



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech

Schlussbericht vom 30. August 2024

V2X Suisse



V2X  **Suisse**®



Datum: 30. August 2024

Ort: Bern

mobility



tiko



HONDA

novatlantis
nachhaltigkeit | wissenstransfer



Subventionsgeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Subventionsempfänger/innen:

- Mobility Genossenschaft
Suurstoffi 16, 6343 Rotkreuz, mobility.ch
- Honda Schweiz AG
Rue de la Bergère 5, 1242 Satigny-Genève, honda.ch
- Honda R&D Europe (Deutschland) GmbH (Partner ohne Subventionierung)
Carl-Legien-Strasse 30, D-63073 Offenbach, honda.de
- sun2wheel AG
Grammetstrasse 14, 4410 Liestal, sun2wheel.com
- EVTEC AG
Renglochstrasse 19, 6012 Kriens-Obernau, evtec.ch
- tiko Energie Solutions AG
Pflanzschulstrasse 7, 8004 Zürich, tiko.energy
- novatlantis gmbh
Technoparkstrasse 1, 8005 Zürich, novatlantis.ch

Autorinnen und Autoren:

- Marco Piffaretti, M.Piffaretti@mobility.ch, Reto Meier, R.Meier@mobility.ch, Pascal Barth, P.Barth@mobility.ch, Claudio Limacher, C.Limacher@mobility.ch
- Martin Stadie, martin_stadie@de.hrdeu.com, Jonathan Kreusel, jonathan_kreusel@de.hrdeu.com
- Sandro Schopfer, sandro.schopfer@sun2wheel.ch
- Markus Kramis, m.kramis@evtec.ch, Roman Moser, r.moser@evtec.ch
- Aby Chako, aby.chacko@tiko.energy
- Dominik Erne, Dominik.Erne@honda-eu.com
- Regina Flury, regina.flury@novatlantis.ch, Dr. Anna Roschewitz, anna.roschewitz@novatlantis.ch
- Dr. Annegret Stephan, astephan@ethz.ch

BFE-Projektbegleitung:

Karin Söderström, karin.soederstroem@bfe.admin.ch
Alois Freidhof, alois.freidhof@bfe.admin.ch
Luca Castiglioni, luca.castiglioni@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/502316-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren und Autorinnen dieses Berichts verantwortlich.

Quelle Titelbild: Mobility Genossenschaft 2021



Zusammenfassung

Im Pilot- und Demonstrationsprojekt «V2X Suisse» (2021–2024) testete die Mobility Genossenschaft zusammen mit sechs Partnerfirmen das Potenzial von bidirektionalen Elektroautos als Energiespeicher und ihren Beitrag zur Netzstabilität sowie mögliche Geschäftsmodelle dieser Technologie.

Im Projekt wurden schweizweit 50 bidirektionale Honda e von Honda Suisse und 40 Ladestationen von EVTEC – davon 30 einfache Power Manager und 10 neu entwickelte doppelte Due – an 39 öffentlichen Standorten in das Carsharing-Netz von Mobility integriert. Bis Ende März 2024 hatten Kundinnen und Kunden mit den Fahrzeugen bereits mehr als 800'000 Kilometer zurückgelegt. Wenn die Fahrzeuge jedoch nicht gefahren und auch nicht geladen wurden, standen die gepoolten Batterien als grosser virtueller Speicher für Netz-Dienstleistungen zur Verfügung.

Dafür wurde von sun2wheel eine Software-Plattform entwickelt. Diese regelte im System sämtliche Informationsflüsse zwischen dem Buchungssystem von Mobility, den Ladestationen und den Honda e sowie den drei Abnehmern der Flexibilität ÜNB (tiko für Swissgrid), Verteilnetzbetreibern sowie ZEV-Arealen.

Der Flexibilitätsaggregator tiko erfüllte 2023 die technischen Anforderungen der Schweizer Netzbetreiberin Swissgrid für Systemdienstleistungen für Primär- sowie Sekundärregelleistung. Dies war nicht nur eine Schweizer Premiere, sondern auch eine Weltpremiere, da erstmals mit einer dezentralen Flotte von bidirektional ladenden Elektroautos in einem Carsharing-Pool mit CCS-Combo2-Standardsteckern Cloud to Cloud die Anforderungen für Systemdienstleistungen erfüllt wurden.

Konkret bedeutete dies, dass das gesamte schweizweite System von Softwareplattform, Ladestationen, e-Autos und bidirektionalen Batterien in weniger als zwei Sekunden auf ein Signal reagieren konnte, um Netzschwankungen auszugleichen. Angesichts von Diskussionen über Netzengpässe, Strommangellage und Netzausbau ist dies ein wichtiger Erfolg, der das Potenzial von bidirektionaler Ladetechnik unterstreicht.

Unter der Leitung von Honda R&D wurde ein Data Storage System aufgebaut, in welches die technischen, organisatorischen und wirtschaftlichen Projektdaten einflossen. Es stellte die Basis für die Auswertung des Gesamtprojektes dar.

Durch die Systemdienstleistungen könnten realistisch zusätzliche Einnahmen von ca. 600.– CHF pro Fahrzeug und Jahr generiert werden. Die untersuchten Geschäftsmodelle zeigen, dass die Mehrkosten der V2X-Technologie aktuell mit den erwarteten Einnahmen nicht gedeckt werden können. Unter den derzeitigen technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen gibt es folglich kein rentables Geschäftsmodell.

Der Wissens- und Technologietransfer durch novatlantis und die wissenschaftliche Begleitforschung durch die ETH Zürich unterstützten im Rahmen verschiedener Workshops und Methoden den internen und externen Transfer sowie das Forschungsverständnis von den Treibern und Barrieren des Projektes.

Résumé

En collaboration avec six entreprises partenaires, Mobility Société Coopérative a mené un projet pilote et de démonstration « V2X Suisse » (2021 – 2024). Cette expérience avait pour but d'évaluer le



potentiel des voitures électriques en tant qu'unité de stockage d'énergie, l'impact sur la stabilité du réseau électrique et les possibilités de commercialisation de cette technologie.

Ce projet pilote se composait de 50 véhicules électriques bidirectionnels Honda e fournis par Honda Suisse et de 40 bornes de recharge EVTEC, dont 30 bornes simples et 10 bornes doubles réparties sur 39 emplacements du réseau d'autopartage Mobility dans toute la Suisse. Jusqu'à fin mars 2024, les clients Mobility avaient déjà parcouru plus de 800'000 kilomètres avec ces véhicules. Cependant, lorsque les véhicules étaient à l'arrêt et branchés sans être rechargés, l'ensemble de leurs batteries servaient de grande réserve d'énergie virtuelle pour les fonctions du réseau.

Une plateforme logicielle a été développée à cet effet par sun2wheel. Celle-ci a coordonné les flux d'informations entre le système de réservation de Mobility, les stations de recharge et les Honda e ainsi que les trois acheteurs de flexibilité d'énergie GRT (tiko pour Swissgrid), les gestionnaires de réseau de distribution et les RCP (regroupement consommation propre).

En 2023, l'agrégateur de flexibilité tiko a rempli les conditions techniques requises par le gestionnaire de réseau Suisse Swissgrid pour la fourniture de services système de réglage de puissance primaire et secondaire. Il ne s'agissait pas seulement d'une première en Suisse, mais aussi d'une première mondiale, puisque c'était la première fois qu'une flotte de voitures électriques décentralisées équipées d'une capacité de recharge bidirectionnelle dans un pool d'autopartage utilisant des connecteurs standard CCS Combo2 Cloud to Cloud répondait au cahier des charge du service système de swissgrid.

En d'autres termes, l'ensemble du système suisse composé de logiciels, de stations de recharge, de voitures électriques et de batteries bidirectionnelles était capable de répondre à un signal en moins de deux secondes pour équilibrer les variations du réseau.

Sous la supervision de Honda R&D, un système de stockage de données a été établi, comprenant les données techniques, organisationnelles et économiques du projet. Il a constitué la base d'évaluation de l'ensemble du projet.

Les services système pourraient raisonnablement rapporter des recettes supplémentaires d'environ 600 CHF par véhicule chaque année. D'après l'analyse des modèles commerciaux, les coûts additionnels de la technologie V2X ne peuvent pas encore être couverts par les recettes attendues. Dans le cadre technique et réglementaire actuel, il n'y a ainsi pas de modèle d'affaires rentable.

Le transfert de connaissances et de technologies de la part de novatlantis ainsi que l'accompagnement scientifique de l'ETH Zürich ont contribué, dans le cadre de différents ateliers et de méthodes de transfert interne et externe, à la compréhension des éléments favorables et défavorables à ce projet de recherche.

Summary

In the «V2X Suisse» pilot and demonstration project (2021 – 2024), the Mobility Cooperative and six partner companies tested the potential of bidirectional electric cars as energy storage systems and their contribution to grid stability, as well as possible business models for this technology.

In the project, 50 bidirectional Honda e from Honda Suisse and 40 charging stations from EVTEC – including 30 single Power Managers and 10 newly developed double Due – were integrated into Mobility's car-sharing network at 39 public locations throughout Switzerland. By the end of March



2024, customers had already covered more than 800'000 kilometres with the vehicles. However, when the vehicles were not being driven or charged, the pooled batteries were available as a large virtual storage facility for network services.

A software platform was developed by sun2wheel for this purpose. This platform regulated all information flows in the system between Mobility's booking system, the charging stations and the Honda e as well as the three flexibility consumers – the transmission system operation (tiko for Swissgrid), distribution grid operators and ZEV (own consumption) areas.

In 2023, the flexibility aggregator tiko met the technical requirements of the Swiss grid operator «Swissgrid» for ancillary services, primary and secondary control power. This was not only a Swiss premiere, but also a world premiere, as the requirements for ancillary services were met for the first time with a decentralized fleet of bidirectionally electric cars in a car-sharing pool with CCS Combo2 Cloud to Cloud standard plugs.

Specifically, this meant that the entire Switzerland-wide system of software platform, charging stations, e-cars and bidirectional batteries could respond to a signal in less than two seconds to compensate for grid fluctuations. In consideration of discussions about grid bottlenecks, power shortages and grid expansion, this is an important success that emphasizes the potential of the bidirectional charging technology.

A data storage system was set up under the direction of Honda R&D, into which the technical, organizational and economic project data was incorporated. It formed the basis for the evaluation of the overall project.

The system services could realistically generate additional income of around CHF 600.– per vehicle per year. The analyzed business models show, that the additional costs of V2X technology currently can't be covered by the expected revenue. Consequently, there is no profitable business model under the current technical and regulatory framework conditions.

The knowledge and technology transfer by novatlantis and the accompanying scientific research by ETH Zurich supported the internal and external transfer as well as the research understanding of drivers and barriers of the project within the framework of various workshops and methods.

Sintesi

Nel progetto pilota e dimostrativo «V2X Suisse» (2021–2024), la Cooperativa Mobility e sei aziende partner hanno testato il potenziale delle auto elettriche bidirezionali come sistemi di accumulo di energia e il loro contributo alla stabilità della rete, nonché i possibili modelli di business per questa tecnologia.

Nell'ambito del progetto, 50 Honda e bidirezionali di Honda Suisse e 40 stazioni di ricarica di EVTEC – tra cui 30 Power Manager singoli e 10 doppi Due di nuova concezione – sono stati integrati nella rete di car sharing di Mobility in 39 luoghi pubblici in tutta la Svizzera. Alla fine di marzo 2024, i clienti avevano già percorso più di 800.000 chilometri con i veicoli. Tuttavia, quando i veicoli non venivano guidati o caricati, le batterie in comune erano disponibili come un grande magazzino virtuale per i servizi di rete.

A questo scopo sun2wheel ha sviluppato una piattaforma software. Questa regolava tutti i flussi di informazioni nel sistema tra il sistema di prenotazione di Mobility, le stazioni di ricarica e la Honda e,



nonché i tre consumatori di flessibilità – il TSO (tiko per Swissgrid), i gestori della rete di distribuzione e le aree ZEV.

Nel 2023, l'aggregatore di flessibilità tiko ha soddisfatto i requisiti tecnici dell'operatore di rete svizzero Swissgrid per i servizi ausiliari per la potenza di controllo primaria e secondaria. Non si è trattato solo di una prima svizzera, ma anche di una prima mondiale, poiché i requisiti per i servizi ausiliari sono stati soddisfatti per la prima volta con una flotta decentralizzata di auto elettriche a ricarica bidirezionale in un car sharing con spine standard CCS Combo2 Cloud to Cloud.

In particolare, ciò significa che l'intero sistema svizzero di piattaforma software, stazioni di ricarica, auto elettriche e batterie bidirezionali è in grado di rispondere a un segnale in meno di due secondi per compensare le fluttuazioni della rete. Alla luce delle discussioni sui colli di bottiglia della rete, sulla carenza di energia e sull'espansione della rete, questo è un successo importante che sottolinea il potenziale della tecnologia di ricarica bidirezionale.

Sotto il coordinamento di Honda R&D è stato creato un sistema di archiviazione dati in cui sono stati inseriti i dati tecnici, organizzativi ed economici del progetto. Questo sistema ha costituito la base per la valutazione del progetto complessivo.

I servizi di sistema potrebbero realisticamente generare un reddito aggiuntivo di circa 600.– franchi per veicolo all'anno. I modelli commerciali analizzati mostrano che i costi aggiuntivi della tecnologia V2X non possono attualmente essere coperti dai ricavi previsti. Di conseguenza, nel periodo del progetto non è risultato un modello di business redditizio nelle condizioni tecniche e normative di allora.

Il trasferimento di conoscenze e tecnologie da parte di novatlantis e la ricerca scientifica di accompagnamento da parte del Politecnico di Zurigo hanno supportato il trasferimento interno ed esterno, nonché la comprensione dei fattori trainanti e degli ostacoli del progetto nell'ambito di vari workshop e metodi.

Take-home messages

1. Im Projekt konnte der erfolgreiche technische und organisatorische Einsatz von 50 bidirektionalen Elektrofahrzeugen in einer Carsharing-Flotte in der Praxis gezeigt werden.
2. Die technische Präqualifikation von Elektrofahrzeugen mit CCS-Standard zur Erbringung von Systemdienstleistungen für Primär- und Sekundärregelleistung über eine cloud-to-cloud Verbindung ist eine Schweizer und Welt-Premiere.
3. Die Quantifizierung des finanziellen V2X-Nutzens führte zu Resultaten von bis zu 2'000.– CHF pro Carsharing-Fahrzeug mit +/- 10 kW Lade- und Entladeleistung und Jahr. Als realistischen Wert (ohne Preisausschläge) wird jedoch ca. 600.– CHF pro Jahr und Fahrzeug geschätzt.
4. Die aktuell hohen Mehrkosten und der regulatorische Kontext erlauben heute noch kein rentables Geschäftsmodell für den Einsatz der V2G-Technologie in einer Carsharing-Flotte.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	3
Résumé.....	3
Summary	4
Sintesi.....	5
Take-home messages	6
Inhaltsverzeichnis	7
Abbildungsverzeichnis	9
Tabellenverzeichnis	10
Abkürzungsverzeichnis und Glossar	11
1 Einleitung	13
2 Ausgangslage und Hintergrund.....	13
3 Ziele, Fragestellungen und assoziierte Projekte	14
3.1 Projektziele	14
3.2 Fragestellungen	14
3.3 Assoziierte Projekte	15
4 Projektaufbau und Anlagenbeschrieb.....	16
4.1 Standorte und Carsharing	17
4.2 Bidirektionale Honda e	19
4.3 Ladestationen und Energieflüsse	20
4.3.1 Ladestation – AC-Stromnetz	22
4.3.2 Ladestation – Fahrzeug.....	22
4.3.3 Ladestation – Backend EVTEC	22
4.4 Datenflüsse und Schnittstellen	22
4.4.1 Mobility KundInnen – Buchungssystem Mobility – Auto.....	22
4.4.2 Buchungssystem Mobility – V2X Plattform.....	23
4.4.3 Auto – Ladestation.....	23
4.4.4 Markt – Aggregator – V2X Plattform	23
4.4.5 ZEV – V2X Plattform	23
4.4.6 Verteilnetzbetreiber – V2X Plattform	24
4.5 Flexibilitäten und Anwendungsfälle	25
4.5.1 Übertragungsnetzbetreiber	25
4.5.2 Verteilnetzbetreiber	26
4.5.3 Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ZEV	27
4.6 Data Storage System	28



5	Vorgehen und Methode	29
5.1	Standortentwicklung	29
5.2	Entwicklung Due-Ladestation	30
5.2.1	Entwicklungsphasen	30
5.2.2	Entwicklung Mechanik	30
5.2.3	Entwicklung Elektronik	31
5.2.4	Entwicklung Software	31
5.2.5	Steuerung durch sun2wheel und Datenerhebung über OCPP	32
5.2.6	V2X-Plattform und Kommunikationskanäle	32
5.2.7	Ladestation – V2X Plattform	35
5.3	Data Storage System	36
5.3.1	Definition der zu erfassenden Daten	36
5.3.2	Konzeption und Entwicklung	37
5.3.3	Prüfung zur Einhaltung rechtlicher Rahmenbedingungen	38
5.3.4	Kontinuierlicher Betrieb	38
5.4	Flexibilitäten	39
5.4.1	Übertragungsnetz	40
5.4.2	ZEV	48
6	Ergebnisse und Diskussion	49
6.1	Technische Machbarkeit	49
6.1.1	V2X- und Carsharing-Betrieb	49
6.1.2	Ladestationen und Gesamteffizienz	52
6.1.3	V2X Plattform	53
6.2	Zuverlässigkeit Anlagenkomponenten	55
6.2.1	Auto	55
6.2.2	Ladestationen	56
6.2.3	V2X Plattform	58
6.3	Flexibilitäten	59
6.3.1	FCR	59
6.3.2	aFRR	61
6.3.3	Day-Ahead Optimierung	62
6.3.4	Flexibilitätsbeitrag nach Standort	62
6.4	Business Modelle und finanzieller V2X-Nutzen	64
6.4.1	Mehrkosten bidirektionale Flotte	64
6.4.2	Einnahmen	66
6.4.3	Business Modelle und wirtschaftliches Fazit	71
7	Wissens- und Technologietransfer	75
7.1	Wissenschaftliche Begleitung	75
7.2	Nationale Zusammenarbeit	75



7.3	Kommunikation	76
8	Schlussfolgerungen und Fazit	78
9	Ausblick	81
10	Anhang	83
10.1	Kurzbericht wissenschaftliche Begleitung V2X Suisse zu «Kollaboration im Projekt V2X-Suisse: Treiber und Barrieren»	83
10.2	Technische Details und Zusatzinformationen	88
10.2.1	Verteilung der Standorte auf der Schweizer Karte	88
10.2.2	Mobility-Anleitung Honda e	89
10.3	Standortauswertung	93

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: V2X Suisse Anwendungsfälle, assoziierte Projekte und involvierte Institutionen	15
Abbildung 2: Projektphasen V2X Suisse	16
Abbildung 3: Infografik V2X Suisse	17
Abbildung 4: Honda e am Mobility-Standort Bahnhof Bern	18
Abbildung 5: Position der Ladebuchse des Honda e in der Front mittig	20
Abbildung 6: Bidirektionale Ladestation «Honda Power Manager»	21
Abbildung 7: Steuerungsprinzip mit Rundsteuersignalen	24
Abbildung 8: Anwendungsfälle für die Erbringung von Systemdienstleistungen	25
Abbildung 9: Energieflüsse (A) und finanzieller Wert (B) bei Eigenverbrauchsoptimierung	27
Abbildung 10: V2X Plattform mit den relevanten Datenflüssen	32
Abbildung 11: Details der V2X-Plattform-Frontend für die technische Aggregation der Fahrzeug-Flexibilität	33
Abbildung 12: Konzept Data Storage System	37
Abbildung 13: Aufbau Data Storage System	37
Abbildung 14: Technisches Schema Angebot von Flexibilität	39
Abbildung 15: Darstellung Mobility-Mode und Flex-Mode	40
Abbildung 16: Leistungsverlauf einer Frequenzabweichung von -200mHz für Lieferung von FCR	40
Abbildung 17: Testsignal mit Toleranzbändern für Lieferung von negativer und positiver aFRR	41
Abbildung 18: Auszug aus dem Swissgrid Präqualifikationstest: Auswertung für FCR	42
Abbildung 19: Auszug aus dem Swissgrid Präqualifikationstest: Auswertung für aFRR	42
Abbildung 20: Dashboard vom FCR-Betrieb	44
Abbildung 21: Dashboard vom FCR-Betrieb – vergrößerte Ansicht	44
Abbildung 22: Konzept von aFRR-Leistungsausschreibung und Energieausschreibung	45
Abbildung 23: Dashboard vom aFRR-Betrieb	46
Abbildung 24: Das Konzept der Day-Ahead-Optimierung	47
Abbildung 25: Das Dashboard vom Day-Ahead-Betrieb	47
Abbildung 26: Messung im ZEV	48



Abbildung 27: V2X- und Carsharingbetrieb.....	49
Abbildung 28: Einsteckquote bei der Fahrzeugrückgabe	50
Abbildung 29: Heatmap Verteilung Pick-up SOC.....	51
Abbildung 30: Histogramm Pick-Up SOC	51
Abbildung 31: Vergleich Pick-up SOC V2X-Tests.....	52
Abbildung 32: Typische Verteilung der Phasen Flex-Mode und Mobility-Mode	54
Abbildung 33: Regelzeit/Sprungantworten im Betrieb (4 Uhr morgens)	54
Abbildung 34: Darstellung der Keep-Alive Signale (kleine, regelmässige Spitzen nach unten)	55
Abbildung 35: Honda e V2X-Funktionsbereich (schematisch).....	55
Abbildung 36: Zuverlässigkeit der Ladestationen	56
Abbildung 37: Anzahl Fehlermeldungen	57
Abbildung 38: EV-Verfügbarkeit innerhalb einer Woche für FCR	60
Abbildung 39: EV-Verfügbarkeit innerhalb eines Jahres für FCR	60
Abbildung 40: Mögliche FCR-Leistung für 4-Stunden-Blöcke.....	61
Abbildung 41: EV-Verfügbarkeit innerhalb einer Woche für aFRR	61
Abbildung 42: Mögliche aFRR-Leistung für 1-Stunden-Blöcke.....	62
Abbildung 43: Eigenverbrauchsbetrieb mit bidirektionaler Ladestation	68
Abbildung 44: Mehrkosten und Einnahmen im Vergleich	71
Abbildung 45: Der Honda e mit Projekt-Logo und Branding	76
Abbildung 46: Die Ladestationen mit Projekt-Logo und Branding	77
Abbildung 47: Philippe Müller, BFE, und Roland Lötcher, CEO Mobility, bei der offiziellen Einweihung des Projektes V2X Suisse in Bern	82
Abbildung 48: Merkmale erfolgreicher sektorenübergreifender Kooperationsprojekte.....	84
Abbildung 49: Auswahl an Herausforderungen während verschiedener Projektphasen.....	86
Abbildung 50: Karte Standorte Honda e	88

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Standorte Honda e und Anwendungsfall.....	18
Tabelle 2: Zustände Rundsteuersignale und ihre Bedeutung	24
Tabelle 3: Produktübersicht FCR, aFRR und Day-Ahead	26
Tabelle 4: Datenkonzept: Fragestellungen und Zuständigkeiten	36
Tabelle 5: Beispiel Betriebsplan für Testbetrieb.....	43
Tabelle 6: Fahrzeuge im ÜNB-Anwendungsfall	63
Tabelle 7: Zusammenstellung der Mehrkosten	65
Tabelle 8: FCR-Durchschnittspreise und Einnahmen pro EV	67
Tabelle 9: aFRR-Durchschnittspreise und Einnahmen pro EV je nach SOC	67
Tabelle 10: aFRR-Durchschnittspreise und Einnahmen pro EV bei stabilen Marktverhältnissen	67
Tabelle 11: Einnahmen Day-Ahead-Optimierung	68
Tabelle 12: Generierte Einsparungen und Einnahmen aus dem ZEV-Betrieb	69
Tabelle 13: Mögliche V2X-Einnahmen.....	70
Tabelle 14: Zukünftige Mehrkosten bei 3'000 Fahrzeugen	72
Tabelle 15: Zukünftige Mehreinnahmen bei 3'000 Fahrzeugen.....	73



Abkürzungsverzeichnis und Glossar

AC	Alternating Current (Wechselstrom)
aFRR	automatic Frequency Restoration Reserve, Sekundärregelleistung für die entsprechende Regelzone. Sie löst die Primärregelreserven innert Minutenfrist ab und wird manuell durch Tertiärregelleistungen abgelöst.
AWS	Amazon Web Services
barista	Software zur dynamischen Steuerung der Ladestationen
BFE	Bundesamt für Energie
BMS	Battery Management System (Batterie-Management-System)
CHAdemo	Typ von Ladestecker am Fahrzeug. Akronym für «CHArge de MOve» (Laden zum Bewegen). Teil des japanischen Satzes «Ocha demo ikaga desuka» (Wie wär's mit einer Tasse Tee?) als Hinweis auf eine mögliche Zeitnutzung während des Ladevorgangs.
CCS	Combined Charging System (kombiniertes Ladesystem) ist ein internationaler Ladestandard für batterie-elektrische Fahrzeuge
C-Wert	Der C-Wert gibt an, wie schnell eine Batterie im Verhältnis zu ihrer Kapazität geladen oder entladen wird. Ein C-Wert von 1 bedeutet vollständiges Laden oder Entladen in einer Stunde. Der C-Wert hilft, die Belastung und Alterung der Batterie zu bewerten.
DC	Direct Current (Gleichstrom)
DC-Laden	Da die Batterie des Elektroautos nur Gleichstrom (DC) aufnehmen kann, muss der Wechselstrom (AC) aus dem Netz vorher umgewandelt werden. Wird dieser Prozess von einem Gleichrichter in der Ladestation übernommen, handelt es sich um das sogenannte DC-Laden.
DSGVO	Datenschutz-Grundverordnung der EU
DSO	Distribution System Operators, Verteilnetzbetreiber (hier EVU)
DSS	Data Storage System
ECU	Electric Control Unit (Steuergerät)
EV	Electric Vehicle (batterie-elektrisches Fahrzeug, kurz: Elektrofahrzeug)
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EWG	Energie – Wirtschaft – Gesellschaft
FCR	Frequency Containment Reserves (Primärregelleistung). Diese steht typischerweise in wenigen Sekunden nach einem Ereignis (z.B. Ausfall eines Kraftwerkes) zur Verfügung. Sie ist dezentral über Kontinentaleuropa verteilt und stabilisiert die Frequenz.
FI-Schalter	Fehlstromschalter, «F» steht für das Wort Fehler und «I» für das Formelzeichen der elektrischen Stromstärke.
GDPR	General Data Protection Regulation (Datenschutz-Grundverordnung der EU)
GWP20	Global warming potential auf 20 Jahre
GRT	gestionnaire de réseau de transport
HAK	Hausanschlusskasten
HEV TCP	Hybrid and Electric Vehicle Technology Collaboration Programme
ICT-System	Information and communications technology system
IT-Plattform	Informations-Technologie-Plattform



IP-Rechte	Intellectual Property Rights
KTT	Knowledge & Technology Transfer
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
mFRR	manual Frequency Restoration Reserves (Tertiärregelleistung)
MIV	Motorisierter Individualverkehr
MQTT	Message Queuing Telemetry Transport: Offenes Netzwerkprotokoll für die Übertragung von Daten zwischen Geräten. Ein MQTT-Server («Broker») hält die gesamte Datenlage seiner Kommunikationspartner und kann so als Zustands-Datenbank benutzt werden.
Netzdienlich	V2G für Verteilnetzbetreiber (VNB)
NDA	Non-Disclosure Agreement
NAM	Nicht amortisierbare Mehrkosten
OCP	Open Charge Point Protocol (Offener Ladepunkt Kommunikationsstandard): Protokoll, das die Kommunikation zwischen Ladestationen und Elektroautos und einem zentralen Managementsystem standardisiert.
P&D-Projekt	Pilot- und Demonstrationsprojekt
Pub/Sub	Publish / Subscribe Messaging: Asynchrone Kommunikationsmethode
RCP	regroupement consommation propre
RSE	Rundsteuerempfänger
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (Überwachung, Steuerung und Datenerfassung)
SOC	State Of Charge
SOH	State Of Health
Sospeso&charge Due	Doppelte bidirektionale Ladestation von EVTEC (kurz: die Due)
Systemdienlich	V2G für Übertragungsnetzbetreiber (Swissgrid)
TRS	Technologiereifestufe
TSO	Transmission System Operators, Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
V2G	Vehicle to grid (Vernetzung von EVs untereinander und mit dem Stromnetz)
V2X	Vehicle to everything (Vernetzung von EVs untereinander und mit ihrer Umwelt)
VIN-Nr.	Vehicle Identification Number
VNB	Verteilnetzbetreiber
VPP	Virtual Power Plant, virtuelles Kraftwerk
WP	Work Package
WTT	Wissens- und Technologietransfer
ZEV	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch



1 Einleitung

Der Ausbau erneuerbarer Energien als zentraler Pfeiler der Energiestrategie und des Netto-Null-Ziels des Bundes ist mit erheblichen technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen verbunden. Wetterabhängige Produktionsspitzen und -baissen sowie die dezentrale Einspeisung von Photovoltaikstrom ins Netz, kombiniert mit der Elektrifizierung des Individual- und Güterverkehrs und dem damit im Vergleich zu heute vielfach höheren Strombedarf, erfordern umfassende Lösungen auf verschiedenen Ebenen. Die Integration mobiler Energiespeicher (Batterien) ins Stromnetz, der Einsatz intelligenter Steuerungssysteme, die Schaffung geeigneter wirtschaftlicher Rahmenbedingungen und Anreize, die Bereitstellung der für das bidirektionale Laden notwendigen Fahrzeuge und Ladestationen sowie die Bewältigung administrativer und organisatorischer Anforderungen sind entscheidend. Nur ein reibungsloses Zusammenspiel dieser Faktoren kann zur Stabilisierung der Netze und zum Nutzen des Gesamtsystems beitragen. Gleichzeitig eröffnen sich durch die bidirektionale Einbindung von Fahrzeugen ins Netz neue Geschäftsmodelle. Das Pilot- und Demonstrationsprojekt V2X Suisse untersuchte, ob und unter welchen Voraussetzungen solche Geschäftsmodelle für einen Flottenbetreiber wie Mobility realisierbar sind.

