter deutlich über dem Sommer liegen, ist es für einen realistischen Vergleich daher unumgänglich im EnergieSchweiz Rechner diese saisonalen Unterschiede zu differenzieren.

¹⁴ Berechnet durch: <https://www.energieschweiz.ch/programme/umweltrechner-verkehr/>

Teilemissionen	Stadtbus 1	Stadtbus 2
■ Direkt	1'365.6 g	0.0 g
■ Nicht-Auspuff-Emissionen	32.1 g	0.0 g
■ Energiebereitstellung	297.1 g	25.4 g
■ Wartung	22.2 g	43.6 g
■ Fahrzeug	53.1 g	191.1 g
■ Fahrzeugentsorgung	1.9 g	9.8 g
■ Infrastruktur	68.1 g	70.4 g
Total	1'840.1 g	340.2 g
/// Einsparung zum grössten Austoss	-	-1'499.9 g -81.5%

Abbildung 277 Emissionen der beiden Busse im Winter (Stadtbus 1 Diesel, Stadtbus 2 elektrisch)

Teilemissionen	Stadtbus 1	Stadtbus 2
■ Direkt	747.3 g	0.0 g
■ Nicht-Auspuff-Emissionen	32.1 g	0.0 g
■ Energiebereitstellung	162.6 g	16.5 g
■ Wartung	22.2 g	43.6 g
■ Fahrzeug	53.1 g	191.1 g
■ Fahrzeugentsorgung	1.9 g	9.8 g
■ Infrastruktur	68.1 g	70.4 g
Total	1'087.3 g	331.3 g
/// Einsparung zum grössten Austoss	-	-756.0 g -69.5%

Abbildung 38 Emissionen der beiden Busse im Sommer (Stadtbus 1 Diesel, Stadtbus 2 elektrisch)

In Hinblick auf die Planungen am Standort in Richtung T(Eco)-Resort und den damit einhergehenden Ansprüchen die Anreise der Gäste umweltfreundlicher zu gestalten (Anm: mögliches Ermutigen der last-mile Anreise auch in den Sommermonaten mit Heuberge Bussen), hat eine weitere vergleichende Berechnung zwischen privat PW (Auslastung 1,8 Personen und 7,8l Verbrauch pro 100 km) mit Diesel- sowie E-Bus eine Reduktion von 71,3% bzw. 94.6% ergeben.

Teilemissionen	Stadtbus 1	Auto 2	Stadtbus 2
■ Direkt	970.7 g	2'903.2 g	0.0 g
■ Nicht-Auspuff-Emissionen	38.6 g	67.3 g	0.0 g
■ Energiebereitstellung	211.2 g	790.4 g	25.3 g
■ Wartung	26.7 g	107.8 g	31.2 g
■ Fahrzeug	63.9 g	605.0 g	112.7 g
■ Fahrzeugentsorgung	2.3 g	100.6 g	5.5 g
■ Infrastruktur	82.0 g	289.8 g	85.8 g
Total	1'395.5 g	4'864.0 g	260.4 g
/// Einsparung zum grössten Austoss	-3'468.5 g -71.3%	-	-4'603.6 g -94.6%

Abbildung 289 Emissionen der Busse und PW im Sommer/Winter gemittelt (Bus 1 Diesel, Bus 2 elektrisch)

Die Anreise von Gästen mittels ÖPNV bis nach Fideris kann in den meisten Fällen durch die meist längeren Distanzen im Vergleich zum PW sicherlich erheblich mehr Einsparung ermöglichen. Dennoch kann auch auf der relativ kurzen Strecke zum Berghaus Arflina, der Ersatz von fossil-betriebenen PWs durch eine höhere Auslastung der E-Busse im Sommer deutliche Vorteile bringen (nur 5% der Emissionen verbleiben) – darüber hinaus werden dadurch neben dem engen Fokus auf CO₂-Reduktion auch noch weitere ökologische Aspekte verbessert (Lärm, Verkehrsaufkommen etc).

Bezieht man sich auf die erhobenen Werte, ist bei eingehender Betrachtung die Energiebereitstellung für die elektrischen Fahrzeuge nicht direkt vergleichbar mit den erhobenen Werten aus den vorherigen Analysen. Als Vergleichsprobe wurden die Emissionswerte in gCO_{2eq} /kWh aus der Abbildung 38 herangezogen. Das Fahrzeug hat im Sommer einen spezifischen Energiebedarf von 0.89 kWh/km. Die Energiebereitstellung wird mit 25 g/km angegeben. Entsprechend ergibt sich daraus ein effektiver Ladestrom mit einem Strommix von ca. 28 g CO_{2eq} /kWh. Dies entspricht in guter Annäherung dem reinen Bezug aus Solarstrom, wie in der vorherigen CO_{2eq} Analyse des Szenarios 2 abgebildet werden konnte. Jedoch ist eine vollständige Abdeckung durch Solarstrom nicht realistisch. Der Gesamtstrommix ist wie bereits erhoben, weit oberhalb dieses hier verwendeten Wertes. Um eine korrigierte Emissionsbilanz für den Umstieg auf Elektromobilität zu gewährleisten, wurden die in Abbildung 37 & 38 aufgeführten Energiebereitstellungsemissionen durch die in dieser Studie ermittelten Werte ersetzt. Entsprechend sind die folgenden Werte für die Korrektur verwendet worden:

- Obere Strommixgrenze Netzbezug: 128 gCO_{2eq}/kWh
- Untere Strommixgrenze Netzbezug: 80 gCO_{2eq}/kWh
- Bezugsemissionen entsprechend Szenario 2: 64 gCO_{2eq}/kWh

Die Referenzwerte, welche korrigiert werden müssen, beziehen sich ausschliesslich auf die Energiebereitstellung wie aufgeführt in Abbildung 37 und 38:

- Stadtbuss 2 (elektrisch, Sommer): ca. 17 gCO_{2eq}/km
- Stadtbuss 2 (elektrisch, Winter): ca. 25 gCO_{2eq}/km

Entsprechend des ermittelten Verbrauchs der elektrischen Busflotte ergeben sich dabei die folgenden Treibhausgas-Emissionen pro km. Die Übersicht der herangezogenen Werte aus der vorherigen Emissionsanalyse sowie die resultierenden Abweichungen zu den genutzten Werten aus dem Energie-Schweiz Rechner ist in der folgenden Tabelle aufgezeigt.

Emissionen Strommix [g CO _{2eq} /kWh]	Emissionen Sommer [g/km]	Emissionen Winter [g/km]	Abweichung Sommer / Winter [%]
128	115	179	84 / 86
80	72	112	75 / 78
64	58	90	69 / 72

Da über alle identifizierten Emissionswerte hinweg eine signifikante Abweichung zu beobachten ist, wird der Einfluss auf die Fahrzeuggesamtemissionen am Beispiel der erhobenen Werte aus Abbildung 37 & 38 ausgewertet. Um eine Bandbreite aufzuzeigen ist jeweils der minimale und maximale Emissionswert für Sommer und Winter verwendet. Entsprechend die folgenden Werte für den Sommer:

- Emissionsvergleich minimale Abweichung [gCO_{2eq}/km]: 58
- Emissionsvergleich maximale Abweichung [gCO_{2eq}/km]: 115

Sowie für den Winter:

- Emissionsvergleich minimale Abweichung [gCO_{2eq}/km]: 90
- Emissionsvergleich maximale Abweichung [gCO_{2eq}/km]: 179

In der folgenden Tabelle sind die sich daraus ergebenden Gesamtemissionen der elektrifizierten Busse sowie die korrigierten Einsparungen gegenüber den Dieselnissen aufgelistet.

Sommer		
	Korrigierte Gesamtemissionswerte [gCO _{2eq} /km]	Korrigierte Einsparung gegenüber Dieselnissen [%]

minimale Abweichung	373	66
maximale Abweichung	430	60
Winter		
	Korrigierte Gesamtemissionswerte [gCO _{2eq} /km]	Korrigierte Einsparung ge- genüber Dieselbus [%]
minimale Abweichung	405	78
maximale Abweichung	493	73

Ersichtlich aus der Tabelle sind nach Korrektur der ermittelten Emissionswerte des Strommixes die möglichen Einsparungen eines elektrischen Busbetriebs gegenüber einem Bus mit herkömmlichem Dieselmotor. Selbst nach der Korrektur der Emissionswerte sind die Einsparungen signifikant über alle Referenzwerte und saisonalen Verbrauchsmuster hinweg. Eine vollständige Elektrifizierung der Flotte ist damit nachweislich eine sehr effektive Methode der Dekarbonisierung des Personentransports für die Heuberge. Die lokale Emissionsfreiheit und Möglichkeit selbst erzeugten Strom aus den PV-Anlagen zu nutzen, macht den Betrieb auch aus ökologischen Aspekten sehr interessant.

Eine weiterführende ökonomische Betrachtung der Umstellung auf eine vollständig elektrifizierte Flotte ist an dieser Stelle nicht im Detail möglich, da bereits die Kosten für eine Beschaffung dieser speziellen Fahrzeuge noch unklar ist. Höhere Kostenfaktoren gegenüber herkömmlichen Dieselnissen umfassen sowohl die Ladeinfrastruktur und die kostenintensivere Grundbeschaffung der elektrischen Busse. Jedoch kann durch Einsparungen von Treibhausgas- Emissionen und deutlicher Reduktion der Betriebsmittel und des Wartungsaufwandes langfristig von einer Kostensenkung des Betriebs ausgegangen werden.

Potenzialanalyse A & B: Strom von Netz & lokale PV

Im Rahmen des Projektes wurden mögliche erneuerbare Energien zur Abdeckung des Strombedarfs zukünftiger E-Busse vorsondiert. Nachfolgend werden die Ergebnisse präsentiert.

Photovoltaikenergie

Die konservative Betrachtung der potenziellen PV-Energie wurde bereits in den Ergebnissen zu TP3 beschrieben und in die Simulation miteinbezogen.

Im Rahmen des T-ECO-Projekts ist unter anderem der Neubau des Berghauses Arflina sowie der Talstation Saga vorgesehen. Sollte es möglich sein, die Fassadenflächen umfassend mit Photovoltaikmodulen zu bestücken, liesse sich nach einer Maximalschätzung eine Leistung von rund 40 kW_e integrieren. Dies würde einer potenziellen Jahresproduktion von etwa 40 MWh entsprechen, wobei von einer Verteilung von jeweils 50% auf Berg- und Talstandort ausgegangen wird.

Windenergie

Das grösste Potenzial für Windenergie im Gebiet der Heuberge wurde auf den Hügelkuppen identifiziert, speziell die Umgebung Bergstation Hinteregg wäre potenziell geeignet. Hier wird von Swisstopo eine modellierte durchschnittliche Windgeschwindigkeit von über 6 m/s berechnet, angegeben in einer Höhe von 50 Metern über Grund. Dieses Gebiet ist als Windenergiegebiet mit der Nr. 48¹⁵ im Kantonalen Richtplan Graubünden (Auflage April 23) gelistet, und wird unter Priorität B gelistet.

Die Netzstudie hat ergeben, dass maximal 3 MW_e (bei erhöhter Netzspannung von 15 kV) an Erzeugungsleistung über die bestehende Leitung ins Tal abtransportiert werden können. Dies ermöglicht 2 x 1,5 MW_e als Option. Mit Blick auf die erzielbare Leistung von Turbinen in dieser Grösse - können bei konservativen 5.5 m/s Jahresdurchschnitt mit 7 600 MWh Jahresproduktion gerechnet werden, wie als Beispiel aus dem Leistungsportfolio der Firma Leitwind entnommen werden kann:

¹⁵ Siehe (abgerufen im August 2025): <https://www.gr.ch/DE/institutionen/verwaltung/dvs/are/dienstleistungen/richtplanung/Seiten/KRIP-E.aspx>

AEP - ESTIMATED ANNUAL ELECTRICAL PRODUCTION

	LTW90 1.500 kW	LTW90 2.000 kW
m/s	MWh/y	MWh/y
4,5	2,383	2,383
5,0	3,087	3,171
5,5	3,804	4,011
6,0	4,507	4,870
6,5	5,175	5,721
7,0	5,792	6,542
7,5	6,348	7,321

Abbildung 29 Jährliche Jahresproduktion von Windturbinen¹⁶

Weiters wurden kleine vertikale Windanlagen der Firma Windside aus Finnland analysiert¹⁷. Die Modelle WS 12 und WS 30 würden pro Jahr je nach Standort 6–12 bzw. 18–30 MWh produzieren – mit angenommen Potential-Mittelwerten von 9 bzw. 24 MWh. Zur Schliessung der in der Gesamtenergieanalyse identifizierten Winterlücke (ohne Liftbetrieb) von 180 MWh (TP1) müssten 20 Stück WS 12 oder 8 Stück WS 30 installiert werden. Weiter bestehen würde bei einer solchen Anzahl an Turbinen jedoch die 260 MWh Lücke für den Liftbetrieb.

Eine weitere Option, die im ersten Projektabschnitt geprüft wurde, sind Windgeneratoren im 1-2 kW_e Bereich, welche auf den Masten der Skilifte installiert werden können. Im Projekt wurde dies gemeinsam mit dem Lieferanten, Bartholet, der Skilifte der Heuberge geprüft. Eigene Prüfungen von Bartholet haben mitunter Statik der Stützen / des Liftes (Genehmigungsverfahren nötig), sowie Eiswurf / Sicherheit der Tagesgäste als unüberwindbare Hindernisse erkannt. Selbst bei Lift-Neubau wären überdimensionierte Stützen und erheblicher Mehraufwand nötig. Dies steht in keiner Relation zu der bescheidenen Energieausbeute.

Mögliche Einschränkungen für die Windkraft im Gebiet der Heuberge ergeben sich insbesondere durch lokale Schutzzonen. Dabei müssen die genauen Abgrenzungen sorgfältig geprüft- und das grundlegende Thema der Genehmigungen berücksichtigt werden. Ein weiteres potenzielles Hindernis stellt die Zufahrtsstrasse dar, da sowohl die Anlagenteile als auch spezielle Fahrzeuge, wie etwa ein Schwerlastkran, an den entsprechenden Standort transportiert werden müssen.

Wasserkraft

Im Gebiet der Heuberge befinden sich innerhalb eines Radius von rund 150 Metern um das Berghaus Arflina zwei Kleinwasserkraftwerke (KWK), die derzeit ausser Betrieb sind. Gemäss den Leistungsplaketen verfügen beide Turbinen jeweils über eine Leistung von rund 20 kW_e. Seit dem Bau der Leitung ins Tal wurden die Anlagen jedoch nicht mehr genutzt. Der Besuch der Turbinenhäuser vermittelte insgesamt einen guten und gepflegten Eindruck.

Bei einem der beiden KWK-Anlagen wird derzeit geprüft, das Wasser nicht wie bisher 60 hm, sondern 120 hm oberhalb der Turbine zu fassen. Zusätzlich sind noch Abklärungen zum Umfang des notwendigen Rehabilitationsaufwands sowie zur Einspeisung der produzierten Energie in das bestehende System erforderlich. Aufgrund der lokalen Gegebenheiten ist eine verstärkte Stromerzeugung insbesondere während der Schneeschmelze und bei Regenereignissen zu erwarten (rund 1 500 Betriebsstunden pro Jahr). Daraus ergibt sich ein jährliches Produktionspotenzial von etwa 60 MWh, wobei in der winterlichen Versorgungslücke nur eine geringe bzw. eher sporadische Erzeugung zu erwarten ist.

Eine weitere Möglichkeit zur Versorgung der Heuberge mit Wasserkraft ergibt sich aus dem aktuell im Vernehmlassungsprozess befindliche Projekt der Firma SN-Energie. Das Gebiet ist im kantonalen Richtplan Graubünden (Auflage April 2023) unter dem Projekt KW Arieschbach vermerkt¹⁸. Nach Angaben des Projektentwicklers wird die geplante Anlage eine Leistung von rund 4 MW_e erreichen, wobei die Stromproduktion in den Wintermonaten deutlich geringer ausfallen wird. Die Wasserfassung ist entlang der bestehenden 10 kV-Leitungsstrasse auf die Heuberge vorgesehen, während das Turbinenhaus

¹⁶ Siehe Firmenwebpage: <https://www.leitwind.com> Rubrik Produkte: LTW 90 – 1.5 MW Plattform

¹⁷ Siehe Firmenwebpage: <https://windside.com/>

¹⁸ Siehe (abgerufen im August 2025): <https://www.gr.ch/DE/institutionen/verwaltung/dvs/are/dienstleistungen/richtplanung/Seiten/KRIP-E.aspx>

auf dem Grundstück der Arieschbach-Kieswerke entstehen soll – weniger als einen Kilometer Luftlinie von der Talstation Saga entfernt.

Zusammenfassung des Produktionspotenziales

Nachfolgende Tabelle fasst den Verbrauch der Heuberge und das Produktionspotenzial aller betrachteten Energiequellen zusammen.

Tabelle 6 Gesamtbilanz Bedarf und Produktion in MWh

Verbrauch			Produktionspotenzial		
Skilift	E-Mobilität	Berghaus Aflina	PV Berg/Tal	PV Vert+KWK	Wind 2 x 1,5MW
260	60	365	300	100	7 600

Netzstudie zur Integration von E-Mobilität und Windenergie

Die durchgeführte Netzstudie ergab folgende Ergebnisse zur Beurteilung, bis zu welcher Leistungsgrenze Windenergiegeneratoren nahe Berghaus Arflina in das bestehende Stromnetz integriert werden können.