2 Ausgangslage und Hintergrund

Die Mobility Genossenschaft wird im Rahmen ihrer Elektro-Offensive die gesamte Fahrzeugflotte von ca. 3'000 Fahrzeugen bis zum Jahr 2030 auf Elektrofahrzeuge (EVs) umstellen. Dadurch bietet sich mittelfristig die Gelegenheit, die neue Flotte mit bidirektionalen EVs zu betreiben und so die Stehzeiten der Fahrzeuge für Flexibilitäts-Dienstleistungen zu nutzen. Dies in einem Umfeld, in dem wegen des stetig steigenden Beitrags der wetterabhängigen erneuerbaren Energien der Flexibilitätsbedarf in ganz Europa und deswegen auch in der Schweiz stark steigt.

Es bestehen bisher keine Flotten-Erfahrungen mit diesen technischen, regulatorischen und organisatorischen Herausforderungen, insbesondere nicht mit einer automatischen Berücksichtigung der Fahrzeugbuchungen. Seitens der Mobility Genossenschaft fallen deutlich höhere Investitions- und Entwicklungskosten bei einer Umstellung auf bidirektionale EVs an im Vergleich zu unidirektionalen EVs. Unter den geltenden technischen, regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist der betriebliche und wirtschaftliche Erfolg nicht garantiert. In dem Pilot- und Demonstrationsprojekt V2X Suisse waren verschiedene Projektpartner (Flottenbetreiber, Autohersteller, Software-Entwickler, Ladestationen-Entwickler, Aggregator, Flexibilitätsabnehmer) eingebunden und arbeiteten eng zusammen, um in der Praxis die erforderlichen Lösungen zu erarbeiten und zu testen.

Für die Netzstabilität und für die Integration der erneuerbaren Energien ist zusätzliche Flexibilität unerlässlich. Bidirektionale Ladestationen und Fahrzeuge können nicht nur Regelenergie für das Übertragungsnetz bereitstellen, sondern auch helfen, lokale Engpässe im Verteilnetz zu minimieren oder Preisspitzen abzufangen. Beispielsweise können EVs geladen werden, um überschüssige erneuerbare Energieproduktion zu speichern und können entladen werden, um bei Verbrauchsspitzen Energie ins Netz zurückzuspeisen. Dies wird sich als nützlich erweisen, wenn die Menge an erneuerbarer Energie, die mit Wind und Sonne erzeugt wird, steigt. Im Vergleich zu stationären Batterien ist die V2X-Technologie deutlich ökologischer und ressourcenschonender, da bereits bestehende Speicher genutzt werden.



3 Ziele, Fragestellungen und assoziierte Projekte

3.1 Projektziele

Mit dem P&D-Projekt wurden drei übergeordnete Ziele verfolgt:

- a) Evaluieren der Möglichkeiten zum Generieren eines betriebswirtschaftlichen Gewinns durch bidirektionale EVs dank zusätzlicher Einnahmen und unter Berücksichtigung der höheren Kosten bezüglich Anschaffung der EVs und Ladestationen, der Software und des Unterhalts.
- b) Aufzeigen eines mehrfachen Nutzens in Form von Netzstabilität, Peak-Shaving und Eigenverbrauchsoptimierung dank neu geschaffener dezentraler Flexibilitäten.
- c) Ausloten des Wettbewerbs zwischen den potenziellen Flexibilitätsabnehmern auf den verschiedenen Netzebenen (Swissgrid, VNB und ZEV) mit marktwirtschaftlichem Interesse.

3.2 Fragestellungen

Die Hauptfragestellungen des Projektes betreffen die technische Machbarkeit, den V2X-Nutzen für verschiedene Stakeholder, die monetären Abgeltungen verschiedener Flexibilitätsabnehmer, die Software-Lösung für Regelleistungsbereitstellung und den Eigenverbrauch in ZEV-Anlagen:

1. Ist der V2X-Nutzen technisch machbar mit zertifizierten Serien CCS-basierter Hardware-Komponenten ohne Risiko und ohne Einschränkungen für die Mobility-User und den Mobility-Betrieb?
2. Welchen technischen, organisatorischen und finanziellen V2X-Nutzen generiert die Umsetzung für die verschiedenen Stakeholder?
3. Welcher Abnehmer von Flexibilität oder welche Kombination von Abnehmern auf verschiedenen Netzebenen steuert welche monetären Abgeltungen bei und lassen sich dadurch die Mehrkosten des Betriebes langfristig decken?
4. Wie ist die Regelleistungsbereitstellung und -lieferung aus bidirektionalen EVs über eine zentrale Cloud-Lösung oder direkte Verbindung umsetzbar?
5. Kann mit Sharing-Fahrzeugen und einer intelligenten Steuerung der Eigenverbrauch in ZEV-Anlagen signifikant gesteuert werden?

Diese Fragestellungen sind vielschichtig und sprechen teilweise mehrere Akteure und/oder Themenbereiche an. Für die Beantwortung wurden die Fragestellungen im Datenkonzept präzisiert und Zuständigkeiten zugeordnet, so dass die Beantwortung in qualitativer oder quantitativer Form erfolgen konnte (vgl. Kapitel 5.35.3).



3.3 Assoziierte Projekte

Zusätzliche Fragestellungen wurden in fünf assoziierten Projekten bearbeitet, die sich aus unterschiedlichen Blickwinkeln dem Thema V2X widmeten. Während die jeweiligen Projektleitungen bei verschiedenen Forschungsinstitutionen lagen (s.u.), war die Mobility Carsharing Genossenschaft jeweils als Projektpartnerin integriert. Dies sicherte die projektübergreifende Zusammenarbeit und den Wissensaustausch zwischen den Projekten.

Diese assoziierten Projekte waren:

1. CircuBAT: Swiss circular economy model for lithium-ion batteries
Berner Fachhochschule, <https://circubat.ch/>
gefördert durch Innosuisse
2. V2G4CarSharing: Optimales V2G Verhalten für Carsharing unter der Berücksichtigung individueller Mobilität
Prof. Martin Raubal, ETH Zürich
gefördert durch BFE
3. EVFlex: Netzdienliche Flexibilitätsaggregation von Elektrofahrzeugen
Prof. Dr. Antonios Papaemmanouil, Hochschule Luzern HSLU
gefördert durch BFE
4. Produkte und Geschäftsmodelle zur Vermarktung der Flexibilität einer E-Fahrzeugflotte gegenüber Verteilnetzbetreibern
Prof. Dr. Martin Geidl, Fachhochschule Nordwestschweiz FHNW
gefördert durch Innosuisse
5. Grid Aware Mobility and Energy Sharing
Jalomi Maayan Tardig, Scuola universitaria professionale della Svizzera italiana (SUPSI)

In Abbildung 1 sind die Anwendungsfälle und die involvierten Institutionen aller Projekte dargestellt.

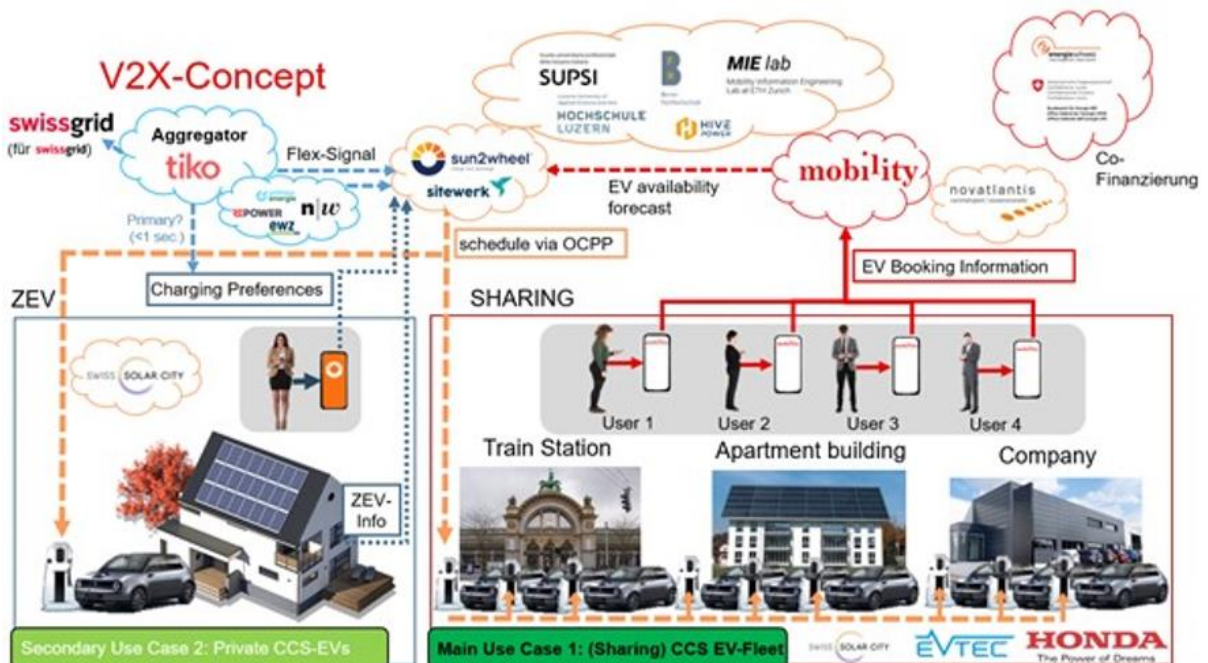


Abbildung 1: V2X Suisse Anwendungsfälle, assoziierte Projekte und involvierte Institutionen



4 Projektaufbau und Anlagenbeschrieb

Das P&D-Projekt wurde in folgenden 3 Projektphasen geplant und aufgebaut (s. Abbildung 2):

- Phase 1: Projektvorbereitung, Aufbau der Infrastruktur und Inbetriebnahme (12 Monate)
1.9.2021 bis 31.8.2022
- Phase 2: Umsetzungsphase mit Basisbetrieb (7 Monate) und V2X-Betrieb (12 Monate)
1.9.2022 bis 31.3.2024
- Phase 3: Projektauswertung (3 Monate)
1.4.2024 bis 30.6.2024

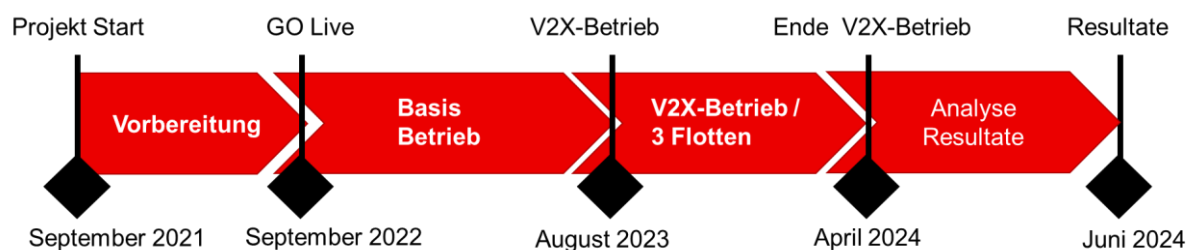


Abbildung 2: Projektphasen V2X Suisse

Das Projekt V2X Suisse wurde in der ganzen Schweiz umgesetzt, d.h. in allen Sprachregionen und unter ländlichen und urbanen Bedingungen.

Konkret wurden im Projekt 39 öffentliche Mobility-Standorte (vgl. Tabelle 1) mit total 50 Honda e Mobility-Elektroautos mit bidirektionaler CCS-Fähigkeit (bis je max. +/- 20 kW) ausgerüstet, dies wurde umgesetzt in der gesamten Schweiz und damit in unterschiedlichen Verteilnetzgebieten und Netztopologien.

Japanische Autohersteller bieten seit 2014 serienmässig bidirektional ladende Elektro-Fahrzeuge an; Honda war zu Projektbeginn jedoch der erste und einzige Hersteller, der diese bidirektional ladenden Elektro-Fahrzeuge mit COMBO-CCS-Stecker (Combined Charging System) angeboten hat. Dieser Steckertyp ist von der EU als Standardsteckverbindung bei Ladeleistungen von 3.6 kW – 22 kW für Wechselstrom und Gleichstromladungen bis 200 kW festgelegt.

Es kamen dabei zwei verschiedene Arten von Ladestationen zum Einsatz: einerseits spezifisch für das Projekt entwickelte bidirektionale DC-Ladestationen von EVTEC namens sospeso&charge Due (mit 2x10 kW, doppeltem und kombinierbarem CCS-Ausgang sowie integriertem Rundsteuerempfänger) und andererseits bidirektionale Honda Power Manager DC-Ladestationen (mit 1x10 kW, einfachem CCS-Ausgang durch Rundsteuerempfänger ansteuerbar). Die Rundsteuerempfänger ermöglichten die Steuerung durch die Verteilnetzbetreiber. Zudem war die Entwicklung einer IT-Plattform notwendig, welche für jedes Elektroauto die verfügbaren Regelleistungen verwaltet, d.h. anbietet, zuordnet, freigibt, allenfalls direkt regelt und «zählt», um die Abrechnung zu ermöglichen und zu kontrollieren. Die Kommunikation zur IT-Plattform wurde über das Mobilfunknetz sichergestellt.

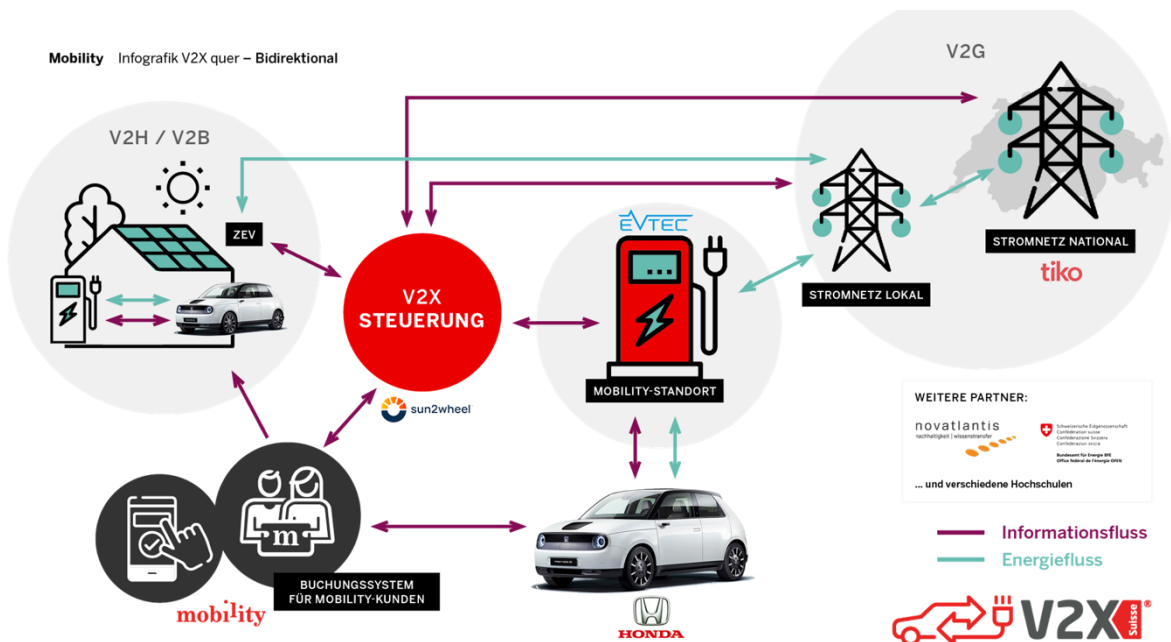


Abbildung 3: Infografik V2X Suisse

4.1 Standorte und Carsharing

Mobility mit ihren über 200'000 Kundinnen und Kunden bietet schweizweit an 1'500 Standorten mit über 3'000 Fahrzeugen Return-Carsharing an. Das heisst, ein Auto wird an einem Standort abgeholt, für das Mobilitätsbedürfnis genutzt und wieder am selben Standort zurückgegeben.

Um den Service zu nutzen, registrieren sich Interessierte zunächst als Mitglieder und wählen einen passenden Tarif. Es gibt verschiedene Mitgliedschaftsmodelle, darunter Optionen für gelegentliche Nutzende sowie Vielfahrende. Nach der Anmeldung erhalten die Mitglieder einen Login für den Zugang zu den Fahrzeugen.

Die Fahrzeugflotte von Mobility umfasst eine breite Auswahl an Fahrzeugtypen, darunter kompakte Stadtwagen, grössere Limousinen, Transporter und Elektroautos. Diese Vielfalt ermöglicht es den Nutzenden, für jede Gelegenheit das passende Fahrzeug zu finden.

Sobald ein Fahrzeug reserviert ist, können die Mitglieder es am angegebenen Standort abholen. Die Fahrzeuge sind mit einem elektronischen Schloss ausgestattet, das mit der Mobility-Card, Swisspass oder der App geöffnet werden kann. Nach der Fahrt wird das Auto am selben Standort zurückgegeben. Bei einem Elektrofahrzeug muss das Fahrzeug vom Benutzenden nach der Rückgabe an der Ladestation auf dem Standort-Parkplatz eingesteckt werden. Die Abrechnung erfolgt auf Zeit und Kilometer, Treibstoffkosten werden nicht separat abgerechnet.

Zurzeit (Stand Mai 2024) verfügen mehr als 600 Parkplätze über eine Ladeinfrastruktur für Elektroautos. 50 dieser Parkplätze wurden für das V2X Projekt mit bidirektionalen Ladestationen ausgerüstet.

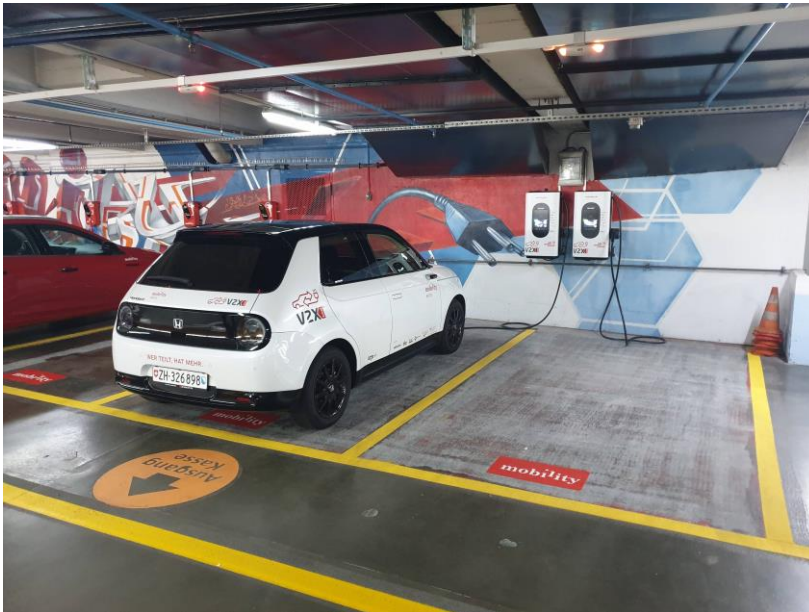


Abbildung 4: Honda e am Mobility-Standort Bahnhof Bern

In Tabelle 1 sind die Standorte aufgeführt, die für das Projekt mit V2X-Ladestationen ausgebaut wurden. Dabei wurden die jeweiligen Standorte für einen der 3 Anwendungsfälle konfiguriert:

1. ÜNB: 28 Standorte mit 35 Fahrzeugen für den ÜNB Anwendungsfall
2. VNB: 7 Standorte mit 11 Fahrzeugen für die Verteilnetzbetreiber, davon
 - 3 Standorte mit 6 Fahrzeugen für EWZ
 - 2 Standorte mit 3 Fahrzeugen für Primeo
 - 2 Standorte mit 2 Fahrzeugen für AEM
3. ZEV: 4 Standorte mit 4 Fahrzeugen für die Eigenverbrauchsoptimierung im Areal

Auf die Auswahl der Standorte wird in Kapitel 5.1 (Standortentwicklung) eingegangen.

Tabelle 1: Standorte Honda e und Anwendungsfall

Standort Name	Adresse Strasse	Ort	Anzahl FZ	Anwendungsfall
Aarau Telli / Neumattstrasse	Neumattstrasse 36	5004 Aarau	1	ÜNB
Chêne-Bourg Gare	Chemin de la Gravière 5	1225 Chêne-Bourg	1	ÜNB
Hirzel Energieverbund Hirzel	Dorfstrasse 49	8816 Hirzel	1	ÜNB
Rotkreuz Suurstoffi / Hauptsitz Mobility	Suurstoffi 18	6343 Rotkreuz	2	ÜNB
Basel Riehenring	Riehenring 129	4058 Basel	2	ÜNB
Luzern Kloster / Landschauenstrasse	Landschauenstrasse 6	6006 Luzern	1	ÜNB
Bern Bahnhof	Parkhaus Bahnhof Parking	3012 Bern	2	ÜNB
Wil (SG) Speerstrasse	Speerstrasse 10	9500 Wil (SG)	1	ÜNB
Aarau Alte Kantonsschule	Bahnhofstrasse 91	5000 Aarau	1	ÜNB
Thun Bahnhof / Parkhaus City Süd	Mönchstrasse 4	3600 Thun	2	ÜNB
Nyon Place du Château	Rue Maupertuis 2	1260 Nyon	1	ÜNB
Herisau Migros	Gartenstrasse 2	9100 Herisau	1	ÜNB



Standort Name	Adresse Strasse	Ort	Anzahl FZ	Anwendungsfall
Basel IWB	Margarethenstrasse 40	4053 Basel	2	ÜNB
Zürich Wipkingen / Guthirtstrasse	Guthirtstrasse 10	8037 Zürich	2	ÜNB
Winterthur Coop Grüzemarkt	Rudolf Diesel-Strasse 19	8404 Winterthur	1	ÜNB
Horw Hochschule Luzern / Technikumstrasse	Technikumstrasse 21	6048 Horw	1	ÜNB
Morges Eglantine	Promenade de l'Eglantine 1	1110 Morges	1	ÜNB
Basel Wettsteinplatz / Römergasse	Römergasse 6	4001 Basel	1	ÜNB
Zürich Regensbergstrasse / Hürststrasse	Hürststrasse 2	8050 Zürich	1	ÜNB
Küssnacht am Rigi Monséjour	Monséjour Parkplatz	6403 Küssnacht am Rigi	1	ÜNB
Winterthur Dättbau / Am Ziegeleiplatz	Dättbauerstrasse 7	8406 Winterthur	1	ÜNB
Fribourg Bd de Pérolles	Bd de Pérolles 25	1700 Fribourg	1	ÜNB
Aadorf Tänikonerstrasse	Tänikonerstrasse 3	8355 Aadorf	1	ÜNB
Château-d'Oex Gare	Rte de la Gare 12	1660 Château-d'Oex	1	ÜNB
Bulle Rue Battentin	Rue de Battentin 5	1630 Bulle	2	ÜNB
Zug Aabachstrasse	Aabachstrasse 1	6300 Zug	1	ÜNB
Basel Stücker Park	Hochbergerstrasse 70	4057 Basel	1	ÜNB
Felsberg Post / Festplatz	Taminserstrasse 9	7012 Felsberg	1	ÜNB
Massagno Via G. Motta	Via Giuseppe Motta 65a	6900 Massagno	1	VNB
Zürich Affolternstrasse	Affolternstrasse 140	8050 Zürich	2	VNB
Zürich Mühlebachstrasse	Mühlebachstrasse 17	8008 Zürich	2	VNB
Zürich Oerlikon Bahnhof / Wattstrasse	Wattstrasse 6	8050 Zürich	2	VNB
Tesserete Campo Sportivo	Via Alle Pezze 30	6950 Tesserete	1	VNB
Münchenstein Schulackerstrasse	Schulackerstrasse 4	4142 Münchenstein	2	VNB
Therwil Bahnhofschule / Reinacherstrasse	Reinacherstrasse 2a	4106 Therwil	1	VNB
Reitbau Rüssli	Rüssli 7	5057 Reitbau	1	ZEV
Biel / Bienne Schüsspark / Werkhofstrasse	Werkhofstrasse 11	2503 Biel	1	ZEV
Zug Haldenstrasse / Haldenhof	Haldenstrasse 10	6300 Zug	1	ZEV
Liestal Tenum	Grammetstrasse 14	4410 Liestal	1	ZEV

4.2 Bidirektionale Honda e

Der Honda e ist ein vollelektrisches, serienmässig für bidirektionales Laden vorbereitetes Fahrzeug mit modernem Design. Die zentralen Kennzahlen der Leistung und der Reichweite sind:

- Elektromotor mit etwa 100 kW (136 PS)
- Drehmoment von 315 Nm – ausreichend, um das Auto in 8.3 Sekunden von 0 auf 100 km/h zu beschleunigen
- Batterie mit einer Kapazität von 35.5 kWh
- Reichweite von etwa 220 km (je nach Zyklus)



Die Ladebuchse in der Front (vgl. Abbildung 5) ermöglicht die Schnellladung, bei der 80 % der Batteriekapazität in etwa 30 Minuten erreicht wird, sowie die Normalladung (AC, einphasig, Typ2-Stecker), bei der das Fahrzeug in ca. 4.1 Stunden mit einem 6.6 kW-Ladegerät (wovon in der Schweiz wegen der Phasenschraglast nur 3.3 kW genutzt werden dürfen) voll geladen wird.



Abbildung 5: Position der Ladebuchse des Honda e in der Front mittig

Der Honda e nutzt für den DC-Ladestandard den Combo-CCS-Stecker (max. mögliche Ladeleistung 56 kW).

Die für das bidirektionale Laden und Entladen erforderliche sichere Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladestation wurde bereits vor dem Projekt V2X Suisse in Anlehnung an den Standard DIN 70121 – ein internationaler Standard für die Kommunikation zwischen Elektrofahrzeugen (EVs) und Ladestationen – entwickelt. Dieser Standard enthielt zur Zeit der Entwicklung keine klare Definition hinsichtlich der Anforderungen für Bidirektionalität, so dass eine proprietäre Lösung entwickelt werden musste.

4.3 Ladestationen und Energieflüsse

Im Projekt wurden zwei Typen von bidirektionalen Ladestationen eingesetzt: Einerseits das bestehende Serienprodukt «Power Manager» mit einem Ladepunkt und andererseits neu entwickelte doppelte Ladestationen sospeso&charge Due (vgl. Kapitel 5.2).

39 Power Manager (vgl. Abbildung 6) wurden von Honda unentgeltlich zur Nutzung während des Projektes zur Verfügung gestellt, 30 für den V2X-Betrieb und 9 für Test- und Demonstrationszwecke. Die 10 neu entwickelten Due Stationen wurden von Mobility in Auftrag gegeben und bezahlt.

Der Honda Power Manager ist ein Serienprodukt eines bidirektionalen Systems, das Elektrofahrzeuge mit einem intelligenten Stromnetz verknüpft, und weist folgende Spezifikationen auf:

Allgemein

- Betriebstemperatur: -25 °C bis +40 °C (mit Derating über +40 °C)
- Lagertemperatur: -40 °C bis +85 °C
- Relative Luftfeuchtigkeit: 5 % bis 95 % (ohne Kondensation)
- Schutzart: IP54 (Innen-/Ausseneinsatz)
- Abmessungen (T x B x H): 435 x 266 x 859 mm
- Gewicht: 39 kg



Spezifikationen

- Elektrische Sicherheit: EN61851-1, EN61851-23
- EMV: EN61851-21-2
- CHAdeMO: Rev 0.9.1 (zertifiziert), Rev 1.0.1 (kompatibel)
- Combined Charging System: DIN 70121, ISO 15118

Eingang AC

- Netzanschluss: AC 3-Phasen
- Eingangsspannungsbereich: $400 \text{ V}_{AC} \pm 10 \%$
- Nenn-Eingangsstrom: $3 \times 16 \text{ A}_{AC}$
- Eingangsfrequenz: 50 Hz

DC-Ausgang

- Stecker 1: Combined Charging System (CCS): IEC 62196-3
- Stecker 2: CHAdeMO: JEVS G105
- Max. DC-Ausgangsleistung: 10 kW
- DC-Ausgangsspannungsbereich: 150-500 V_{DC}
- Max. DC-Ausgangsstrom: 3 A_{DC} – 30 A_{DC}
- Leistungsfaktor (50 % Last): > 0.99
- Wirkungsgrad: 95 % bei Volllast

Sicherheit

- Kurzschlusschutz
- Überstromschutzschalter
- Überspannungsschutz
- Unterspannungsschutz
- Isolations- und Erdüberwachung



Abbildung 6: Bidirektionale Ladestation «Honda Power Manager»



Eine DC-Ladestation weist sowohl physische Schnittstellen (Stecker) zum AC-Stromnetz und zum Auto auf, welche die Energieflüsse durchleiten, als auch Kommunikationsschnittstellen vom Auto zur Ladestation und von der Ladestation zu einem Backendsystem, welche das Zusammenspiel der angesteuerten Komponenten regeln. Hier werden die standardmässig vorhandenen Schnittstellen der Ladestationen beschrieben, während die spezifischen V2X Kommunikationsschnittstellen in Kapitel 4.4 dargestellt werden.

4.3.1 Ladestation – AC-Stromnetz

Die Hauptaufgabe der Schnittstelle zum AC-Netz besteht darin, Wechselstrom (AC) aus dem öffentlichen Stromnetz zu beziehen oder in dieses zurückzuspeisen. Innerhalb der Ladestation wird AC-Wechselstrom in Gleichstrom (DC) umgewandelt, um die Batterie des Fahrzeugs zu laden oder beim bidirektionalen Einsatz von DC zu AC, um die enthaltene Energie in der Batterie zurück ins Netz zu speisen. Die Kapazität und Anschlussleistung dieser AC-Schnittstelle am jeweiligen Standort wirkt sich direkt auf die Ladegeschwindigkeit aus und bildet eine physische Einschränkung.

4.3.2 Ladestation – Fahrzeug

Diese Schnittstelle besteht sowohl aus einer physischen als auch einer kommunikativen Komponente. Die physische Verbindung zwischen Fahrzeug und Ladestation wird über standardisierte Steckertypen hergestellt. Es wird der Steckertyp Combined Charging System (CCS) verwendet.