Auswertung Szenario 1 mit vorhandenen Lasten

Im ersten untersuchten Szenario wurde die aktuelle Netzsituation ohne zusätzliche Erzeugung durch Windkraft analysiert. Die Auslastungsfaktoren basieren auf dem typischen Betriebszustand des Systems unter Berücksichtigung der gegenwärtig vorhandenen Lasten wie in untenstehender Abbildung aufgezeigt:

Anz.		U*	Volt	kW/kVA
1	Leistung Arflina		3x400	130.00
1	Leistung Skilift Gadieris		3x400	160.00
1	Leistung Skilift Gams		3x400	63.00
1	Leistung Heuberg		3x400	130.00
1	Leistung Skilift Heuberg		3x400	90.00

Abbildung 4130 Bestehende Lasten Heuberge und Arflina

Transformatorauslastung: Die beiden vorhandenen 630 kVA-Transformatoren wurden unter diesen Bedingungen getrennt betrachtet. Dabei zeigte sich, dass der Transformator am Standort Heuberge eine maximale Auslastung von etwa 48% erreichte. Der Transformator in Arflina wies eine vergleichbare maximale Belastung von rund 46% auf. In beiden Fällen lagen die Betriebswerte deutlich unterhalb der zulässigen Grenzwerte, was auf eine ausreichende Leistungsreserve und eine stabile Versorgungssituation hinweist.

Leitungsauslastung: Die Auslastung der angeschlossenen Leitungen wurde analysiert. Die Analyse ergab, dass alle Leitungen unter einer Auslastung von 50% betrieben wurden. Damit liegen die Belastungen klar innerhalb der Betriebsgrenzen, sodass unter der bestehenden Lastsituation keine Engpässe im Netz zu erwarten sind.

Spannungsgrenzen: Die Spannungswerte im Netz blieben im gesamten untersuchten Bereich innerhalb der zulässigen Toleranzen. Die maximale Spannungsabweichung betrug weniger als 5% vom Nennwert, was den stabilen Spannungsbetrieb und die Einhaltung der Qualitätsanforderungen gemäss geltender Normen bestätigt.

Zusammenfassend zeigt das Szenario, dass die derzeitige Netzkonfiguration unter den aktuellen Lastbedingungen ausreichend dimensioniert ist und eine stabile Stromversorgung gewährleistet werden kann. Das Netz ist im Stande auch zusätzliche Lasten, wie z.B. Wärmepumpen und Ladestationen für die Busse zu versorgen und mittelfristig auch Energie aus Wind- und Wasserkraft zu transportieren.

Szenario 2: Maximale Winderzeugung

Im zweiten Szenario wurde angenommen, dass keine Verbraucher im Netz vorhanden sind und gleichzeitig eine maximale Erzeugung durch Windkraft eingebunden werden soll. Dies ist der Ansatz wie Schweizer Netzbetreiber die Integration von erneuerbarer Energie bewerten und technische Anschlussgesuche genehmigen. Damit wird eine Extremsituation betrachtet, in der jeweils ein 600 kW_e-Windgenerator direkt am Transformatorstandort Heuberge einspeist.

Transformatorauslastung: Durch die Einspeisung des Windgenerators erreicht der Transformator Heuberge und Arflina eine Auslastung von rund 100%. Damit arbeiteten beide Transformatoren an der Grenze der thermischen Belastbarkeit. Diese hohe Auslastung lässt nur noch sehr begrenzten Spielraum für zusätzliche Einspeisung oder Lastveränderungen. Es ist jedoch zu beachten, dass diese maximale Auslastung nur dann erreicht wird, wenn der Windgenerator tatsächlich seine Nennleistung liefert – was in der Praxis witterungsbedingt selten dauerhaft der Fall ist.

Leitungsauslastung: Trotz der erhöhten Einspeiseleistung zeigt die Analyse, dass alle Leitungen weiterhin innerhalb ihrer zulässigen Betriebsgrenzen betrieben werden. Die Strombelastungen der Leitungen bleiben unterhalb kritischer Schwellen, sodass keine unmittelbaren Netzengpässe auftreten.

Spannungsgrenzen: Die Spannungsqualität konnte auch im Erzeugungsfall aufrechterhalten werden. Alle Spannungen im Netz bewegen sich innerhalb des zulässigen Toleranzbereichs mit einer maximalen Spannungsabweichung von unter 5%. Dies wurde unter der Annahme einer wirksamen Blindleistungsregelung durch die Winderzeugungsanlage erreicht, welche die Spannungshaltung im Netz unterstützt.

Mittelspannungsanschluss: Wenn die Windkraftanlagen direkt an die Mittelspannung der bestehenden Leitung nach Fideris geschlossen wird, so ist eine Einspeiseleistung von 2 MW_e bei 10 kV technisch möglich, bei einer potenziellen Erhöhung der Netzspannung auf 15 kV entsprechend 3 MW_e.

Die Zuleitung aus dem Tal ist grundsätzlich in der Lage, eine Einspeisung im MW_e-Bereich aus Windkraft zu bewältigen, ohne dass Spannungs- oder Überlastungsprobleme auftreten.

TP4: INFORMATIONS- UND KOMMUNIKATIONSMANAGEMENT

Im Rahmen dieses Teilprojektes wurde das HEF-Heuberge Forum E-Mobilität durchgeführt sowie verschiedene Analysen zu zusätzlicher erneuerbarer Energie durchgeführt. Nachfolgend werden die Ergebnisse dieses Forums erläutert.

Heuberge Forum E-Mobilität

Beim Heuberge Forum E-Mobilität, das vom 13. Juni 2024 bis zum 14. Juni 2024 stattfand, kamen Expertinnen und Experten aus verschiedenen Bereichen der Elektromobilität zusammen. Während des Forums wurden die bisherigen Ergebnisse aus dem Projekt betrachtet und kritisch reflektiert. Ziel war es, dank der vorhandenen Expertise aller Teilnehmenden, mögliche Lücken zu identifizieren, sodass eine solide Grundlage für die weitere Entscheidungsfindung im Projektverlauf besteht.

Grundlage für die Diskussionen und Workshops mit den teilnehmenden VertreterInnen der Unternehmen bildeten Präsentationen des Projektteam zum aktuellen Stand des Projektes. Einblicke zum Ist-Stand bezüglich Fussabdruck Heuberge AG, wurden vom Diplomanden Nicolas Brandenberger in Form von Auszügen aus seiner Diplomarbeit präsentiert (siehe Anhang Zwischenbericht). Vorgestellt wurde auch die T(Eco)-Vision der Heuberge.

Nach den Präsentationen wurden die Teilnehmenden des Heuberge Forums E-Mobilität 1 auf verschiedene Gruppen verteilt und nahmen an einem Austausch in drei thematischen Workshops teil: 1) Routenanalyse und Strecken-Modellierung, 2) Entwicklung einer Anforderungsliste und 3) Ladekonzept-Überlegungen. Im Anschluss folgten Diskussionen im Plenum.

Routenanalyse / Strecken-Modellierung und Anforderungsliste

In diesem Workshop ging es in einem ersten Schritt darum zu verstehen, welche Tools aktuell für die Routenanalyse verwendet werden und wie die Flotte überwacht wird bzw. welche Daten wichtig sind. In einem nächsten Schritt ging es um die benötigte Unterstützung bei der Elektrifizierung mit dem Ziel, einen raschen Übergang zum Betrieb einer E-Flotte zu realisieren.

Angemerkt wurde, dass die zukünftige Auslastung der Busse optimiert werden könnte, wenn die Gäste sich via einer App oder einem online-tool anmelden könnten. Es wurde diskutiert, ob sich der Bahnhof Fideris wieder als vollwertige Station reaktivieren liesse (derzeit Halt bei Bedarf), beziehungsweise über fixierte Stopps der Zustrom der Heuberge Gäste zeitlich reguliert werden könnte, wobei die Heuberge Busse die Gäste direkt vom Bahnhof Fideris abholen würden. Damit liesse sich eine weitgehend Treibhausgas-freie Anreise verwirklichen. Als wichtig wurde angemerkt, dass die Gegebenheiten des zukünftigen Fahrbetriebes vorhergesehen werden, da dies zu geänderten Anforderungen an die Fahrzeuge und Infrastruktur führt. Ebenfalls muss ein verändertes Auslastungsprofil im Sommer und Winter berücksichtigt werden.

Ebenfalls wurde die Idee diskutiert, eine Zusatz-Batterie in einem Anhänger mitzuführen, wodurch diese auch in der Nebensaison als Speicher oder zum Vermieten benutzt werden könnte. Dieser Ansatz wurde

von der Mehrheit der Teilnehmenden verworfen, weil dieses Vorgehen zusätzliche Traktions-Energie verbraucht und speziell im Maximalen-Belastungs-Szenario (MaxBel) zusätzliche Sicherheitsrisiken birgt. Der Trend bezüglich des Eintretens des MaxBel Szenarios wurde von den Teilnehmenden jedoch als deutlich rückläufig bewertet, da extrem kalte Perioden mit viel Schnee immer seltener werden und auch weniger lange andauern.

Informationen bezüglich der Anforderungs-Kriterien vornehmlich bezüglich Batteriekapazität und Dauerleistung, die für eine Ausschreibung von hoher Relevanz haben (Ergebnis des Berechnungstools), wurden von den teilnehmenden Firmen kritisch evaluiert. In diesem Prozess konnten zusätzliche Informationen gesammelt und daraufhin in das finale Pflichtenheft integriert werden.

Ladekonzept-Überlegungen

Im Rahmen der Ladekonzept-Überlegungen werden Aspekte der dynamischen Steuerung der Ladeinfrastruktur und eine mögliche öffentliche Nutzung der Infrastruktur betrachtet. Der Fokus liegt darauf, relevante Aspekte in Berggebieten zu identifizieren und zu evaluieren in welchen Bereichen aktuell Unterstützung fehlt, um zukunftsfähige Projekte zeitnah zur Umsetzung zu verhelfen.

Wichtig ist zu überlegen, wie mit MaxBel Szenarien umgegangen wird, z.B. ob Batteriespeicher im Verbund mit dem Ladepark sinnvoll wären. Denn für die energetische Betrachtung ist es vornehmlich wichtig, dass der Busbetrieb jederzeit funktionieren muss, auch bei schlechtem Wetter bzw. in Zeiten ohne PV-Energie.

Von den Teilnehmenden wurde angemerkt, dass die E-Bus-Akkus ausserhalb der Betriebszeiten als Energiespeicher verwendet werden könnten. Dazu müssten die Fahrzeuge und die Ladestationen bidirektionales Laden unterstützen. Ebenfalls wurde angemerkt, dass es bei der Erstellung des Ladekonzepts entscheidend ist, ob der gesamte Fuhrpark in einem Zug komplett auf E-Mobilität umgestellt wird, oder ob dies über einen längeren Zeitraum schrittweise erfolgen wird. Im Rahmen der Finanzierung wurden vielfältige Möglichkeiten erwähnt, wie Crowdfunding mit der Stammkundschaft oder Anteilscheine.

Der Weg zur Realisierung

Hingewiesen wurde darauf, dass bei einer Ausschreibung unbedingt Referenzen eingeholt werden müssen, insbesondere mit Erfahrung in alpinen Regionen. Zudem sollte in öV-Projekten auch entschieden werden, ob wie bei Dieselnissen der Betrieb-, oder ob stattdessen E-Bus und die Ladeinfrastruktur separiert ausgeschrieben werden sollen, bzw. ob auch andere Optionen im Rahmen der Schweizer Vorgaben realisierbar sind.

Die Bedürfnisse der neuen Gäste sollten berücksichtigt werden, wie ein vermehrter E-Bike- oder Gepäcktransport. Ebenso sollte eine Anreise mit dem Zug oder E-Auto forciert werden (beispielsweise durch ein Anreizsystem oder Angebote wie z.B. lokales E-Laden oder ein Shuttle ab dem Bahnhof). Weiter entscheidend ist, ob die Umstellung schrittweise oder auf einen Schlag erfolgen wird. Eine Etappenweise Umstellung sollte zur Gewinnung von Erfahrungen und bezüglich der hohen Anfangsinvestitionskosten in Erwägung gezogen werden, was auch in anderen Studien angemerkt wurde¹⁹.

Diskussion in der Gruppe

In der Diskussion in der Gruppe wurden Tipps für die Umsetzung der E-Mobilität gesammelt und mögliche Hürden besprochen. Sowohl die Marktanalyse als auch die anwesenden Experten kamen zum Ergebnis, dass die derzeit am Markt erhältlichen E-Busse den Anforderungen der Strecke im Winter nicht gerecht werden können.

Zur Beschaffung der Fahrzeuge gibt es somit zwei Möglichkeiten: Es können entweder bestehende Fahrzeuge umgebaut werden oder Fahrzeughersteller motiviert werden, ein neues E-Bus-Modell zu entwickeln. Beim Umbau von bestehenden Fahrzeugen ist es wichtig, ein gutes bestehendes Fahrzeug als Basis zu wählen. Anschliessend wird geprüft, wie die Batterie eingebaut werden kann, was allerdings zu einer Reduzierung der Nutzlast führt bzw. muss das maximale Gesamtgewicht unbedingt im Auge behalten werden. Mögliche Umbauende aus dem Kreis der Teilnehmenden des Heuberge Forums E-Mobilität sind Motics / Ecovolta, Designwerk, E-Force oder Durot Electric. Weitere potenzielle Unternehmen mit dieser Kompetenz wurden im Zuge der Marktrecherche identifiziert.

Die Anzahl der benötigten Fahrzeuge ist ein entscheidendes Kriterium, um die Wirtschaftlichkeit des Vorhabens 'E-Umbauten von Dieselfahrzeugen' zu beurteilen. Es besteht jedoch auch die weitere Option, ein entsprechend passendes Fahrzeug entwickeln zu lassen. Für beide Optionen ist eine

¹⁹ BAV ESöV „Elektrifizierung von Bussen in ländlichen Bergregionen“, (2020, 29. Oktober) Paul Scherer Institut, Abgerufen im November 2025, P-196, <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=70308&Load=true>

Bedarfsanalyse unerlässlich, um die Stückzahlen / den Marktbedarf einschätzen zu können. Laut Fachmeinung der einbezogenen Unternehmen wären für eine Neuentwicklung eines E-Bus- Modells wesentlich höhere Stückzahlen nötig als im Falle einer Umrüstung. Sofern eine Mindestbestellmenge an E-Bussen gesichert werden kann, wäre dies perspektivisch günstiger zu realisieren als das Umrüsten bestehender Fahrzeuge.

Um die weitere Vorgehensweise zu konkretisieren, wurde angeregt, weitere Standorte mit einem ähnlichen Anforderungsprofil wie die Heuberge zu identifizieren (im HEF 1 wurde geschätzt, dass die Bedarfszahl allein in Graubünden bei bis zu 60 Kleinbussen liegt). So würde durch die erzielbare höhere Stückzahl (economies of scale) sowohl ein Umbau günstiger werden, oder auch eine E-Bus Neuentwicklung ermöglicht werden. Beide Optionen würden die Wirtschaftlichkeit für eine Projektrealisierung "Umstellung der Heuberge Flotte auf E-Mobilität" erhöhen.

Von den Teilnehmenden wurde betont, dass mögliche Abnehmende solcher neu zu entwickelnden oder umgerüsteten E-Busse sowohl öV-Busbetreiber, Betreiber von Schulbussen oder auch Hotels mit Hotelbussen sein könnten. Es wurde angeregt, eine Suche nach weiteren Standorten mit einem ähnlichen Anforderungsprofil wie dem der Heuberge durchzuführen.

Prüfung von E-Bus-Varianten

Im Projekt wurde deutlich, dass ein geeigneter E-Bus über eine Batteriekapazität von 133 kWh verfügen und eine Länge von 8 Metern aufweisen muss, um den Anforderungen der Heuberge zu entsprechen. Diese Anforderungen wurden sowohl mit auf Umbauten spezialisierten Firmen als auch mit Fahrzeugherstellern diskutiert.

Zu Beginn wurde auch eine Batteriekapazität von 150 kWh in Betracht gezogen. Experten am HEF1 bewerteten diesen Wert jedoch als zu hoch und unrealistisch, was auch von Umrüstungsspezialisten bestätigt wurde. In der Folge wurde das Konzept eines zusätzlichen Zwischenladens eingeführt, wodurch die benötigte Kapazität auf rund 130 kWh reduziert werden konnte.

Nach Einschätzung eines Umrüstungsspezialisten seien auf extremen Strecken grössere Umbauten am Antrieb nicht zu empfehlen. Stattdessen setze man auf Serienlösungen etablierter Hersteller wie Iveco oder Mercedes. Bis ein Allradantrieb in der Serienfertigung zuverlässig funktioniere, sei noch mit einer Entwicklungszeit von etwa zwei Jahren zu rechnen. Zwar könnten Umrüstungen technisch umgesetzt werden, doch bestehen hierbei Fragen hinsichtlich Verlässlichkeit, Garantieleistungen sowie Reparatur- und Ersatzteilversorgung. Zudem lasse sich das aktuelle Pflichtenheft mit den derzeit verfügbaren Serienfahrzeugen bis 7,5 Tonnen weder mit Iveco noch mit Mercedes umsetzen – es werde also die Entwicklung neuer Modelle benötigt.

Das heisst, bis zur Umsetzung eines solchen Prototyps wird vermutlich bereits ein Serienfahrzeug verfügbar sein, das sich entsprechend umbauen lässt. Gleichzeitig sind alle Premiumbushersteller derzeit mit sehr langen Lieferzeiten konfrontiert, wodurch die Kapazitäten für die Entwicklung eines solchen Fahrzeugs stark begrenzt sind. Daher lautet die Empfehlung, auf bestehende und funktionierende Technik zu setzen. Als mögliche Zwischenlösung könnte beispielsweise ein barrierefreies 4x4-Fahrzeug angeboten werden, das die Kriterien erfüllt und mit HVO-Diesel betrieben wird, was eine Reduktion der Treibhausgas-Emissionen von bis zu 90 Prozent ermöglicht.

5. Zusammenfassung und-Diskussion

Die vorliegende Studie untersuchte den Betrieb einer vollelektrischen Fahrzeugflotte für den Shuttle-Service der Heuberge AG. Ziel war es, trotz saisonaler, klimatischer und infrastruktureller Herausforderungen eine emissionsfreie und nachhaltige Mobilitätslösung zu etablieren. Über die Elektrifizierung des Shuttle-Services hinaus wurde auch der gesamte Standort Heuberge in eine ganzheitliche Elektrifizierungsstrategie einbezogen, wodurch sich besondere Anforderungen aufgrund des saisonal schwankenden Sommer- und Winterbetriebs ergeben.