Parallel zur physischen Verbindung ist die kommunikative Verbindung von zentraler Bedeutung. Hier wird das Kommunikationsprotokoll des DIN 70121 Standards eingesetzt, welches speziell für die Interaktion zwischen Elektrofahrzeugen und Ladestationen in Absprache proprietär mit Honda ergänzt wurde, um das Entladen der Fahrzeuge zu kontrollieren. Dieses Protokoll regelt nicht nur die Basis für die Kommunikation, sondern bietet auch fortgeschrittene Funktionen an wie die Übertragung wichtiger Ladeparameter. Dies sind z.B. die maximale Entladeleistung oder den minimal SOC des Fahrzeuges selbst, welche für den V2X Betrieb bereitgestellt werden müssen.

4.3.3 Ladestation – Backend EVTEC

Die Kommunikationsschnittstelle mit einem zentralen Backend-System dient als Bindeglied zwischen den einzelnen Ladestationen und einem übergeordneten Verwaltungssystem, das für die Überwachung und Steuerung der Ladestationen verantwortlich ist. Durch diese Verbindung werden kontinuierlich wichtige Daten und Statusinformationen übermittelt, die den Betriebsstatus der Station, eventuelle Fehlermeldungen, Wartungsanforderungen sowie Energiemesswerte abbilden.

4.4 Datenflüsse und Schnittstellen

4.4.1 Mobility KundInnen – Buchungssystem Mobility – Auto

Die Kundinnen und Kunden konnten die Fahrzeuge der V2X Suisse Flotte – wie alle anderen Mobility-Fahrzeuge – über die bestehenden Mobility-Plattformen buchen (App / Website / Telefon). Die Buchungsinformationen (Datum / Zeit, Standort und Fahrzeugkategorie) werden danach vom Mobility-Buchungssystem mit dem entsprechenden Auto synchronisiert. Für diese Zweck besitzt jedes Auto eine «Onboard-Unit». Dies ist ein kleiner Computer, welcher dem Auto und dessen Telemetrie- und Steuerungssystem erlaubt, mit der Mobility-Plattform zu kommunizieren und Daten zu empfangen sowie zurückzusenden. Für das Projekt wurden die Honda e mit den für einen normalen Betrieb verwendeten Onboard-Units für das Carsharing ausgestattet. Es wurden keine spezifischen Entwicklungen / Veränderungen in diesem Bereich vorgenommen. Der Mobility-Kunde konnte nicht spezifisch ein V2X-Fahrzeug reservieren, sondern nur eine entsprechende Kategorie an einem Standort. Wenn daher an einem Standort nur V2X-Fahrzeuge vorhanden waren, hat der Kunde immer ein V2X-Fahrzeug erhalten. Wenn hingegen an einem Standort verschiedene Fahrzeugtypen



vorhanden waren, hat die Mobility-Buchungslogik entschieden, wer ein V2X-Fahrzeug erhielt und wer ein anderes Elektrofahrzeug.

4.4.2 Buchungssystem Mobility – V2X Plattform

Mit der bestehenden Schnittstelle Buchungssystem – Auto war es nicht möglich, die Buchungen pro Standort nach Fahrzeugklasse (beispielsweise «Kleinfahrzeug, EV, Mittelklasse, Luxusklasse oder Nutzfahrzeug») abzurufen. Für Standorte mit mehreren Elektrofahrzeugen konnten die Buchungen deshalb nicht eindeutig einem Fahrzeug zugewiesen werden. Diese Schnittstelle musste erweitert werden (siehe Kapitel 5).

4.4.3 Auto – Ladestation

Neben den standardmässigen Informationsflüssen zwischen Auto und Ladestation (siehe Kap. 4.4.2) wurde speziell für das Projekt ein Keep-Alive Signal implementiert. Diese Signale, die erforderlich sind, um das Fahrzeug in einer aktiven Ladesession zu halten, wurden von sun2wheel via «barista» auf die Ladestation gesendet. Die Ladestation führte dann dieses Signal weiter aus und startete einen Energieimpuls, welcher anschliessend das Auto aktiv gehalten hat.

4.4.4 Markt – Aggregator – V2X Plattform

Eine zentrale Herausforderung des Projektes betraf das Angebot von Systemdienstleistungen durch den Aggregator im Schweizer Übertragungsnetz und die von Swissgrid beschafften Regelleistungsprodukte FCR (Primärregelleistung) und aFRR (Sekundärregelleistung). Ergänzend sollte auch die Implementierung des Day-Ahead-Produktes auf dem Energiemarkt durchgeführt werden. Die einzelnen Eigenschaften der drei Produkte FCR, aFRR und Day-Ahead werden in Kapitel 5.4 detailliert erläutert.

Für Systemdienstleistungsprodukte muss der Aggregator an den von Swissgrid durchgeführten Auktionen teilnehmen. Abhängig von der Höhe der Gebote, die in diesen Auktionen gewonnen werden, ist der Aggregation anschliessend verpflichtet, die Leistung vorzuhalten und im Falle einer Aktivierung die Energie zu liefern.

Wie diese Anforderungen umgesetzt wurden, ist in Kapitel 5.4 beschrieben und in einem technischen Schema veranschaulicht (vgl. Abbildung 14).

4.4.5 ZEV – V2X Plattform

Die ZEV-Standorte (Zusammenschluss zum Eigenverbrauch) mit eigener Photovoltaikanlage sind ein weiterer Flexibilitätsabnehmer neben ÜNB und den VNB. Insgesamt gab es 4 Standorte mit je einem Fahrzeug innerhalb einer ZEV-Anlage.

An jedem ZEV-Standort wurde ein zusätzliches Strommessgerät verbaut, um den Energieimport sowie Energieexport und somit die Bilanzmessung zu erheben. Diese Messung ist entscheidend, um den Eigenverbrauch zu optimieren. Die Bilanzmessung wird direkt über die Ladestation ausgelesen und über die Ladestation an die V2X Plattform (Cloud) weitergeleitet.

Der Einbau der Bilanzmessung ist nicht trivial. Öfters werden die Messgeräte nicht korrekt installiert und übermitteln dann inkonsistente Daten z.B. aufgrund defekter Kommunikationskabel, falsch konfigurierter Netzwerkeinstellungen etc. In der Praxis braucht es oft mehrere Anläufe, um die Kommunikation mit dem Messgerät zu etablieren.

Um die Struktur des Gesamtsystems zu konservieren, wurden auch die ZEV-Standorte jeweils in den «Flex-Mode» bzw. «Mobility-Mode» versetzt. Der Abnehmer des Flex-Modes ist sun2wheel selbst. Das bedeutet, dass sun2wheel auf ihre eigene Plattform von aussen Aktivierungen sendet.



4.4.6 Verteilnetzbetreiber – V2X Plattform

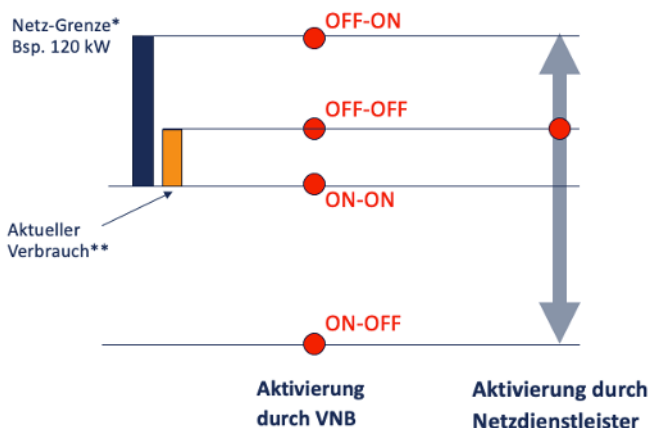
Die Schnittstelle zwischen V2X-Plattform und Verteilnetzbetreiber soll die individuelle Flexibilitätsnutzung durch den Verteilnetzbetreiber ermöglichen. Sie basiert auf folgendem Konzept:

Wenn z.B. von 21:00 bis 21:15 Uhr Flexibilität an einem bestimmten Standort verfügbar ist, kann ein Verteilnetzbetreiber diese ¼-Stunde «reservieren» und zwar von allen Honda e, welche in seinem Gebiet aktuell für Flexibilität verfügbar sind: sun2wheel zeigt diese(n) Honda e für tiko und ZEV als «nicht verfügbar» an. Dies ist identisch mit «nicht am Netz angeschlossen».

Der Verteilnetzbetreiber kann die Ladestation direkt via doppelte Rundsteuersignale und eine reservierte Frequenz regeln. Die Grenzen, welche die Kapazitäten für Netzdienstleistungen festlegen, werden mit den Verteilnetzbetreibern ausgehandelt und festgelegt. Sie greifen direkt via Rundsteuerempfängersignale ein (zwei Empfänger pro Ladestation). Dadurch ergeben sich 4 exakt definierte Zustände, die sie nutzen können (vgl. Tabelle 2 und Abbildung 7 sowie die Erläuterungen).

Tabelle 2: Zustände Rundsteuersignale und ihre Bedeutung

S1	S2	Beschreibung
OFF	OFF	Keine Vorgabe seitens VNB (Normaler Zustand, Ladestation lädt unbeeinflusst gemäss Bedarf)
OFF	ON	Wunsch vom VNB: Max Ladeleistung (Bezug aus dem Netz, je nach Gerät 10 oder 20 kW)
ON	OFF	Wunsch vom VNB: Max Entladeleistung (Einspeisung ins Netz, je nach Gerät entweder 10 oder 20 kW)
ON	ON	Vorgabe VNB: Lastabwurf (wird prioritär umgesetzt), kein Leistungsaustausch mit dem Netz, d.h. 0 kW



*die Netz-Grenze ist die maximal mögliche Leistung, welche aus dem öffentlichen Netz bezogen werden kann
**der Balken zeigt den aktuellen Verbrauch, der nicht kontrolliert werden kann (Anwendungen des EVs) und Ladestation zusammen.

Abbildung 7: Steuerungsprinzip mit Rundsteuersignalen



4.5 Flexibilitäten und Anwendungsfälle

4.5.1 Übertragungsnetzbetreiber

Während der Testwochen im Zeitraum August 2023 bis April 2024 wurden drei Produkte getestet: FCR, aFRR (Swissgrid¹) und Day-Ahead Optimierung (EPEX Spot²).

Der Aggregator, auch Reserve Provider oder Balancing Service Provider genannt, ist ein Unternehmen, das Verträge mit den Eigentümern einer Anlage (Technical unit) abgeschlossen hat und deren Flexibilitäten zur Lieferung auf verschiedene Märkte bündelt.

Die Anwendungsfälle der Bereitstellung von Systemdienstleistungen (FCR, aFRR) für den Betreiber des Übertragungsnetzes Swissgrid sind in Abbildung 8 dargestellt³.

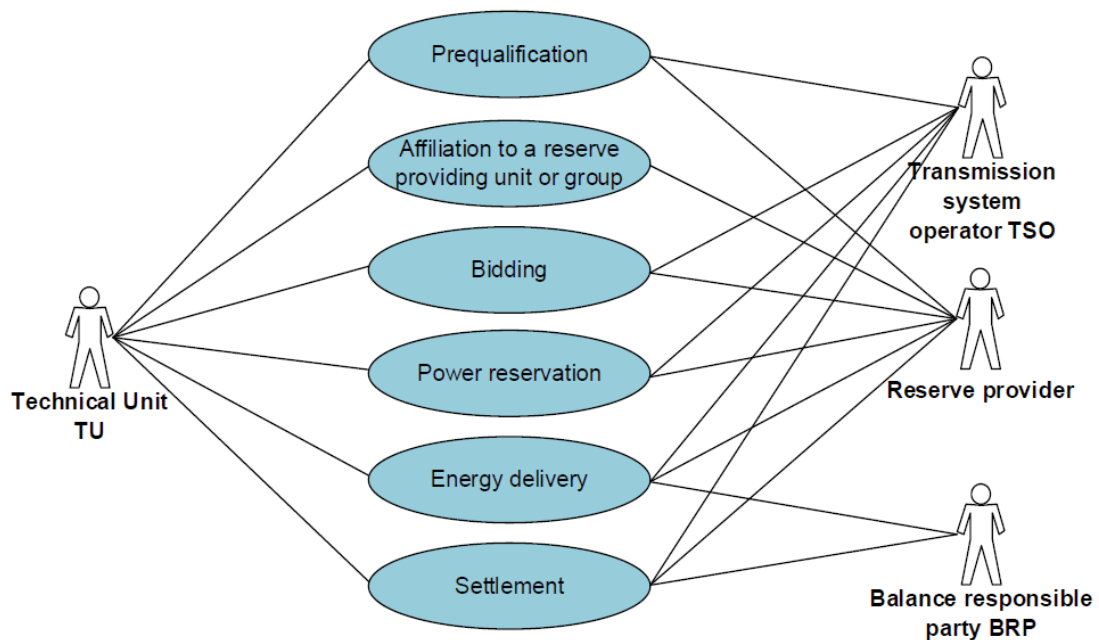


Abbildung 8: Anwendungsfälle für die Erbringung von Systemdienstleistungen

Für die Erbringung von Systemdienstleistungen für Swissgrid ist ein bilateraler Vertrag mit dem Energielieferanten (Balance Responsible Party BRP) nicht erforderlich. Dies ist auf das «Central Settlement Model» gemäss dem Branchendokument «VSE Regelpooling zurückzuführen. Jedoch gibt es aktuell kein Branchendokument, das ein «Central Settlement Model» für den Energiehandel (Beispiel Day-Ahead, Intra-Day) ermöglichen würde. Dies bedeutet, dass heute ein unabhängiger Aggregator einen bilateralen Vertrag mit dem Energielieferanten des EV-Ladegeräts (Technical Unit) abgeschlossen haben muss, um die Energie-Optimierung mittels Day-Ahead-Trading zu betreiben.

Eine zentrale Voraussetzung für die Teilnahme am Systemdienstleistungsmarkt ist die Präqualifikation als Anbieter von Systemdienstleistungen (Aggregator- Reserve Provider) durch Swissgrid und das Bestehen der separaten Präqualifikationstests für FCR und aFRR.

¹ Quelle: Swissgrid ([Link](#)) «Principles of ancillary services products, Product description – valid from 24.08.2022»

² Quelle: EPEX ([Link](#))

³ Quelle: Integration of demand-side response in the Swiss ancillary service markets through the ENTSO-E central settlement model, 15. Symposium Energieinnovation, 14.–16.02.2018, Graz/Austria, Aby Chacko et al.



Zudem ist eine Verbindung des SCADA des Aggregators mit dem SCADA von Swissgrid erforderlich, um die Online-Überwachungsdaten an Swissgrid zu senden und das Aktivierungssignal für aFRR zu empfangen. Für FCR hingegen basiert das Aktivierungssignal auf der gemessenen Frequenzabweichung von der Nennfrequenz von 50 Hz.

Die aFRR-Aktion findet aktuell wöchentlich statt. Swissgrid plant, ab Ende zweites Quartal 2025 eine tägliche Auktion mit 24-Stunden-Geboten einzuführen. Daher wurden im Projekt der aFRR Testbetrieb und die Erlösberechnungen auf der Annahme einer täglichen Auktion mit 24-Stunden-Geboten durchgeführt.

In Tabelle 3 sind die Produkteigenschaften der drei Produkte FCR, aFRR und Day-Ahead detailliert dargestellt.

Tabelle 3: Produktübersicht FCR, aFRR und Day-Ahead

Produkt	Verantwortlich für Auktion	Auktionszeit	Dauer	Menge [MW]	Mindest-Angebot [MW]
FCR	Swissgrid	Täglich, D-1, 08:00	6 mal 4 Stunden	ca. 70	1
aFRR	Swissgrid	Wöchentlich, W-1, Dienstag, 13:00	1 Woche	ca. 400	5
Day-Ahead	EPEX-Spot	D-1, 12:00	24 mal 1 Stunde	ca. 2000 bis 5000	0.1

4.5.2 Verteilnetzbetreiber

Das laufende Forschungsprojekt "Produkte und Geschäftsmodelle zur Vermarktung der Flexibilität einer E-Fahrzeugflotte gegenüber Verteilnetzbetreibern" (56858.1 IP-EE) untersucht den Nutzen der in der Fahrzeug-Batterie gespeicherten Energie für lokale Verteilnetzbetreiber (VNB), ähnlich wie in den Swissgrid-Anwendungsfällen auf Übertragungsebene. Die Leitung des Projekts liegt bei der FHNW und wird von Innosuisse gefördert. Das Projekt konzentriert sich auf sieben Niederspannungsnetzgebiete der Verteilnetzbetreiber AEM, Primeo Energie und EWZ und wird voraussichtlich Ende 2024 abgeschlossen sein. Als ein zweiter Forschungspartner ist die OST am Projekt beteiligt.

Ein Aspekt des Projekts besteht darin, den möglichen Wert der Flexibilität für Verteilnetzbetreiber zu ermitteln. Diese Flexibilität bezieht sich auf die Fähigkeit, die Lade- und Entladezeiten von Elektrofahrzeugen an die Bedürfnisse des Stromnetzes anzupassen, ohne dabei den Nutzen der Elektroautos für das Mobility-Carsharing einzuschränken. Die Steuerung der Flexibilität wird durch zwei Steuersignale (vier Zustände) ermöglicht (vgl. Tabelle 2):

- Keine Vorgabe seitens VNB
- Wunsch vom VNB: Max Ladeleistung
- Wunsch vom VNB: Max Entladeleistung
- Vorgabe VNB: Lastabwurf – Freies Laden der Fahrzeuge

Das Projekt ist in mehrere Arbeitspakete unterteilt. In den Feldtests wird an sieben Ladestationen die Machbarkeit getestet, Signale an Ladestationen zu senden und dort zu verarbeiten. Die Auswirkungen auf das Stromnetz werden beobachtet. Parallel dazu werden in den sieben Niederspannungsnetzgebieten Zukunftsszenarien simuliert, um festzustellen, ob und wann eine flexible Nutzung der Fahrzeugbatterien für das Stromnetz sinnvoll sein könnte. Dafür wurden detaillierte Netzmodelle aufgebaut und Szenarien für die Jahre 2035 und 2050 (Zubau Photovoltaik, Wärmepumpen und E-Ladestationen) definiert und simuliert.



Ein weiterer Bestandteil des Projekts besteht darin, den wirtschaftlichen Nutzen der Flexibilität zu bewerten. Auf Basis der Ergebnisse aus den Feldtests und den Simulationsstudien sollen das theoretische und das realistische Potenzial für die Nutzung der Elektroauto-Flexibilität ermittelt werden. Mögliche Bereiche, in denen die Flexibilität einen wirtschaftlichen Nutzen für Verteilnetzbetreiber bringen könnte, sind

- die Reduktion von Netzverlusten,
- die Reduktion des Blindleistungsbedarfs,
- die Reduktion von Wirkleistungsspitzen gegenüber vorgelagerten Netzen und
- die Vermeidung oder Verzögerung von Netzausbaumassnahmen aufgrund von Netzengpässen.

In einem weiteren Arbeitspaket werden Aspekte für die Gestaltung eines Flexibilitätsproduktes untersucht, welches zwischen Flottenbetreibern wie Mobility und Verteilnetzbetreibern gehandelt werden könnte.

Das Innosuisse-Projekt läuft von 01.04.2022 bis 01.01.2025. Für die Veröffentlichung der Resultate ist ein Schlussbericht nach Projektende geplant. Zudem ist eine Publizierung in der Fachzeitschrift Bulletin vorgesehen.

4.5.3 Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ZEV

Der relevante Anwendungsfall bei den ZEV-Anlagen betrifft die Eigenverbrauchsoptimierung: Der überschüssige Solarstrom des Areals wird in den Fahrzeug-Batterien gespeichert und zu Abendzeiten oder während Schlechtwetterperioden wieder entladen, um den Verbrauch der Gebäude zu decken.

Die relevanten Energieflüsse und der generierte finanzielle Wert sind in Abbildung 9 dargestellt. Oberstes Ziel der Eigenverbrauchsoptimierung ist stets die Minimierung der Energie-Importe und – Exporte (A: Prosumer-Energieflüsse). Aus dieser energetischen Optimierung ergibt sich der generierte finanzielle Wert (B: Oranger Balken).

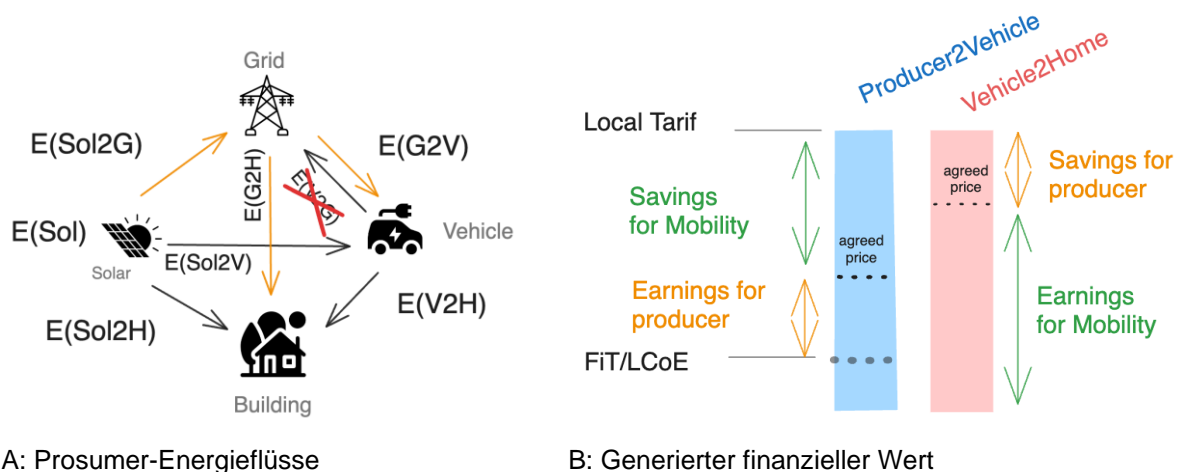


Abbildung 9: Energieflüsse (A) und finanzieller Wert (B) bei Eigenverbrauchsoptimierung

Die Exporte werden vermieden bzw. minimiert, indem die Ladung der Fahrzeuge in Perioden verschoben wird, in welchen deutlich mehr Solarstrom produziert wird, als in den Gebäuden verbraucht wird (vgl. in A: $E(\text{Sol2V})$).

Die Importe werden vermieden bzw. minimiert, wenn die Fahrzeuge den Strom entladen, um den Verbrauch der Gebäude zu decken (vgl. in A: $E(\text{V2H})$).



Aus der Eigenverbrauchsoptimierung ergeben sich für den Produzenten des Solarstroms und den Besitzer der Ladestation finanzielle Vorteile:

1. Je grösser $E(\text{Sol2V})$ ist, umso mehr kann der Produzent den Export zu tiefen Einspeisetarifen vermeiden und Mobility profitiert von einem tieferen Ladestrom. Auf welchen Abnahmepreis sich die Parteien einigen, spielt in der Betrachtung keine Rolle, da der generierte Vorteil für beide Parteien zusammen ausgewiesen wird.
2. Bei der Entladung des Fahrzeugs wird der Strom leicht günstiger verkauft als jener des lokalen Tarifs. Somit kann Mobility Einnahmen für den entladenen Strom generieren und der ZEV-Betreiber eine Einsparung erzielen. Auf welchen Abnahmepreis sich die Parteien einigen, spielt auch in dieser Betrachtung keine Rolle, da der generierte Vorteil für beide Parteien zusammen ausgewiesen wird.

Der Vorteil entspricht daher der Summe aus den orangenen und grünen Pfeilen in Abbildung 9 (B).

4.6 Data Storage System

Zur Erfüllung des operativen Betriebs tauschten die Projektpartner ihre relevanten Daten über die bereits beschriebenen Kommunikationskanäle aus und speicherten diese zur internen Nutzung in den dafür vorgesehenen Datenbanken ab. Der Zugriff auf die erfassten Daten beschränkte sich jedoch auf die in dem jeweiligen Betrieb angestellten Mitarbeitende, da in diesen Datenbanken ebenfalls Daten aus anderen Tätigkeiten und Projekten gespeichert werden.

Die individuelle Speicherung von Daten ermöglichte es den einzelnen Partnern, relevante Analysen für ihren jeweiligen Tätigkeitsbereich aus dem Projekt zu erstellen. Es war jedoch aufgrund der Verfügbarkeit von Daten nicht möglich, eine umfassende Analyse, welche alle Teilbereiche des Projektes beinhaltet, in genügender Güte zu erstellen.

Aus diesem Grund hatten alle Projektpartner gemeinsam beschlossen, ein zentrales Datenerfassungssystem (Data Storage System; DSS) einzurichten, in welches alle im Projekt erzeugten Daten einfließen, die zur Beurteilung des Projektes aus verschiedenen Perspektiven notwendig waren.

Das DSS sollte neben der vorrangigen Funktion der Datenspeicherung allen Partner ebenfalls die Möglichkeit bieten, die Daten in intelligenter Weise zu verknüpfen, zu analysieren, die Ergebnisse der Analysen zu visualisieren und diese kollaborativ zu teilen. Dieses zusätzliche System für die Datenanalyse war somit nicht operativ und funktionierte unabhängig vom Mobility Buchungssystem und der Plattform.

Die Entwicklung und der fortlaufende Betrieb eines dedizierten DSS war zu Beginn des Projektes nicht vorgesehen und entsprechend nicht budgetiert.

Da das Projekt aus Sicht von Honda R&D Europe einen hohen Stellenwert hatte, konnte die Verantwortung für das DSS übernommen werden. Somit hat Honda R&D Europe umfangreiche personelle und finanzielle Ressourcen für das Projekt zur Verfügung gestellt. Der hierfür geleistete Beitrag geht markant über den geplanten Beitrag hinaus.



5 Vorgehen und Methode

5.1 Standortentwicklung

Mobility besitzt keine Immobilien; alle Parkplätze sind gemietet. Für den Ausbau der Ladeinfrastruktur ist Mobility daher stark abhängig von der Kooperation des jeweiligen Immobilienbesitzers und/oder Verwalters.

Jeder Ausbau einer Ladeinfrastruktur setzt Investitionen an der Immobilie voraus. In Tiefgaragen ist dies meist relativ überschaubar, im Aussenraum hingegen fallen oft hohe Investitionen an. Mobility verhandelt in jedem Einzelfall eine Kostenteilung und langfristige Verträge mit dem Immobilienbesitzer. Diese Verhandlungen ziehen sich oft über mehrere Monate hin.

Um eine Ladeinfrastruktur an einem Standort auszubauen wird folgendermassen vorgegangen:

- Besteht bereits ein Standort mit fossilen Fahrzeugen? Falls ja, wie hoch sind die Umsatzzahlen und ist eine Investition in den Standort sinnvoll
- Wenn es ein neuer Standort ist, wie hoch schätzt Mobility das Potential ein
- Besteht ein Interesse des Vermieters mit Mobility zu elektrifizieren?
- Besichtigung vor Ort mit Vermieter und lokalem Elektriker für den Leitungsbau
- Prüfung der Offerte des Elektrikers
- Anmeldung beim Elektrizitätswerk
- Bestellung und Montage der Ladestationen
- Schlusskontrolle der Installation und Markierung des Mobility-Standortes

Zusätzlich zu dieser Herausforderung müssen für den bidirektionalen Betrieb folgende Punkte für jede Ladestation abgeklärt werden.

- Wie viel Leistung ist am Standort vorhanden?
- Wird am selben HAK schon Energie eingespeisen, beispielsweise mit einer PV-Anlage? Dies ist relevant für den Herkunftsnachweis (HKN) des Solarstroms.
- Wie verhält sich die bidirektionale Ladestation mit allfällig anderen schon installierten Ladestationen?
- Beim ZEV-Anwendungsfall müssen zusätzliche Messwandler am Anschlusspunkt installiert werden, um den Eigenverbrauch zu bestimmen.
- Jede Station muss einzeln beim jeweiligen VNB angemeldet werden. Dies führte zu vielen Rückfragen und einem hohen Koordinationsaufwand, da Mobility in nahezu allen Gebieten die erste Firma mit Bidirektionalen Ladestationen ist. Rückfragen betreffen insbesondere folgende Themen:
 - Lastabwurf, jeder grösserer Verbraucher muss vom EVU steuerbar sein, damit im Falle einer Netzüberlast «unwichtige» Verbraucher abgeworfen werden können was den Kollaps des lokalen Netzes verhindert.
 - Netz- und Anlagenschutz: Wie kann das EVU die Anlage daran hindern, zurückzuspeisen (Ladestation abwerfen für Rückspeisung, dies ist vor allem für Wartungsarbeiten am Netz wichtig)?
 - Sicherstellung der Netzqualität
 - Bilanzausgleich: Da Mobility auf dem Gebiet eines Netzanbieters Flexibilität für Swisgrid anbietet, muss die rückgespeisene Energie im Bilanzausgleich der verschiedenen VNB berücksichtigt werden.

Um diesen Prozess möglichst effizient zu gestalten wurden die Installationen und Anmeldungen der Standorte über den Dienstleister Helion abgewickelt.



Schweizweit wurde ein möglichst repräsentativer Mix der Standorte gewählt. Daher gab es sowohl ländliche Einzelstandorte als auch grosse, urbane Standorte, an denen die V2X Ladestation im Verbund mit anderen Ladestationen betrieben wurde.

5.2 Entwicklung Due-Ladestation

Mit der Entwicklung der doppelten Ladestationen sospeso&charge Due (kurz: Due) wurde die Optimierung folgender Punkte angestrebt:

- Doppelte Lade- und Entladeleistung und damit doppelter Flexibilitätsnutzen, auch wenn nur ein EV angeschlossen ist (was an Standorten mit 2 Honda e vorkommen kann).
- Geringere Infrastrukturkosten durch doppelte Lade- und Entladekapazitäten mit lediglich einer Schnittstelle zum Verteilnetz
- Geringere Montage- und Installationskosten, da nur ein Sockel statt zwei bereitgestellt werden muss
- Geringere Gerätekosten durch die Nutzung eines Displays anstelle von zwei
- Geringere Betriebskosten durch die Nutzung einer gemeinsamen GSM Connection

Die Entwicklung der Doppel-Ladestation Due wurde durch einen iterativen Prozess charakterisiert, der auf kontinuierlicher Verbesserung und Anpassung basiert. Dieser Ansatz ermöglichte es, Funktionen und Designs schrittweise zu optimieren, indem auf direktes Feedback sowie auf fortlaufende technische Erkenntnisse reagiert wurde.