Es wurden im Rahmen der energetischen Analyse verschiedene Ladestrategien analysiert – auf die Fahrpläne abgestimmt und mit den Energieflüssen optimiert. Auch wurden Investitionskosten für die Ladeinfrastruktur umrissen, jedoch konnten, da die Umsetzung noch etwas in der Zukunft liegt viele Kostenfaktoren – vornehmlich der E-Busse beziehungsweise auch mögliche Förderungen, derzeit nicht abgeschätzt werden, und daher war eine Aussage bezüglich Gesamtkosten und Amortisierung nicht möglich. In anderen BAV Studien wurde jedoch darauf hingedeutet dass Investitionsrechnungen ergaben dass die Elektrifizierung der Busflotte zu erheblichen Mehrkosten gegenüber dem heutigen Einsatz mit Dieselmotoren führt. Hauptgründe dafür sind die etwa doppelten Anschaffungskosten der

Batteriebusse gegenüber Dieseln sowie sehr hohe Kosten für Ladeinfrastruktur²⁰. Es ist jedoch davon auszugehen, dass sowohl mögliche Förderungen (Investition oder CO₂eq-Steuern), deutlich günstigere Wartungskosten, als auch die Bereitstellung günstigen Stroms mit lokalen erneuerbaren diese Anfangs-Mehraufwände im laufenden Betrieb kompensieren.

Bei der Analyse möglicher erneuerbarer Energie – vornehmlich der Windkraft, wurden über das Projekt hinaus Anstrengungen gemacht und die Heuberge AG dadurch motiviert dieses Thema weiter zu verfolgen.

Im Folgenden wird zunächst auf den Energieverbrauch der Fahrzeuge sowie die Verfügbarkeit geeigneter E-Bus-Modelle eingegangen. Anschliessend werden die Gesamtenergieanalyse und die Modellierung mitsamt den ökonomischen Aspekten diskutiert. Abschliessend erfolgt die ökologische Bewertung. Unsere Arbeit orientiert sich grob an den 6 Schritten welche im BAV-Leitfaden zu Planung der Ladeinfrastruktur entwickelt wurden²¹. Darüber hinaus wurde auf die Auswahl der passenden E-Busse, als auch auf die optimierte Bereitstellung der Ladeenergie durch zusätzliche erneuerbare Energie fokussiert.

FAHRZEUGBEZOGENE ASPEKTE

Energieverbrauch der Busse

Die im Projekt durchgeführten Berechnungen mit dem entwickelten Tool sowie die parallel erstellte Fahrzeugsimulation liefern ähnliche Werte (Berechnungstool: 1.37 kWh/km im MaxBel-Szenario, 0.89 kWh/km im Sommer; Simulation: 1.45 kWh/km im Winter, 0.93 kWh/km im Sommer). Die Abweichungen liegen im Bereich weniger Prozentpunkte, was darauf hinweist, dass die angewandten Methoden konsistente Resultate erzeugen. Das MaxBel-Szenario tritt in den Heubergen zwar nur an wenigen Tagen im Jahr auf, seine Berücksichtigung stellt jedoch sicher, dass die resultierende Fahrzeugauslegung auch unter schwierigen Bedingungen valide bleibt. Der höhere Verbrauch im Winter ist technisch nachvollziehbar und kann durch tiefere Temperaturen, veränderte Fahrbedingungen und eine geringere Reuparation erklärt werden.

Zusätzliche Plausibilität ergibt sich aus dem Vergleich mit den Erfahrungswerten der Dieselflotte. Während dort pro Umlauf 11 Liter Diesel im MaxBel-Szenario und 6 Liter im Sommer benötigt werden, entspricht dies – unter Annahme von 10 kWh Energieinhalt pro Liter Diesel – einer Motoreffizienz von etwa 35–40%, was typisch ist für Verbrennungsmotoren. Dieser Vergleich bestätigt, dass die durchgeführten Berechnungen realistische Ergebnisse liefern.

Eine zusätzliche Möglichkeit zur Berechnung dieser Daten wäre die Nutzung von Onboard-Telematiksystemen oder vergleichbaren Anwendungen zur Routenanalyse, da diese direkte Betriebsdaten als Eingabewerte für das Berechnungstool liefern könnten (km, Ø-Steigung, Ø-Geschwindigkeit, Anzahl und Länge von Strecken die Ø ≥ 8% und >15 Min bergauf sind).

Im Methodenvergleich wird der grundlegende Unterschied deutlich. Die simulationsbasierte Vorgehensweise erzeugt ein datenbasiertes, physikalisch fundiertes digitales Abbild des Fahrzeugs, das unabhängig vom konkreten Einsatzfall ein belastbares Lastprofil liefert. Die flexible Anpassbarkeit der Modellkomponenten ermöglicht eine breite Anwendbarkeit und eine Abstimmung auf unterschiedliche Rahmenbedingungen. Das Ergebnis ist ein zeitlich aufgelöstes Geschwindigkeits- und Leistungsprofil, aus dem Energiebedarf, Dauerleistung und Spitzenlast ableitbar sind. Damit eignet sich diese Methode insbesondere für die technische Auslegung von Fahrzeugen. Für die Heuberge ist dieser Ansatz essenziell, insbesondere falls Sonderanfertigungen erforderlich werden, um den spezifischen Fahrzyklus zuverlässig abzubilden. Durch Validierungen mit Messdaten aus unterschiedlichen Projekten kann die Plattform als robuste und anwendungsfallunabhängige Methode zur Ermittlung von Verbrauchsprofilen betrachtet werden. Zeitgleich können diese Lastprofile verwendet werden, um die Simulationsumgebung der Heuberge mit zeitlich aufgelöstem Bedarf zu versorgen.

Die Schwächen liegen im hohen fachlichen Anspruch. Die Nutzung und Weiterentwicklung solcher Simulationsumgebungen erfordert tiefgehendes Verständnis sowie die entsprechende Datengrundlagen. Das ergänzend als Projektbestandteil des TP2 entwickelte Excel-Berechnungstool (derzeitige Version Heuberge-spezifisch und nicht für die Verwendung an anderen Standorten konzipiert) adressiert diese Hürde. Es basiert auf einem vereinfachten Modellansatz und muss dafür spezifisch für den jeweiligen Anwendungsfall parametrisiert werden. Eine Übertragbarkeit auf andere Szenarien ist partiell gegeben,

²⁰ BAV ESöV „Elektrifizierung von Bussen in ländlichen Bergregionen“, (2020, 29. Oktober) Paul Scherer Institut, Abgerufen im November 2025, P-196, <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=70308&Load=true>

²¹ BAV ESöV 2050 (2025, Mai). LEITFADEN ZUR PLANUNG DER LADEINFRASTRUKTUR – Chur Bus und Helbing Ag, Zugang am 20.11.2025, <https://www.bav.admin.ch/dam/de/sd-web/lh-WPhaMXCD7N/leitfaden-ladeinfrastruktur-14082025.pdf>

erfordert jedoch stets einen Abgleich mit Realmessdaten als auch eine Weiterentwicklung und Validierung an anderen Fallbeispielen. Durch die benutzerfreundliche Oberfläche würde sich dieses Werkzeug besonders zur Unterstützung der Diskussion und zur Vorabschätzung relevanter Einflussfaktoren eignen sowie einen pragmatischen Einstieg in Elektrifizierungsentscheidungen ermöglichen.

Batterieauslegung

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die notwendige Batteriekapazität mit einer Zwischenladung von +80% SoC 165 kWh ergibt, welche im Vergleich zu den derzeit am Markt verfügbaren E-Bus-Angeboten deutlich überdimensioniert ist und mit heutigen technischen Möglichkeiten in E-Bussen von 8m Länge auch kaum realisierbar ist. Die Reduktion auf 133 kWh durch eine zusätzliche Zwischenladung im Bedarfsfall stellt daher eine praktikable Lösung dar, die selbst unter konservativen Annahmen den Betrieb absichert. Besonders die Tatsache, dass MaxBel-Tage nur selten auftreten und die Nachfrage nach Umläufen an solchen Tagen tendenziell geringer ist, rechtfertigt diese Anpassung zusätzlich.

Die Diskrepanz zwischen dem ermittelten Bedarf und den aktuellen Marktangeboten macht deutlich, dass entweder auf neue Fahrzeugentwicklungen gewartet wird, oder Umbauten in Betracht gezogen werden müssen. Letztere Option lässt sich jedoch nur dann wirtschaftlich sinnvoll realisieren, wenn weitere Standorte mit ähnlichen Anforderungen einbezogen werden, sodass Skaleneffekte entstehen, und birgt durch lange Entwicklungszeiten und dem Thema Reparaturfähigkeit / Garantie Risiken. Der Verweis auf bis zu 60 potenzielle Kleinbusse in Graubünden unterstreicht, dass hier ein relevanter Markt vorhanden ist, der die Chancen für kostengünstigere Umbauten oder gar Neuentwicklungen erheblich steigern könnte.

Verfügbarkeit passender E-Busse

Wie die Ergebnisse des Projekts sowie die Rückmeldungen von Herstellern und Umrüstungsspezialisten zeigen, ist derzeit kein Serienfahrzeug verfügbar, das die Anforderungen an einen Bus für den Betrieb der Heuberge AG erfüllt. Dazu zählen insbesondere eine Batteriekapazität von rund 130 kWh und eine Fahrzeuglänge von etwa acht Metern. Umbauten könnten diese Anforderungen zwar technisch abbilden, sind jedoch mit Unsicherheiten hinsichtlich Kosten, Ersatzteilversorgung, Garantie und Verlässlichkeit verbunden. Zudem ist davon auszugehen, dass bis zur Umsetzung aufwendiger Umbauten bereits erste geeignete Serienmodelle verfügbar sein könnten.

Nach Einschätzung von Umrüstungsspezialisten welche nach dem HEF eingeholt wurde, plant Mercedes ab 2028 mit Akkus von 130 kWh in Kombination mit Allradtechnik. Doch entwickelt sich die industrielle Serienfertigung derzeit so rasant, dass eine verlässliche Prognose zur weiteren Entwicklung kaum möglich ist, ebenso verhält es sich mit Schätzungen wie sich die Anschaffungskosten eines solchen Fahrzeuges verhalten werden.

Auch von Herstellerseite zeigt sich ein ähnliches Bild: Mercedes-Benz teilte nach Rücksprache mit dem Produktmanagement mit, dass derzeit noch keine validen Informationen zur Produktskalierung der neuen eSprinter-Generation vorliegen. Ab 2026 startet die neue ePlattform namens VAN EA. Mit Beginn dieser Generation im „Mid-Size Segment“ (Vito- bzw. V-Klasse-Größenordnung) sollen in der Folge auch Modelle auf Sprinter-Basis entwickelt werden. Weitere Modellvarianten sind geplant, jedoch ist bislang offen, in welchen Größen, Skalierungen und Antriebsvarianten (FWD/RWD/AWD) diese verfügbar sein werden. Nach aktueller Einschätzung könnten mit dem Marktstart des neuen Mid-Size Vans, der für das erste Quartal 2026 vorgesehen ist, weitere Informationen verfügbar werden. Dies bleibt jedoch eine Einschätzung und keine verbindliche Aussage.

Als Zwischenoption wären zwar auch bestehende technische Ansätze wie barrierefreie 4x4-Fahrzeuge mit HVO-Diesel denkbar. Diese Option lag jedoch ausserhalb des eigentlichen Projektfokus auf Elektrifizierung und eigener Energieerzeugung.

ENERGETISCHE SYSTEMBETRACHTUNG

Gesamtenergieanalyse

Die Gesamtenergieanalyse ermöglichte eine grobe Einschätzung der saisonalen Unterschiede in Verbrauch und Eigenversorgung. Aufgrund der eingeschränkten Datengrundlage konnte der Bedarf jedoch nur jahres- und saisonweise sowie vereinfacht auf Monatswerte verteilt werden. Eine tageszeitliche Auflösung war nicht möglich, sodass insbesondere Lastspitzen und die konkrete zeitliche Deckung von Verbrauch und Erzeugung unberücksichtigt blieben.

Die Ergebnisse zeigten zwar Defizite in den Wintermonaten und erste Ansätze einer Eigenversorgung ab März, blieben jedoch zu grob, um Aussagen zum Lademanagement oder zur Netzbelastung zu

ermöglichen. Damit eignete sich die Gesamtenergieanalyse als Indikation für saisonale Unterschiede, musste jedoch durch eine detailliertere Modellierung mit höherer zeitlicher Auflösung ergänzt werden.

Szenarioanalyse

Die Gesamtenergieanalyse hat gezeigt, dass eine rein saisonale oder monatliche Betrachtung nicht ausreicht, um die Herausforderungen eines elektrifizierten Betriebs in den Heubergen realistisch zu erfassen. Für ein ganzheitliches Energiemanagement, das neben der Eigenversorgung auch Lastspitzen und die Integration der Ladeinfrastruktur berücksichtigt, war eine feinere zeitliche Auflösung erforderlich. Dies wurde mit einem an der HSLU T&A entwickelten Tool realisiert.

Die Modellierung basiert auf einem Fahrzeugmodell, das an die bereits eingesetzten Busse angelehnt und auf einem digitalen Abbild der Strecke getestet wurde. Dies knüpft an die zuvor diskutierten Ergebnisse zum Energieverbrauch auf der Strecke an, die als valide bestätigt werden konnten. Durch die Abbildung eines fahrplankonformen Betriebs konnten die realen Einsatzbedingungen angemessen berücksichtigt werden. Zudem wurde ein maximales Lastszenario für Sommer und Winter definiert, wodurch sichergestellt ist, dass auch unter anspruchsvollen Bedingungen ein verlässlicher Betrieb gewährleistet werden kann. In die Modellierung wurde zusätzlich das Berghaus Arflina integriert, um den gesamten Betrieb der Heuberge zu erfassen. Die Skilifte blieben dabei unberücksichtigt, wie zuvor aufgrund des hohen Strombedarfs erklärt wurde. Skilifte mit lokalen erneuerbaren Energien zu betreiben macht nur Sinn, wenn am Standort das Windkraftpotential entwickelt wird.

Mit der Modellumgebung, die die Abbildung der Lastflüsse über das gesamte Areal mit einem aktiven Energiemanagement ermöglicht, das den jeweils günstigsten Betrieb simuliert, wurden Massnahmen untersucht, die eine vollständige Elektrifizierung der Flotte ermöglichen und zugleich einen positiven Einfluss auf die energetische und ökologische Bilanz haben. Zur besseren Vergleichbarkeit wurden dafür drei zentrale Szenarien entwickelt, wobei jeweils ein weiteres Infrastrukturelement hinzugefügt und ausgewertet wurde.

Das bedarfsgerechte Laden in Szenario 1 mit individueller, tourenbezogener Ladeplanung zeigte, dass sich Lastspitzen durch die Verschiebung des Wärmepumpenbetriebs zwar teilweise verschieben lassen. Langfristig ergeben sich jedoch hohe Betriebskosten, und die ökologischen Verbesserungen bleiben moderat. Damit zeigt dieses Szenario, dass rein organisatorische Massnahmen ohne zusätzliche Infrastruktur nicht ausreichen.

Die PV-Integration in Szenario 2 führte im Vergleich zu Szenario 1 zu einer deutlichen Verbesserung der Wirtschaftlichkeit und der Treibhausgas-Bilanz, da Netzstrombezüge durch die Eigenproduktion gesenkt werden. Trotz höherer Anfangsinvestitionen gegenüber Szenario 1 führt die Kombination mit bedarfsgerechtem Laden zu deutlichen wirtschaftlichen Vorteilen.

Die zusätzliche Integration des Batteriespeichers in Szenario 3 erhöhte die Eigenverbrauchsquote weiter und es konnte eine weitgehende Versorgung des Areals mit selbst erzeugter Energie erreicht werden. Insbesondere im Sommer liegt die Selbstversorgungsrate nahezu bei 100%. Gleichzeitig verursachen die hohen Investitionskosten für den Batteriespeicher sowie der Emissionsrucksack der Batterieproduktion Nachteile, die berücksichtigt werden müssen.

Insgesamt konnte deutlich aufgezeigt werden, wie eine detaillierte Simulation der Routen, Fahrpläne und saisonalen Bedingungen erfolgreich zur Bestimmung der Batteriekapazitäten für stationäre und fahrzeugseitige Speicher, zur Dimensionierung der Ladeinfrastruktur sowie für das arealübergreifende Energiemanagement eingesetzt werden kann. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass eine Kombination aus bedarfsgerechter Planung, lokaler Energieerzeugung und strategischem Energiemanagement sowohl wirtschaftlich als auch ökologisch vorteilhaft ist. Wobei sich zeigt, dass ein geeignetes Energiemanagement robust mit unterschiedlichen Graden des Infrastrukturausbaus umgehen kann und insgesamt zu einem vorteilhaften Betrieb führt. Die kumulativen Ergebnisse über ein beispielhaftes Jahr bilden die Effekte von Photovoltaik, Fahrzeugflotte und Speicher plausibel ab und können somit als Grundlage für indikative Ausbauempfehlungen herangezogen werden.

Das MaxBel-Szenario wurde als Hochlastszenario für die Flottenbewirtschaftung der Heuberge definiert, um zu prüfen, ob die Infrastruktur auch unter Spitzenlasten zuverlässig funktioniert. Grundlage hierfür bilden die aus dem Dieselmotorbetrieb erhobenen Verbrauchsdaten, die eine wichtige Plausibilitäts-grenze für die Modellierung darstellen. In der Realität wird ein solches Belastungsniveau jedoch nur an wenigen Tagen pro Jahr erreicht. Realistisch sind rund 33 volle Betriebstage in der Wintersaison. Unter Einbezug zusätzlicher Annahmen wie Weihnachts- und Sportferien oder ausgewählten Wochenenden könnte diese Zahl auf bis zu 42 Tage steigen. Das Szenario stellt somit eine bewusst konservative Annahme dar, die nicht nur den aktuellen Betrieb abbildet, sondern auch künftige Nachfragesteigerungen berücksichtigt. Gerade im Hinblick auf die geplante Erweiterung des Angebots im Rahmen des

T(Eco)-Resorts ist mit einem zusätzlichen Fahrtenaufwand zu rechnen. Damit erweist sich die Modellierung mit einem maximalen Nutzungsszenario als sinnvoll und notwendig, um auch bei wachsenden Gästezahlen eine ausreichende Fahrzeugkapazität sicherzustellen.

Netzstudie und Potenziale erneuerbarer Energien

Über die untersuchten Szenarien hinaus stellt sich die Frage nach weiteren Potenzialen für erneuerbare Energien im Areal. Um diese zu bewerten, wurde zusätzlich eine Netzstudie durchgeführt. In der Heubergregion bestehen insbesondere Möglichkeiten für Kleinwasserkraft- sowie Windkraftanlagen, wobei Letztere vor allem im Winter eine sinnvolle Ergänzung zur bestehenden Photovoltaik darstellen. Die Analyse zeigte, dass die bestehende Netz- und Transformatorinfrastruktur über ausreichend Kapazität sowohl für zusätzliche Verbraucher als auch für die Einspeisung erneuerbarer Energien verfügt. Gleichzeitig bestehen jedoch Unklarheiten hinsichtlich der Machbarkeit: Genehmigungen, Schutzgebiete und logistische Herausforderungen beim Transport von Anlagenteilen stellen ebenso Hürden dar wie die technische Reaktivierung bestehender Kleinwasserkraftwerke oder die saisonal eingeschränkte Verfügbarkeit von Wind- und Wasserkraft. Damit wird deutlich, dass zwar grundsätzlich Potenzial vorhanden ist, vor einer Umsetzung aber vertiefte Prüfungen erforderlich sind.

ÖKOLOGISCHE BEWERTUNG

Ein Teil der ökologischen Auswirkungen wurde bereits in der Szenarioanalyse berücksichtigt, indem verschiedene Stromquellen hinsichtlich ihrer Treibhausgas-Bilanz verglichen wurden. Ergänzend dazu wurden die Emissionen der Diesel- und E-Busse sowie der PW-Anreise berechnet. Die Resultate zeigen konsistent ein hohes Einsparpotenzial: Pro Bus ergibt sich durch den Umstieg auf Elektrobetrieb eine jährliche Reduktion von rund 7,8 Tonnen CO_{2eq}, was über 25 Jahre etwa 195 Tonnen entspricht. Besonders im Winter fällt die Einsparung mit über 80% gegenüber dem Dieseltreibstoff deutlich ins Gewicht. Eine Bewertung des Reduktionspotentials von E-Mobilität versus Diesel in einer bereits oben zitierten Studie des BAV aus dem Jahr 2020, welche auch andere Alternativen wie H₂ in Form von Lebenszyklusanalysen betrachtete, kam sogar auf ein Einsparungspotential von bis zu 90%²². Der Vergleich unterschiedlicher Berechnungsmethoden (EnergieSchweiz-Rechner und direkte Berechnung des Dieseltreibstoffverbrauchs) ergab Abweichungen von etwa 10%, was die Ergebnisse plausibilisiert und auf eine robuste Tendenz hinweist. Damit wird deutlich, dass die Elektrifizierung der Shuttleflotte einen substantziellen Beitrag zur Reduktion der Treibhausgasemissionen leisten kann.

Ausblick Simulationsumgebung

Die entwickelte Umgebung zeigt durch ihren holistischen Ansatz, dass die Betrachtung der Fahrzeugflotte und des Gasthausbetriebs, sowie notwendigen Infrastruktur zielführend ist. Laufende Studien betrachten meist entweder das führende Stromnetz²³ oder die Fahrzeugflotte²⁴. Die Untersuchung von Fahrzeugen als integralem Bestandteil wurde für privat PKWs in diesem Zusammenhang bereits untersucht und zeigt ebenfalls Einsparpotenziale durch Kopplung von Photovoltaik und die Integration dieser Fahrzeuge²⁵. Ein ganzheitlicher Ansatz wie der durch die Hochschule Luzern vorgestellte ist so jedoch noch nicht für Bergregionen vertreten. Die Adaptierbarkeit und Übertragung auf andere Regionen mit dem gleichen Bedarfskatalog rückt diese Umgebung in ideales Licht. Für weitere Studien für Skigebiete sollte jedoch die Integration des Liftbetriebs ebenfalls durchgeführt werden, um so ein systemisches Gesamtbild zu erhalten. Ebenfalls muss das Stromnetzmodell mit einem höheren Detailgrad abgebildet werden um Fragen der Netzqualität automatisch in das Lastmanagement zu integrieren.

6. Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Ziel des Projektes war, einen Systementscheid zur Elektrifizierung der Busflotte der Heuberge zu erarbeiten. Zusammenfassend bietet die Studie eine praxistaugliche Entscheidungsgrundlage für die Heuberge und andere alpine Regionen, die ähnliche Herausforderungen bei der Elektrifizierung ihrer Mobilität meistern müssen.

²² BAV ESöV „Elektrifizierung von Bussen in ländlichen Bergregionen“, (2020, 29. Oktober) Paul Scherer Institut, Abgerufen im November 2025, P-196, <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=70308&Load=true>

²³ Cervi, E., Bosich, D., & Sulligoi, G. (2020). Assessment of an Alpine Microgrid in a Ski Resort for Integrating RES and Electrical Mobility. Department of Engineering and Architecture, University of Trieste. Presented at IEEE IEEEIC / I&CPS Europe 2020.

²⁴ Sturaro, L., Longo, M., Geroli, G., Foadelli, F., Leone, C., & Yaici, W. (o. J.). Electric Skibus Fleet High-Altitude Network. Politecnico di Milano / CanmetENERGY Research Centre.

²⁵ Blasuttigh, N., Pastore, S., Scorrano, M., Danielis, R., & Massi Pavan, A. (o. J.). Vehicle-to-ski: A V2G optimization-based cost and environmental analysis for a ski resort. University of Trieste.

1. Verfügbarkeit von E-Bussen

- Keine aktuell verfügbaren E-Busse erfüllen die Anforderungen (Allrad & Batteriegrösse).
 - Umbau bestehender Dieselbusse:
 - Dauer: ca. 2 Jahre
 - Technisch komplex (Allradantrieb im bestehenden Chassis).
 - Kosten: >400'000 CHF zzgl. Entwicklung.
 - Risiken: Garantie, Reparaturfähigkeit, Einsatzfähigkeit.
 - Mercedes-Benz arbeitet an einem Allrad-E-Sprinter (130 kWh, XL-Version).
 - Geplante Markteinführung: 2027/2028.
 - Empfehlung: Marktentwicklung abwarten und Eignung prüfen.
-

2. Energieversorgung und Eigenproduktion

- **Sommer:**
 - PV-Überschüsse möglich, netzintegrativ oder lokal speicherbar.
 - **Winter:**
 - Deutliche Erzeugungslücke, jedoch PV-Szenario ausreichend für E-Mobilität.
 - **Empfehlung:**
 - PV-Flächen maximieren (inkl. Fassaden).
 - Gutes Anlagendesign (auch vertikal) + gezielter Arbeitseinsatz bei Schnee.
 - **Netzgestützte Elektrifizierung:**
 - Technisch möglich, Wirtschaftlichkeit abhängig von Strompreisen.
 - Kombination mit PV + Lastmanagement günstiger und ökologischer.
 - **Speicherintegration:**
 - Erhöht Eigenverbrauchsquote, glättet Lastspitzen – im Winter wenig Nutzen.
 - Speicher kann nachträglich ergänzt werden.
 - Bidirektionales Laden als Alternative prüfen (Fahrzeuge als virtueller Speicher).
 - **Kleinwindkraft:**
 - Gute Standortvoraussetzungen (Strasse & Leitung vorhanden).
 - Windsituation am Hinteregg vielversprechend (Windatlas positiv, indikative Messungen sollten erfolgen).
 - Ziel: Reduktion saisonaler Versorgungslücken → CO_{2eq}-neutraler Betrieb – besonders durch Potential der Abdeckung der Winterlücke
-

3. Wirtschaftlichkeit

- Erste Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit von PV, Speicher und Energiekosten vorhanden.
- Unsicherheiten:
 - Entwicklung dynamischer Tarife.
 - Keine konkreten Kosten für E-Busse verfügbar.
 - Künftige Fördermöglichkeiten schwer abschätzbar.
- Hinweis: Anschaffungskosten für E-Busse könnten über die Jahre fallen.
- Empfehlung:

- PV in Gebäudeplanung integrieren (z. B. Berghaus Arflina, Talstation Saga).
- Standards für Zero-Emission-Vehicles dürften bis 2027/28 auch in der Schweiz gelten.
- **Zusätzliche Einnahmequellen:**
 - Windenergieproduktion als wirtschaftlicher Zweig denkbar.
 - Empfehlung: Kooperation mit erfahrenem Entwickler.
 - LEG (Lokale Energiegesellschaft) denkbar für breite Einbindung der Bevölkerung – zu prüfen sobald 2027 alle Voraussetzungen hierfür gegeben.
 - Integration des Arieschbach Kraftwerkes als Direkteinspeiser in die Heuberge Leitung und die LEG könnte übergeordnete Vorteile für den Standort bringen.

4. Ökologisches Einsparpotenzial

- CO₂-Einsparung pro Bus: ca. 7,82 t CO_{2eq}/Jahr.
 - In 10 Jahren: ca. 78,2 t CO_{2eq}.
 - In 25 Jahren: ca. 195,5 t CO_{2eq}.

5. Übertragbarkeit

- Methodik zur E-Bus-Anforderung ist skalierbar – vornehmlich auf Busse auf sehr anspruchsvollen Bergrouen, jedoch nicht für städtischen Verkehr.
- Hilfsmittel:
 - Excel-Berechnungstool
- Berechnet werden:
 - Batteriegrösse
 - Dauerleistung Antrieb
 - Unter Bedachtnahme möglicher Ladekonzepte
- Berücksichtigt werden hierbei lokale Klima- & Streckenbedingungen.

Abkürzungsverzeichnis

AG	Aktiengesellschaft
AWD	Allradantrieb
BAFU	Bundesamt für Umwelt
BAV	Bundesamt für Verkehr
BMS	Batteriemanagement-System
CCS	combined charging system
CDI	Common Rail Diesel Injection
CO _{2eq}	Masseinheit die Gas-Emissionen vergleichbar macht
CHF	Schweizer Franken
ESöV	2050 Energiestrategie 2050 im öffentlichen Verkehr
FWD	Front-Antrieb
HEF	Heuberge Forum
HLSU	Hochschule Luzern
HLK	Heizung/Lüftung/Klima
HVO	Hydriertes Pflanzenöl - erneuerbarer, synthetischer Dieselmkraftstoff
LEG	Lokale Energiegemeinschaft
LFP	Liethium-Eisenphosphat (Zellchemie E-Bus Batterie)
MCS	Megawatt Ladesystem
MM	Millimeter
Kg	Kilogramm
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
KWK	Kleinwasserkraftwerke
m ²	Quadratmeter
MaxBel	Maximales Belastungsszenario
MWh	Megawattstunden
NEPLAN	Softwareprodukt zur Analyse von Energiesystemen
OPEX	operative Kosten
öV	öffentlicher Verkehr
PW	Privatwagen
PV	Photovoltaik
Rp	Rappen
RWD	Heckantrieb
TOTEX	Gesamtkosten inklusive Infrastruktur
T(Eco)	Vision Standortentwicklung Heuberge
TP	Teilprojekt
SoC	State of Charge – Ladestand
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
XL	Extra Gross

Glossar

Begriff	Definition
E-Mobilität	Nutzung von elektrisch betriebenen Fahrzeugen, insbesondere E-Bussen, im öffentlichen Verkehr zur Reduktion von Treibhausgasemissionen.
Öffentlicher Verkehr (öV)	Verkehrsangebote, die der Allgemeinheit zugänglich sind, z. B. Linienbusse. In Bergregionen besonders relevant für Erreichbarkeit und Tourismusinfrastruktur.
Zero-Emission-Mobilität	Verkehrssysteme, bei denen lokal keine CO ₂ -Emissionen entstehen, typischerweise durch den Einsatz von batterieelektrischen Fahrzeugen oder Wasserstoffantrieben.
LEG – Lokale Elektrizitätsgemeinschaft	Zusammenschluss von mehreren Akteuren (z. B. Haushalten, Unternehmen, Gemeinden) zur gemeinschaftlichen Nutzung, Produktion und ggf. Speicherung von Strom aus erneuerbaren Quellen.
Ladekonzept	Planung und Umsetzung der Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge, inkl. Ort, Leistung, Ladezeiten und Netzintegration der Ladestationen.
Dynamisches Lastmanagement	Technische Steuerung zur optimalen Verteilung des Strombezugs über Zeit, um Netzbelastungen zu minimieren und Effizienz zu erhöhen.
Rekuperation	Rückgewinnung von Energie während der Bremsvorgänge, besonders relevant bei Bergabfahrten im alpinen Raum.
Eigenverbrauchsoptimierung	Maximierung des Anteils selbst erzeugten Stroms, der lokal verbraucht wird – z. B. durch PV-Anlagen und Speicherung.
Energieflüsse	Analyse der Stromerzeugung, -speicherung und -verbrauch innerhalb eines Systems – dient der energetischen Planung.
Machbarkeitsstudie / Vorprojekt	Untersuchung, ob und wie ein Projekt technisch, wirtschaftlich und organisatorisch umsetzbar ist; liefert Entscheidungsgrundlage für eine mögliche Umsetzung.
Kriterienkatalog	Systematische Sammlung und Bewertung technischer, ökonomischer und ökologischer Anforderungen an E-Bus-Modelle für spezifische Einsätze, z. B. in Heuberge.
Anforderungsliste / Pflichtenheft	Dokument, das die technischen und betrieblichen Anforderungen an das zu beschaffende E-Bus-System detailliert beschreibt.
Energiewirtschaftliche Planung	Strategische Analyse und Planung der Energiebedarfe, -quellen, Infrastruktur und Kosten – oft Teil der Projektstruktur im Kontext E-Mobilität.
Schneefahrbahn	Strassenverhältnisse mit Schnee- oder Eisaufgabe – stellt besondere Anforderungen an Fahrzeuge (Reichweite, Traktion, Kettenmontage).
Photovoltaik (PV)	Technologie zur Umwandlung von Sonnenlicht in elektrische Energie, zentral für autarke Energieversorgung in Bergregionen.
Wasserkraft / Kleinstwasserkraft	Nutzung von Wasser zur Stromerzeugung, wobei in alpinen Gebieten oft kleinere, standortangepasste Anlagen mit minimaler Reservoir-Grösse zum Einsatz kommen.
Windkraftpotenzial	Bewertung der Eignung eines Standorts zur Nutzung von Windenergie, abhängig von Windprofil, Topographie und Schutzauflagen.
T(Eco)-Konzept	Strategie der Heuberge AG zur Transformation in Richtung nachhaltiger, ganzjähriger Tourismus unter Einsatz moderner Technologien und emissionsfreier Mobilität.

Begriff	Definition
Energie-Modellregion	Region, die modellhaft neue Energiekonzepte umsetzt und erprobt – häufig mit Fokus auf Sektorkopplung und Integration erneuerbarer Energien.
CO₂-Kompensation	Ausgleich von verursachten Treibhausgasemissionen durch Klimaschutzprojekte oder andere CO _{2eq} -einsparende Massnahmen.
Sektorkopplung	Verknüpfung von Strom, Wärme und Mobilitätssystemen mit dem Ziel, Synergien durch Elektrifizierung und Flexibilität zu nutzen.