5.2.1 Entwicklungsphasen

Das Projekt wurde in einzelne Entwicklungsphasen und Arbeitspakete für die Entwicklung der Doppel-Ladestation Due eingeteilt. Es ist wichtig zu erwähnen, dass während der Entwicklungsphase im Jahr 2021 die Corona-Pandemie weiterhin eine bedeutende Rolle spielte. Dies hatte vor allem erhebliche Auswirkungen auf diverse Lieferketten und das Beschaffungswesen, was zu Herausforderungen bei der Materialbeschaffung und der Einhaltung von Zeitplänen führte. Diese Umstände zwangen das Projektteam, flexibel auf Verzögerungen zu reagieren und alternative Lösungen zu finden, um den Fortschritt des Projektes trotz der globalen Unsicherheiten aufrechtzuerhalten.

In den folgenden Kapiteln wird eine detaillierte Betrachtung der drei Hauptkategorien der Entwicklung der Due vorgenommen: Entwicklungen von Mechanik, Elektronik und Software. Die mechanische Entwicklung konzentriert sich auf das Design und die Eigenschaften, die notwendig sind, um eine robuste und mechanisch funktionierende Ladestation herzustellen. Im Bereich der Elektronik wird erläutert, wie die Komponenten integriert und evaluiert wurden. Diese Erläuterungen bieten einen Einblick in die technische Komplexität und die Lösungen, die zur Realisierung der Due geführt haben.

5.2.2 Entwicklung Mechanik

Die mechanische Entwicklung der Due fokussierte auf die Anpassung und Weiterentwicklung des Gehäuses, damit eine zweite Leistungseinheit eingebaut werden konnte. Inspiriert von dem bereits existierenden Design des «Power Managers» mussten erhebliche Erweiterungen vorgenommen werden, um das neue Modell bodenmontierbar zu machen. Anders als der «Power Manager», der mittels Wandhalterung befestigt wird, erforderte die Due die Entwicklung eines robusten Sockels als Fundament. Zusätzlich war eine Anpassung des oberen Gehäuseteils notwendig, um eine kompatible Verbindung zum neu gestalteten unteren Gehäuse zu gewährleisten, das nun direkt am Boden verschraubt wird.

Im Rahmen der mechanischen Anpassungen musste auch Raum für zusätzliche Komponenten geschaffen werden. Das Kühlungskonzept für die untere Leistungseinheit wurde überarbeitet, um eine optimale Temperaturkontrolle zu gewährleisten. Die Akustik wurde entsprechend den neuen Anforderungen angepasst. Die Erweiterung mit einer zweiten Leistungseinheit erforderte eine



sorgfältige mechanische Verschaltung der Module. Durch die zusätzlichen Komponenten wie Relais wurde eine dynamische Verschaltung der beiden Module ermöglicht, die es erlaubt, dass entweder ein einzelnes Fahrzeug beide Leistungsmodule nutzt oder zwei Fahrzeuge unabhängig voneinander jeweils mit einer Leistungseinheit versorgt werden. Zudem wurden zusätzliche Sicherungen für die jeweiligen Ausgänge integriert, um die Betriebssicherheit weiter zu erhöhen.

5.2.3 Entwicklung Elektronik

Die Entwicklung der Elektronik für die Due stellte das Entwicklungsteam vor Herausforderungen, da eine einfache Verdoppelung oder Vergrößerung der Komponenten nicht möglich war. Für jedes Leistungsmodul musste individuell ein 16A Netzfilter integriert werden, um die elektrische Qualität zu gewährleisten. Ein zentraler Aspekt der Entwicklung war die Realisierung einer Rundsteuerplatine, die in der Lage ist, mit verschiedenen spezifischen Empfängern der Energieversorgungsunternehmen zu kommunizieren und sie zu integrieren. Diese Platine wurde so konzipiert, dass sie Signale über potentialfreie Kontakte empfängt und an die Ladestation sowie das übrige System weiterleiten kann.

Um die Zuverlässigkeit des Systems zu erhöhen, wurde die Platine weiterentwickelt, so dass ein fehlerhaftes Anschliessen keine anderen Komponenten in der Ladestation beschädigen kann. Nach diesen Anpassungen wurden Performance-Tests durchgeführt, um die erforderliche Geschwindigkeit der Elektronikkomponenten und des Systems zu verifizieren und sicherzustellen, dass die Ladestation unter allen Betriebsbedingungen optimal funktioniert.

5.2.4 Entwicklung Software

Eine neue Entwicklung der Software war erforderlich, um die zwei einzelnen Module in einer gemeinsamen Leistungsgruppe aufzuteilen. Die Leistungsgruppe wurde so aufgeteilt, dass je ein Modul in einer einzelnen Leistungsgruppe angesteuert wird. Somit kann die Due je ein einzelnes Fahrzeug unabhängig bedienen und es entstanden zwei unabhängige Steckerplätze. Die Ansteuerung und Überwachung des zentralen Relais, welches die Verbindung der beiden Leistungsmodule ermöglicht, musste softwareseitig ergänzt werden, damit eine dynamische Verschaltung möglich wurde. Speziell musste hier ein Softwarekonzept erarbeitet werden, welches die Daten der einzelnen Leistungsmodule und Fahrzeuge sammelt und diese verständlich für das darüberliegende Backend System zur Verfügung stellen kann.

Die Steuerung via des Rundsteuerempfängers (RSE) musste überdacht werden, da ein direktes Steuern der Leistungsmodule nicht vorteilhaft ist. Mittels RSE konnte die beiden Fahrzeuge bei einer Due nicht einzeln angesteuert werden, da an der Ladestation nur ein einzelner Empfänger installiert ist, welcher dann die Signale für die ganze Ladestation entgegennahm. So wurden die empfangenen Werte gemessen, verarbeitet und an das Backend System gesendet. Somit behält dieses stets die Kontrolle und Übersicht der einzelnen Ladestationen und konnte die entsprechenden Entscheidungen machen.

Im Verlauf des Projekts wurde vom Backend System entschieden, dass die Ladestationen in drei separate Flotten-Anwendungsfälle aufgeteilt werden, welche man mit verschiedenen Ansteuerungsalgorithmen ansteuerte. Zudem musste das bestehende Lastmanagement, welches auf den Ladestationen läuft, entsprechend erweitert werden, so dass die beiden Fahrzeuge unabhängig voneinander ihre jeweiligen Ladezustände und Daten ins Backend System senden konnten. Nur so konnte man sie auch wieder einzeln steuern.



5.2.5 Steuerung durch sun2wheel und Datenerhebung über OCPP

Dank der bestehenden OCPP-Implementierung konnten die meisten Ladedaten, welche nicht für die Steuerung der Ladestation verwendet wurden, bereits über diese standardisierte Schnittstelle übertragen werden, wobei nur geringfügige Anpassungen notwendig waren. Eine besondere Herausforderung stellten jedoch die Installationsorte dar, vor allem in Tiefgaragen, wo die Mobilfunkverbindung eingeschränkt und das Signal oft schwach war.

Abgesehen von den OCPP-Daten, die lediglich zu Analysezwecken verwendet wurden, bestand eine Verbindung mit dem sun2wheel Backend-System. Dieses verwendete die Standard «barista» Lastmanagement-Schnittstelle von EVTEC. Über diese Schnittstelle wurde die gesamte Steuerung abgewickelt und so konnten die geforderten Ziel-Zeiten stets eingehalten werden.

5.2.6 V2X-Plattform und Kommunikationskanäle

Die V2X Plattform ist ein zentrales Element des Projekts und beinhaltet verschiedene Kommunikationskanäle (Abbildung 10). Sie kombiniert Informationen aus der Ladestation, des Mobility-Buchungssystems, der lokaler Bilanzmessung für die Eigenverbrauchsverbindung sowie des lokalen Rundsteuersignals.

Teil der Plattform ist ebenfalls eine einfache Web-App, mit welcher Buchungsdaten und Daten der Fahrzeuge und Ladestation visualisiert und Standorte sowie Fahrzeuge administriert werden können.

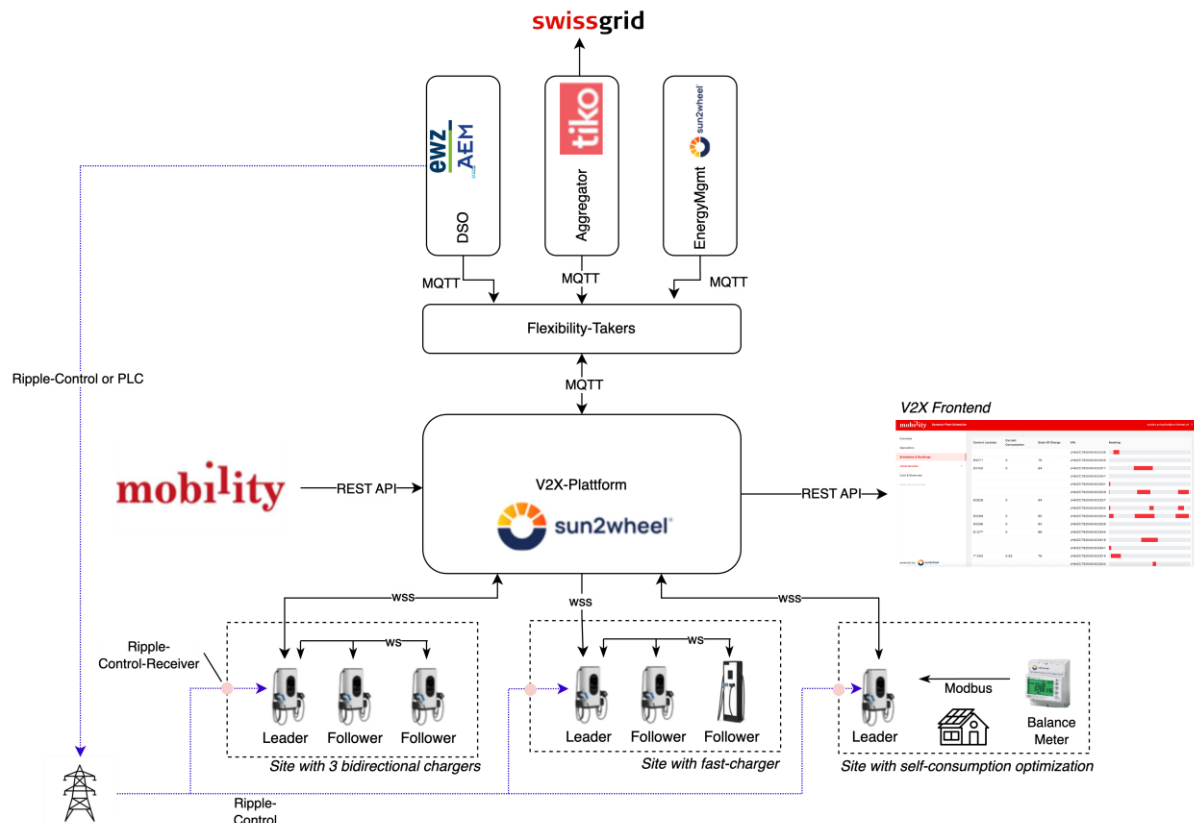


Abbildung 10: V2X Plattform mit den relevanten Datenflüssen

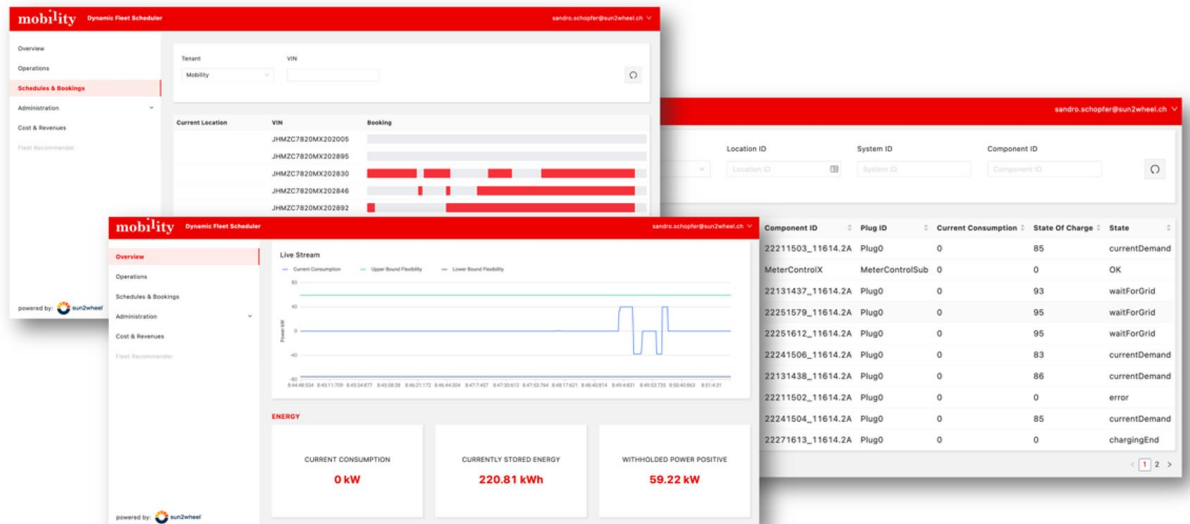


Abbildung 11: Details der V2X-Plattform-Frontend für die technische Aggregation der Fahrzeug-Flexibilität

Die Architektur der V2X-Plattform ist in mehreren Schichten aufgebaut (vgl. Abbildung 11). Auf der lokalen Ebene kommuniziert die Ladestationen mit einem lokalen «Leader», welcher im Falle eines Verbindungsunterbruchs das Lastmanagement sicherstellt. Bei Verbindungsunterbruch oder fehlender Verfügbarkeit der Cloud wurde das Lastmanagement so konfiguriert (Fallback), dass die Fahrzeuge priorisiert geladen werden mit dem maximal möglichen Ladestrom. Im Normalfall kann von einer dauerhaften Verbindung zu der V2X-Plattform ausgegangen werden, welche das Lastmanagement vollständig übernimmt. Das Lastmanagement in der V2X-Plattform unterscheidet sich sehr stark von dem Lastmanagement, welches in der Fallback-Situation greift. Das lokale Managementsystem arbeitet in der Kategorie des «dynamischen Lastmanagements».

Für das plattformbasierte Lastmanagementsystem kommt sun2wheels bedarfsgerechtes Lastmanagementsystem zum Einsatz: Es gestaltet die Ladevorgänge so, dass die Anschlussleistung nicht überschritten wird, aber trotzdem individuelle Regelwünsche von aussen (z.B. Aktivierungen durch Flexibilitätsabnehmer und individualisierte Ladepläne) applizieren. Das Lastmanagement bezieht ebenfalls lokalen Messungen bei, welche Residuallasten oder Bilanzmessungen für Eigenverbrauchsoptimierungen vor Ort aufnimmt und diese an die V2X Plattform weiterleitet. Zudem werden die Rundsteuersignale vor Ort aufgenommen, in der Cloud-Plattform bearbeitet und dem Verteilnetzbetreiber wieder zurückgespielt, damit eine Art Feedback-Loop gebildet wird.

Die Plattform muss in der Lage sein, tausende von Verbindungen zu verschiedenen Ladestationen zu halten und diese parallel zu verarbeiten. Die Umsetzung einer solchen Plattform ist nicht trivial, da es zu sogenannten «Race-Conditions» kommen kann. Hierbei versuchen mehrere Sub-Programme der V2X-Plattform auf die gleiche Variable zuzugreifen, welches zu einer Blockierung oder einem rapiden Anstieg der Ressourcen (RAM, CPU) des Systems führen kann und die Ladungen im schlimmsten Fall unterdrücken kann. Oftmals werden solche Bedingungen erst im Betrieb erkannt und benötigen zumindest in der Anfangsphase der Entwicklung eine sehr enge Begleitung des Betriebs.

Die Buchungsdaten werden im Minutenzyklus aktualisiert und die Ladepläne entsprechend berechnet, welche dann als Input für das bedarfsgerechte Lastmanagement dienen. Über die Ladestationen werden die Fahrzeuge zwar erkannt mittels einer Art «Mac-Adresse», welche dann aber manuell auf die VIN-Nummern zugeordnet werden muss. Wird also ein Update der Buchungsdaten registriert, werden alle Standorte nach dem nötigen Fahrzeug durchsucht und folglich aktualisiert.



Während dem parallelen Verarbeiten der Buchungsdaten werden die nötigen Daten an die Flexibilitätsabnehmer versendet. Dabei ist jedes Fahrzeug einem der drei Flexibilitätsabnehmer zugewiesen. Die Daten aus den Ladestationen, zusammen mit den aktuellen Fahrplänen, werden dabei fortlaufend an die Flexibilitätsabnehmer versendet, damit sie ständig im Bild sind über die momentan vorgehaltene Regelleistung sowie einer Prognose über die Zeitdauer der verfügbaren Regelleistung. Diese Daten werden mindestens im Sekundentakt aktualisiert und innerhalb des Sekundenintervalls gar aktualisiert, falls neue Daten aus den Ladestationen verfügbar werden. Die Daten werden über einen Message-Broker (MQTT) versendet. Dabei kann der Flexibilitätsabnehmer auf die Updates einzelner Ladestationen oder des ganzen Pools bzw. der Flotte «hören». Es wurde sehr viel Wert auf eine schnelle Datenverarbeitung gelegt, so dass der Flexibilitätsabnehmer sofort über den Status der Ladestation bzw. des Fahrzeugs informiert ist.

Der Flexibilitätsabnehmer hat darüber hinaus die Möglichkeit, über den gleichen Message-Broker ebenfalls Aktivierungskommandos zu senden. Diese müssen an einzelne Standorte gesendet werden und nicht an die Ladestationen direkt, da sun2wheel die Hoheit bzw. die Verantwortung über das Lastmanagement behält. Falls eine Aktivierung für einen Standort eintrifft, entscheidet sun2wheel, welches Fahrzeug am besten aktiviert wird (Priorisierung nach State-Of-Charge).

Um jede Buchung via VIN-Nr. eindeutig einem Fahrzeug zuweisen zu können, erweiterte Mobility die bestehende Schnittstelle damit ein Fahrzeug genau einer Buchung zugewiesen werden kann. Zum Zeitpunkt der minütlichen Aktualisierung werden sämtliche Buchungsdaten für einen Zeithorizont von 48 Stunden in die Zukunft via REST-API übermittelt. Eine typische API-Response, welche die Buchung eines Fahrzeugs illustriert, wird im folgenden JSON-Format übermittelt:

```
{
  "vehicleposition": {
    "stationid": 70184
  },
  "vehicle": {
    "id": 123130,
    "VIN": "VF1R9800563203919",
    "licenseplate": "VD ..."
  },
  "availabilities": {
    "technical": [
      {
        "datefrom": "2022-07-11T18:15:00",
        "dateto": "2022-07-12T06:30:00"
      }
    ]
  }
}
```

Dieser Code-Schnipsel zeigt exemplarisch ein Fahrzeug, welches zwischen 18:15 Uhr und 6:30 Uhr am Folgetag des 11.7.2022 gebucht wurde. Die API wird von sun2wheel 1x pro Minute aufgerufen. Da Mobility-Fahrzeuge sehr kurzfristig gebucht werden können, durchlaufen Änderungen der Buchungen entsprechend schnell das System.

Aus den Buchungsdaten werden die Zeitfenster für Flexibilitätsdienstleistungen berechnet: Jedem 15min-Slot eines Fahrzeugs wird dabei ein Modus zugewiesen:

- Flex-Mode
Die nächste Buchung liegt weiter in der Zukunft als die Zeit, die benötigt wird, um das Fahrzeug auf den Pick-up-SOC (85 % bis 95 %) zu bringen. Ein Flexibilitätsabnehmer kann deshalb Fahrzeuge an einem spezifischen Mobility-Standort ansteuern.



- Mobility-Mode
Dieser Modus wird forciert, falls ein retourniertes Fahrzeug unterhalb des minimalen SOC minSOC liegt oder falls eine Buchung unmittelbar bevorsteht und das Fahrzeug für den Pick-up durch den Mobility-Kunden vorbereitet wird.

Der minSOC ist ein entscheidender Parameter und kann pro Standort vorgegeben werden. Ein zu hoher Wert mindert Einnahmen, welche Flexibilitätsabnehmer potenziell erwirtschaften können. Mit einem tiefen Wert steigt das Risiko, dass bei einer kurzfristigen Buchung das Fahrzeug nicht rechtzeitig auf den Pick-up-SOC geladen werden kann.

5.2.7 Ladestation – V2X Plattform

Standardmässig verfügt die EVTEC-Ladestation Due über verschiedene Kommunikationsinterfaces, welche jene von herkömmlichen AC-Ladestationen bei weitem übersteigen. Für Informationen, die für das Lastmanagement relevant sind, benutzen EVTEC und sun2wheel ein eigens konzipiertes Protokoll (genannt «barista»).

- Lokales Lastmanagement als Fallback
Falls mehrere Ladestationen an einem Mobility-Standort installiert sind, kann sun2wheel eine Ladestation als «Leader» konfigurieren, welche die Verbindung zur Cloud bewirtschaftet. Das «Leader-Follower» Setup ist sehr flexibel und erlaubt es, das Lastmanagement auch im Offline-Fall (falls der «Leader» die Verbindung zur Cloud kurzfristig verliert) weiterzubetreiben mit entsprechenden Fallbacks. Im Projekt wurde der Fallback so gesetzt, dass alle Fahrzeuge priorisiert laden, sobald die Verbindung zur Cloud verloren geht. Falls sich die Verfügbarkeit der Cloud-Applikation durch Internetverbindungsausfälle kurzfristig verschlechtert, setzt der Fallback ein und lädt die Fahrzeuge so schnell wie möglich, und zwar ohne die lokale Absicherung zu überlasten.
Dieses Feature hat sich vor allem zum Projektstart sehr bewährt: Da verschiedene Komponenten der Cloud-Applikation noch nicht robust genug liefen, konnte der Betrieb jederzeit gewährleistet werden, und namhafte Einschränkungen im Betrieb während der Entwicklungsphase auf ein absolutes Minimum zu reduzieren.
- Kommunikation
Als Transportprotokoll nutzen EVTEC und sun2wheel Websockets, welche einen bidirektionalen Kommunikationskanal aufbauen können zwischen einerseits Ladestation und «Leader» und andererseits zwischen «Leader» und Cloud-Applikation. Sämtliche Ladestationen sind mit 4G SIM-Karten ausgestattet. Die Ladestationen kommunizieren mit einer 0.4 Mbits Rate und können somit trotz sehr intensivem Datenaustausch mit Cloud und Ladestation sehr kostengünstig betrieben werden. Die Cloud sendet jede Sekunde Ping-Signale an die Ladestation und kann innerhalb von 2.5 Sekunden einen Verbindungsunterbruch detektieren.
Die Kommunikation erfolgt vollständig asynchron, d.h. Nachrichten werden ausgelöst, sobald das System eine namhafte Änderung erfährt, wie z.B. Plug-In/Plug-Out-Events oder falls es zu einer schnellen Leistungsaufnahme oder -abnahme kommt oder aber sich der Verbrauch stark ändert.
- Keep-Alive Signale
Bidirektionale Fahrzeuge können zwar für sehr lange Zeit in einer aktiven Ladesession gehalten werden, allerdings gehen die Fahrzeuge nach ein paar Minuten in einen Standby-Modus, sofern keine Steuersignale an die Ladestation und somit an das Fahrzeug gesendet



werden. Im Standby-Modus wird das interne Energiemanagement-System des Fahrzeugs auf ein Minimum reduziert, damit der Ladezustand über längere Zeit gehalten werden kann. Das Fahrzeug kann jederzeit wieder in einen aktiven Modus zurückversetzt werden, allerdings dauert der Übergang von Standby-Modus auf aktiven Modus ca. 30 – 60 Sekunden.

Schnelle Regelleistungsprodukte benötigen jedoch kürzere Reaktionszeiten. So muss die erste Reaktion innerhalb von 2 Sekunden erfolgen, weshalb alle 2 Minuten ein Keep-Alive Signal an die Ladestationen versendet wird, um das Fahrzeug im aktiven Modus zu halten. Dies ermöglicht schnelle Reaktionszeiten bei Aktivierungen durch den Aggregator, verursacht aber auch einen höheren internen Energieverbrauch durch den Betrieb des internen Energiemanagement-Systems (Klimatisierung etc.).

Theoretisch müssten nicht alle Fahrzeuge dieses Signal erhalten, da nur eine kleine Teilmenge der Fahrzeuge aktiv gehalten werden müsste, um eine genug schnelle Reaktionszeit des Pools zu erreichen und somit Standby-Verluste zu minimieren. Dies hätte jedoch den Kommunikations-Overhead sowie das Interface-Design zu den Flexibilitätsabnehmern erheblich erhöht, weshalb von einer weiteren Optimierung bzw. einem selektiveren Versand des Keep-Alive Signals abgesehen wurde.

5.3 Data Storage System

5.3.1 Definition der zu erfassenden Daten

Das Datenkonzept wurde von Mobility in enger Zusammenarbeit mit allen Projektpartnern entwickelt. Ausgangspunkt für das Datenkonzept waren die 5 Hauptfragestellungen des Projektes (vgl. Kapitel 3.2). Aus ihnen wurden deshalb abgegrenzte Unterfragestellungen und Problemfelder abgeleitet, welchen Zuständigkeiten zugeordnet werden konnten (s. Tabelle 4). So konnte ebenfalls entschieden werden, welche Fragen rein qualitativ und welche quantitativ zu beantworten sind. Für die quantitativ zu beantwortenden Fragen wurden in einem nächsten Schritt die dafür notwendigen Datensätze und die Datenattribute, ihr Aktualisierungsrhythmus, die Verantwortlichkeiten sowie ihre DSGVO-Relevanz definiert.

Tabelle 4: Datenkonzept: Fragestellungen und Zuständigkeiten

Fragestellungen und Beschreibung	Beantwortung	Lead	Beteiligte
Zertifizierungen	qualitativ	tiko	Honda, sun2wheel
Regulatorische Sicht	qualitativ	sun2wheel	Mobility, tiko
Normen konform	qualitativ	Mobility	EVTEC, sun2wheel, Honda
Cloud – Ladestationen – Fahrzeug (E2E) Steuerung funktioniert und eignet sich (technisch) für...	qualitativ	tiko / sun2wheel	VNB: Siehe auch HSNW (Innosuisse)
Technische Verfügbarkeit des Gesamt-System	quantitativ	sun2wheel	EVTEC, tiko, Mobility
Fahrzeugverfügbarkeit	quantitativ	sun2wheel	tiko, Mobility
Aufzeigen technischen, prozessoralen und organisatorischen Umsetzung	qualitativ	Mobility	sun2wheel, tiko, EVTEC
Welcher technische, organisatorische und finanzielle Nutzen wird für die verschiedenen Stakeholder generiert?	qualitativ	Mobility	Alle
Auswirkungen auf Mobility-Kunden	quantitativ/qualitativ	Mobility	Honda
Auswirkungen Fahrzeug	quantitativ/qualitativ	Honda	Mobility



5.3.2 Konzeption und Entwicklung

Für den Datenimport von Daten einzelner Projektpartner in das DSS werden verschiedene Methoden angewendet (vgl. Abbildung 13): Während die Cloud von sun2wheel (via MQTT), EVTEC (via OCPP) und die Telemetriedaten der Honda e auf automatisierter Weise in das DSS eingespeist werden, erfolgt der Datentransfer von Mobility und tiko manuell via Import von CSV Files.

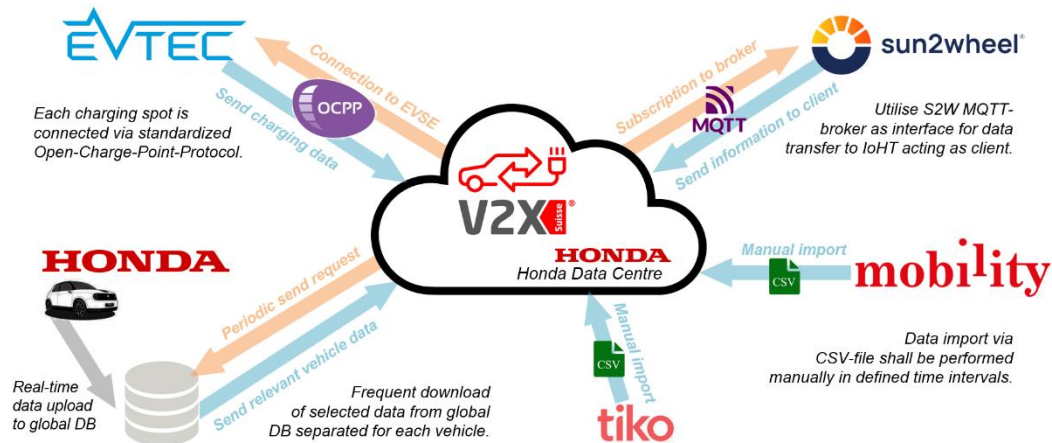


Abbildung 12: Konzept Data Storage System

Nach dem gemeinsamen Zusammentragen der bevorzugten Methoden zum Datenimport sowie der erforderlichen Funktionalitäten und notwendigen Flexibilität zur Anpassung innerhalb des DSS entschied Honda R&D Europe, dieses im Rahmen der von Amazon Web Services (AWS) angebotenen Module zu realisieren.

Der schematische Aufbau des Data Storage Systems und die Gliederung der Funktionen innerhalb des Systems sind Abbildung 13 zu entnehmen.

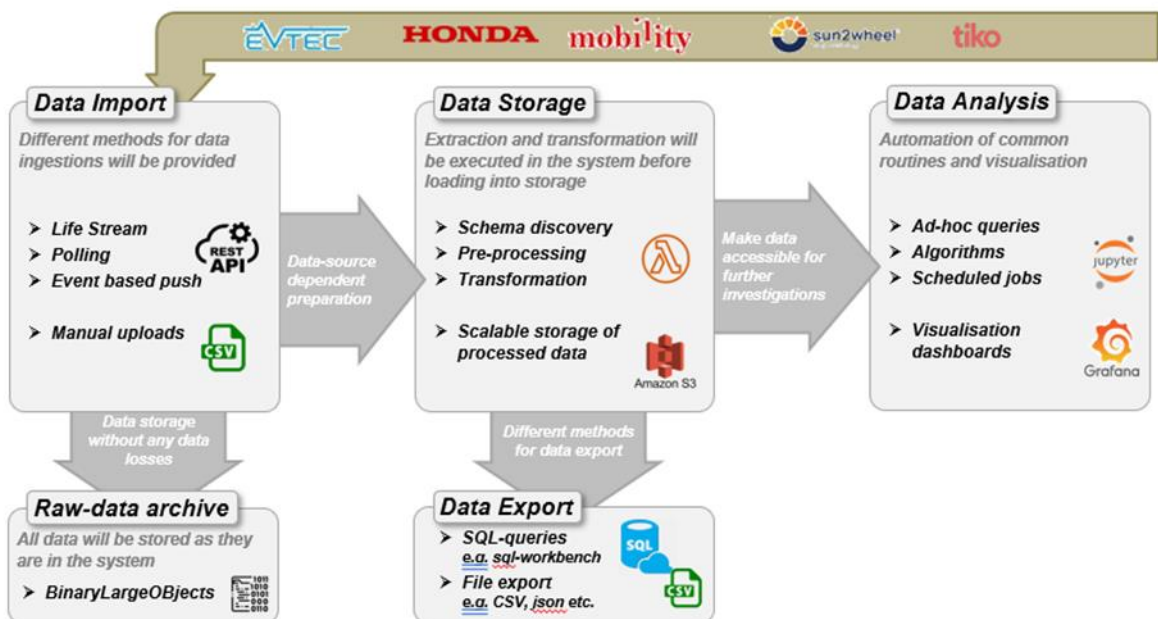


Abbildung 13: Aufbau Data Storage System



5.3.3 Prüfung zur Einhaltung rechtlicher Rahmenbedingungen

Nach Abschluss der Konzeptionsphase zur Entwicklung des DSS unternahm Honda R&D Europe eine umfangliche Prüfung zur Einhaltung aller geltenden rechtlichen Bedingungen hinsichtlich Schutz personenbezogener Daten sowie deren Verarbeitung und Speicherung.

Diese Honda interne Prüfung beinhaltete die Rechtsräume der Europäischen Union (EU), der Schweiz, des Vereinigten Königreichs (UK) sowie Japans, da die Übermittlung und Verarbeitung der Daten über bzw. in den genannten Rechtsräumen erfolgt.

5.3.4 Kontinuierlicher Betrieb

Das Data Storage System wurde gemäss Abbildung 13 aufgebaut und in der Hochlaufphase laufend getestet und verbessert. Obwohl das DSS mit Beginn des 12-monatigen P&D-Betriebes ab September 2023 in den produktiven Betrieb übergang, mussten weitere Anpassungen im System vorgenommen werden, um die kontinuierliche Erfassung der Daten nach einzelnen Optimierungen innerhalb des operativen Systems zu gewährleisten.

Dies betraf u.a. folgende Datenquellen und die zugehörigen Module zur deren Erfassung:

- EVTEC: Anpassung der Übermittlungsrate der über OCPP gelieferten Daten an die Verbindungsqualität des Mobilfunknetzes je nach Standort der Ladestation
- sun2wheel: Anpassung der Struktur innerhalb des MQTT-Brokers zur dynamischen Flottenzuweisung und -kontrolle hinsichtlich der umgesetzten Anwendungsfälle (Mobility-, ZEV-, ÜNB und VNB-Flotte)
- tiko & Mobility: Erweiterung und Optimierung der Datenstruktur zur verbesserten Datennutzbarkeit hinsichtlich späterer Datenanalysen (u.a. Zeiträume der Ladestationszuweisungen)



5.4 Flexibilitäten

Das Angebot von Flexibilität wurde gemäss dem technischen Schema in Abbildung 15 umgesetzt.

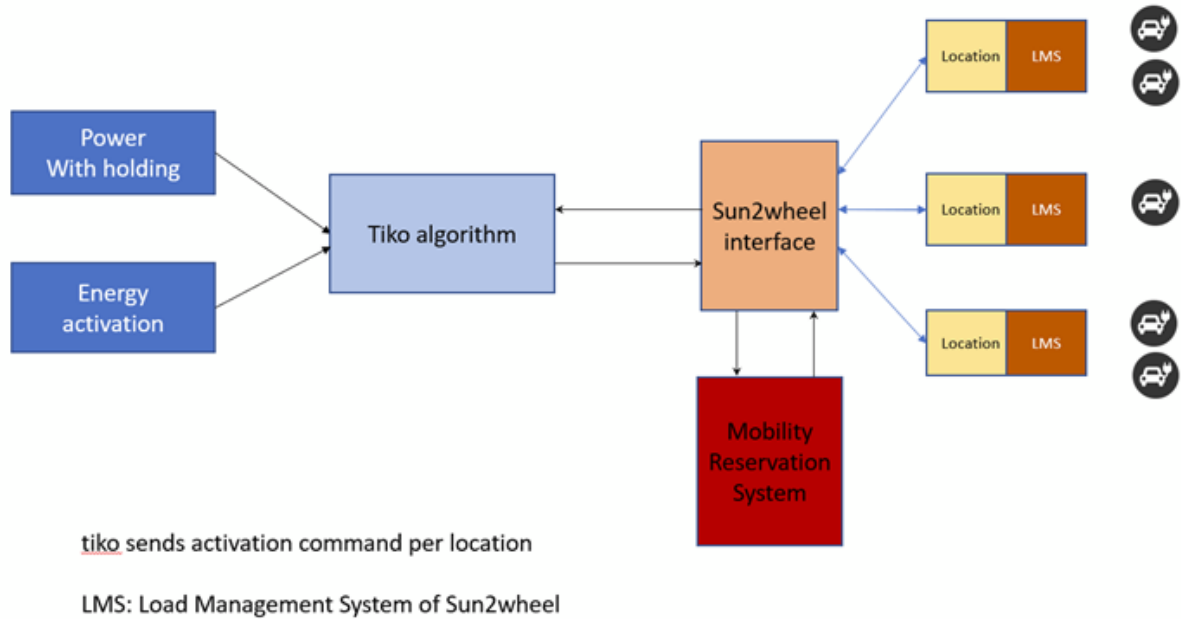


Abbildung 14: Technisches Schema Angebot von Flexibilität

Um zu entscheiden, wie viel Leistung in der von Swissgrid durchgeführten Auktion geboten werden kann, muss zunächst eine Prognose der verfügbaren Leistung erstellt werden. Die Mindestleistung, um die ein Gebot erhöht werden kann, beträgt 1 MW, viermal mehr als die aus dem EV-Pool verfügbare Leistung von 0.225 MW. Die 0.225 MW waren die Leistung, die mit dem 34 EV bei der technischen Präqualifikationstest von Swissgrid am 30.05.23 nachgewiesen wurde. Details zu den technischen Präqualifikationstests sind im Kapitel 5.4.1 beschrieben. Daher war es nicht möglich, an den Swissgrid-Auktionen teilnehmen. Zudem wurde beschlossen, die EVs nicht in den bestehenden tiko-Heizungspool einzubinden, um Erfahrungen im autarken Betrieb eines EV-Pools zu sammeln.

Während des Betriebs wurde eine Schätzung der verfügbaren Leistung in Abhängigkeit von der Verfügbarkeit der Fahrzeuge vorgenommen. Die Aktivierungssignale wurden an den tiko-Algorithmus übermittelt und dann über die sun2wheel-Plattform an die einzelnen EVs weitergeleitet.

Um sicherzustellen, dass das Elektroauto bereit ist, wenn der Kunde es abholt, wurden von sun2wheel zwei Modi implementiert – der Mobility-Mode und der Flex-Mode (vgl. Abbildung 15). Das Fahrzeug steht nur im Flex-Mode für die Flexibilitätsnutzung durch tiko zur Verfügung. Detaillierte Erklärung zur Grafik siehe Anhang 10.3.

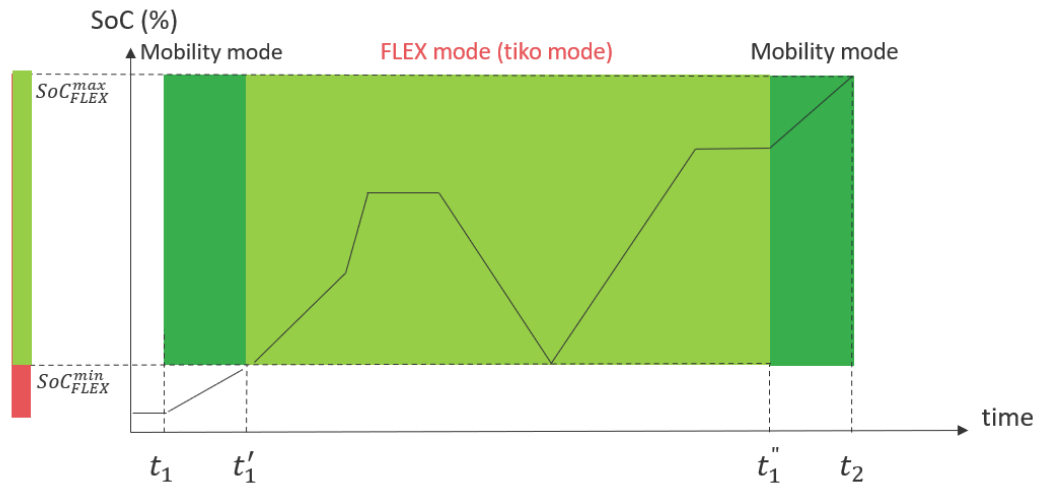


Abbildung 15: Darstellung Mobility-Mode und Flex-Mode

5.4.1 Übertragungsnetz

a) Präqualifikation

Als Aggregator musste tiko belegen, die technischen Anforderungen für Primärregelleistung (FCR) und Sekundärregelleistung (aFRR) erfüllen zu können. Dazu mussten sogenannte Präqualifikationstests durchgeführt werden.

Die Anforderungen an die Präqualifikationsprüfungen für FCR- und aFRR-Produkte sind im entsprechenden Swissgrid-Dokument⁴ beschrieben. Das Hauptziel der Präqualifikationstests ist der Nachweis, dass die dynamischen Anforderungen wie Reaktionszeit und Zeit bis zur Lieferung von 100 % der Leistung erfüllt sind.

Abbildung 16 und Abbildung 17 (Quelle: Swissgrid) zeigen Beispiele für die von Swissgrid geforderten Tests.

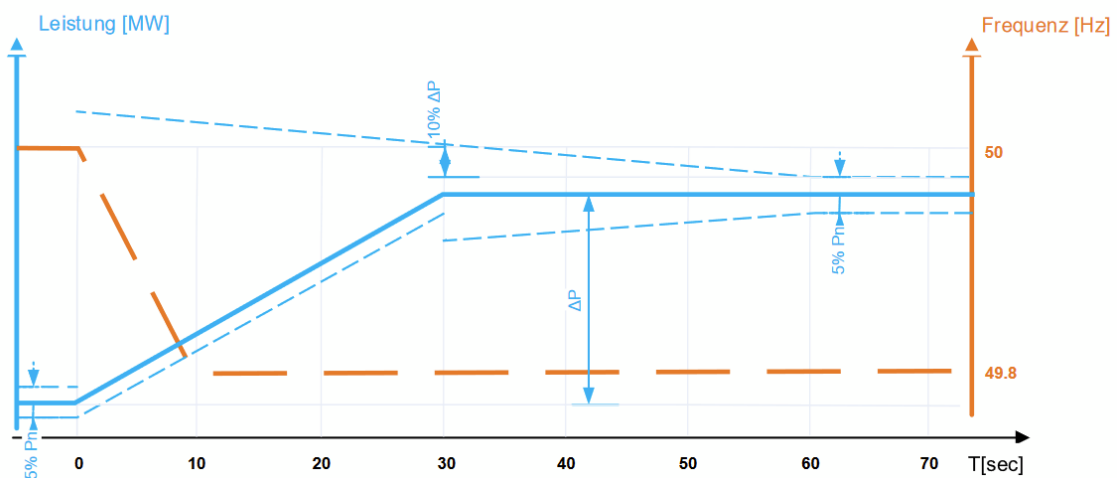


Abbildung 16: Leistungsverlauf einer Frequenzabweichung von -200mHz für Lieferung von FCR

⁴ Quelle: Swissgrid ([Link](#))



Wie der Rampentest in Abbildung 16 veranschaulicht, sind die wichtigsten Voraussetzungen für FCR die folgenden:

Die Aktivierung hat so bald wie möglich, spätestens aber 2 Sekunden nach einer Frequenzabweichung, zu beginnen; im Falle einer Frequenzabweichung von mindestens ± 200 mHz sind spätestens nach 15 Sekunden mindestens 50 % der vollständigen Kapazität bereitzustellen; im Falle einer Frequenzabweichung von mindestens ± 200 mHz sind spätestens nach 30 Sekunden 100 % der vollständigen Kapazität bereitzustellen; im Falle einer Frequenzabweichung von mindestens ± 200 mHz muss die Aktivierung der vollständigen Kapazität mindestens linear ansteigen.

Das Testsignal für aFRR hat den in Abbildung 17 dargestellten Verlauf und wird der SDV von Swissgrid als MW-Anforderung zur Verfügung gestellt. Der Differenz Peak zwischen maximaler (Testsignal 100 %) und minimaler Leistung (Testsignal -100 %) beträgt dabei mindestens 60 % des maximal präqualifizierbaren bzw. anbietbaren Sekundärregelungsbandes und soll sich an der später angebotenen SRL orientieren

Die technische Einheit hat eine Leistungsänderungsgeschwindigkeit von mindestens 0.5 % pro Sekunde der Nennleistung aufzuweisen.

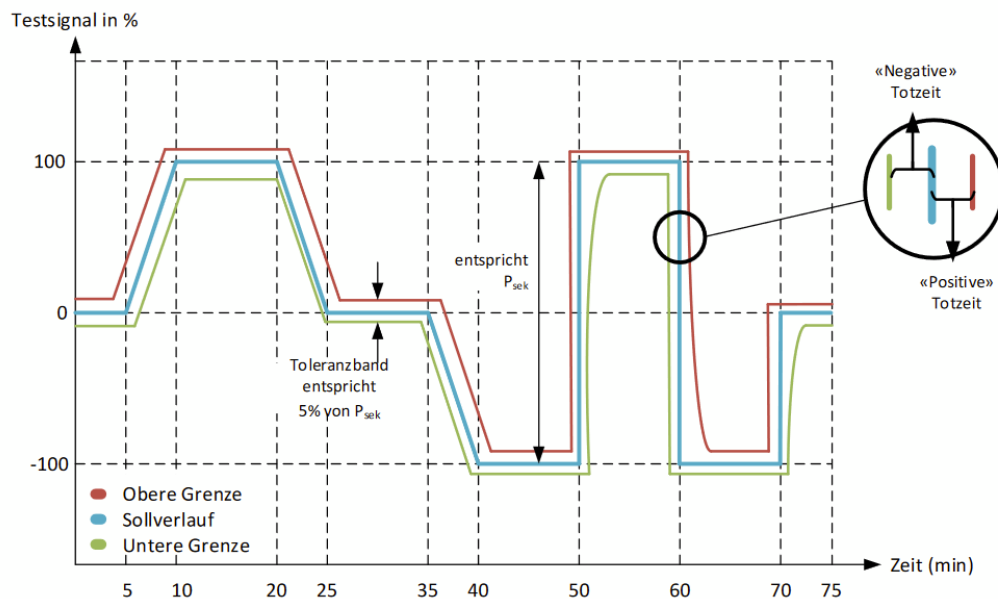


Abbildung 17: Testsignal mit Toleranzbändern für Lieferung von negativer und positiver aFRR

Die technischen Präqualifikationstests wurde am 03.05.2023 mit 34 EVs für FCR und aFRR mit jeweils einer Leistung von 0.225 MW erfolgreich bestanden⁵. Obwohl die Nennleistung des Ladegeräts und des EVs 10 kW beträgt, wurde bei den Tests festgestellt, dass das EV auf etwa 7 kW begrenzt ist. Dies ist auf die temperaturbedingten Einschränkungen des Batteriemanagementsystems zurückzuführen. Daher wurde für die Bereitstellung von Flexibilität eine theoretische Entladeleistung von 7 kW pro EV in Betracht gezogen.

Vor einer Teilnahme an den Regelleistungsausschreibungen – also den realen Ausschreibungen von Swissgrid – müssen diese Tests mit 1 MW wiederholt werden. Abbildung 18 und Abbildung 19 zeigen die Ausschnitte von den Swissgrid Auswertungen zu den FCR und aFRR-Präqualifikationstests.

⁵ Für die technischen Präqualifikationstests wurden alle EVs genutzt, die zu diesem Zeitpunkt zur Verfügung standen, nämlich 34. Für den Testbetrieb hingegen waren 35 EVs zugeteilt, von denen tiko 33 aktiv genutzt hat.



Anlagen zur Testauswertung

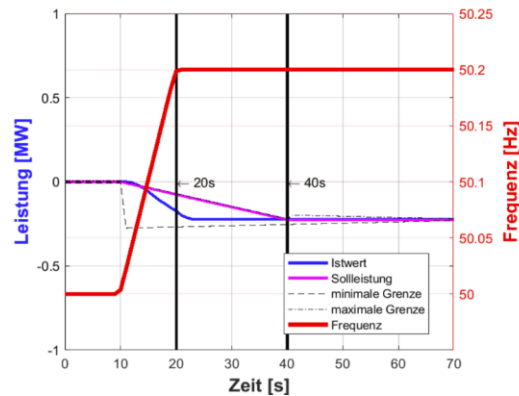


Abbildung 18: Auszug aus dem Swissgrid Präqualifikationstest: Auswertung für FCR

Anlagen zur Testauswertung

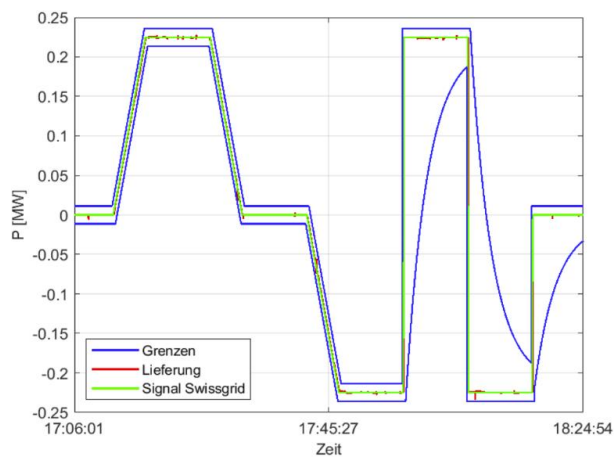


Abbildung 19: Auszug aus dem Swissgrid Präqualifikationstest: Auswertung für aFRR

a) V2X-Testbetrieb

Der V2X-Testbetrieb fand vom 01.08.2023 bis zum 26.03.2024 statt und wurde in vier Jahreszeiten unterteilt: Frühling wurde definiert als der Zeitraum zwischen dem 1. April und dem 30. Juni, Sommer als der Zeitraum zwischen dem 1. Juli und dem 30. September, Herbst als der Zeitraum zwischen dem 1. Oktober und dem 31. Dezember und Winter als der Zeitraum zwischen dem 1. Januar und dem 31. März. Von den insgesamt 50 Fahrzeugen wurden dem ÜNB-Pool 33 Fahrzeuge zugewiesen.

Es wurde ein Betriebsplan erstellt, nach dem jeweils ein Produkt für die Dauer von einer Woche getestet wurde. Ein Beispiel für einen Betriebsplan ist in Tabelle 5 dargestellt.



Tabelle 5: Beispiel Betriebsplan für Testbetrieb

	Product	Minimum SoC of the EVs	Duration	From	Until
1	FCR	60%	1 week	12/12	19/12
2	aFRR	70%	1 week	09/01	16/01
3	aFRR	60%	1 week	16/01	23/01
4	Day-Ahead	70%	1 week	23/01	30/01
5	Day-Ahead	60%	1 week	30/01	06/02

Die aFRR und FCR-Tests wurden mit Mindest-SOC zwischen 50 %, 60 % und 70 % für die EVs durchgeführt, um die Auswirkungen einerseits auf die Erlöse durch das Angebot von Systemdienstleistungen und andererseits auf die Kundenakzeptanz zu bewerten. Dazu wurden für FCR und aFRR die Leistungsgebote auf der Basis der Prognose der verfügbaren Fahrzeuge simuliert.

Die Day-Ahead-Tests wurden nur mit Mindest-SOC von 60 % und 70 % durchgeführt, um die Auswirkungen auf die Mobility Kunden zu verringern.

Für FCR wurde das Aktivierungssignal aus der in Echtzeit gemessenen Frequenzabweichung von 50 Hertz erzeugt. Das FCR-Produkt ist ein symmetrisches Produkt, so dass bei den Leistungsgebotssimulationen der Gebotsbetrag für positive und negative Energie immer gleich ist. Positiv bedeutet «Abgabe von Energie ins Netz minus Entladung des EV»; negativ bedeutet «Aufnahme von Energie aus dem Netz minus Aufladung des EV».

Bei FCR beträgt das Energieaktivierungssignal nur 5 bis 10 % der angebotenen Leistungsmenge. Das Aktivierungssignal ist im Allgemeinen symmetrisch. Aus diesem Grund ist die Grenze für die Gebotsmenge im Wesentlichen von der verfügbaren Leistung abhängig, da bei den Honda e ein Verhältnis von Leistung zu Energie von 1:3 vorliegt.

Abbildung 20 veranschaulicht das Operation Dashboard für den FCR-Betrieb. Die obere blaue Kurve zeigt die Frequenzabweichung von der Nennfrequenz von 50 Hz. die aus der aktuell gemessenen Frequenz und der Nennfrequenz von 50 Hz berechnet wird.

Die drei darunter liegenden Kurven zeigen die FCR-Produktion. Die orange Kurve «Charging Potential» und die magentafarbene Kurve «Discharging potential» zeigen die maximale Lade- und Entladekapazität des EV-Pools. Die grüne Kurve «Produced power FCR» zeigt die tatsächlich vom EV-Pool gelieferte FCR.



Abbildung 20: Dashboard vom FCR-Betrieb



Abbildung 21: Dashboard vom FCR-Betrieb – vergrößerte Ansicht



aFRR ist ein asymmetrisches Produkt. Das bedeutet, dass unterschiedliche Mengen positiver und negativer Gebote abgegeben werden können.

Die Leistungsausschreibung wird auf der Basis der Leistungspreise ausgewertet. Alle Angebote, die in der Leistungsausschreibung ausgewählt wurden, werden anschliessend in eine Energieauktion aufgenommen. Bei dieser Energieauktion wird für jedes 15-Minuten-Intervall eine Merit-Order-Liste erstellt. Die Energiepreise für ein 15-Minuten-Intervall können mit einer Vorlaufzeit von 25 Minuten geändert werden. Swissgrid aktiviert je nach Gesamtbedarf zuerst die günstigsten Energiegebote.

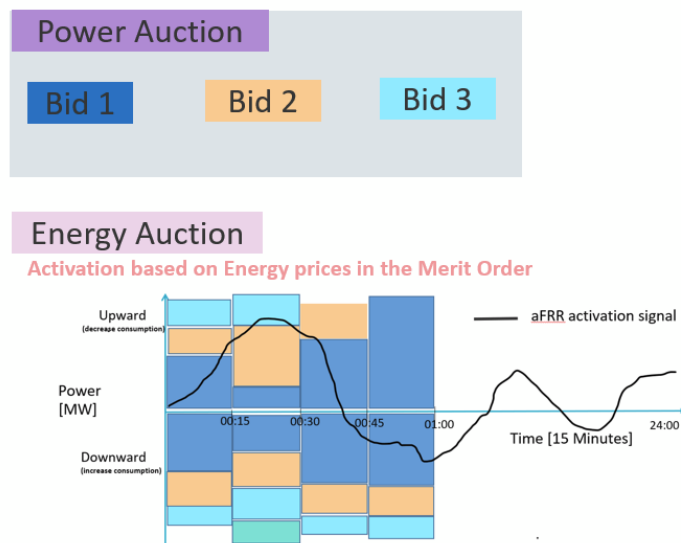


Abbildung 22: Konzept von aFRR-Leistungsausschreibung und Energieausschreibung

Zur Simulation der aFRR-Leistungsgebote wurde die Leistungsmenge bei einem vollen Aktivierungssignal von 1.5 Stunden berücksichtigt. Für das aFRR-Aktivierungssignal wurde das reale Aktivierungssignal vom tiko Virtual Power Plant (VPP) genommen und auf den Leistungswert herunterskaliert.

Der Energieaktivierungsalgorithmus wurde so optimiert, dass eine symmetrische Aktivierung erzielt wird. Dadurch kann der SOC des EV-Pools beibehalten werden.



Abbildung 23: Dashboard vom aFRR-Betrieb

Die Abbildung 23 zeigt das Operation Dashboard für den aFRR-Betrieb. Die obere gelbe Kurve zeigt das aFRR-Aktivierungssignal. Die Kurven darunter zeigen die aFRR-Produktion. Die orange Kurve «Charging potential» und die magentafarbene Kurve «Discharging Potential» zeigen die maximale Lade- und Entladekapazität des EV-Pools. Die blaue Kurve «Requested power aFRR», welche beinahe identisch ist mit der grünen Kurve, zeigt die angeforderte aFRR-Leistung. Die grüne Kurve «Produced power aFRR» zeigt die tatsächlich vom EV-Pool gelieferte aFRR.

Das Prinzip der Day-Ahead-Optimierung besteht darin, die EVs während der Niedrigpreisstunden des Tages aufzuladen und während der Hochpreisstunden des Tages zu entladen. Diese Handloptimierung wird vom Aggregator im Auftrag des Energieversorgers (Balance Responsible Party) durchgeführt, so dass der Energieversorger seine Energiebeschaffungskosten senken und diese Einsparungen mit Mobility teilen kann. Dieses Konzept ist in Abbildung 24 dargestellt.

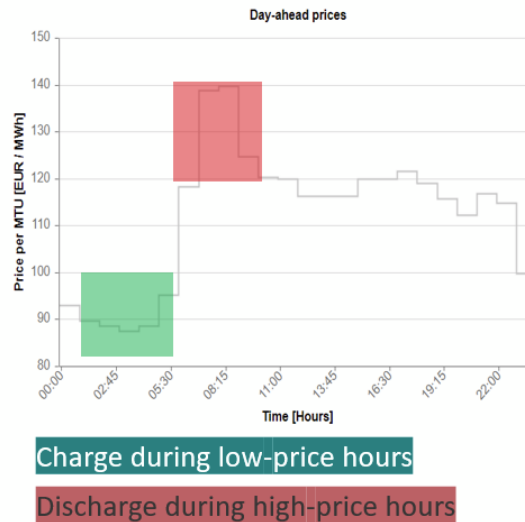


Abbildung 24: Das Konzept der Day-Ahead-Optimierung

Während des Testbetriebs wurde der Lade- und Entladebefehl auf Basis der Day-Ahead EPEX⁶-Spot Preise für die Schweiz erteilt. Es wurden jedoch keine echten Handelsgeschäfte an der EPEX getätigt und es wurden auch keine Fahrpläne mit den Energieversorgern ausgetauscht.

Abbildung 25 zeigt das Operation Dashboard für den Day-Ahead-Betrieb. Das aFRR-Dashboard wurde auch für den Day-Ahead-Betrieb verwendet. Die gelbe Kurve oben zeigt den Day-Ahead Optimierungsfahrplan. Die Kurven darunter zeigen die Produktion. Die orange Kurve «Charging potential» und die magentafarbene Kurve «Discharging potential» zeigen die maximale Lade- und Entladekapazität des EV-Pools. Die grüne Kurve zeigt die tatsächlich vom EV-Pool gelieferte Energie gemäss dem Day-Ahead Optimierungsfahrplan.



Abbildung 25: Das Dashboard vom Day-Ahead-Betrieb

⁶ Die europäische Strombörse EPEX SPOT ist eine Börse für kurzfristigen Stromgrosshandel in Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Grossbritannien, Luxemburg, den Niederlanden, Norwegen, Österreich, Polen, Schweden und der Schweiz mit Sitz in Paris, Frankreich. Sie wurde 2008 gegründet.



5.4.2 ZEV

Bei den ZEV-Standorten musste neben der Ladestation zusätzlich ein Strom-Messgerät (Smart-Meter) installiert werden, welches den Energieaustausch mit dem Verteilnetz am Hausanschlusskasten in Echtzeit messen kann. Hierzu können Smart-Meter der VNBs in der Regel nicht verwendet werden. Je nach Hersteller sind die Schnittstellen der VNB Smart-Meter nicht offen oder liefern Daten in zu hoher Abtastrate, um überschüssigen Solarstrom zu detektieren.

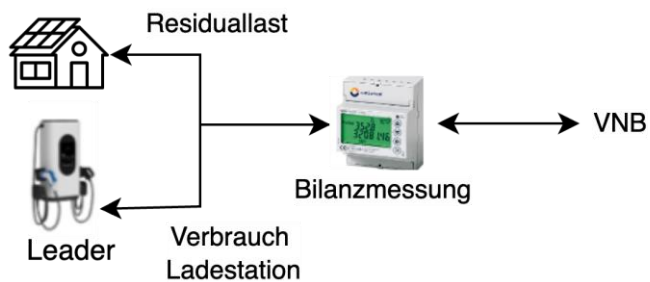


Abbildung 26: Messung im ZEV

Wie in Abbildung 26 dargestellt, gilt es zu beachten, dass neben dem Smart-Meter-Wert nur die Ladestation(en) selbst gemessen werden. Das heisst, aus der Bilanzgleichung kann nur noch die Residuallast bestimmt werden. Diese ist negativ, wenn der Bezug des Gebäudes kleiner ist als die Produktion und positiv, wenn mehr konsumiert als verbraucht wird.



6 Ergebnisse und Diskussion

6.1 Technische Machbarkeit

6.1.1 V2X- und Carsharing-Betrieb

Während der Projekt-Betriebszeit vom 01.09.2022 bis und mit 31.03.2024 wurden mit den Honda e 21'000 Reservationen von 6'600 unterschiedlichen Mobility-Kundinnen und Kunden vorgenommen und dabei 800'000 Kilometer zurückgelegt. In der effektiven V2X-Betriebszeit (August 2023 bis März 2024) wurden über 377'000 Kilometer und über 11'000 Reservationen getätigt.