Literaturverzeichnis

- [1] BFE Grundlagenstudie: «Abschätzung des Einsatz- und CO₂-Reduktionspotenzials durch Busse mit nicht fossilen Antriebstechnologien und Fördermöglichkeiten», Abgerufen im November 2025, <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/publikationen.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkY5iZmUuYWRTaW4uY2gvZGUvcHVib-GljYX/Rpb24vZG93bmxxvYWQvMTA0MTQ=.html>, 2020.
- [2] BAV ESöV: „Elektrifizierung von Bussen in ländlichen Bergregionen“, Paul Scherer Institut, Abgerufen im November 2025, P-196, <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=70308&Load=true>.
- [3] BAV ESöV: LEITFADEN ZUR PLANUNG DER LADEINFRASTRUKTUR – Chur Bus und Helbing Ag, Zugang am 20.11.2025 <https://www.bav.admin.ch/dam/de/sd-web/lhWPhaMXCD7N/leitfaden-ladeinfrastruktur-14082025.pdf> 2025.
- [4] Blasuttigh, N., Pastore, S., Scorrano, M., Danielis, R., & Massi Pavan, A.: Vehicle-to-ski: A V2G optimization-based cost and environmental analysis for a ski resort. University of Trieste, 2023.
- [5] Bundesamt für Umwelt BAFU: Fragen & Antworten zum Klima. Abgerufen am Juni 2025, von <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/fragen-antworten.html>
- [6] Cervi, E., Bosich, D., & Sulligoi, G.: Assessment of an Alpine Microgrid in a Ski Resort for Integrating RES and Electrical Mobility. Department of Engineering and Architecture, University of Trieste. Presented at IEEE IEEEIC / I&CPS Europe, 2020.
- [7] Gonschor, A: Photovoltaik für Unternehmen – Kosten, Wirtschaftlichkeit und Beispielrechnung. Wegatech. Abgerufen am Juni 2025, von <https://www.wegatech.de/ratgeber/grossprojekte/kosten-photovoltaik-unternehmen/>, 2023.
- [8] Groupe E.: VARIO – Der dynamische Tarif als Option. Abgerufen am Juni 2025, von <https://www.groupe-e.ch/de/strom/vario>
- [9] eMove360°: ABB erweitert Partnerschaft mit Northvolt und elektrifiziert weltweit grösste Batterie-Recyclinganlage. Abgerufen am Juni 2025, von <https://www.emove360.com/de/abb-erweitert-partnerschaft-mit-northvolt-und-elektrifiziert-weltweit-groesste-batterie-recyclinganlage/>, 2023.
- [10] Berechnet mithilfe: <https://www.energieschweiz.ch/programme/umweltrechner-verkehr/>, 2025, , abgerufen August 2025
- [11] <https://globaldrivetozero.org/2024/05/13/european-council-signs-off-on-hdv-co2-emissions-standards/>, 2024, , abgerufen 19.11.2025
- [12] <https://www.gr.ch/DE/institutionen/verwaltung/dvs/are/dienstleistungen/richtplanung/Seiten/KRIP-E.aspx>, abgerufen 19.11.2025
- [13] Kost, C., Shammugam, S., Fluri, V., Peper, D., Davoodi Memar, A., & Schlegl: Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE), 2021.
- [14] Kreidenweis, K.: CO₂-Bilanz von PV-Anlagen – Fakten & Einsparungspotenzial. pvpedia.de. Abgerufen am 21.11.2025 von <https://pvpedia.de/grundlagen/nachhaltigkeit/co2-bilanz/>, 2025
- [15] Siehe Firmenwebpage <https://www.leitwind.com> Rubrik Produkte: LTW 90 – 1.5 MW Plattform, abgerufen 19.11.2025
- [16] Rozzi, E., Marocco, P., & Gandiglio, M: Life cycle inventory dataset for energy production and storage technologies: Standardized metrics for environmental modeling. Data in Brief, (Abgerufen online 14 May 2025). Politecnico di Torino, 2025.
- [17] Sturaro, L., Longo, M., Geroli, G., Foiadelli, F., Leone, C., & Yaici, W. (o. J.): Electric Skibus Fleet High-Altitude Network. Politecnico di Milano / CanmetENERGY Research Centre, 2021.
- [18] Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE: CO₂-Gehalt des Strommix Schweiz: Ergebnisse 2025, Methodik und Datengrundlage. Zürich, 2025.
- [19] Siehe Firmenwebpage: <https://windside.com/>, abgerufen 19.11.2025
- [20] Wirth, H. / Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Freiburg: Fraunhofer ISE. Abgerufen von <https://www.pv-fakten.de>, 2025.

Anhang

- 1) Modellierung der Simulationsumgebung
- 2) Netzstudie zur Integration von E-Mobilität und Windenergie
- 3) Fussabdruck der Heuberge
- 4) Beschreibung des Excel-Berechnungstools
- 5) Anforderungsliste
- 6) Pflichtenheft
- 7) Kriterienkatalog

1) MODELLIERUNG DER SIMULATIONSUMGEBUNG

Um eine gemeinsame Grundlage zu schaffen, wird im Folgenden auf die zusätzlichen Elemente im Detail näher eingegangen und eine mögliche Dimensionierung aufgezeigt.

Berghaus: Residuallast und Wärmepumpe

Hierbei handelt es sich um Verbraucher, welche dem Gasthausbetrieb zuzuordnen sind. Die Residuallast setzt sich dabei aus dem allgemeinen Betrieb (z.B. Küche) zusammen, wobei die Wärmepumpe den Wärmebedarf des Berghauses abdeckt. Der energetische Bedarf beider Komponenten ist der Vorstudie zu entnehmen. Die Zeitfenster, für welche die Energiemengen erbracht werden müssen, sind an einen exemplarischen Tagesbetrieb, beziehungsweise ein typisches Betriebsmuster der Wärmepumpe gebunden.

Hinsichtlich der Residuallast hat im Rahmen dieser Studie entsprechend keine weitere Untersuchung stattgefunden. Diese beschreibt den grundlegenden Bedarf von Küchen, Licht und allgemeinen Berghaus. Der typische Gasthausbetrieb wird im Rahmen von 06:00 – 22:00 Uhr täglich angenommen.

Für die Wärmepumpe hingegen wurde eine Leistung angenommen, welche einem typischen Tagesbetrieb entspricht. Der erhobene Wärmebedarf wird dabei über ein Zeitfenster von 22 Stunden gleichmässig verteilt, um eine erste Abschätzung einer notwendigen Wärmepumpenleistung zu erhalten. Grund für das Laufzeitfenster ist der empfohlene Betrieb der Wärmepumpe, sowie die thermische Trägheit des Berghauses. Idealerweise operiert eine Wärmepumpe auf einem dezidierten Nennlastpunkt unterbrechungsfrei. Mehrmaliges An-, und Ausschalten sorgt für vorzeitige Alterung und ineffizientes Verhalten. Es ist zu erwähnen, dass das Modell die notwendigen Betriebsstunden kennt und einen optimalen unterbrechungsfreien Betrieb pro Tag sicherstellen soll. Der dezidierte Betriebsraum über den Tag kann durch das Modell entsprechend dem Optimierungsziel selbstständig gewählt werden. Bei mehreren aufeinander folgenden Tagen muss die Wärmepumpe jeweils den Wärmebedarf pro Tag singulär decken. Entsprechend ist hier mit zwei Betriebsperioden der Wärmepumpe zu rechnen, sofern ein optimales Betriebsfenster nicht beide Tage über Mitternacht verbindet.

Aus diesen Rahmenbedingungen ergibt sich für die Wärmepumpe eine Mindestleistung im Winter von ca. 40 kW elektrischer Leistung. In der Voruntersuchung wurde ebenfalls ein Wärmebedarf für den Sommer identifiziert, welcher weit unterhalb des Bedarfs für den Winter liegt. Somit ist im Rahmen dieser Studie eine Auslegung für den Winter empfohlen. Die so identifizierte elektrische Wärmepumpenleistung lässt sich mit den auf dem Markt möglichen Leistungsklassen plausibilisieren. Perspektivisch kann eine Detailauslegung mit Hilfe des Tools unterstützt werden, ist aber für den laufenden Stand der Entwicklungen nicht weiter im Detail notwendig.

Ladeinfrastruktur

Für den Betrieb von rein elektrischen Fahrzeugflotten stellt die Bereitstellung einer bedarfsgerechten Lademöglichkeit einen zentralen Aspekt und zugleich die Vorbedingung für die Flottenbewirtschaftung dar.

Wie bereits bei der Fahrplananalyse vorweggenommen, ist eine örtliche Auflösung unterschiedlicher Ladelösungen notwendig, um den Tagesbetrieb abbilden zu können. Für die Betrachtung einer Ladeinfrastruktur kann die gewählte Modellumgebung dezidiert zwischen Fahrzeugorten und der vorhandene Ladeinfrastruktur, in Anzahl vorhandener Ladepunkte und entsprechender Leistung, unterscheiden. Daher ist es möglich unterschiedliche Ladeparks pro Standort zu definieren. Zur geeigneten Auswahl der Ladepunkte pro Standort wird zuerst ein Überblick über die mögliche Ladeinfrastrukturmöglichkeiten aufgezeigt und im Nachgang eine Ladepunktauflösung pro Standort definiert.

Die unterschiedlichen am Markt verfügbaren Ladesysteme sind wie folgt:

- **AC-Standardladung (11–22 kW):** Viele Depots nutzen Wechselstrom-Ladestationen (AC) mit Leistungen zwischen 11 und 22 kW für das nächtliche Aufladen von Fahrzeugen. Diese Ladepunkte sind kompakt und kosteneffizient, was sie ideal für Flotten macht, deren Fahrzeuge

längere Standzeiten haben. Die im Vergleich zur Schnellladung niedrigere Leistung bedeutet auch eine geringere Anforderung an den Netzanschluss des Depots.

- **DC-Schnellladung (50–150 kW):** Für Fahrzeuge mit höherer Auslastung oder Bedarf an schnellerer Wiederverfügbarkeit werden in Depots Gleichstrom-Schnellladestationen (DC) mit Leistungen zwischen 50 und 150 kW eingesetzt. Diese Stationen umgehen das bordeigene Ladegerät des Fahrzeugs und liefern Energie direkt an die Batterie, wodurch deutlich kürzere Ladezeiten erreicht werden. Der in der Ladestation verbaute Gleichrichter sorgt allerdings für deutlich höhere Kosten. Höhere Kosten entstehen regelmässig auch beim Netzanschluss und der elektrischen Infrastruktur, welche den Anforderungen von einer oder mehreren DC-Schnellladestationen gerecht werden muss.
- **Megawatt-Ladesystem (MCS) für schwere Lkw:** Für die nächste Generation von Langstrecken-Elektro-Lkw und -Bussen wird derzeit ein Standard für das sogenannte Megawatt-Laden (MCS, engl. für *megawatt charging system*), entwickelt. MCS bezieht sich auf das Laden mit 1 MW oder höheren Leistungen, um die für grosse Reichweiten oder hohe Leistungsanforderungen im Schwerlast- oder Langstreckengüterverkehr entsprechend gross dimensionierten Batteriebündel in weniger als einer Stunde aufzuladen. Für die Betrachtung in diesem Rahmen findet diese Ladeleistung keine Anwendung, da die definierten Batteriegrössen mit einer Ladeleistung in diesem Bereich nicht umgehen könnten und auch nicht notwendig sein wird.
- **Lastmanagement:** Um den Netzanschluss nicht zu überlasten und auch eine Überlastung der elektrischen Versorgung eines Depots zu vermeiden, wird heutzutage standardmässig eine Lastmanagement-Software eingesetzt. Sie koordiniert die Ladevorgänge zwischen den Fahrzeugen, jedoch meist nur unter dem Gesichtspunkt der verfügbaren Energie am Netzanschluss, meist jedoch nicht dem tatsächlichen Bedarf der Fahrzeuge unter operativen Gesichtspunkten oder den Ladeständen der Fahrzeugflotte. Durch die Einbindung des gesamten Heubergeareals, muss das Lastmanagement noch über den Netzanschluss hinaus zusätzliche Faktoren in ein geeignetes Laden integrieren.

Aufgrund der im Fahrplan identifizierten Lücken und der dimensionierten Fahrzeugbatterie sind Zwischenladungen für den fahrplankonformen Betrieb zwingend notwendig. Für eine erste Machbarkeitsstudie wurden die folgenden Ladepunkte entsprechend ausgelegt. Da ein Teil der Flotte über die Pausen im Tal steht, werden hier zwei 150 kW Lader aufgestellt. An der Bergstation wird für die Zwischenladung bei grösseren Standzeiten ein einzelner 150 kW Lader aufgestellt. Da die gesamte Flotte über Nacht in einem Fahrzeugdepot abgestellt wird, sind hier längere Ladezeiten möglich. Entsprechend werden im Depot für jedes Fahrzeug eine eigene 22 kW Ladestation installiert. Für die erste Betrachtung wurde entsprechend davon ausgegangen, dass es während des Tagesbetriebs den Fahrern möglich ist, über die längeren Pausen die Fahrzeuge entsprechend zu rangieren bzw. aufzuladen. Während der Nacht ist es jedoch so, dass die Fahrzeuge einmalig geparkt und in eine vorhandene 22 kW Ladesäule eingesteckt werden und erst zum Morgen wieder von den Fahrern ausgesteckt werden. Daher ist die Anzahl an Ladepunkten über Nacht der Fahrzeugflottenanzahl anzupassen.

Die Investitionskosten für industrielle 22 kW-Ladestationen variieren je nach Hersteller, Ausstattung und Installationsaufwand. Typischerweise liegen die Kosten für solch eine Ladestation inklusive Installation zwischen 5 000 und 10 000 CHF pro Ladepunkt^{26,27}. Diese Schätzung umfasst sowohl die Hardwarekosten als auch die Installationsarbeiten, wie Verkabelung, Montage und gegebenenfalls notwendige Anpassungen der elektrischen Infrastruktur. Allerdings ist zu beachten, dass die tatsächlichen Kosten sehr stark von den spezifischen Anforderungen des jeweiligen Depots und den Gegebenheiten vor Ort abhängen. 150 kW Lader kosten pro Ladesäule ca. 28 000 CHF. Installationskosten sind hierbei noch nicht inkludiert. Aufgrund der hohen Leistungsanforderungen fällt dieser Betrag sehr individuell aus, und ist schwer zu beziffern.

Die laufenden Betriebskosten von einzelnen Ladepunkten hingegen sind in der Regel gering. Sie umfassen den Stromverbrauch der Ladestation im Standby-Modus sowie eventuelle Wartungskosten. Diese Kosten sind jedoch im Vergleich zu den Anschaffungs- und Installationskosten minimal.

Die Anzahl und Leistung an gewählten Ladepunkten an den jeweiligen Standorten verlagert sich der Engpass zunehmend von der Anzahl an Lademöglichkeiten und Zeitfenster der Fahrzeuge hin zur Dimensionierung der vorgelagerten Netzkapazität. Sogenannte Intelligente Lademanagementsysteme ermöglichen es, die verfügbare elektrische Leistung optimal auszunutzen, Lastspitzen effektiv zu

²⁶ The Mobility House GmbH. (o. J.). ABL eMH3 3W2263 – AC-Wandladestation mit Typ-2-Stecker (bis zu 22 kW). Abgerufen im Juni 2025, von https://www.mobilityhouse.com/de_de/abl-emh3-3w2263-ac-wallbox.html

²⁷ MENNEKES Stecker GmbH & Co. KG. (o. J.). AMEDIO Professional PNC 22 ativo. Abgerufen im Juni 2025, von <https://www.mennekes.de/emobility/produkt-details/amedio-professional-pnc-22-ativo-140832422ma/>

reduzieren und lokale Energiequellen wie Photovoltaikanlagen und Batteriespeicher effizient in den Ladeprozess einzubinden. Vor allem die Möglichkeit, erzeugten Solarstrom mittels Speichertechnologien in Abend- oder Nachtstunden zu verlagern, trägt wesentlich zur Erhöhung der Eigenversorgung und Kostenreduktion bei, bedarf aber einer technisch ausgereiften, automatisierten Koordination. Dieser Aspekt ist im Rahmen der Studie wichtig zu beachten, da die Anzahl und zeitliche Abhängigkeit der Erzeuger und Verbraucher hoch sind.

Um ein erstes Bild zu bekommen, welche Energiemanagementlösungen vorhanden sind, ist eine Marktrecherche im Rahmen der Studie durchgeführt worden. Dabei war das Ziel, zu identifizieren, welche Parameter bei einem koordinierten Lademanagement aktuell inkludiert sind. Entsprechend wurde eine Liste²⁸ an bekannten Anbietern zusammengestellt und primär ihre wesentlichen Dienstleistungen aufgezeigt. Etwaige Lücken werden im Nachgang diskutiert.

- Synop: Plattformlösung zur Steuerung von Ladeprozessen und Flottenbetrieb, basierend auf KI-gestützter Optimierung und Echtzeitdatenintegration.
- ChargePoint: Komplettsystem mit Echtzeitüberwachung, Telematik-Integration und automatisierter Steuerung anhand dynamischer Stromtarife.
- Webfleet: Integration von Flottenüberwachung, Produktivitätsoptimierung und Treibhausgas-Emissions-Reporting für elektrifizierte Flotten.
- The Mobility House (ChargePilot): Herstellerunabhängige und skalierbare Ladeplattform mit Echtzeitkontrolle, Integration lokaler Energiesysteme und Lastspitzenvermeidung.
- PANION: Modulare Softwarelösung speziell für den Umstieg auf elektrische und gemischte Flotten, mit Fokus auf Übergangsszenarien.
- IVU Traffic Technologies: Spezialisierte Lösung für ÖPNV und Busflotten, mit Schwerpunkt auf Fahrzeugdisposition, Lademanagement und Batteriemonitoring.
- Virta: Dynamisches Lastmanagement und Integration erneuerbarer Energien, flexibel für unterschiedliche Flottengrößen und Branchen geeignet.
- AutoSense: Plattform für intelligentes Laden mit Flottensteuerung, Echtzeitdaten, Abrechnung und smart charging Ansätzen²⁹.

Abseits des dynamischen Lastmanagements ist eine Integration und Partizipation elektrischer Fahrzeugflotten in Energiemärkte zur Vermarktung gespeicherter Energie theoretisch möglich, jedoch aktuell kommerziell noch nicht etabliert. Zurzeit befinden sich die meisten Betreiber noch in der Lernphase hinsichtlich des täglichen Einsatzes elektrifizierter Fahrzeuge. Nach Abschluss dieser Phase könnten jedoch zusätzliche wirtschaftliche Potenziale erschlossen werden, indem Batteriekapazitäten für Netzdienstleistungen zur Verfügung gestellt und vorhandene Ladeinfrastrukturen aktiv in den Energiemarkt eingebunden werden.

Photovoltaik

Im Folgenden wird Photovoltaik und die Implikationen auf das Heuberge-Areal eingeordnet und ein kurzer Ausblick über den technologischen Reifegrad gegeben, um zukünftige Entwicklungen auf Kosten und Effizienz abschätzen zu können.

Der grösste Vorteil der Photovoltaik ist die Eigenproduktion von grüner Energie. Dadurch lassen sich die Netzbezugskosten senken, sowohl beim Arbeitspreis als auch beim Leistungspreis, sofern durch die Solarstromerzeugung der Netzseite gegenüber Bezugsspitzen geglättet werden können. Gleichzeitig hat Solarstrom einen sehr niedrigen spezifischen Emissionswert und verbessert damit die Klimabilanz der Heuberge region in der Nachhaltigkeitsberichterstattung.

Nachteil einer Stromerzeugung durch PV-Anlagen ist deren Erzeugungsvariabilität. Die Stromerzeugung korreliert mit den Sonnenstunden und der Strahlungsintensität, die auf Makroebene je nach geografischer Lage und Jahreszeit variieren, wie auch auf Mikroebene vom Wetter, der Luftqualität und der Tageszeit beeinflusst werden. Ein entscheidender Faktor für die effiziente Nutzung des erzeugten PV-Stroms ist daher die zeitliche Übereinstimmung von Stromproduktion und Stromverbrauch. In dem vorliegenden Fall der Heuberge ist die Mittagszeit für Fahrten gesperrt, wodurch ggf. ein idealer

²⁸ Nowak, S., Kühlkamp, F., Bolla, M., & Papaemmanouil, A. (2024). FIT4Grid – Future integration of logistics E-Trucks in grid design and operation: Interim report. Bern: Swiss Federal Office of Energy (SFOE).

²⁹ autoSense AG. (o. J.). autoSense – Intelligente Mobilitätslösungen. Abgerufen im Juni 2025, von <https://www.autosense.ch/>

Anwendungsfall vorliegen könnte. Dies führt potenziell dazu, dass der erzeugte PV-Strom grösstenteils direkt für das Laden der Fahrzeuge genutzt werden kann. Zusätzlich können weitere Verbraucher der Heuberge, Wärmepumpe oder Residuallasten, über die Photovoltaik ggf. partiell gespiesen werden.

Dennoch ist bei der finalen Auslegung der Photovoltaikanlage darauf zu achten, dass der erzeugte Solarstrom im Moment seiner Erzeugung entweder direkt genutzt (Eigenverbrauch), in Batteriespeichern zwischengespeichert oder ins öffentliche Stromnetz eingespeist werden muss. Der Eigenverbrauch kann dabei durch die optimierte Laststeuerung maximiert werden. Bei unzureichendem Eigenverbrauch kann es hingegen passieren, dass die Leistung der PV-Anlage (bspw. bei starker Sonneneinstrahlung) die Kapazität des Netzanschlusses übersteigt, die überschüssige Energie also nicht ins Netz eingespeist werden kann und entsprechend die PV-Anlage heruntergeregelt werden muss. Solche Situationen vermindern die Wirtschaftlichkeit der Anlage und sind zu vermeiden. Hierbei sei jedoch erwähnt, dass bei einer Abregelung der Nennleistung auf 70% lediglich ca. 3% der Energie übers Jahr verloren gehen.

Hinsichtlich der technologischen Einordnung kann bei Photovoltaik von einem hohen technologischen Reifegrad gesprochen werden. Daher ist ein signifikanter Technologiesprung im Bereich der Photovoltaik nicht zu erwarten. Substanzielle Kostenreduktionen sind in naher Zukunft eher unwahrscheinlich.

Aktuelle Entwicklungstrends bei PV-Modulen fokussieren im Wesentlichen auf zwei Aspekte:

- **Wirkungsgradsteigerungen** durch Perowskit-Solarzellen: Der Einsatz von Perowskit-Materialien ermöglicht Wirkungsgrade von bis zu 30%, was einen Sprung von 5 – 10% zu herkömmlichen Solarzellen darstellt. Allerdings stehen Herausforderungen hinsichtlich der Lebensdauer dieser Zellen im Raum, die vor einer breiten Markteinführung gelöst werden müssen.
- **Verbesserte Integration von Solarmodulen** in Gebäudestrukturen durch die Entwicklung flexibler Solarmodule. Die stärkere Integration erweitert die Anwendungsfelder für PV-Stromerzeugung an- und auf Gebäuden. Auch der Einsatz sogenannter bifazialer Module, welche Licht von beiden Seiten einfangen und in elektrische Energie umwandeln können, können die Einsatzfelder für Solarmodule erweitern, bei gleichzeitiger Ertragssteigerung. Die Rückseite der Module nutzt dabei reflektiertes Licht oder direktes Licht bei entsprechender Aufstellung, was die Ausbeute an elektrischer Energie bis zu 30% steigern kann.

Die Daten für die Dimensionierung sind der Vorstudie zu entnehmen. Saisonale Einflüsse wurden anhand durchschnittlicher Sommer-, und Wintertage hinsichtlich der Sonneneinstrahlung bewertet. Dabei variiert nicht nur die Intensität, sondern zusätzlich auch die Sonnenscheindauer.

Limitierungen hinsichtlich der Modellierung der Photovoltaik ist die Ausrichtung der Module, da das Resort als solches neu aufgebaut werden soll. Entsprechend wurde das Einstrahlungspotenzial unabhängig der Ausrichtung ermittelt. Zeitgleich ist der Mittelwert für die jeweilige Saison gebildet, was entsprechend reduzierend auf Spitzenleistungen und Ertrag der Anlagen wirkt. Im Rahmen dieser Studie sind diese Durchschnittsannahmen aber als sinnvoll einzuschätzen, da so die Potenzialzusammenhänge richtig bewertet und die Detailplanung signifikant unterstützt werden können.

Stationärer elektrischer Energiespeicher

Stationäre Batteriespeicher sind fest installierte, lokale Energiespeichersysteme, die elektrische Energie aufnehmen und bei Bedarf wieder abgeben können. Im Zusammenhang der Heuberge-Analyse bedeutet dies, dass diese eingesetzt wird, um Schwankungen im Energiebedarf zu glätten und so den Betrieb gegebenenfalls effizienter gestalten oder aber die Eigenverbrauchsrate von PV-Stromerzeugung zu steigern. Sie ermöglichen eine flexiblere Nutzung von Energie und eröffnen dem Ladeenergiemanagement eine zusätzliche zeitliche Entkopplung des energetischen Bedarfs von dessen Erzeugung/Beschaffung einen weiteren Freiheitsgrad.

Konkret können Energiespeicher zur effizienten wie nachhaltigen Bewirtschaftung des Heuberge-Areals in folgenden Aspekten beitragen:

- **Sicherstellung hoher Ladeleistung:** Nachdem die Fahrzeuge am Abend in das Depot gebracht werden und alle 22 kW Ladepunkte angeschlossen werden, kann ein sprunghafter Anstieg des Leistungsbezugs am Netzanschluss durch die Parallelität der aufzuladenden Fahrzeuge entstehen. Bei den 10 Fahrzeugen wäre hier mit maximal 220 kW zu rechnen. Bei einer vorhandenen Netzanschlussleistung von mindestens 630 kW ist dies eher unkritisch. Problematischer sind die Schnellladepunkte, welche je 150 kW Leistung beziehen können. Sofern noch

Wärmepumpen und Berghauslasten gleichzeitig anfallen, ist bei der Nutzung von drei Schnelladern die Möglichkeit vorhanden, keine weiteren Lasten mehr durch den bestehenden Netzananschluss abbilden zu können. Diese Restriktionen am Netzananschluss kann zwar mittelfristig durch das arealweite Energiemanagement entschärft werden, jedoch wird deren Optimierungspotenzial wiederum durch die Vorgaben aus der Flottenbewirtschaftung begrenzt: die Fahrzeuge müssen innerhalb eines vorgegebenen Zeitfensters (i. d. R. der Nacht, oder nach der Mittagspause) einen gewissen Ladestand erreichen. Bezogen auf die dimensionierte Batterie ist von einer vollen Batterie als Zielwert auszugehen. In solchen Situationen können Energiespeicher beim Ladevorgang „unterstützen“, indem sie zusätzlich zum Leistungsbezug aus dem öffentlichen Stromnetz die fehlende Leistung aus dem Speicher bereitstellen.

- **Kostensenkungen Netzananschluss oder Lastspitzenglättung:** Verteilnetzbetreiber sind verpflichtet, ihre Infrastrukturen wirtschaftlich zu betreiben und können im Rahmen gesetzlicher Vorgaben einen Teil der anfallenden Kosten für Betrieb, Instandhaltung und Erweiterung auf die Anschlussnutzer umlegen. Diese Umlagen erfolgen entweder einmalig beim Netzananschluss oder fortlaufend als Bestandteil der Netzentgelte. Dabei dienen die Kosten nicht nur der Finanzierung der bestehenden Netzinfrastruktur und des Netzbetriebs, sondern sollen auch die Nutzungsweise und den Ausbaubedarf des Netzes decken. Typischerweise orientieren sich die Netzentgelte für grössere Verbraucher häufig an den höchsten Lastspitzen eines Jahres oder Monats, da der Netzbetreiber diese Spitzen dauerhaft absichern muss. Für die Heuberge wurde hier jedoch der bestehende Tarif, entsprechend ihrer Stromabrechnung abgeleitet. Dabei sind jedoch ebenfalls Leistungs-, & Arbeitstarife vorhanden. Um die Mehrkosten bei Lastspitzen zu vermeiden und dabei effektiv die Kosten zu senken, können diese durch gezielte Massnahmen wie den Einsatz stationärer Speicher oder durch intelligentes Lademanagement geglättet werden. Während Speicher kurzfristig hohe Netzlasten abfedern können, bietet ein systematisches Ladezeitmanagement der Fahrzeuge eine alternative Strategie, die jedoch an betriebliche Restriktionen gebunden ist.
- **Kostensenkung Strombezug:** Neben der Reduktion von Netzentgelten durch Lastspitzenglättung kann ein stationärer Speicher auch helfen, die variablen Stromkosten zu senken. Bei Einsatz von Doppeltarifen oder dynamischen Strompreismodellen lässt sich günstig beschaffter Strom – etwa aus dem Netz zu Niedrigtarifzeiten oder aus eigener PV-Erzeugung – zwischenspeichern und später bedarfsgerecht nutzen. So kann der Speicher unabhängig vom Ladezeitpunkt der Fahrzeuge zur Optimierung der Energiebeschaffung beitragen. Dieser Aspekt findet jedoch in der Studie aufgrund des konstanten Bezugstarifs keine Anwendung.
- **Integration erneuerbarer Energien:** Ein stationärer Speicher kann lokal erzeugten PV-Strom zwischenspeichern, wenn dieser nicht sofort genutzt oder aufgrund von Netzrestriktionen nicht eingespeist werden kann. Der Speicher erhöht in solchen Fällen die Eigenverbrauchsquote, senkt damit die Strombezugskosten. Zudem kann bewusst auf die Einspeisung verzichtet werden, wenn der Eigenverbrauch wirtschaftlich vorteilhafter ist.

Bei der Auswahl eines stationären Energiespeichersystems muss eine geeignete Batterietechnologie gewählt werden, die massgeblich die Investitionshöhe, Betriebskosten sowie die technische und wirtschaftliche Lebensdauer beeinflusst. Derzeit dominieren Lithium-Ionen-Systeme den Markt, doch alternative Technologien gewinnen an Relevanz. Angelehnt an die technologische Betrachtung von Photovoltaikanlagen wird im Folgenden eine kompakte Übersicht über die vorherrschenden Technologien und spezifischen Werte gegeben.

Lithium-Ionen-Batterien gelten als industrieller Standard. Sie bieten hohe Energiedichten von 100–200 Wh/kg und erreichen Wirkungsgrade von 90–95%. Moderne Systeme ermöglichen bis zu 8.000 Vollzyklen und Laufzeiten bis zu 30 Jahren. Jedoch wurde im Rahmen dieser Studie konservativ mit zehn Jahren kalkuliert, da Batteriesysteme entgegen den Studien solche Laufzeiten erst noch aufzeigen müssen. Auch in der Automobilindustrie werden von vielen Herstellern zehn Jahre als robuster und konservativer Wert für die Lebensdauer der Zellen angenommen. Zusätzlich sinken die Preise für Speichersysteme mit Lithium-Ionen kontinuierlich. In den letzten zwei Jahren sind die Preise für solche Batteriespeicher um etwa 30% gefallen. Auch können in der Zukunft ausgediente Batterien aus dem Automotive-Bereich (sogenannte „second-life“-Batterien) im stationären Bereich zu niedrigen Preisen führen.

Die Systempreise liegen aktuell bei 500–700 €/kWh (teilweise bis 875 €/kWh). Für die Modellierung wurde ein Preisansatz von 800 €/kWh gewählt.

Weitere Technologien sind Redox-Flow-Batterien, welche eine getrennte Skalierung von Leistung und Kapazität durch externe Elektrolyttanks erlauben. Sie bieten Zyklenfestigkeit >10.000, Lebensdauern von 10–20 Jahren, einen Wirkungsgrad von 60–75% und sehr hohe Betriebssicherheit. Aufgrund ihrer geringen Energiedichte und tiefen Wirkungsgrad sind sie jedoch kostenintensiver und vorrangig für stationäre Anwendungen mit gleichmässigem Ladezyklus interessant.

Zusätzlich sind über die genannten Batterietypen, weitere vielversprechende Zellchemien in der Entwicklung. Dabei stehen die erzielbaren Vorteile immer in einem Zielkonflikt von notwendigen Ressourcen, Energiedichten und Produktionskosten. Es ist jedoch festzuhalten, dass diese Entwicklungen langfristig einen positiven Trend auf die Batterietechnologie und deren Einsatzspektrum haben werden.

Die Auslegung der Speichergrösse hängt von den obig genannten Einsatzfaktoren ab. Aufgrund der Netzanschlussleistung ist eine Entlastung des Netzanschlusses, um die Leistung auf dem Heuberge-Areal bereitstellen zu können eher sekundär. Primäre Faktoren sind die kostenintensive Lastspitzen sowie Vermeidung von Einspeisung der Energieerträge aus Photovoltaik. Zusätzlich ist eine vorteilhafte Zeitfenster, in welchem die Fahrzeuge nachladen können, bereits in den Fahrplanytypen enthalten, was wiederum reduzierend auf die notwendigen Speichergrösse wirkt. Indikativ wird ein Speicher von 500 kWh eingesetzt, um den Einfluss auf die Heuberge zu prüfen.

Einfluss Energiepreise

Ein zusätzlicher entscheidender Faktor für den Betrieb und die Wirtschaftlichkeit eines perspektivisch elektrifizierten Standortes wie die Heuberge, sind die Strombezugskosten. Hierbei gibt es im Wesentlichen unterschiedliche Bezugsmodelle.

- Fixpreistarife: Diese bieten planbare Stromkosten über eine längere Vertragslaufzeit. Möglich sind hier Varianten eines tageszeitunabhängigen Tarifs oder einer Form von Doppeltarif. Letzteres definiert Hoch-, und Niedrigpreiszeiten, nach welchen der Bezug gesteuert werden kann.
- Dynamische Tarife: Diese Preise unterscheiden sich täglich, orientieren sich am Spotmarkt und ermöglichen Einsparungen durch gezieltes Lastmanagement zu Tiefpreiszeiten. Hierzu müssen die Lasten jedoch ausreichende Flexibilität bereitstellen, um Hochpreisphasen übergehen zu können.

Die vorliegende Studie orientiert sich an den Preisen der vergangenen Stromrechnungen. Entsprechend wurde ein Strompreis je kWh zu 22 Rp., sowie ein Leistungspreis je kW zu 9 CHF festgelegt. Für die Einspeisung der Photovoltaikleistung wurde von 10 Rp. pro kWh³⁰ ausgegangen und bildet damit einen Mittelwert zwischen Marktorientierter und statischen Gesamtvergütungen. Wie eine Vergütung im Detail für den Standort Heuberge aussehen kann, wäre bei Installation der tatsächlichen Leistung zu prüfen. Mindestvergütung für Kleinanlagen liegen beispielsweise bei 6 Rp. pro kWh. Auch wenn es sich bei der gewählten Photovoltaikfläche um keine Kleinanlage handelt, stellt es dennoch einen Plausibilitätsrahmen da. Es ist zu erwarten, dass die individuelle Vergütung steigen kann, da der Standort durch seine Höhenlage auch für hohe Produktionsraten im Winter attraktiv bleibt. Allgemein ist festzuhalten, dass bedingt durch die Auslegung der Preisstruktur davon auszugehen ist, dass die Modellumgebung hauptsächlich versucht die Lastspitzen zu reduzieren und den Eigenverbrauch zu maximieren. Ein Anreiz über einen variablen Tarif ist in diesem Fall nicht gegeben.

Einfluss Tageszeit & Saisonalität

In Bezug auf die Saisonalität ergeben sich sinngemäss für Verbraucher und Erzeuger unterschiedliche Annahmen in Energiemenge und zeitlicher Menge. Die entsprechenden Werte sind berücksichtigt und der Datenerhebung zu entnehmen.

Für den Rahmen der Studie wurde entsprechend zwei Szenarien-Typen aufgebaut und jeweils ein repräsentativer Tag in der Arealanalyse simuliert. Wobei auf einen Zyklus im Betrieb geachtet wurde, um eine erste Analyse vornehmen zu können. Im Detail bedeutet dies, dass das Areal von 05:00 Uhr am Morgen bis 05:00 Uhr am darauffolgenden Tag betrachtet wurde. Dies liegt speziell im Betriebsmuster der Flotte begründet. Dabei soll für die erste Analyse davon ausgegangen werden, dass die Fahrzeugflotte ab 05:00 Uhr wieder vollständig aufgeladen sein muss, um die maximale Reichweite pro Fahrzeug sicher zu stellen. Dies spiegelt das typische Lademuster grosser Fahrzeugflotten wider, da die maximale Reichweite vor einer betrieblichen Ladeoptimierung gestellt wird, um keine Einbusse im laufenden

³⁰ Energieheld. (o. J.). *Einspeisevergütung Schweiz – Geld verdienen mit PV*. Abgerufen im Juni 2025, von <https://www.energieheld.ch/solaranlagen/photovoltaik/einspeiseverguetung>

Betrieb zu erfahren. Zusätzlich ist die Zeit von 16:30 – 05:00 Uhr als ausreichend anzusehen um auch mit den 22 kW Ladern im Depot die Fahrzeuge entsprechend aufzuladen.