Dabei hat sich gezeigt, dass sich die durchschnittliche Nutzung der Fahrzeuge (gefahrte Kilometer und durchschnittliche Reservationsdauer) nicht signifikant von derjenigen der anderen Elektrofahrzeuge in der Mobility-Flotte unterscheidet. Die Auslastung der Fahrzeuge für das Carsharing war – wie erwartet – je nach Standort sehr unterschiedlich. So hat es Fahrzeuge gegeben, welche weniger als 40 Reservationen und nur ca. 1'000 Kilometer zurückgelegt haben. Auf der anderen Seite gab es Fahrzeuge mit über 800 Reservationen und über 25'000 Kilometer. Es ist davon auszugehen, dass dies nicht von der V2X-Technologie beeinflusst wurde und einer normalen Auslastung von Carsharing-Standorten entspricht.

Ziel des Projekts war es, dass die Mobility-Kundschaft nicht bemerkt, ob ein Fahrzeug vor der Nutzung im V2X-Betrieb gewesen war oder nicht. Im implementierten System gibt es zwei Kundeninteraktionen, die den Prozess des bidirektionalen Ladens begrenzen (vgl. Abbildung 27). Der Abschluss der vorhergehenden Reservation, sprich die Fahrzeugrückgabe, und der Reservationsantritt der Folgereservation.

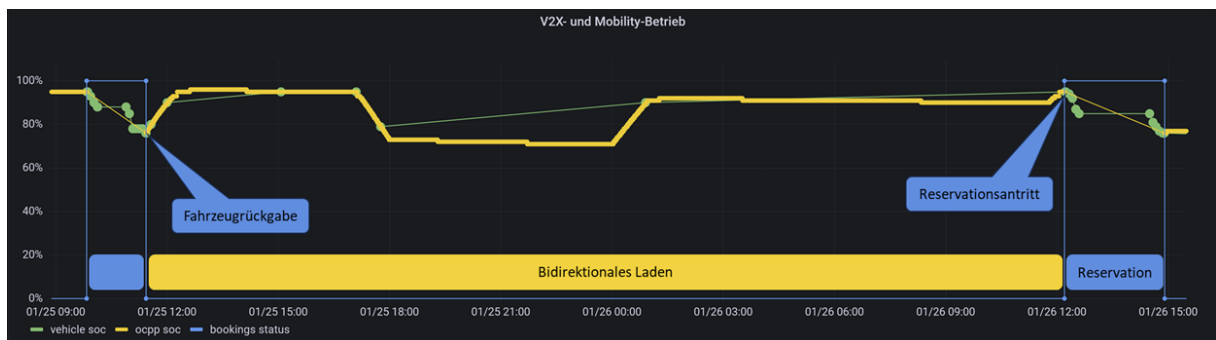


Abbildung 27: V2X- und Carsharing-Betrieb

Fahrzeugaufgabe

Ein wesentlicher Faktor für den Betrieb einer Carsharing-Flotte und für das Angebot von Flexibilitätsdienstleistungen mit Elektrofahrzeugen ist, dass die Fahrzeuge nach der Fahrt von der Kundschaft korrekt zurückgeben (Fahrzeugaufgabe) werden. Inkorrekt ist in diesem Kontext, wenn die Rückgabe am falschen Parkplatz (z.B. mit einer AC-Ladestation) stattfindet oder das Fahrzeug nicht eingesteckt wird. Ist dies der Fall, kann das Fahrzeug nicht für die nächste Reservation geladen und folglich der Pick-up SOC für den Reservationsantritt nicht eingehalten werden. Weiter stehen die Fahrzeuge während den Stehzeiten nicht für bidirektionales Laden und folglich auch nicht für Flexibilitätsdienstleistungen zur Verfügung.

Um die korrekte Rückgabe speziell der V2X-Fahrzeuge zu gewährleisten, wurden die V2X-Parkplätze an den Standorten, an denen es weitere Elektrofahrzeuge gibt, spezifisch mit einem Honda e Schild gekennzeichnet. Es gab diverse Herausforderungen mit der «Customer Journey». Da – wie bei jedem



Elektrofahrzeug – die Handhabung mit der Ladebuchse und das «Ein- und Ausstecken» typenabhängig sind, wurden Videos und Anleitungen erstellt (siehe Anhang 10.2.2).

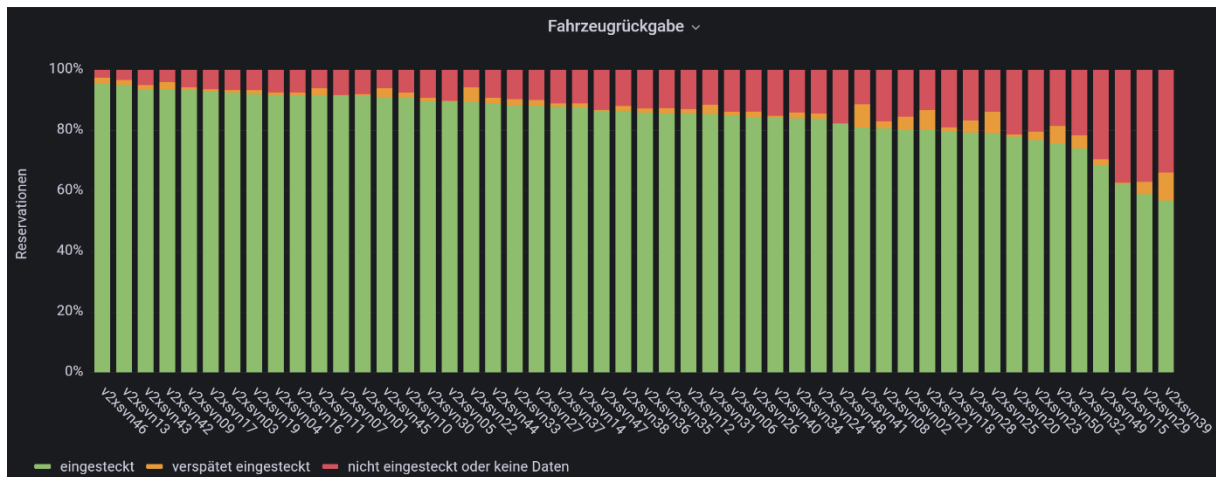


Abbildung 28: Einsteckquote bei der Fahrzeurrückgabe

Bezüglich des Einsteckens bei der Fahrzeurrückgabe zeigen die Auswertungen (vgl. Abbildung 28), dass bei 84.5 % der analysierten Reservierungen das Fahrzeug korrekt an der Ladesäule eingesteckt wurde. Die fehlenden 15.5 % sind entweder auf die inkorrekte Rückgabe des Fahrzeugs oder Datenlücken seitens des Fahrzeugs oder der Ladestationen zurückzuführen. Der reale Wert sollte folglich höher liegen. Für gewisse Fahrzeuge war das Resultat deutlich tiefer. Die gesammelten Betriebsvorfälle und Zustandsdaten zeigen, dass bei den Fahrzeugen mit sehr tiefen Resultaten technische Probleme wie Ausfälle von Ladestationen die Ursachen waren und nicht Kundenfehlerverhalten. Diesbezüglich hat speziell der Notfallknopf zu Problemen geführt, da er nicht remote gesteuert werden konnte und im Fall der Betätigung ein physischer Reset vor Ort erfolgen musste, um die Ladestation wieder in den online-Betrieb zu überführen. Zudem gab es viele Ausfälle bzw. Probleme mit den Ladestationen, weshalb vereinzelt gewisse Fahrzeuge aufgrund von Reparaturen mehrere Tage für den Carsharing-Betrieb gesperrt werden mussten. Dies hat dazu geführt, dass die Verfügbarkeiten der V2X-Fahrzeuge ca. 2 % tiefer lag als bei vergleichbaren EVs.

Reservationsantritt

Um nach dem bidirektionalen Laden bei Reservationsantritt ein geladenes Fahrzeug zu gewährleisten, wurde während des Mobility-Betriebs und V2X-Testbetriebs ein minimaler Ladezustand (minimaler-SOC) festgelegt. Für den Mobility-Betrieb lag dieser bei 85 %. Für den V2X-Testbetrieb wurden unterschiedliche Konfigurationen für den minimalen-SOC und somit die für Flexibilität verfügbare Batteriekapazität eingestellt, um den Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Anwendungsfälle im realen Betrieb zu testen.

Insgesamt sind sehr wenige negative Kundenrückmeldungen zu Reservierungen mit V2X-Fahrzeugen eingetroffen. Die häufigsten Rückmeldungen betrafen die geringe Reichweite des Honda e von ca. 200 Kilometern, was nicht durch die V2X-Technologie bedingt ist, und die Customerjourney (Ein- und Ausstecken). Auch die Herausforderung betreffend die Spontanität der Buchungen (Vorlaufzeit) hat sich nicht als Problem herausgestellt, obwohl 31 % der Reservierungen vom Buchungszeitpunkt bis zum Antritt weniger als eine Stunde Vorlaufzeit hatten und somit das System das Fahrzeug nicht optimal vorbereiten konnte.

Während der V2X-Testzeit vom 01.08.2023 bis und mit 31.03.2024 zeigt die Datenauswertung, dass über alle Fahrzeuge rund 77 % der Reservierungen bei Antritt mit einem Ladestand von mehr als 85 % gestartet werden konnten. Der durchschnittliche Pick-up SOC lag bei 89 %. Ein Blick auf die



Verteilungs-Diagramme (vgl. Abbildung 29) zeigt, dass ein Grossteil (knapp 94 %) der Reservationen mit einem Ladestand von mehr als 70 % Pick-up SOC gestartet werden konnte und nur ein sehr kleiner Anteil von etwas mehr als 6 % aller Reservationen unter diesem Wert lag.

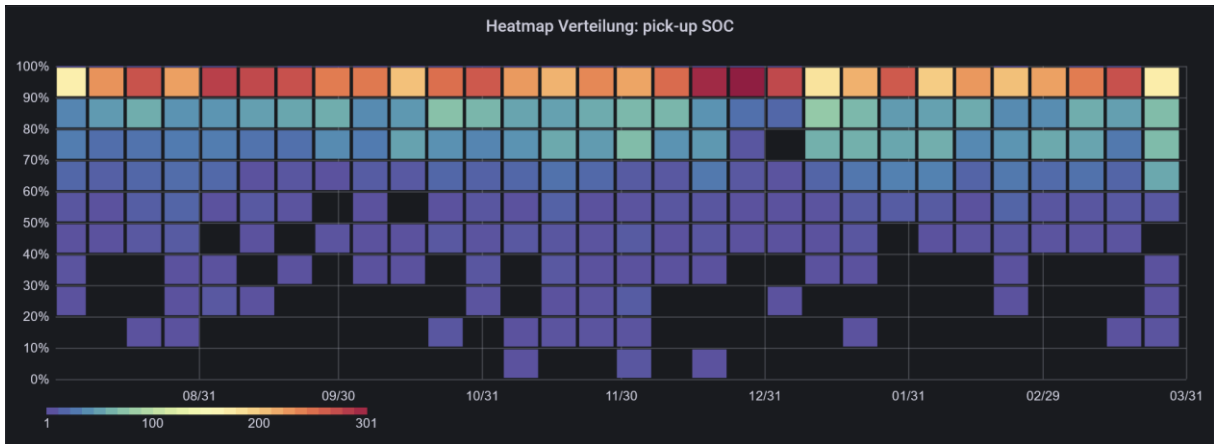


Abbildung 29: Heatmap Verteilung Pick-up SOC

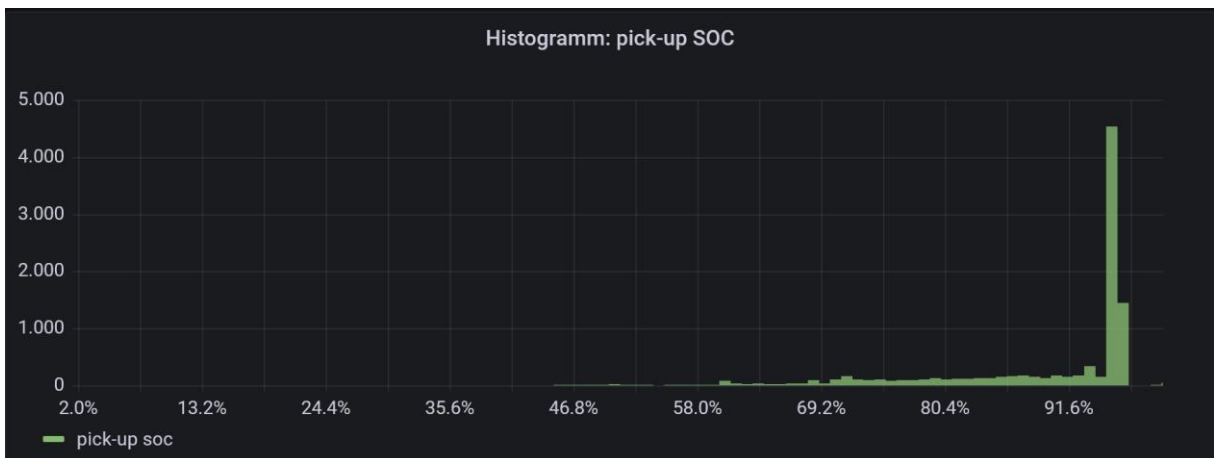


Abbildung 30: Histogramm Pick-Up SOC

Es gibt diverse Gründe, weshalb der gewünschte Ladestand im getesteten Betrieb nicht erreicht wurde. Systemische, betriebliche und auch Umwelt-Faktoren können die Ursache sein oder eine Kombination dieser Faktoren:

- Im Carsharing-Betrieb kann eine Kombination von spontanen Buchungen und konsekutiven Reservationen die Resultate negativ beeinflussen.
- Im Flexibilitäts-Betrieb wurden tiefe minimale SOC-Konfigurationen getestet.
- Systemisch kann eine Kombination von Fehlerzuständen bei Fahrzeug, Ladestation wie auch bei der Plattform den Ladeprozess stören.
- Umweltfaktoren sind insbesondere die Umgebungstemperaturen, durch welche der Ladeprozess in der Form eines Deratings massgeblich beeinflusst wird.

Die Analyse des erzielten Pick-up SOC in Abhängigkeit von den verschiedenen Flexibilitäts-Produkten, des minimalen-SOC sowie den verschiedenen Jahreszeiten zeigt, dass die schlechtesten Resultate während der kälteren Jahreszeiten resultierten. Dies ist zurückzuführen auf das Derating während des Ladeprozesses bei kalten Aussentemperaturen. Beim Vergleich der Tests mit



unterschiedlichen minimalen-SOC sind die Resultate für 50 % und 60 % fast gleich. Klare Unterschiede unter den verschiedenen Flexibilitätsprodukten sind nicht zu erkennen. Auch im Vergleich zum Mobility-Betrieb des monodirektionalen Ladens fallen die Resultate für das bidirektionale Laden etwa gleich aus.

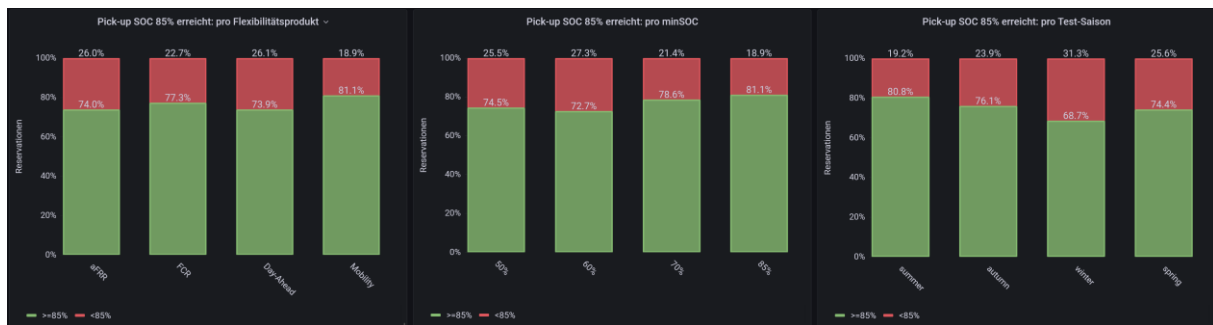


Abbildung 31: Vergleich Pick-up SOC V2X-Tests

Aus Sicht der Customer Journey hat sich herausgestellt, dass mit der V2X-Technologie die Fahrzeuge beim Reservationsantritt teilweise noch am Laden waren. Dies bedeutet, dass die Kundschaft die Ladung an der Ladestation aktiv per Tastendruck unterbrechen musste, da sonst das Kabel nicht ausgesteckt werden konnte. Dies wäre aus Kundenperspektive noch zu verbessern, damit eine möglichst einfache Customer Journey gewährleistet werden kann und so weniger Hindernisse vorhanden sind.

In Anbetracht der sehr wenigen Rückmeldungen und der Beobachtungen im Feld, deuten die analysierten Tests darauf hin, dass für die Kundschaft ein Ladestand von bis zu 70 % für die geplanten Fahrten bereits ausreichen könnte. Hierbei ist zu bemerken, dass der Honda e eine Batteriekapazität von 35 kWh hat. Bei einem Fahrzeug mit einer grösseren Batterie könnte dieser Wert folglich tiefer angesetzt werden. Für Carsharing mit dem Honda e in Kombination mit Flexibilitätsdienstleistungen kann festgehalten werden, dass der gewählte Pick-up SOC von 85 % erfolgreich war.

6.1.2 Ladestationen und Gesamteffizienz

Zu Beginn des Projektes stellte die Kommunikation der Ladestation mit dem Fahrzeug eine erhebliche Herausforderung dar. Der Honda e erforderte ein kontinuierliches «Keep-Alive» Signal in Form eines Energieimpulses, um im aktiven V2X-Modus zu bleiben. Dieses Signal, das durch sun2wheel auf Anforderung der Ladestation ausgelöst wurde, ermöglichte es, das Fahrzeug in einem ladungsbereiten Zustand zu halten, ohne dass zu viel Energie floss. Dabei mussten die exakte Stärke und das Intervall des Signals sorgfältig justiert werden, um sicherzustellen, dass das Fahrzeug aktiv bleibt, ohne dass sich der Ladezustand (SOC) verändert, und zudem die erforderliche Reaktionsgeschwindigkeit von zwei Sekunden gewährleistet ist.

Weiterhin gab es signifikante Erkenntnisse und Verbesserungen hinsichtlich der Datenmengen, die über OCPP ausgetauscht wurden. Besonders Ladestationen an Standorten mit schlechter mobiler Datenverbindung sammelten Daten in Warteschlangen an, was zusätzliche Probleme verursachte. Dies war teilweise auf das lange Datenintervall von 10 Sekunden via OCPP zurückzuführen. Für Standorte mit schlechter Verbindung oder die DUEs, die die doppelte Menge an Daten senden mussten, wurde das Intervall teilweise auf drei Minuten angehoben, um eine stabilere Verbindung und eine kontinuierliche Kommunikation zu gewährleisten. Abgesehen von den OCPP-Daten, die lediglich zu Analyse Zwecken verwendet wurden, bestand jederzeit eine performante Verbindung mit dem Backend-System, welches für die gesamte Steuerung zuständig war, um die Ziel-Zeiten einzuhalten.



Die Frage der Effizienz wird oftmals sehr schnell mit der Ladestation in Verbindung gebracht. Energie dissipiert aus verschiedenen Gründen sowohl im Fahrzeug als auch in der Ladestation. Die Hauptquellen für Dissipation sind:

- a) Umwandlung zwischen Wechsel- und Gleichstrom in der Ladestation:
Diese Effizienz hängt sehr stark von der Leistung ab, mit der die Fahrzeuge geladen oder entladen werden. Ein Leistungsmodul, welches für 10 kW ausgelegt wurde, hat einen optimalen Betriebspunkt, bei welchem es die höchste Effizienz aufweist. Für dieses Modul konnte die höchste Effizienz bei 7.5 kW mit 95.4 % gemessen werden. Bei einer Leistung von nur noch 500 W beträgt diese 80.1 %.
- b) Standby-Verbräuche von Fahrzeug und Ladestation:
Um den V2X Betrieb überhaupt zu ermöglichen laufen meist interne Energiemanagementsysteme des Fahrzeugs mit (BMS und andere Controller) und mindern somit die Gesamteffizienz. Auch die Ladestation hat einen Standby-Verbrauch, der zu berücksichtigen ist.

Interner Batteriewiderstand:

Eine Reihe von irreversiblen Prozessen finden während jedem Lade- und Entladevorgang innerhalb der Batterie statt und werden als «interner Batteriewiderstand» zusammengefasst. Dieser mindert entsprechend die Effizienz beim Laden und Entladen.

Der Effizienzwert des gesamten Systems, welches aus dem Fahrzeug und der Ladestation resultiert, ist tiefer als die Effizienz des Leistungsmoduls aufgrund der Standby-Verbräuche und internen Widerständen der Batterie. Tests haben ergeben, dass die «Roundtrip-Effizienz» bei einer Lade- und Entladeleistung von 10 kW ca. 84 % beträgt. Dies bedeutet, dass rund 84 % der ursprünglich aufgenommenen Energie wieder aus der Batterie entladen werden kann. Mit abnehmender Leistung mindert sich auch die Gesamteffizienz, allerdings zeigen erste Daten, dass die Verluste nicht tiefer liegen als beim monodirektionalen AC-Onboard-Laden bei tiefen Ladeströmen (siehe Sevdari et al. Sustainable Energy Technologies and Assessments 2023).

6.1.3 V2X Plattform

Die V2X-Plattform muss als Hauptfunktion die Buchungen der Mobility-Kunden zu jedem Zeitpunkt berücksichtigen. Unter Zeitdruck wurde das System bereits gegen das Live-System entwickelt, um Fehlverhalten sehr schnell zu beheben, damit Kunden nie ein ungeladenes Fahrzeug vorfinden. Gleichzeitig gilt es, diejenigen Phasen, in welchen ein Fahrzeug für den Kunden geladen werden muss, möglichst kurz zu halten, um den Flexibilitätsabnehmern möglichst viel Spielraum zu garantieren. Abbildung 32 zeigt, dass vor allem während Nachtperioden die Fahrzeuge im Flexibilitätsmodus sind (rot) und somit Signale von den Flexibilitätsabnehmern akzeptieren. In der Mobility-Phase (blau) müssen die Fahrzeuge bereitgemacht werden für den nächsten Pick-up, sind in Fahrt oder nicht eingesteckt worden.

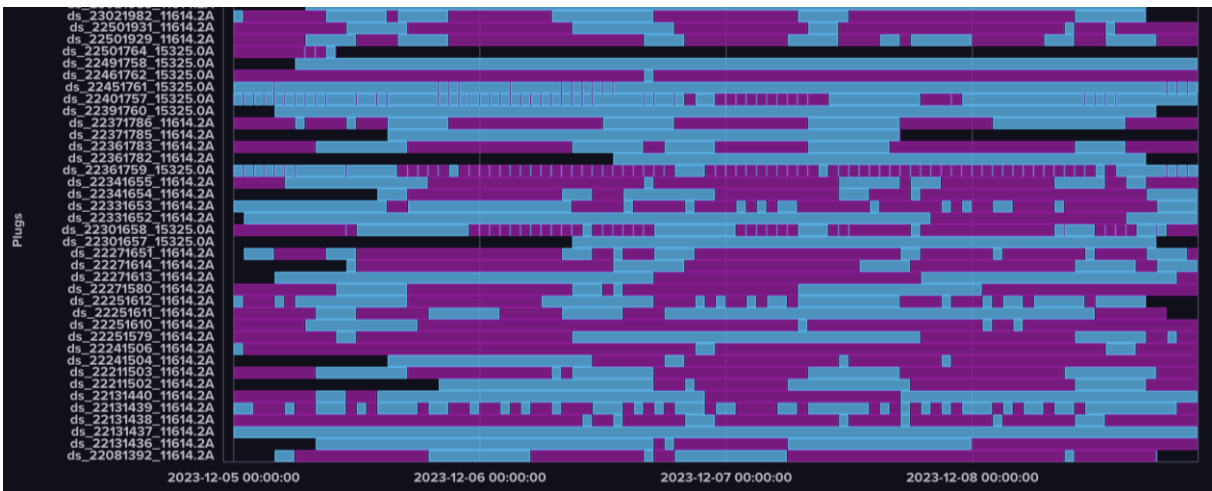


Abbildung 32: Typische Verteilung der Phasen Flex-Mode und Mobility-Mode
Legende: rot: Flex-Mode, hellblau: Mobility-Mode

Es ist zu beachten, dass es einige kurze Perioden gibt, in welcher die Mobility-Phase kurz aktiv wird (z.B. plug ds_22361769_15325.0A). Diese Situation entsteht, wenn es zu einem Verbindungsunterbruch zur Ladestation kommt: Sobald sich die Ladestation wieder mit der V2X-Plattform verbindet, geht sie kurz in den Mobility-Mode, da nicht sofort bekannt ist, mit welchem SOC sie sich mit der Plattform verbindet. Dieses Verhalten wurde speziell an Standorten mit schlechter Verbindung beobachtet, da die Plattform eine globale Ping-Pong-Response (Ping-Pongs sind Messages, die überprüfen, ob noch eine Verbindung zu den Ladestationen besteht) von 2.5 Sekunden erwartet. Für wenige Standorte ist diese Responsezeit zu schnell und sie brechen deshalb periodisch die Verbindung ab. Die Ping-Pong-Response müsste in Zukunft also pro Ladestation anpassbar gemacht werden, um einen kontinuierlicheren Flexbetrieb zu gewährleisten für Standorte mit tiefer Konnektivität.

Eine weitere kritische Grösse ist die Regelzeit der angefragten Flexibilität. Im kritischsten Fall (Primärregelleistung) muss der Regelpool in seiner Gesamtheit innerhalb von 2 Sekunden eine Reaktion zeigen auf den gefragten Setpoint.

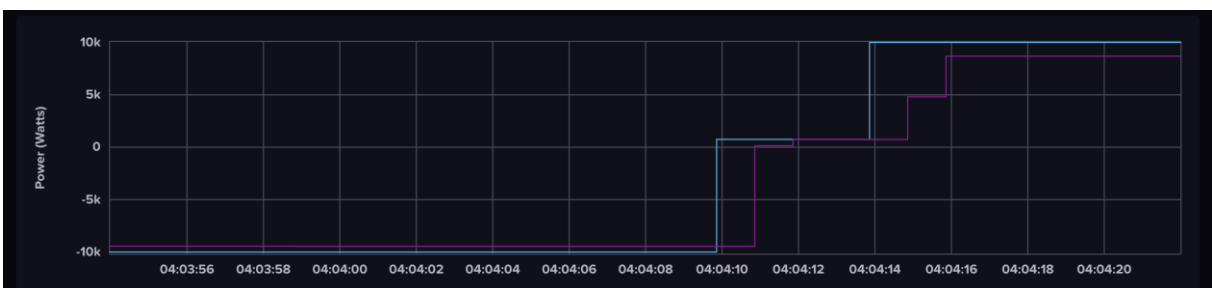


Abbildung 33: Regelzeit/Sprungantworten im Betrieb (4 Uhr morgens)

Die Abbildung 33 zeigt, wie das Fahrzeug (rote Kurve) den Stromverbrauch anpasst gegenüber einer Flexibilitätsanfrage (hellblaue Kurve). Die Zeitachse ist im 2-Sekundentakt aufgelöst und es ist ersichtlich, dass Leistungsänderungen vollständig oder teilweise bereits innerhalb von einer Sekunde erbracht werden können. Die Abbildung verdeutlicht auch, dass die Zielgrösse der Regelung nicht immer genau eingehalten werden kann: Zurzeit 04:04:16 wurden zwar 10 kW angefordert, aber nur 9 kW geliefert. Ab einer gewissen Leistung erfährt das Fahrzeug ein «Derating», welches von der angefragten Leistung, dem State of Charge sowie der Aussentemperatur abhängt (siehe Abbildung



35). Im Allgemeinen kann das Fahrzeug sehr genau den angefragten Leistungen folgen, allerdings gibt es Abweichungen, wenn eine Ladung bei sehr hohem SOC und Temperatur abgefordert wird oder eine Entladung bei sehr tiefem SOC/Temperatur angefordert wird.

Ein Keep-Alive-System wurde umgesetzt und jeweils nach Fahrzeug und SOC angepasst im Vorzeichen, damit der Netto-Effekt des Keep-Alive-Systems im Pool nicht ersichtlich ist und nicht zuviel Regelleistung umsonst vorgehalten wird, wie in Abbildung 34 dargestellt wird.

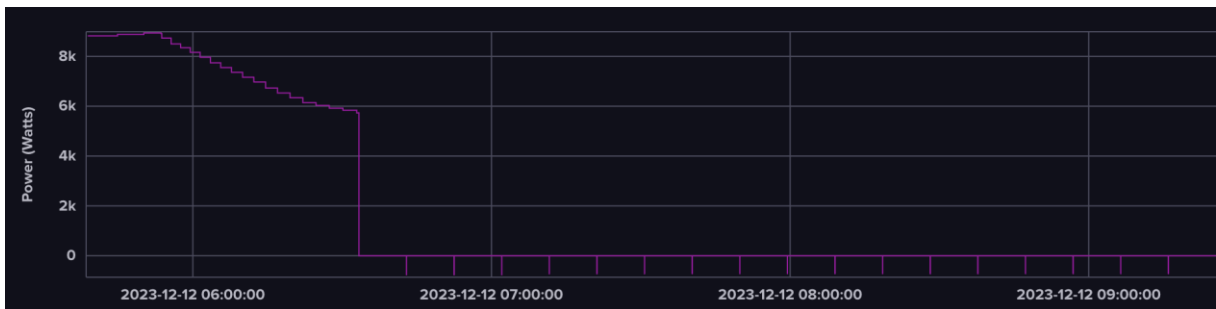


Abbildung 34: Darstellung der Keep-Alive Signale (kleine, regelmässige Spitzen nach unten)

In diesem Fall werden die Signale mit negativen Vorzeichen gesendet, da das Fahrzeug bereits eine Weile geladen wurde. Andere Fahrzeuge in diesem Anwendungsfall werden dementsprechend mit positiven Signalen geladen und dies jeweils zeitversetzt, damit es nur zu «zufälligen» Überlagerungen der Signale kommt. Im illustrierten Beispiel wurden relativ viele Signale versandt. Im Verlauf des Projekts konnte jedoch eine optimale Frequenz der Keep-Alive Signale bestimmt werden.