Um die Anzahl an Einflüssen zu reduzieren, wurde zusätzlich davon ausgegangen, dass die definierten, charakteristischen Tage für den jeweiligen Zeitraum der zugehörigen Saison verfolgt werden. Dies führt, wie bereits diskutiert, zu einem Mehrverbrauch, speziell für die Flotte. Dennoch ist davon auszugehen, dass dieser Effekt als Auslegungskriterium relevant ist, da die gesamte Infrastruktur für solche Belastungsfälle ausgelegt sein muss. Ein Nichterfüllen sorgt im einfachsten Falle zu Komfortverlust, kann aber im Hinblick auf die Ladeinfrastruktur und Fahrzeugflotte zum Nichterfüllen des Heubergebetriebs führen. Speziell durch die Ausbaumassnahmen der Heuberge-Areals und dem damit verbundenen Attraktivitätsgewinn ist mit zusätzlichen Besucherzahlen zu rechnen. Entsprechend ist mit dem definierten Fahrplan ein zukunftsorientiertes und belastbares Szenario definiert, welche das Areal zukunftssicher macht.

2) FUSSABDRUCK DER HEUBERGE

Fussadruk Fideriser Heuberge

Ausgangslage

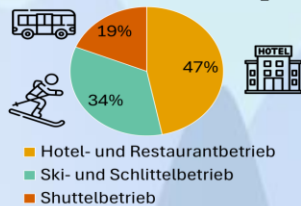
Die Heuberge sind ein Bergresort im Prättigau auf rund 2'000 m ü. M. Es besteht aus einem Skigebiet, zwei Restaurants und einem Hotel mit 280 Betten. Bis zu 85 % des Umsatzes werden in der Wintersaison erwirtschaftet. Die Restaurants stossen in den Spitzenzeiten an ihre Grenzen und die Hotellerie leidet unter den steigenden Gästeansprüchen. Zur Sicherung des Fortbestands der Heuberge wurde die Vision-TEco entwickelt. Die Vision umfasst die Elektrifizierung des Shuttleservices, eine Modernisierung der Infrastruktur und den Ausbau von erneuerbaren Energien vor Ort.

Projektziele

Um dem ökologischen Aspekt der Vision gerecht zu werden, wird der Fussabdruck des heutigen Betriebs berechnet und die wichtigsten Treiber identifiziert. Mit diesem Fussabdruck als Grundlage können die Auswirkungen der Vision berechnet werden.

- Der Fussabdruck des aktuellen Jahresbetriebs wird auf der Grundlage der Betriebsdaten berechnet.
- Der Fussabdruck pro Person wird für verschiedene Szenarien definiert.
- Die Massnahmen der Vision-TEco werden auf ihre Auswirkungen in Bezug auf das Treibhausgaspotenzial analysiert

Jahresbetrieb: 305.2 tCO₂eq.



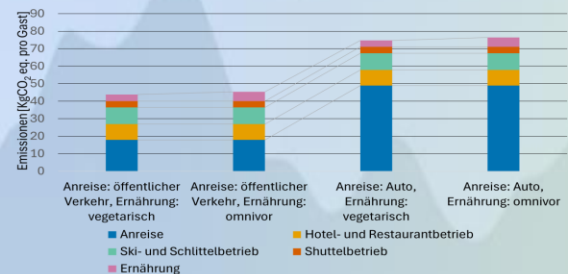
Wochenendaufenthalt

Die Emissionen können mittels einer durchschnittlichen Auslastung des Resorts auf den einzelnen Besucher heruntergerechnet werden. In der rechten Grafik sind die Emissionen eines Wochenendaufenthalts einer Person in den Heubergen abgebildet. Die Säulen bezeichnen die unterschiedlichen Verhaltensweisen der Gäste. Die Anreise der Gäste macht bis zu 65 % der Emissionen des Aufenthalts aus. Die emissionsärmste Verhaltensweise ist mehr als 40 % tiefer als die emissionsstärkste Verhaltensweise.

Aktueller Jahresbetrieb

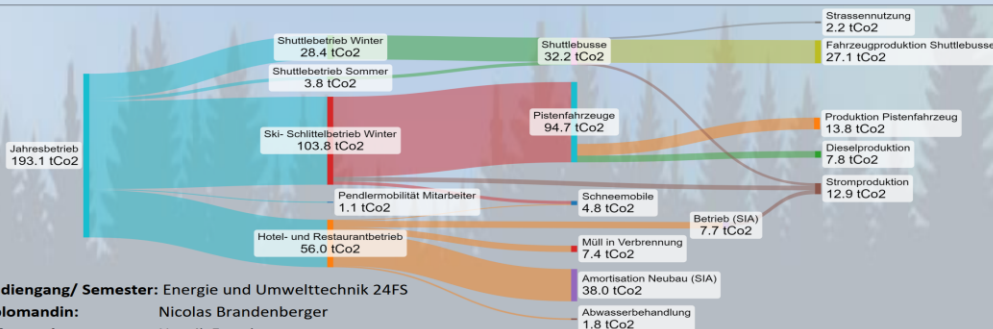
- Der Hotel- und Restaurantbetrieb ist der Hauptversucher der Treibhausgasemissionen.
- Der Ski- und Schlittelbetrieb fällt bei der Fussabdruckberechnung anteilmässig grösser aus als beim Treibhauspotenzial. Dies ist durch die Verbrennung in den Pistenfahrzeugen und den dadurch entstehenden Feinstaub zu begründen.

Wochenendaufenthalt mit Anreise aus Zürich



Vision-TEco

In der Untenstehenden Grafik sind die Treibhausgasemissionen eines Jahresbetriebs nach der Umsetzung der Vision-TEco ersichtlich. Die Emissionen des Betriebs können mit der technischen Umsetzung der Vision um etwa 30 % reduziert werden. Dies entspricht einer Einsparung von 112.2 tCO₂ pro Jahr. Eine weit grössere Einsparung, hätte eine Beeinflussung der Anreise der Gäste zur Folge (ersichtlich in den Säulendiagrammen). Deshalb sollten bei der Umsetzung der Vision nicht nur auf die technische Umsetzung geachtet werden, sondern auch versucht werden das Verhalten der Gäste weitestgehend zu beeinflussen.



Studiengang/ Semester: Energie und Umwelttechnik 24FS

Diplomandin: Nicolas Brandenberger

Auftraggeber: Henrik Fetsch

Expertin: Michael Guggisberg

Dozent: Dr. Pavlina Pavlova,
Prof. Daniel Kellenberger



www.fhnw.ch/technik

3) NETZSTUDIE ZUR INTEGRATION VON E-MOBILITÄT UND WINDENERGIE

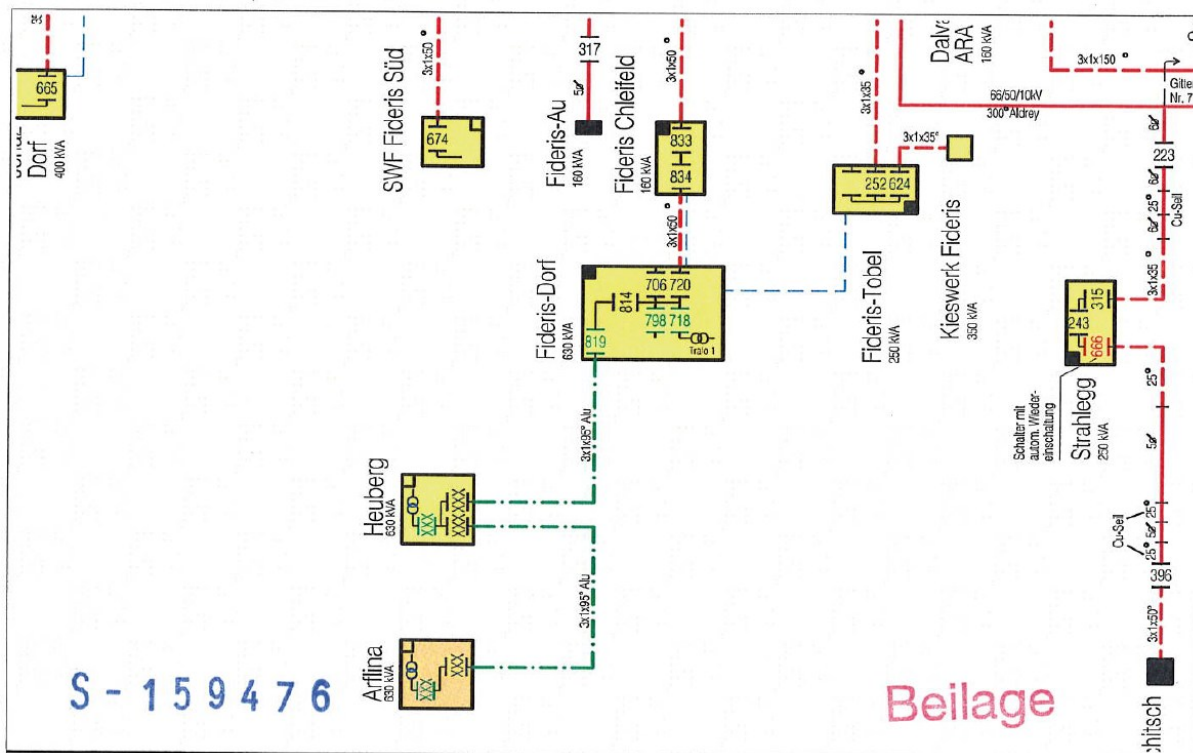


Abbildung 42 Stromnetz auf der Heuberge

Die durchgeführte Netzstudie ergab folgende Ergebnisse zur Beurteilung, bis zu welcher Leistungsgrenze Windenergiegeneratoren nahe Berghaus Arflina in das bestehende Stromnetz integriert werden können.

Auswertung Szenario 1 mit vorhandenen Lasten

Im ersten untersuchten Szenario wurde die aktuelle Netzsituation ohne zusätzliche Erzeugung durch Windkraft analysiert. Die Auslastungsfaktoren basieren auf dem typischen Betriebszustand des Systems unter Berücksichtigung der gegenwärtig vorhandenen Lasten wie in untenstehender Abbildung aufgezeigt:

Anz.		U*	Volt	kW/kVA
1	Leistung Arflina		3x400	130.00
1	Leistung Skilift Gadies		3x400	160.00
1	Leistung Skilift Gams		3x400	63.00
1	Leistung Heuberg		3x400	130.00
1	Leistung Skilift Heuberg		3x400	90.00

Abbildung 313 Bestehende Lasten Heuberge und Arflina

Transformatorauslastung: Die beiden vorhandenen 630 kVA-Transformatoren wurden unter diesen Bedingungen getrennt betrachtet. Dabei zeigte sich, dass der Transformator am Standort Heuberge eine maximale Auslastung von etwa 48% erreichte. Der Transformator in Arflina wies eine vergleichbare maximale Belastung von rund 46% auf. In beiden Fällen lagen die Betriebswerte deutlich unterhalb der zulässigen Grenzwerte, was auf eine ausreichende Leistungsreserve und eine stabile Versorgungssituation hinweist.

Leitungsauslastung: Die Auslastung der angeschlossenen Leitungen wurde analysiert. Die Analyse ergab, dass alle Leitungen unter einer Auslastung von 50% betrieben wurden. Damit liegen die Belastungen klar innerhalb der Betriebsgrenzen, sodass unter der bestehenden Lastsituation keine Engpässe im Netz zu erwarten sind.

Spannungsgrenzen: Die Spannungswerte im Netz blieben im gesamten untersuchten Bereich innerhalb der zulässigen Toleranzen. Die maximale Spannungsabweichung betrug weniger als 5% vom Nennwert, was den stabilen Spannungsbetrieb und die Einhaltung der Qualitätsanforderungen gemäss geltender Normen bestätigt.

Zusammenfassend zeigt das Szenario, dass die derzeitige Netzkonfiguration unter den aktuellen Lastbedingungen ausreichend dimensioniert ist und eine stabile Stromversorgung gewährleistet werden kann. Das Netz ist im Stande auch zusätzliche Lasten, wie z.B. Wärmepumpen und Ladestationen für die Busse zu versorgen.

Szenario 2: Maximale Winderzeugung

Im zweiten Szenario wurde angenommen, dass keine Verbraucher im Netz vorhanden sind und gleichzeitig eine maximale Erzeugung durch Windkraft eingebunden werden soll. Dies ist der Ansatz wie Schweizer Netzbetreiber die Integration von erneuerbarer Energie bewerten und technische Anschlussgesuche genehmigen. Damit wird eine Extremsituation betrachtet, in der jeweils ein 600 kW_e-Windgenerator direkt am Transformatorstandort Heuberge einspeist.

Transformatorauslastung: Durch die Einspeisung des Windgenerators erreicht der Transformator Heuberge und Arflina eine Auslastung von rund 100%. Damit arbeiteten beide Transformatoren an der Grenze der thermischen Belastbarkeit. Diese hohe Auslastung lässt nur noch sehr begrenzten Spielraum für zusätzliche Einspeisung oder Lastveränderungen. Es ist jedoch zu beachten, dass diese maximale Auslastung nur dann erreicht wird, wenn der Windgenerator tatsächlich seine Nennleistung liefert – was in der Praxis witterungsbedingt selten dauerhaft der Fall ist.

Leitungsauslastung: Trotz der erhöhten Einspeiseleistung zeigt die Analyse, dass alle Leitungen weiterhin innerhalb ihrer zulässigen Betriebsgrenzen betrieben werden. Die Strombelastungen der Leitungen bleiben unterhalb kritischer Schwellen, sodass keine unmittelbaren Netzengpässe auftreten.

Spannungsgrenzen: Die Spannungsqualität konnte auch im Erzeugungsfall aufrechterhalten werden. Alle Spannungen im Netz bewegen sich innerhalb des zulässigen Toleranzbereichs mit einer maximalen Spannungsabweichung von unter 5%. Dies wurde unter der Annahme einer wirksamen Blindleistungsregelung durch die Winderzeugungsanlage erreicht, welche die Spannungshaltung im Netz unterstützt.

Mittelspannungsanschluss: Wenn die Windkraftanlagen direkt an die Mittelspannung der bestehenden Leitung nach Fideris geschlossen wird, so ist eine Einspeiseleistung von 2 MW_e bei 10 kV technisch möglich, bei einer potenziellen Erhöhung der Netzspannung auf 15 kV entsprechend 3 MW_e.

Die Zuleitung aus dem Tal ist grundsätzlich in der Lage, eine Einspeisung im MW_e-Bereich aus Windkraft zu bewältigen, ohne dass Spannungs- oder Überlastungsprobleme auftreten.

4) BESCHREIBUNG DES EXCEL-BERECHNUNGSTOOLS

Mithilfe der folgenden Schritte wird durch das Berechnungstool in Verbindung mit Überlegungen möglicher Ladestrategien sowohl Batteriegrösse für den E-Bus optimiert als auch die nötige Dauerleistung berechnet (besonders wichtig bei langen Bergstrecken) wodurch die standortspezifische Anforderungsliste entsteht. Um für eine Ausschreibung ein Pflichtenheft zu entwickeln wurde auch eine umfassende Liste möglicher Kriterien für E-Busse in Berggebieten entwickelt – der Kriterienkatalog, woraus für die lokalen Anforderungen und Wünsche relevante Informationen entnommen werden.

Das Berechnungstool ist eine Excel-Datei mit sieben Tabellenblättern (TB):

1. «Info» Anleitung zur Nutzung und Erklärung der Vorgehensweise.
2. «Eingabe» Hier werden die in Schritten 1 & 2 erhobenen Daten eingetragen.
3. «Verbrauch / km» Berechnet Energieverbrauch / km (MaxBel-Szenario).
4. «Eruierung Batterie» Berechnung Kapazität (MaxBel) unter Einbezug von Zwischenladungen.
5. «Verbrauch / km» Berechnet Energieverbrauch / km (Sommer-Szenario).
6. «Eruierung Batterie» Berechnung Kapazität (Sommer) unter Einbezug von Zwischenladungen.
7. «Anforderungsliste» kumuliert berechnete Daten (siehe Schritt 7).

Schritt 1 – Analyse der lokalen Bedingungen

Als Basis für die Berechnung der Batteriegrösse und Dauerleistung und somit der Definition der Anforderungsliste dient die Analyse der lokalen Bedingungen. Dies umfasst Daten zur Strecke und Fahrplan, als auch weiterer lokaler Bedingungen aus dem Regelbetrieb. Spezifische Informationen werden für die **Berechnung als Inputparameter** (im TB «Eingabe») benötigt, andere wiederum – insbesondere bezogen auf mögliche Zwischenladungs-Strategie, werden direkt im TB «Eruierung Batterie» eingegeben. Die Ergebnisse der Anforderungsliste, inklusive Faktoren aus dem Kriterienkatalog die an den Standort und die spezifischen Ansprüche Auftragsgebers angepasst sind, können daraufhin direkt in das Pflichtenheft überführt werden.

Daten zur Strecke

- Länge der Strecke pro Umlauf
- Durchschnittliche Steigung
- Durchschnittliche Geschwindigkeit

Daten zum Fahrplan

- Anzahl der Zwischenhalte pro Fahrt
- Anzahl der Fahrten pro Tag
- Anzahl Zwischenladung pro Tag (besonders im Winter – MaxBel-Szenario)
 - Wann (Ausreichende Entladung vor Ladevorgang)
 - Wo (Depot- oder Gelegenheitsladen entlang der Strecke)
 - Wie (Ladegeschwindigkeit - kWh bezogen auf Zeitspanne beziehungsweise um wieviel Prozent wird State of Charge erhöht)

Schritt 2 – Identifikation des maximalen Belastungsszenarios

Nebst den im ersten Schritt erhobenen Daten aus dem Regelbetrieb, ist in Berggebieten das Handhaben des maximalen Belastung Szenarios (MaxBel-Szenario) unter herausfordernden Bedingungen wichtig um auch an solchen Tagen den Betrieb zu gewährleisten.