6.2 Zuverlässigkeit Anlagenkomponenten

6.2.1 Auto

Die Fahrzeuge konnten die Erwartungen für den Carsharing-Betrieb voll erfüllen. Es sind keine nennenswerten Ausfälle zu verzeichnen gewesen. Die Zuverlässigkeit der Umsetzung der durch die V2X-Plattform angeforderten Be- und Entladeleistungen durch das Fahrzeug war sehr hoch.

Teilweise konnten die angeforderten Leistungen jedoch nicht von den Fahrzeugen umgesetzt werden. Dieses Verhalten ist auf den vordefinierten Nutzungsbereich für den V2X-Betrieb des Fahrzeugs zurückzuführen, welcher schematisch in Abbildung 35 veranschaulicht wird.

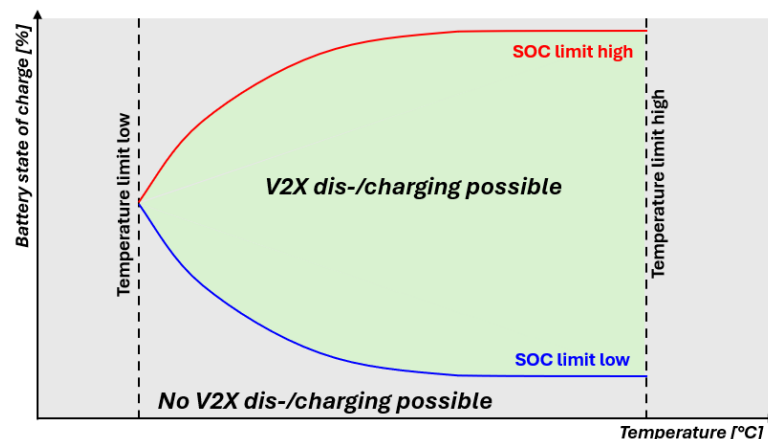


Abbildung 35: Honda e V2X-Funktionsbereich (schematisch)



Das Schema zeigt den vom Fahrzeug zugelassenen Bereich (grüne Fläche), in dem eine Be- und Entladung im V2X-Betrieb möglich ist für eine definierte konstante Leistung, welcher vom aktuellen Ladezustand der Batterie (SOC) sowie der Temperatur in der Batterie abhängig ist. Der für V2X zur Verfügung stehende Bereich in Abhängigkeit von SOC und Temperatur variiert je nach angeforderter positiver und negativer Leistung.

Die Umsetzung der angeforderten Leistung während dem V2X-Betrieb überstieg 90 % über den kompletten Zeitraum betrachtet. Es muss jedoch erwähnt werden, dass die Erfolgsquote zur Umsetzung der Leistungsanforderung in den Wintermonaten, in denen tiefere Temperaturen zu verzeichnen waren, abweichen.

Die daraus folgenden Leistungslimitierungen gemäss SOC und Temperatur unterscheiden sich jedoch von den im unidirektionalen Betrieb geltenden Grenzen.

6.2.2 Ladestationen

Bei dem untersuchten operativen Einsatz der Ladestationen in Verbindung mit den Honda e konnte eine hohe Zuverlässigkeit beim Be- und Entladen der Fahrzeuge erreicht werden. Dabei ist besonders zu betonen, dass in den Ladevorgängen, in denen keine Fehler aufgetreten sind, eine Zuverlässigkeitsrate von über 90 % über alle Monate hinweg erreicht wurde, wie in Abbildung 36 zu sehen ist.



Abbildung 36: Zuverlässigkeit der Ladestationen



Die dargestellten Daten umfassen den Auswertungszeitraum August 2023 bis März 2024. Die Wahl des Anfangszeitpunkts erklärt sich dadurch, dass vor diesem Zeitpunkt zu wenig Ladestationen installiert und online waren. Ausserdem wurde ein Software-Update durchgeführt, welches die Stabilität erhöhte und damit ermöglichte, die Daten zuverlässig zu senden. Vor diesen Updates musste im Falle von Ausfällen jeweils ein Servicetechniker von EVTEC vor Ort sein, um die Ladestationen zurückzusetzen und die entsprechenden Einstellungen vorzunehmen, da die Geräte nicht mehr remote erreichbar waren.

Diese Ausfälle waren hauptsächlich für den V2X-Betrieb relevant, da dieser beeinträchtigt wurde. Die Ladevorgänge der Autos selbst wurden jedoch weiter ausgeführt. Mit dem Update auf eine neue, stabilere Version konnten kontinuierlich die richtigen Einstellungen für die Datenübertragung eingestellt werden, um das System zuverlässig und stabil zu betreiben. Es wurde ermittelt, welche Metervalues tatsächlich im OCPP übertragen werden und einen Mehrwert für das Projekt darstellen. Diese erhöhten Datenmengen halfen, das entsprechende Handling innerhalb der EVTEC Ladestationen weiter zu verbessern.

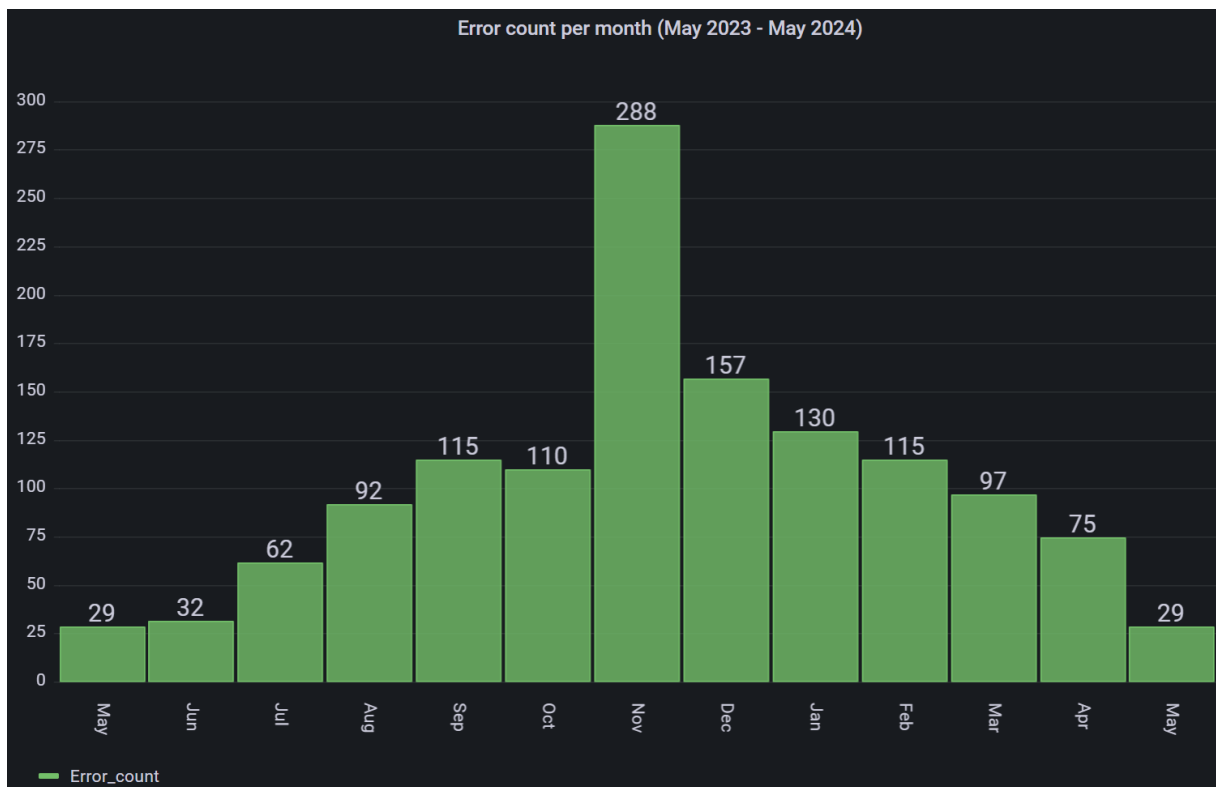


Abbildung 37: Anzahl Fehlermeldungen

Die steigenden Fehlermeldungen (vgl. Abbildung 37) ab August 2023 mit einem Höhepunkt im November 2023 sind sowohl auf die stetig wachsende Flotte als auch auf eine einzelne defekte Ladestation im November 2023 zurückzuführen, die entsprechend viele Fehler verursachte, bis sie repariert wurde.

Über die gesamte Projektdauer konnten vier wesentliche Fehlerkategorien identifiziert werden. Diese wurden anhand der entsprechenden Fehlermeldungen an den Ladestationen ermittelt:

Als erste Kategorie wurde ein Benutzerfehler festgestellt, wenn die Ladesession nach dem Einstecken abgebrochen wurde, weil der Stecker nicht korrekt eingesteckt war. Auch das Betätigen des Not-Aus-



Knopfes zählte hierzu. Diese Fehlerquote war zu Beginn des Projektes besonders relevant, da dies einen Einsatz von Personal vor Ort zur Folge hatte, um die Ladestation wieder in den Betriebsmodus zu versetzen.

Eine zweite Kategorie waren Ladestationsfehler, die hauptsächlich durch interne Fehler in der Ladestation verursacht wurden. Ein Beispiel hierfür wäre ein Kommunikationsfehler mit dem eigenen Powermodul. Diese Fehler konnten durch kontinuierliche Weiterentwicklung der Software stetig behoben und verringert werden.

Die dritte Kategorie ist ein Fehler, der im Fahrzeug selbst entsteht. Dies kann durch einen Kommunikationsverlust zwischen der Ladestation und dem Fahrzeug passieren. Im Weiteren kann das Fahrzeug «einschlafen», was dazu führt, dass das Auto die Kommunikation abbricht.

Die vierte Fehlerkategorie wurde erst am Ende des Projektes festgestellt, als die Daten ausgewertet wurden und wird als EV_comm bezeichnet: Es handelt sich um einen Ladestationsfehler, der als Folge eines Kommunikationsfehlers des Fahrzeugs ausgelöst wurde. Insbesondere waren Ladungen, die über einen längeren Zeitraum aktiv gehalten wurden, davon betroffen. Beim erfolgreichen Wiederaufbau der Kommunikation von der Ladestation mit dem Fahrzeug trat dann ein internes Problem an der Ladestation auf. Diese zusätzliche Kategorie wurde erstellt, da beide Komponenten, Ladestation und Fahrzeug, unterschiedlich reagieren und der Fehler nicht eindeutig zugeordnet werden konnte.

Es wurde festgestellt, dass an den Standorten mit Due-Ladestationen nicht die vollen 20 kW der Ladestation genutzt werden konnten, wenn nur ein einzelnes Fahrzeug angeschlossen war. Die Limitierung des Fahrzeuges war hier ausschlaggebend, welche vor allem von der Temperatur und dem SOC des Fahrzeuges abhängig war. So konnte die Batterie des Honda e nicht im gesamten SOC-Bereich mit 20 kW positiv oder negativ betrieben werden, was eine Einschränkung darstellte. Jedoch wurde diese Einschränkung komplexitätsbedingt nicht auch noch eingerechnet in die Flexibilitätslieferung. Dies hatte zur Folge, dass die Fahrzeuge an der Due-Ladestation jeweils mit nur 10 kW im V2X-Betrieb betrieben wurden.

Über die Projektdauer wurden insgesamt 85 Service-Tickets bearbeitet und gelöst. Diese Service-Tickets wurden bei EVTEC entweder von den Projektpartnern oder hauptsächlich von der Service- und Support-Abteilung eröffnet, die die Ladestationen remote überwachte. Anfangs betrafen die Tickets hauptsächlich Resets vor Ort. Es gab jedoch auch Hardwareausfälle, defekte Leistungsmodule, Vandalismus an Steckern und Kabeln sowie diverse Neustarts und Reboots, die gegen Ende vollständig remote gelöst werden konnten. Dennoch erforderte dies eine kontinuierliche Überwachung durch das Serviceteam, da der Betrieb im V2X-Modus mehr Aufmerksamkeit erfordert als der Betrieb im unidirektionalen Lademodus.

6.2.3 V2X Plattform

Die Plattform wurde aufgrund des engen Zeitplans unter Betrieb entwickelt. Sobald die erste Ladestation installiert war, wurden diese sukzessive auf die V2X-Plattform aufgenommen. Damit war die Zuverlässigkeit des Systems zu Beginn sehr tief. Dies hatte auf den Kunden aber wenig Einfluss, da bei Verbindungsunterbrüchen oder anderen Problemen die Ladestation in den Mobility-Modus ging und die Fahrzeuge mit voller Leistung vollgeladen wurden.

Alle Flexibilitätsabnehmer konnten relativ früh eingebunden werden und somit iterativ alle Fehlerquellen eliminiert werden. Vom Launch im September 2022 bis zur Präqualifikation im Sommer 2023 war die Plattform ständig unter aktiver Entwicklung. Die Präqualifikation war schliesslich der Beweis, dass die Plattform den strengen Voraussetzungen der Primärregelung gewachsen ist.

Für die Präqualifikation wurde die gesamte ÜNB-Flotte in den Flex-Mode versetzt. Für den gemischten Betrieb, d.h. ÜNB-Flotte im Flex-Mode sowie Mobility-Mode, wurde das Livesystem verbessert. Ab ca. August 2023 konnte der Betrieb normalisiert und während mehreren Monaten ohne Unterbrüche



betrieben werden. Dies, ohne dass Neustarts durchgeführt werden mussten. Somit lag die Zuverlässigkeit und damit die Verfügbarkeit der Plattform nach August 2023 bei praktisch 100 %.

6.3 Flexibilitäten

Um die verfügbare Flexibilität zu berechnen, ist die wesentliche Eingabe die Anzahl der EV, die im Flex-Mode verfügbar ist.

Die folgenden Analysen wurden auf Pool-Ebene durchgeführt, wobei die während des Betriebszeitraums erzielten Ergebnisse auf ein ganzes Jahr hochgerechnet wurden. Für alle drei Produkte FCR, aFRR und Day-Ahead wurde folgendes berücksichtigt:

- 33 Fahrzeuge insgesamt für den Betrieb, wobei 35 EV dem ÜNB-Pool zugeordnet waren, jedoch 33 aktiv genutzt wurden
- 7 kW (DC) als durchschnittlicher Leistungswert, der während der Präqualifikationstests geliefert wurde
- 35.5 kWh für die Batteriekapazität
- maximaler Soll-Ladezustand 95 %
- Mindestladezustand variabel zwischen 50 %, 60 % und 70 %, je nach Fall
- 2 verschiedene Jahre für die Preiskalkulation

Für FCR und aFRR wurde eine Angebotszuschlagsquote von 95 % angenommen. Für die Day-Ahead-Optimierung wurde eine Angebotszuschlagsquote von 100 % angenommen. Für all 3 Produkte galt die Annahme, dass die Verfügbarkeit der Fahrzeuge mit der Plattform 90 % beträgt.

Die Verfügbarkeit der Plattformen umfasst sowohl die geplanten Wartungsfenster als auch die ungeplanten Ausfälle, die eine Angebotsabgabe verhindern würden. Aufgrund der verschiedenen beteiligten Systeme, namentlich sun2wheel Plattform, Mobility Reservationssystem und tiko VPP-Plattform, ist zu beachten, dass mehr Redundanz aufgebaut werden musste, um diese 90 %-Verfügbarkeit zu erreichen

Für die Optimierung der aFRR- und Day-Ahead-Produkte, bei denen es sich um energieintensive Produkte handelt, wurde eine Effizienz von 84 % berücksichtigt (Laden 92 %, Entladen 92 %).

6.3.1 FCR

Die Werte für die FCR-Erlöse wurden auf folgende Weise ermittelt: Für jedes 4-stündige Zeitfenster («FCR-Produktdauer») wurde der Mindestwert der in dieser Zeitspanne in Betrieb befindlichen Fahrzeuge ausgewählt.

Die für ein 4-Stunden-Fenster verfügbare Leistung wurde berechnet als die Anzahl der im Flex-Mode verfügbaren EV multipliziert mit der Ladeleistung. Wenn z.B. in der Zeit von 00:00 bis 04:00 Uhr 15 EV im Flex-Mode verfügbar waren, beträgt die gebotene Leistung 105 kW (15 x 7 kW).

Um die jährlichen Erlöse zu ermitteln, wurden die Daten der EVs im Flex-Modus zwischen dem 01.04.2023 und dem 31.03.2024 berücksichtigt. Zwar deckte der effektive FCR-Betrieb nur wenige Wochen dieses Zeitraums ab, aber es wurde festgestellt, dass die Anzahl der Fahrzeuge im Flex-Modus nicht stark schwankt. Die nachstehenden Abbildungen zeigen die Verteilung der Anzahl der Fahrzeuge im Flex-Mode, die für jedes 4-stündige Zeitfenster in einer Woche (Abbildung 38) und für ein Jahr (Abbildung 39) im Zeitraum 1.4.2024 bis 31.3.2023 zur Verfügung stehen.

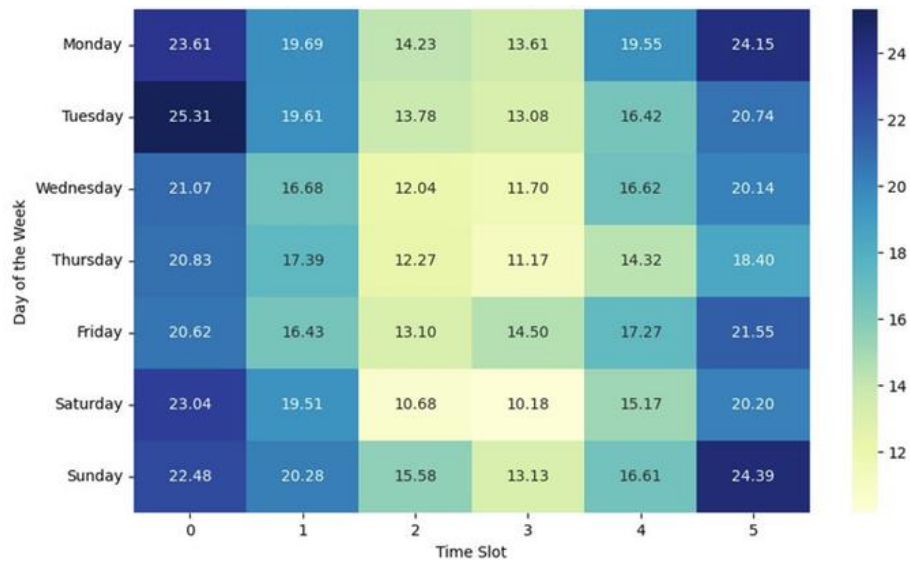


Abbildung 38: EV-Verfügbarkeit innerhalb einer Woche für FCR

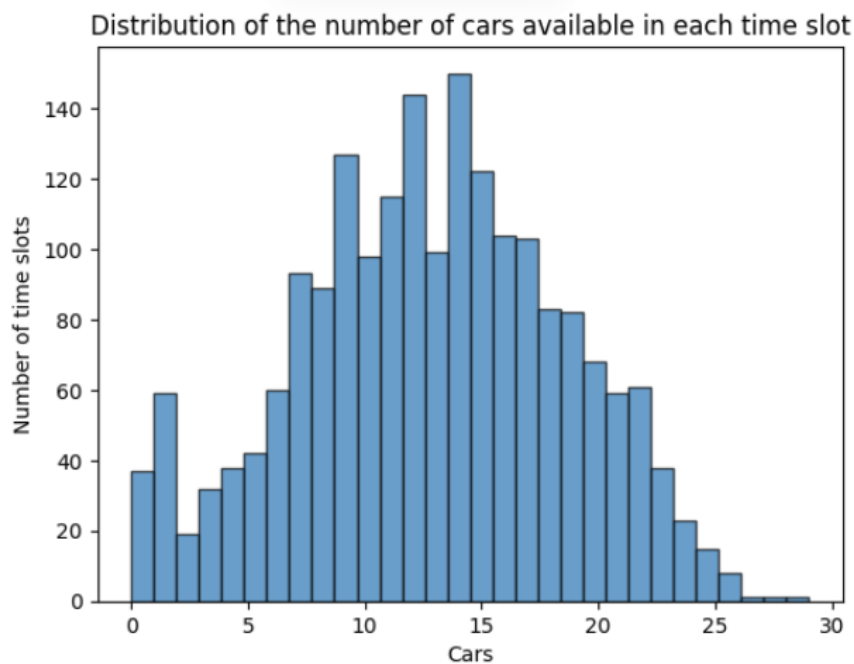


Abbildung 39: EV-Verfügbarkeit innerhalb eines Jahres für FCR

Die Durchschnittszahl der Fahrzeuge, die in einem 4-Stunden-Zeitfenster zur Verfügung stehen, beträgt 12.74; der Medianwert liegt bei 13. Da der Pool aus 33 Fahrzeugen besteht, bedeutet dies, dass im Durchschnitt 40 % der Fahrzeuge für die Bereitstellung von FCR genutzt werden können.

Für FCR wird das Leistungsgebot berechnet, indem die Anzahl Fahrzeuge im Flex-Mode multipliziert wird mit der verfügbaren Leistung von 7 kW.

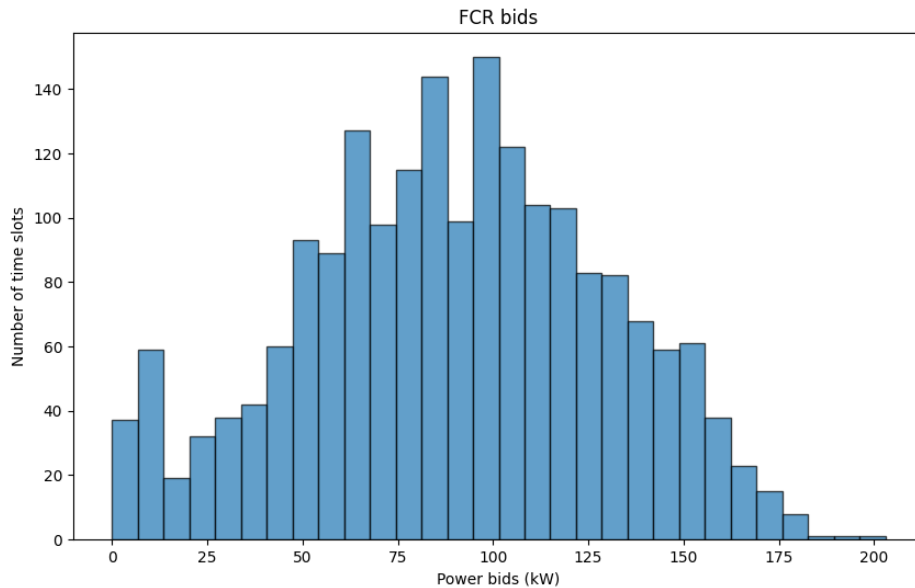


Abbildung 40: Mögliche FCR-Leistung für 4-Stunden-Blöcke

Um die Erlöse pro EV und Jahr zu ermitteln, wurden die jährlichen Gesamteinnahmen durch 33 geteilt, da dies der Gesamtzahl an EVs entsprach, die dem Flexibilitätspool von tiko zugewiesen wurden. Im Durchschnitt konnte ein EV während der 4-stündigen Zeitfenster für FCR eine Leistung von 2.3 kW vorhalten.

6.3.2 aFRR

Abbildung 41 und Abbildung 42 zeigen die Verteilung der Anzahl Fahrzeuge im Flex-Mode während der Betriebsperiode mit verschiedenen SOC. Diese Anzahl entspricht der minimalen Anzahl Fahrzeuge im Flex-Mode, die in jedem 1-stündigen Zeitfenster gefunden wird. Jede Betriebsperiode dauerte etwa 1 Woche. Dargestellt ist der 50 %-Min-SOC-Betrieb.

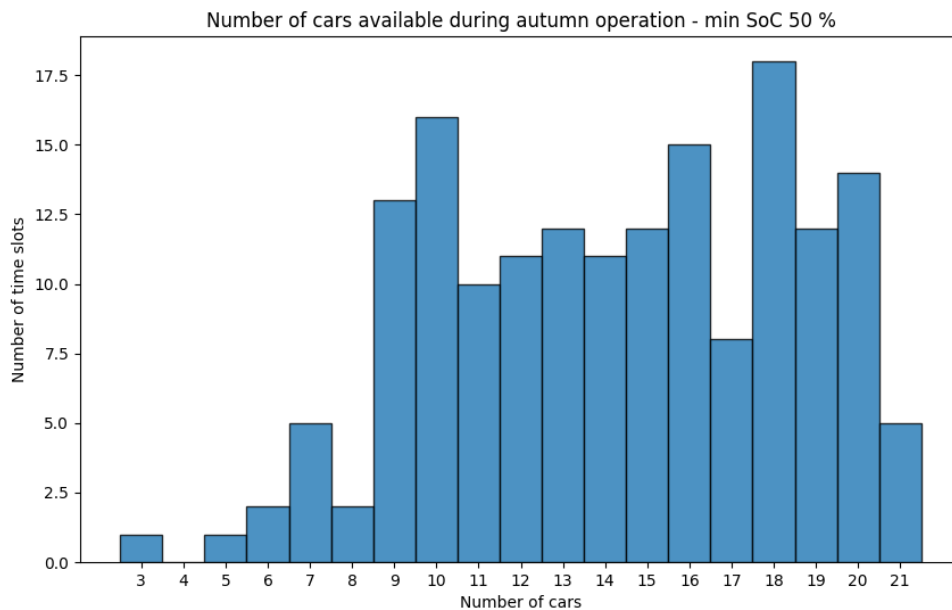


Abbildung 41: EV-Verfügbarkeit innerhalb einer Woche für aFRR

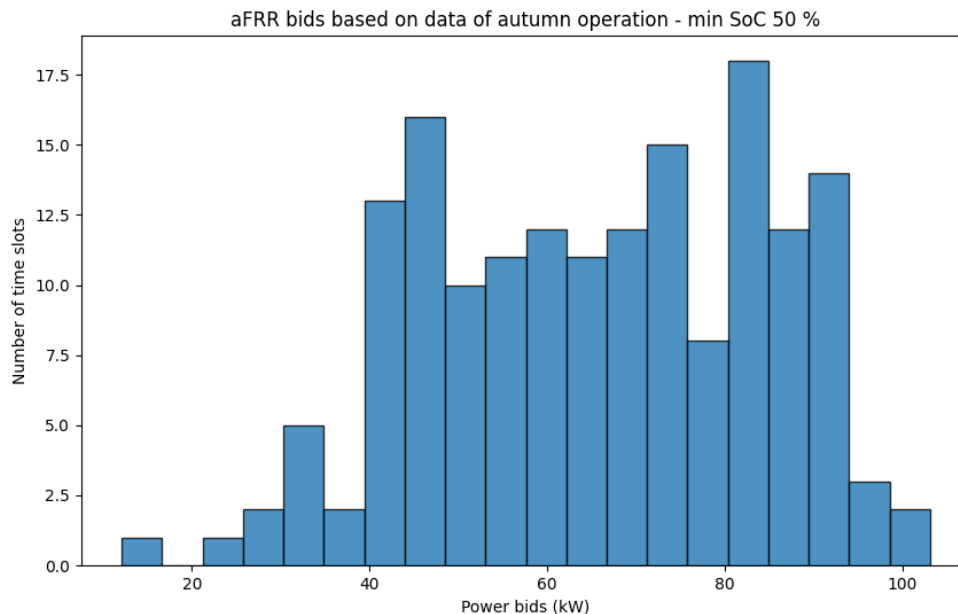


Abbildung 42: Mögliche aFRR-Leistung für 1-Stunden-Blöcke

Im Durchschnitt konnte ein EV während der 1-stündigen Zeitfenster für aFRR eine Leistung von 1.5 kW (bei 60 % min SOC) und 1 kW (bei 70 % min SOC) vorhalten.

6.3.3 Day-Ahead Optimierung

Die Day-Ahead-Optimierungsberechnungen wurden anhand eines Modells durchgeführt, bei dem ein Auto in den zwei günstigsten Stunden des Tages geladen und in den zwei teuersten Stunden des Tages entladen wird. Es wurde also nur ein Lade- und Entladezyklus pro Tag angenommen. Dabei waren 2 Stunden für jeden Betrieb ausreichend, da sie unter Berücksichtigung der Werte für die Ladeleistung, die Batteriekapazität und die Mindest-SOC des Pools genügen, um den für den Flexbetrieb nutzbaren Anteil der Batterie abzudecken.

Die günstigsten Stunden sind in der Regel die späten Nachtstunden (02:00 bis 04:00) oder die frühen Nachmittagsstunden (13:00 bis 14:00), während die teuersten Stunden in der Regel die Abendstunden (17:00 bis 21:00) oder der frühe Morgen (08:00) sind.

Mit der Day-Ahead Optimierung betrug die Energie, die von einem EV an einem Tag geladen/entladen wurde: 6.45 kWh/5.46 kWh bei 70 % min SOC und 8.85 kWh/7.49 kWh bei einem Mindest-SOC von 60 %.

6.3.4 Flexibilitätsbeitrag nach Standort

Zum besseren Verständnis, welche Standorte wie oft und mit wie viel Energie am Regelmarkt teilgenommen haben, erfolgt ein Vergleich zwischen den Buchungszahlen und der gelieferten Energie im Regelmarkt (vgl. Tabelle 6).

Hierzu wird die ÜNB-Flotte im Zeitraum des Frühlingstests (20.02.2024 bis 26.03.2024) betrachtet, da sich dieser Zeitraum durch die beste Datenqualität auszeichnet. Somit sind die Aussagen am relevantesten. Es wurden alle drei ÜNB-Anwendungsfälle getestet mit verschiedenem min SOC. In der



Tabelle handelt es sich dementsprechend um einen Mittelwert über den gesamten Frühlingstestzeitraum.