Herausfordernde Strecken- und Klimaverhältnisse

- Anzahl langer Streckenabschnitte mit starker Steigung
- Durchschnittliche Länge der Streckenabschnitte mit starker Steigung
- Minimale Aussentemperatur
- Schneehöhe auf der Fahrbahn
- Schotterfahrbahn (relevant für Sommer-Szenario)

Maximales Gesamtgewicht des Busses

- Länge des Busses: 8m, 10m oder 12m
- Leergewicht des Busses
- Maximale Passagierzahl ohne Fahrer
- Anzahl Umläufe mit Verwendung von einer Walze, Pfluges oder Anhängers

Schritt 3 – Berechnung des Tagesenergiebedarfs

Die in Schritt 1 und 2 erhobenen Daten werden von der Input Tabelle automatisch in das Berechnungstool übertragen wo der den spezifischen Gegebenheiten angepasste Energieverbrauch pro Kilometer berechnet. Ausgehend von Referenzwerten aus der Praxis (Standard-Bedingungen) wird ein MaxBel-Szenario Zuschlag aufgerechnet³¹. Energieverbrauch pro km mal der täglichen Fahrleistung, ergibt den Tagesenergiebedarf des Busses - ohne Zwischenladung müsste die Batteriekapazität dem Tagesenergiebedarf entsprechen. Ebenso wurde in einem weiteren TB ein Sommer-Szenario abgebildet, welches auch direkt von Daten aus dem Eingabe-Blatt gefüttert wird.

Buslänge	Standardverbrauch
8 m bis <10 m	0,8 kWh/km
10 bis <13m	1 kWh/km
13 bis <18m	1,3 kWh/km

Auch wird die natürliche Alterung der Batterie beziehungsweise der Verlust der Kapazität pro Jahr im Berechnungstool mit eingerechnet.

Schritt 4 – Berechnung der Batteriegrösse und Dauerleistung

Durch Zwischenladungen tagsüber muss die Batterie den Tagesenergiebedarf nicht auf einmal decken können. Solche Zwischenladungen müssen sowohl im Ladekonzept als auch in der Disposition berücksichtigt werden.

Auf der Heuberge haben die Busse zur Mittagszeit, nach der Hälfte der täglichen Umläufe, eine längere Standzeit, welche sich für Zwischenladungen eignet. Mit heutiger Technik kann ein E-Bus bereits in weniger als 20 Minuten auf 80 % Ladezustand (SOC – State of Charge) gebracht werden.

Im Fallbeispiel der Heuberge wird eine Leistung von 150 kW anvisiert. Bei diesem iterativen Prozess sind folgende Angaben relevant:

- Anzahl der Zwischenladungen
- Dauer der jeweiligen Ladevorgänge
- Ladegeschwindigkeit (in kW)
- Erreichter Ladezustand (SOC)

Mit einer Zwischenladung nach dem 4. Umlauf mit dieser Leistung ergibt das Tool eine Reduktion auf eine tatsächlich benötigte Batteriekapazität von 165 kWh. Diese Berechnung bezieht sich auf nur wenige Tage im Winter - dem MaxBel-Szenario.

Die Busse in der Heuberge stehen nach jedem halben Umlauf mindestens 10 Minuten still. Um eine weitere Reduktion der Batteriekapazität zu prüfen, wurde eine 10-minütige Zwischenladung mit einer Ladeleistung von 150 kW betrachtet, wodurch sich eine neue erforderliche Batteriekapazität von 133 kWh.

Darüber hinaus ist im Fall Heuberge die erforderliche Dauerleistung besonders relevant, da die Busse während eines halben Umlaufs kontinuierlich bergauf fahren. Die hinterlegte Berechnungsformel ergab eine erforderliche Dauerleistung von 116 kW. Diese Leistung sollte das Antriebssystem über mindestens 20 Minuten konstant erbringen können, um sicherzustellen, dass das Fahrzeug unter den gegebenen Bedingungen zuverlässig die Bergstrecke bewältigt.

³¹ Plausibilisierung der berechneten Verbrauchswerte - Vergleich mit Daten aus dem bestehenden Betrieb, vornehmlich dem durchschnittlichen Kraftstoffverbrauch pro Fahrt. Mithilfe des Energiegehalts des Kraftstoffs sowie der Motor-Effizienz resultiert der Energieverbrauch der dem im Tool berechneten Tagesenergiebedarf gegenübergestellt wird.

5) ANFORDERUNGSLISTE

Position	Gewünschter Wert	Einheit
Gewicht		
Leergewicht	5,5 ¹	t
Zulässiges Gesamtgewicht	7,5 ²	t
Gesamtgewicht inkl. Anhängerlast	8,5 ³	t
Batterie inkl. Batteriedegradation		
Kapazität für MaxBel mit 80% SOC-Ladung	165 ⁴	kWh
Kapazität für MaxBel (1 x 80% SOC plus 1 x 25 kWh-Ladung /Tag)	133 ⁵	kWh
Batteriekapazität für Sommer ohne Ladung	160 ⁶	kWh
Batteriekapazität für Sommer mit 80% SOC-Ladung	89 ⁷	kWh
Motor		
Dauerleistung	116 ⁸	kW
Garantien & Service		
Batterie 80% SoH - State of Health	obligatorisch	
	8 - 200.000 ⁹	J - km

Anmerkungen:

¹ Ideal inklusive Gepäcksbox

² 75 kg / Passagier + Fahrer + bis zu 10 kg Gepäck pro Person, grosszügig aufrunden sinnvoll

³ Inklusive Anhängerlast von 1 000 kg

⁴ In extremen Zeiten (kalt & viele Umläufe): Annahme Laden zu Mittag +80% SoC und Nutzung Hänger / Pflug 3 Mal pro Tag

⁵ Szenario ⁴ Laden plus eine zusätzliche Ladung von 25 kWh vor dem letzten oder vorletzten Umlauf

⁶ Sommer-Info: Ladestrategie kein Laden – notwendige Batteriegrösse

⁷ Sommer-Info: Ladestrategie zu Mittag +80% SoC – notwendige Batteriegrösse

⁸ 12m Busse haben Dauerleistung von ca. 185kW, und müssen mindestens doppelt so viel Gewicht bewegen

⁹ Jahre beziehungsweise Kilometer - üblich: Gültigkeit solange bis einer der beiden Werte erreicht ist

6) PFLICHTENHEFT

Position	Gewünschter Wert Einheit		Toleranz
Fahrzeugaufbau & Antrieb			
Sitzplätze	22+1	Pers	-1 +4
Rollstuhlplatz	1	Platz	keine
Antrieb	100% Elektrisch		
Anzahl Achsen	2		
Anzahl angetriebener Achsen	2 (4x4)		
Differentialsperre	Notwendigkeit zu prüfen		
Antriebssystem	Zentralmotor		Radnabenmotor optional denkbar
Gewicht			
Leergewicht	5,5	t	oder weniger
Zulässiges Gesamtgewicht	7,5	t	oder weniger
Gesamtgewicht incl Anhängerlast	8,5	t	
Batterie			
Batterie Kapazität nutzbar	146	kWh	oder mehr
Zellchemie	LFP		optional NMC oder Alternativ
Ladegeschwindigkeiten			
Ladesystem	CCS		
Min. DC Ladeleistung	150	kW	zw 20-40% nicht unter 145kW
Max. Ladedauer bei 150 kW Ladestation 0 - 80% SOC	1	h	oder weniger
Min. AC Ladeleistung (3-phasig)	11	kW	pro 3 Phasen - optional 22 kW
Motor			
Dauerleistung	114	kW	+ 30 kW
Peak-Leistung	200	kW	+/- 30 kW
Rekuperation	wie Leistungsabgabe	kW	Retarder und One-pedal drive
Maße:			
Gesamtlänge	8000	mm	+ 5% / -10%
Gesamtbreite	2020	mm	+/- 10%
Gesamthöhe	2700	mm	+/- 15%
Radstand	4325	mm	+/- 15%
Bodenfreiheit	230	mm	+/- 5%
Wendekreis	15,60	m	oder weniger
Anhängerkupplung			
Max. Anhängerlast	1	t	oder mehr
Stützlast	150	kg	oder mehr
Schneeketten	Montierbarkeit		
Heizungssystem - Heizung/Lüftung/Klima (HLK)			
Systemtechnik	CO ₂ Wärmepumpe		oder andere
Sitzheizung	Fahrer obligatorisch		Fahrgast optional gewünscht
Garantien			
Batterie 80% SOH	obligatorisch		oder höherer Wert
	8 - 200.000	J - km	oder höherer Wert
Extras			
Gepäcksbox am Fahrzeugheck	1	Stk	obligatorisch
Verlängerte Anhängerkupplung	1	Stk	obligatorisch
Interieur	robust und langlebig		teilweise relevant
Service / Wartung	Intervalle / Kosten		& Distanz zu Servicestelle

7) KRITERIENKATALOG

1 - Daten zur Route und klimatische Bedingungen

Strecke Einfach

Gefahrene Kilometer pro Umlauf

Anzahl Zwischenhalte

Steigung Durchschnitt

Geschwindigkeit Durchschnitt (ohne Stops)

Tageswerte

Streckenumläufe pro Tag

Gefahrene Kilometer pro Tag

Anzahl Zwischenhalte pro Umlauf

Besonders lange Streckenabschnitte bergauf

Anzahl

Abschnitt durchschnittliche Länge

Klima

Minimale Aussentemperatur

Maximale Schneehöhe Fahrbahn

Fahrbahnoberfläche

2 - Daten Bus (Batterie - Fahrzeug)

Batterie

Verbrauchsdaten und Batterie-Informationen

Ausgangsbasis Grundverbrauch in kWh / km Schnitt

Verbrauch auf Strecke (Max-Bel)

Vergleichsrechnung Dieserverbrauch (Max-Bel))

Durchschnittliche Steigung

Tagesbedarf km

Energiebedarf / Tag

Generelle Anmerkung&spezifisch der Heuberge

Im Fall Heuberge 21,6 km Berg und Talfahrt von Fideris Saga nach Berghaus Arflina

100 Wh im Winter und 50 Wh im Sommer pro-Stop = Normverbrauch im ÖV: 3 Stops/km angenommen

Rekuperation möglich, bei Schneefahrbahn deutlich und Schotter etwas reduziert

Norm-ÖV-Strecken wird 45 km/h angenommen, je höher desto mehr Verbrauch und umgekehrt

Multiplikation der obigen Werte pro Strecke um Daten zur Tagesfahrleistung zu erhalten

Wie oft werden am Tag Streckenumläufe (21,6 km) gefahren

Gefahrene Kilometer pro Umlauf mal Anzahl der Umläufe

Wie oft hält der Bus pro Umlauf - Fall Heuberge: 1 Mal am Bergstandort

Längeren Streckenabschnitten 15 min bergauf über 8 %: Zusatz-Aufschlag & bzgl Dauerleistung relevant

Wie oft sind lange sehr steile Bergaufstrecken (>15 Min Fahrzeit)

Wie viele Kilometer geht es durchgehend bergauf

Tendenz: wärmer, E-Busse und Zellchemie muss an besonders kalten Tagen leistungsfähig sein

Reduzierte Rekuperation auf Schneefahrbahn im Winter bereits integriert

Reduzierte Rekuperation im Sommer durch weniger Reibung auf Schotter & geringere Traktion bergauf

0,8 kWh/km für Busse <10 m (Praxiswert) - 1,0 kWh/km zw 10m & 12,99m; 1,3 kWh/km zw 13 & 17,99m)

Mehrverbrauchs faktor multipliziert mit Normverbrauch + 20% für Verwendung Pflug/Hänger

Daten aus Bestand übernehmen - für Extremsituationen im Winter (Heuberge: 11 l Diesel pro Umlauf)

Übernommen aus Routenanalyse

Übernommen aus Routenanalyse

km / Tag multipliziert mit Max-Bel Mehrverbrauchs faktor

Benötigte Batteriekapazität inkl. Zwischenladung

Jahreskilometerleistung

Minimale Batteriekapazität neu

Maximale Reichweite (WLTP)

Nutzungsdauer

Herstellergarantie-Dauer

Antriebs Garantie

Zellchemie

Fahrzeugdaten

Fahrzeugaufbau und Antrieb

Sitzplätze

Stehplätze

Rollstuhlplatz

Max. Personenanzahl

Leergewicht

Zulässiges Gesamtgewicht

Gesamtgewicht inkl. Anhängerlast

Antriebsart

Anzahl Achsen

Anzahl angetriebener Achsen

Differentialsperre

Antriebssystem

Anzahl an Türen

Option spezieller Zustieg

Fahrzeug-Dimensionen

Gesamtlänge

Gesamtbreite

Gesamthöhe

Radstand

Idealerweise aus Bestand zu übernehmen

Extremsituationen im Winter + Sicherheits-Aufschlag bzgl SOH 80% (Garantie-Rahmens-Reserve)

Auf einem Rollenprüfstand im Labor simulierte standardisierte Reichweite

Sinnvoll: Im Rahmen der Garantie-Dauer bleiben

6 Jahre sollten nicht unterschritten werden

Minimum 200 000 km, oder 6 J - idealerweise 8 Jahre

LFP: Zyklenfester & langlebiger, ökologischer, billiger & sicherer: Brandgefahr bzw überladen

An bestehende / zukünftige Transport-Bedarfe angepasst

An bestehende / zukünftige Transport-Bedarfe angepasst

Rollstuhlplätze: gesetzliche Vorgaben beachten - ev konvertierbar: 1-2 Sitzplätze oder 3-4 Stehplätze

Sitzplätze + Stehplätze + Fahrer

Inklusive der Aufbauten für Gepäck

Annahme - 75 kg / Passagier + Busfahrer (1725 kg) bis zu 10 kg Gepäck pro Person

Annahme 1 t Anhänger

Hier ist 100% elektrisch das Ziel, jedoch auch Fuel Cell bzw H₂ in Zukunft relevant

Bei der angestrebten Buslänge sind 2 Achsen Standard

4 WD Allwheeldrive - in den Alpen für Busse abseits der Hauptverkehrsrouten präferiert

Normalerweise bei Allrad wird von einer vernünftigen Steuerung ausgegangen

Zentralmotor präferiert: besonders bzgl Wartung und Probleme mit Schnee

Meist ähnlich dem Bestand, jedoch an neue Regulierungen anzupassen

z.B. für Rollstuhl, oder auch bezogen auf innovative Optionen wie Luftvorhang

Meist ähnlich Bestand, Anhand Kurvenradien der Strecke & des Ladeparks standortgemäss anpassen

Vorgabe aus Bestand, bei Neuplanung Ladepark oder Routen - müssen Anforderungen der Strecke (Engstellen / Kurvenradien etc) als auch das Park-design darauf abgestimmt sein

Bodenfreiheit

Wendekreis

Motor

Dauerleistung

Peak-Leistung

Rekuperation

Max Geschwindigkeit

Heizungssystem - Heizung/Lüftung/Klima (HLK)

Systemtechnik

Sitzheizung

Eigene Klimatisierung für Fahrer

Extras

Montierbarkeit von Schneeketten

Gepäcksbox am Fahrzeugheck

Verlängerte Anhängerkupplung

Interieur

Service / Wartung

Fahrgestell & Karosserie

Bildschirme für Fahrgastinformation

Fahrassistenzsystem / Telematik

Bordnetz und Elektronik

Konnektivität und Vernetzung (WiFi etc)

Interne Anschlüsse

Farbe

Relevant besonders im Winter, muss mit Zustieg in das Fahrzeug abgestimmt werden

Länge und Radstand - Relevanz bzgl Strecke und auch Design von Depot und Ladepark

12m Busse haben Dauerleistung von ca 185kW, bei 8m Bussen sind 120kW gefragt

Ausreichend für Anfahrt - derzeitige Diesel Modelle: 120 kW

One-pedal drive als Option relevant bzgl Sicherheit für Schneefreie Zeit

Bei Überland-Bussen ev relevant, jedoch meist Max. Geschwindigkeit für Busse vorgegeben

CO₂ Wärmepumpe; zusätzl. Innenheizung mit fossilen Brennstoffen sollte vermieden werden

Fahrer obligatorisch

Sinnvoll umsetzbar eher bei Bussen die eine abgegrenzten Fahrerkabine haben

In den Alpen wichtig - besonders im ländlich-Alpinen Bus-Transport

Im Fall Heuberge wichtig um Gepäck und Winterausrüstung zu transportieren

Im Falle einer Gepäcksbox oder anderen Aufbauten: nur lange Anhängerkupplung möglich

Falls spezielle Anforderungen bestehen muss verhandelt werden - genereller Fokus: Robustheit

Info kommt von Anbietern. Anfrage Servicepaket (inkl. bzw exkl. Verschleiss)

An bestehende Busse angepasst

Können Werbung, Nachrichten und Fahrinformationen liefern - für Heuberge nicht relevant

Rekuperation an anderer Stelle betrachtet

Ambition / Kompetenz im Betrieb identifizierte Fehler beheben, bzw künftige updates zu integrieren

USB vielerorts im öV bereits Standard, WiFi derzeit nur beim Zug

USB und auch andere Optionen

Für Werbezwecke ist Bekleben von Bussen eine Option, eigene Farbwahl bei Bedarf beanspruchen

3 - Informationen zu Laden inkl Strategie

Mögliche Zwischenladezeiten

Standorte für Zwischenladungen

Für Heuberge, die Standzeit zu Mittag wird im Winter für Zwischenladung genutzt

Für Heuberge, sowohl das Depot im Tal, als auch der Bergstandort

Max. Dauer Zwischenladung
Min. Ladegeschwindigkeit
Ladestandard
kalkulierte Strommenge Zwischenladung
Dynamisches Monitoring
Option Bi-direktionale Ladefähigkeit
Maximale Reichweite (WLTP)

Laden von 10-80% sollte in 1h möglich sein mit 150kW-Ladern
Limitierungen Fahrzeug- als auch Ladestation / Netzseitig
CCS - Combined Charging System, EU-Standard für das Laden von E-Fahrzeugen bis 350 kW
10 Min Zwischenladung sollte 25 kWh Betankung ermöglichen mit 150kW-Ladern
Optimierbare Ladekoordination um nötige Anschlussleistung zu minimieren
Wünschenswert: BMS lässt bereits Bi-direktionales laden DC-seitig zu; über AC: nicht realistisch
Ausschlaggebend bei Standard Strecken. Dieses Projekt hat diesbezüglich einen alternativen
Batterie-Streckenverbrauch Ansatz verwendet