Tabelle 6: Fahrzeuge im ÜNB-Anwendungsfall

Standort: Adresse Strasse	Ort	Anzahl V2X-Fahrzeuge	Flex Mode pro Fahrzeug [h]	Energie pro Fahrzeug [kWh]
Landschaustrasse 6	6006 Luzern	1	869	126
Speerstrasse 10	9500 Wil (SG)	1	1'083	139
Bahnhofstrasse 91	5000 Aarau	1	1'085	153
Mönchstrasse 4	3600 Thun	2	954	157
Rue Maupertuis 2	1260 Nyon	1	1'074	165
Gartenstrasse 2	9100 Herisau	1	1'134	166
Margarethenstrasse 40	4053 Basel	2	1'023	167
Guthirtstrasse 10	8037 Zürich	2	1'052	172
Rudolf Diesel-Strasse 19	8404 Winterthur	1	1'134	172
Technikumstrasse 21	6048 Horw	1	1'161	175
Promenade de l'Eglantine 1	1110 Morges	1	839	177
Römergasse 6	4001 Basel	1	1'080	182
Hürststrasse 2	8050 Zürich	1	1'085	183
Monséjour Parkplatz	6403 Küssnacht am Rigi	1	1'175	197
Dättnauerstrasse 7	8406 Winterthur	1	1'197	198
Bd de Pérolles 25	1700 Fribourg	1	1'145	203
Tänikonerstrasse 3	8355 Aadorf	1	1'412	213
Rte de la Gare 12	1660 Château-d'Oex	1	1'346	224
Rue de Battentin 5	1630 Bulle	2	1'481	240
Aabachstrasse 1	6300 Zug	1	1'242	244
Hochbergerstrasse 70	4057 Basel	1	1'261	269
Taminsenstrasse 9	7012 Felsberg	1	1'379	283
Parkhaus Bahnhof Parking	3012 Bern	2	1'121	284

Ausgeschlossen sind die Stationen Neumattstrasse 36, Chemin de la Gravière 5, Suurstoffi 18, Riehenring und Dorfstrasse 49, da die Daten dieser Stationen im genannten Zeitraum nicht konsistent waren und somit nicht zur Auswertung genutzt werden konnten.

Wie erwartet nimmt mit zunehmender EV-Verfügbarkeit auch die umgesetzte Energie am Regelmarkt zu. Dies ist in Tabelle 6 farbig dargestellt. Es lässt sich somit schliessen, dass ungünstige Standorte für das Carsharing (wenige und/oder kurze Buchungen) besser im Regelmarkt performen. Ebenfalls ist ersichtlich, dass im Schnitt pro Tag und Fahrzeug 5.5 kWh Flexibilitäts-Energie geflossen ist. Dieser Mittelwert verändert sich je nach ÜNB-Anwendungsfall stark.

Folgende Auflistung gibt den Mittelwert pro ÜNB-Anwendungsfall pro Fahrzeug und Tag an bei einem min SOC von 60 %.

Day-Ahead → 7.15 kWh

aFRR → 11.26 kWh

FCR → 2.87 kWh

Erwartungsgemäss fliesst mehr Energie bei den Anwendungsfällen aFRR und Day-Ahead, da diese energiegetrieben sind. Bei FCR zählt hingegen nur die vorgehaltene Leistung.



Eine präzise Abhängigkeit zwischen Verfügbarkeit für Flexibilitätsdienstleistungen und effektiv abgerufener Energie lässt sich nicht abbilden. Dies, weil die Aktivierungen je nach Tageszeit und verfügbarer Leistung verschieden sind. Wenn mehr EVs zur Verfügung stehen, kann tiko mehr Leistung anbieten. Das wiederum bedeutet mehr Energieaktivierung.

6.4 Business Modelle und finanzieller V2X-Nutzen

Eines der Hauptziele des Projektes war es, den wirtschaftliche Nutzen der V2X-Technologie zu bestimmen und zu untersuchen, ob sich daraus ein Business Modell ableiten lässt. Für die Betrachtung wurde die Erfahrungen aus dem Projekt genommen und versucht, die Werte auf ein Fahrzeug pro Jahr zu berechnen. Einerseits, wie es kostenseitig aussieht und auf der anderen Seite, was einnahmelmässig möglich ist. Es wurde der aktuelle Stand bei 50 Fahrzeugen aufgezeigt und ein optimales Szenario für die Zukunft geschätzt, in welchem Mobility alle seine 3'000 Fahrzeuge bidirektional betreiben könnte.

6.4.1 Mehrkosten bidirektionale Flotte

Die Mehrkosten für eine bidirektional betriebene Flotte im Vergleich zu einer normalen Flotte, die mit AC-Stationen betrieben wird, sind in Tabelle 7 zusammengestellt und reflektieren die Rahmenbedingungen des Projektes.

Die Beeinflussung der Bidirektionalität auf den SoH Wert wurde in diesem Projekt nicht untersucht. Die Annahme basiert auf der Hypothese, dass der Effekt der zusätzlichen Ladezyklen wettgemacht wird vom Effekt, dass die Batterie weniger Zeit auf einem sehr hohen SOC Wert verbringt.

Zusammenfassend ist ersichtlich, dass die Mehrkosten mit 4'440.– CHF pro Jahr und Fahrzeug (d.h. +/- 10 kW Regelleistung) heute noch sehr hoch sind. Ein Grossteil (60 %) dieser Kosten wird von der bidirektionalen Ladestation (Kauf und Betrieb) verursacht. Die hohen Anschaffungskosten sind sicherlich einerseits den tiefen Stückzahlen geschuldet, aber andererseits auch der Produktion und Entwicklung in der Schweiz. Andererseits gab es – wie üblich bei einer neuen Produkthanwendung – einige Kinderkrankheiten und diverse Serviceeinsätze, was finanziell zu hohen Kosten führt. Aber auch die Kosten für die Plattform und den Flexibilitätsverkäufer (je 11 %) sind noch sehr hoch (pro Fahrzeug), da nur eine kleine Anzahl Assets vorhanden war, aber dennoch die gesamte Infrastruktur betrieben werden muss mit relativ hohen Fixkosten. Der Aufwand für den Standortausbau (4 %) war zwar beträchtlich, da eine Abstimmung mit vielen involvierte Parteien notwendig war, viele Komponenten integriert werden mussten und die Prozesse noch nicht standardisiert sind, fällt bei den Gesamtkosten aber nicht all zu gross aus. Das gleiche gilt für die allgemeinen V2X-Kosten (6 %), welche heute noch viel Koordination und Kommunikation erfordert. Die Stromkosten (7 %) und Energieverluste (1 %) machen in dieser Betrachtung zwar nicht einen grossen Anteil aus, es ist jedoch psychologisch schwierig zu verstehen, dass man dies «verschenken» muss.



Tabelle 7: Zusammenstellung der Mehrkosten

Kostenblock	Beschreibung	Wert in CHF pro EV und Jahr bei 10 kW Ladestation
Investition Ladestation	Da die Ladestationen DC-bidirektional sind, werden zusätzliche HW-Komponenten (im Vergleich zu AC-Ladestationen) wie zum Beispiel ein Leistungsmodul / Leistungselektronik benötigt, was zu höheren Preisen führt. Mehrkosten von 15'000 und Abschreibung auf 8 Jahre	1'875.–
Betrieb Support und Reparatur Ladestation	Da die Ladestationen um einiges teurer sind und technisch anfälliger, fallen höhere Reparaturaufwände an. Höhere Ausfallzeiten und daher weniger Carsharing-Einnahmen (2 % weniger Fahrzeugverfügbarkeit) wurden nicht berücksichtigt. Annahme 5 % der Ladestations-Mehrkosten	750.–
Standortausbau und Setup	Zusätzlicher Planungs- und Abklärungs-Aufwand (viele verschiedene Parteien sind involviert) Bei der Umsetzung müssen standortabhängig zusätzliche Komponenten (Smart Meter, Lastmanagement, Konfiguration) integriert werden, 2 Installateure notwendig, wegen dem schwererem Gewicht der Ladestation, bei ZEV zusätzliche Messgeräte notwendig. Die Anmeldung und Bewilligung beim VNB war sehr aufwendig. 1'500.– (12h) zusätzlich pro Ladepunkt und Abschreibung auf 8 Jahre	187.–
Allgemeine V2X Kosten	Koordination der verschiedenen Parteien, Verträge, Energieabrechnungen, Datenbewirtschaftung, Prozesse etc. (2h Aufwand Schätzung)	250.–
Kauf V2X Fahrzeug (Honda e)	Nicht viele Fahrzeuge erhältlich mit V2X Fähigkeit, Honda e war das einzige Fahrzeug auf Basis CCS. Der Mehrpreis von ca. 8'000.– ist jedoch nicht auf die V2X-Fähigkeit zurückzuführen. Daher werden Mehrkosten von 0.– für die Wirtschaftlichkeit angenommen.	0.–
Betrieb Fahrzeug	Es wurden keine spezifischen V2X Fahrzeugkosten registriert. Annahme, dass auch der SoH Wert der Batterie nicht negativ beeinflusst wird.	0.–
Betrieb Plattform	Betrieb der V2X-Plattform, Serverkosten, Schnittstellen und Support (Schätzung)	500.–



Kostenblock	Beschreibung	Wert in CHF pro EV und Jahr bei 10 kW Ladestation
Betrieb Flexibilitätsverkauf	Betrieb der tiko-Plattform, Serverkosten, Schnittstellen und Support (Schätzung)	500.–
Energieverluste	Standby-Verluste von min 0.5 kWh pro Tag und Fahrzeug Wandel- und Speicherverluste (8 % pro Umwandlung) werden bei den Einnahmen abgezogen	58.–
Stromkosten	Höhere Energiekosten, da Rückspeisung nicht vergütet wird und Netzgebühren immer bezahlt werden müssen (Berechnung auf 2.75 kWh Rückspeisung pro Tag inkl. Verluste)	320.–
Total Mehrkosten (gerundet)		4'440.–

Anmerkung: Zur Vereinfachung wurden keine Zinskosten, Gewinnmargen, Produktentwicklungs- und Anpassungskosten etc. eingerechnet. Ebenfalls nicht berücksichtigt sind die Kantonalen Subventionen für bidirektionale Ladestationen von bis zu 4'000.– CHF/Stk., welche von 4 Kantonen (TI, BE, ZH, TG) angeboten werden. Für die Berechnung wurde ein Median-Strompreis von 0.32 CHF/kWh verwendet und ein Stundensatz von 125.– CHF.

6.4.2 Einnahmen

Die Einnahmen setzen sich aus verschiedenen Kategorien zusammen. Es sind dies

- a) die Einnahmen aus dem Übertragungsnetz,
- b) die Einnahmen aus dem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch und
- c) die Einnahmen aus dem Verteilnetz.

Die im Projekt technisch realisierten Einnahmen aus dem Übertragungsnetz und aus dem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch sind im Folgenden detailliert erläutert und mit monetären Werten ausgewiesen. Einnahmen aus dem Verteilnetz waren nicht Gegenstand dieses Projektes.

Das Kapitel schliesst mit einer Synopse der Einnahmen und einer Diskussion der Resultate.

a) Einnahmen Übertragungsnetz

Die Einnahmen aus dem Übertragungsnetz gliedern sich nach Einnahmen aus FCR, aFRR und Day-Ahead-Optimierung pro Fahrzeug und Jahr. Sie sind im Folgenden detailliert erläutert.

Tabelle 8 zeigt die FCR-Durchschnittspreise und die potenziellen Einnahmen, die pro EV für den einjährigen Betrieb des Produkts FCR erzielt werden können. Die Ergebnisse wurden unter Verwendung von technischen Daten aus den Betriebszeiträumen zwischen dem 2.08.2023 und dem 31.03.2024 ermittelt.

Die Einnahmen wurden auf der Basis von Marktpreisen für das Jahr von April 2022 bis März 2023 und von April 2023 bis März 2024 hochgerechnet. Die aFRR- und Day-Ahead-Ergebnisse wurden für die verschiedenen Mindest-SOC-Grenzwerte von 50 %, 60 % und 70 % berechnet.

Da es sich bei FCR um ein Leistungsprodukt mit geringerer Energieaktivierung handelt, hat der minimale SOC-Wert keinen Einfluss, da das Verhältnis von Leistung zu Energie beim EV hoch ist.



Tabelle 8: FCR-Durchschnittspreise und Einnahmen pro EV

	April 22 bis März 23	April 23 bis März 24
FCR-Durchschnittspreise [€ pro MWh]	22.–	11.–
FCR-Einnahmen pro EV [€ pro EV und Jahr]	455.–	217.–

In Tabelle 9 sind die Durchschnittspreise und die potenziellen Einnahmen für das Produkt aFRR aufgeführt. Das positive Produkt entspricht der Entladung des EV, das negative Produkt entspricht der Aufladung des EV.

Tabelle 9: aFRR-Durchschnittspreise und Einnahmen pro EV je nach SOC

	April 22 bis März 23	April 23 bis März 24
aFRR-Durchschnittspreise [€ pro MWh]	positive: 42.– / negative: 74.–	positive: 19.– / negative: 43.–
aFRR-Einnahmen pro EV 70 % min SOC [€ pro EV und Jahr]	994.–	602.–
aFRR-Einnahmen pro EV 60 % min SOC [€ pro EV und Jahr]	1533.–	878.–
aFRR-Einnahmen pro EV 50 % min SOC [€ pro EV und Jahr]	1998.–	1097.–

Die Werte in Tabelle 9 beinhalten zum Teil ausserordentlich hohe aFRR-Preise, welche sich aufgrund der Energiemangellage und der Ukraine Krise ergeben haben. Um den Effekt der aFRR-Preise zu verdeutlichen, zeigt die Berechnung in Tabelle 10 den Wert, wenn die hohen aFRR-Preise des Frühlings 2023 durch die aFRR-Preise des Frühlings 2024 vom März bis April ersetzt werden.

Tabelle 10: aFRR-Durchschnittspreise und Einnahmen pro EV bei stabilen Marktverhältnissen

	April 23 bis April 24
aFRR-Durchschnittspreise [€ pro MWh]	positive: 9.– / negative 20.–
aFRR-Einnahmen pro EV 70 % min SOC [€ pro EV und Jahr]	255.–
aFRR-Einnahmen pro EV 60 % min SOC [€ pro EV und Jahr]	383.–
aFRR-Einnahmen pro EV 50 % min SOC [€ pro EV und Jahr]	479.–

Nach den Erfahrungen von tiko ist es möglich, zusätzlich aFRR-Energieaktivierungseinnahmen von 125 Euro pro EVB und Jahr zu erwirtschaften. Dies wird mit einem Mindest-SOC von 60 % und einem durchschnittlichen jährlichen Energiepreis von 60 Euro MWh berechnet.

Für die Day-Ahead Optimierung ergeben sich zwei Werte in einer Bandbreite (vgl. Tabelle 11) aufgrund der Annahme, dass 10 resp. 20 EV im Flex-Mode für den Betrieb verfügbar sind. Alle Daten sind unter Berücksichtigung von insgesamt 33 Fahrzeugen im Pool normalisiert. Die Day-Ahead-Optimierungsoperation wurde nur mit einem minimalen SOC von 70 % und 60 % durchgeführt.



Tabelle 11: Einnahmen Day-Ahead-Optimierung

	April 22 bis März 23	April 23 bis März 24
Day-Ahead Durchschnittliche Preisdifferenz [€ pro MWh]	108.–	54.–
Day-Ahead Einnahmen pro EV 70 % min SOC [€ pro EV und Jahr]	48.– bis 96.–	28.– bis 57.–
Day-Ahead Einnahmen pro EV 60 % min SOC [€ pro EV und Jahr]	64.– bis 128.–	39.– bis 78.–

b) Einnahmen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

Die Eigenverbrauchsoptimierung konnte an 2 von 4 Standorten erfolgreich durchgeführt werden. Am 3. war eine sehr alte PV-Anlage in Betrieb, welche keinen Überschuss generierte und am 4. Standort war ein stationärer Speicher installiert, welcher die Regelung erschwerte und viel vom Überschuss bereits speicherte. An den ZEV-Standorten wurde jeweils ein minSOC von 60 % forciert. Diese Regelung musste im Jahr 2024 nochmals angepasst werden, da bemerkt wurde, dass der SOC der Fahrzeuge um den minSOC oszillierte (ohne, dass Energie verbraucht oder zurückgeflossen ist). Dies hatte zur Folge, dass kurzzeitig die Steuerung vom Mobility-Mode in den Flex-Mode ebenfalls hin und her oszillierte. Die Ursache konnte erst spät erkannt werden, wodurch nur 2 Monate ZEV-Betrieb durchgeführt werden konnte.

Ein Ausschnitt aus dem ZEV-Betrieb ist in Abbildung 43 dargestellt und zeigt auf, wie die Ladestation den Strom entlädt, um den Verbrauch des Gebäudes zu decken. Bei Überschuss, d.h. wenn die Residuallastkurve negativ wird, versucht die Ladestation mit der genau nötigen Leistung zu laden, damit nichts oder möglichst wenig exportiert wird.

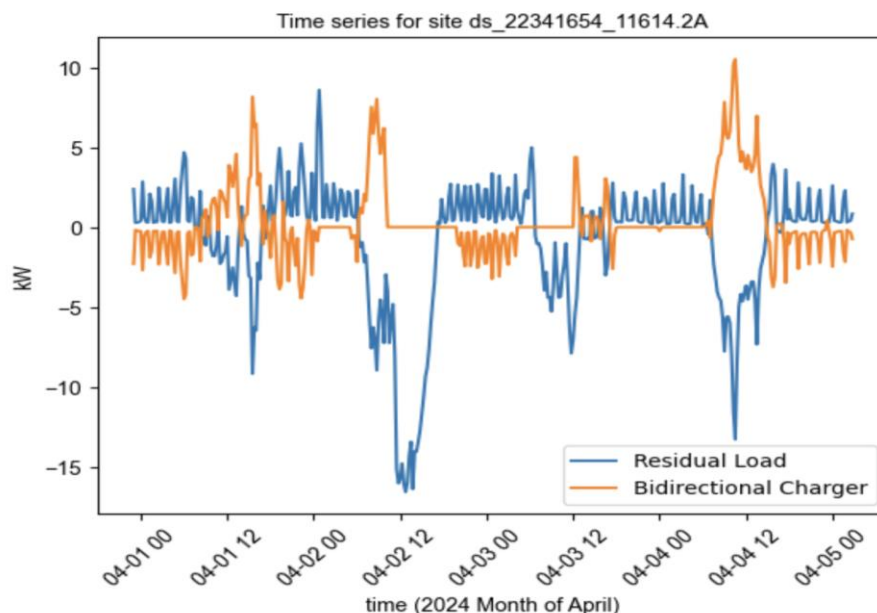


Abbildung 43: Eigenverbrauchsbetrieb mit bidirektionaler Ladestation

Die mit dem ZEV-Betrieb verbundenen Erlöse sind in Tabelle 12 ersichtlich. Für die beiden ZEV-Standorte sind jeweils die monatlich generierten Einsparungen und Einnahmen dargestellt, basierend



auf den Monaten März und April 2024. Die Aufteilung dieser Einnahmen und Einsparungen ist Sache der beiden Parteien.

Tabelle 12: Generierte Einsparungen und Einnahmen aus dem ZEV-Betrieb

Site	sol2vehicle					vehicle2building			Total value generated [CHF/Mt]	Annual Utilization (month)	Total value generated [CHF/year]
	Total vehicle consumption [kWh/Mt.]	Sol2Vehicle [kWh/Mt.]	Vehicle consumption covered by solar	Generated Value per kWh (spread Tariff-FIT) [CHF/kWh]	Sol2Vehicle [CHF/Mt.]	Vehicle2Building kWh per Month	Local tariff [CHF/kWh]	Vehicle2Home [CHF/Mt.]			
Biel	526	337	0.64	0.2	67.–	207	0.35	72.–	140.–	6	839.–
Zug	586	477	0.81	0.13	62.–	257	0.33	85.–	147.–	6	881.–

An beiden Standorten konnte der Verbrauch der Ladestationen in sehr grossem Masse durch PV-Strom gedeckt werden, nämlich zu 64 % bzw. 81 %. Der überschüssige Solarstrom hat einen monetären Wert, welcher der Differenz zwischen dem lokalen Tarif und der Einspeisevergütung entspricht. Dies sind 20 Rp./kWh für den Standort Biel sowie 13Rp./kWh für den Standort Zug (Zug vergütet den überschüssigen Solarstrom mit ca. 20Rp/kWh). Die monatlichen Einsparungen, die sich aus dieser Differenz ergeben, belaufen sich auf 62 und 67 CHF/Mt. an den beiden Standorten.

Die Rückspeisung hingegen hat einen monetären Wert des lokalen Tarifs, denn wenn das Fahrzeug nicht rückspeisen kann, muss der ZEV-Betreiber den Strom vom EVU zum lokalen Tarif einkaufen. Mobility kann also beim Rückspeisen jeweils 72 und 85 CHF/Mt an diesen Standorten erwirtschaften, und zwar mit einem garantierten SOC von 60 %. Die Summe aus Überschussladen und -entladen beläuft sich somit auf 140.– und 147.– CHF/Mt.

Es ist davon auszugehen, dass diese Einnahmen während der Übergangs- und Sommerzeit erzielt werden können, in den restlichen Monaten hingegen keine Einnahmen möglich sind. Dies sind sehr konservative Annahmen und ergeben einen jährlichen Ertrag von 839.– und 881.– CHF/Jahr.

Diese Einnahmen unterliegen praktisch keinem Risiko, da alle Einflussgrößen sehr konstant sind und sich durch hohe Planungssicherheit auszeichnen. Es liegt daher nahe, den Eigenverbrauch mit Systemdienstleistungen zu kombinieren und letztere insbesondere in den Wintermonaten anzubieten.

c) Einnahmen Verteilnetz

Der Anwendungsfall Verteilnetz wurde in diesem Projekt nicht kalkuliert, da dies Gegenstand eines assoziierten Projektes ist. (siehe Kapitel 3.3).

d) Zusammenfassende Darstellung der Einnahmen

Zusammenfassend ergeben sich folgende mögliche V2X-Einnahmen (siehe Tabelle 13).



Tabelle 13: Mögliche V2X-Einnahmen

Einnahmequelle	Beschreibung	Gerundeter Wert in CHF pro EV und Jahr & 10 kW Ladestation
Primärregelleistung (FCR)	Konservativer Wert (217.–) wird verwendet	200.–
Sekundärregelleistung (aFRR)	Konservative Werte ohne hohe Preise von 479.– + Energieaktivierungen werden verwendet	600.–
Day-Ahead-Trading	Konservativer Mittelwert von 50.– wird verwendet	50.–
ZEV	Werte von 839.– und 881.– (Total Value)	800.–

Bei diesen gerundeten Werten sind Einnahmeteilungen für den Plattform- und Flexibilitätsverkäufer resp. ZEV-Partner nicht berücksichtigt und allfällige Energieverluste wurden abgezogen. Es wurde ebenfalls einen konstanten Wechselkurs von 1 Euro zu 1 CHF angenommen.

Diskussion der Einnahmen

Die Einnahmen aus dem Anwendungsfall Primärregelleistung (FCR) sind relativ tief. Obwohl sich die V2X-Technologie grundsätzlich gut für dieses Produkt eignen würde (hauptsächlich Leistung und wenig Energie), hat sich gezeigt, dass dieser Anwendungsfall nicht allzu attraktiv ist. Einerseits ist die notwendige Reaktionszeit (< 2s) sehr anspruchsvoll und war einer der Gründe für die (relativ hohen) Standby-Verluste. Andererseits ist der Markt für dieses Produkt relativ klein und die gelieferte Energie wird nicht vergütet.

Der Anwendungsfall Sekundärregelleistung (aFRR) scheint von den Übertragungsnetzeinnahmen am attraktivsten. Einerseits von der Angebots-Gestaltung (Leistungsangebote für 1-Stunden Slots) und andererseits von der Vergütung bei Energieaktivierung. Damit ergibt sich für die V2X-Technologie eine gewisse Flexibilität. Zudem ist auch das Marktvolumen mit 400 MW um einiges grösser und die Einnahmen attraktiver. Die kalkulierten Werte weisen eine grosse Verteilung auf, was die hohen Energiepreise rund um die Energiekrise des Ukraine-Konflikt widerspiegelt. Das aFRR-Risiko besteht darin, dass das Volumen von 400 MW allein durch die flexiblen Wasserkraftwerke abgedeckt werden kann. Zudem sind neue zentrale Speicherbatterien in Planung, die in den aFRR-Markt einsteigen werden. Es ist daher zu erwarten, dass die Preise auf dem aFRR-Markt unter Druck geraten werden. Swissgrid hat die Menge an aFRR seit der Marköffnung 2009 nicht erhöht und es gibt keine Anzeichen dafür, dass dies in Zukunft geschehen wird.

Das Day-Ahead-Trading ist eine interessante Ergänzung und wird zukünftig viel Potenzial entfalten. Aktuell ist das Day-Ahead-Trading an den meisten Mobility-Standorten leider noch nicht möglich und nur im liberalisierten Markt (>100'000 kWh) anwendbar. Jedoch würde dies zukünftig viele Flexibilitäten ergeben, um am Energiehandel teilnehmen zu können. Mit der Zunahme der intermittierenden erneuerbaren Energien ist jedoch zu erwarten, dass die Liquidität des Energiemarktes sowie die Erlöse, die durch den Day-Ahead- und Intra-Day-Handel erzielt werden können, in den kommenden Jahren steigen werden.

Der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ist der einzige Anwendungsfall, der heute schon effektiv Einnahmen generieren kann und ist auch für die technische Umsetzung der einfachste. Dieser Anwendungsfall ist zukünftig sicherlich sehr interessant, speziell mit der laufenden Verbreitung von Solaranlagen, virtuellen ZEVs und LEGs. Im speziellen kann Carsharing-Flexibilitätsabnahme für den Standorteigentümer auch zu einer zusätzlichen Attraktivität und Motivation für einen Carsharing-Standort führen.



6.4.3 Business Modelle und wirtschaftliches Fazit

Wie aufgezeigt, ergaben sich im V2X Suisse Projekt Mehrkosten von 4'440.- CHF pro Jahr und Fahrzeug, um den V2X-Betrieb zu gewährleisten. Auf der Einnahmenseite hat sich gezeigt, dass zwar Potenzial vorhanden ist (aFRR von bis zu 2'000.-, realistisch jedoch eher 600.-), dieses jedoch nicht ausreicht, um die Mehrkosten zu decken (vgl. Abbildung 44: Mehrkosten und Einnahmen im Vergleich). Es würden sich im besten Fall Verluste von 2'400 CHF pro Fahrzeug und Jahr ergeben. Zudem konnten im Projekt keine effektiven Einnahmen aus diesen Flexibilitäts-Produkten realisiert werden, da die V2X-Mobility-Flotte mit 50 Fahrzeugen die Mindestanforderungen zur Teilnahme an den Regelleistungsmärkten nicht erfüllt. Um effektiv teilnehmen zu können, wäre mindestens eine viermal grössere Flotte notwendig oder eine Reduktion in der Grössenordnung von 1/10 der minimalen Regelleistungen von 1MW resp. 5MW der Swissgrid-Limiten, wie es z.B. heute bereits in Schweden der Fall ist. Die Vergrößerung der bidirektionalen Mobility-Flotte ist aber momentan nicht realistisch, weil derzeit keine neuen V2X-Fahrzeuge angeboten werden. Die angekündigten V2X-Fahrzeuge funktionieren nur mit ihrer spezifischen Ladestation, welche (noch) nicht kompatibel mit der V2X-Plattform wäre und eine Interoperabilität (auf Basis ISO15118) ist noch nicht verfügbar.

Eine weitere Option wäre, die Projekt-Infrastruktur in einen bestehenden Angebotspool zu integrieren. Dies würde aber einen hohen Entwicklungs- und Anpassungsaufwand nach sich ziehen. Im Projekt-Setup könnten nur mit dem ZEV-Anwendungsfall Einnahmen realisiert werden, wobei dies nur an 2 Standorten der Fall ist. Ebenfalls konnte mit der Projekt-Infrastruktur und Logik nicht dynamisch zwischen den Anwendungsfällen gewechselt werden. Für eine Optimierung der Einnahmen wäre es eine zentrale Anforderung, dass abhängig von Wettervorhersagen, Marktpreisen und Auktionserfolgen zwischen den Anwendungsfällen ausgewählt werden kann.



Abbildung 44: Mehrkosten und Einnahmen im Vergleich

In Zukunft müssten folgende Annahmen erfüllt werden, damit ein positives Geschäftsmodell möglich wird:

- Die Auswahl an Ladestationen und Fahrzeuge (verschiedenen Kategorien) sind verfügbar und die Interoperabilität (Ladestation und Fahrzeug) ist gegeben
- Die Anschaffungskosten der Ladestation und Betriebskosten können massiv reduziert werden
- Die Zuverlässigkeit des Gesamtsystems wird erhöht (von der erfolgreichen Rückgabe bis zur Verfügbarkeit für V2X-Dienstleistungen und der Reduktion von Ausfällen)
- Die Batteriegrösse und Reichweite der V2X-Fahrzeuge wird erhöht und damit kann mehr Flexibilität angeboten werden.



- Diverse technische Verbesserungen wie z.B. die Steigerung der abgerufenen Leistung, die Reduktion des Standby-Verbrauchs, der Optimierung der Keep-Alive-Signale können realisiert werden.
- Die Wettbewerber im Systemdienstleistungsmarkt haben alle die gleichen regulatorischen Spielregeln.

Bei Erfüllung der genannten Annahmen könnte ein zukünftiges Szenario mit 3'000 Fahrzeugen aussehen wie in Tabelle 14: Zukünftige Mehrkosten bei 3'000 Fahrzeugen Tabelle 14 (Mehrkosten) und Tabelle 15 (Mehreinnahmen) dargestellt.

Tabelle 14: Zukünftige Mehrkosten bei 3'000 Fahrzeugen

Kostenblock	Beschreibung	Gerundeter Wert in CHF pro EV und Jahr bei 10 kW Ladestation
Standortausbau und Setup	Dank harmonisierten Prozessen und mehr Know How bei allen beteiligten Partnern kann der Mehraufwand auf 4h reduziert werden (500.– / Abschreibung auf 8 Jahre)	62.–
Allgemeine V2X Kosten	Dank standardisierten Prozessen und Automationen kann Mehraufwand auf 1h reduziert werden	125.–
Kauf Ladestation	Dank Skalierung kann der Mehrpreis auf 5'000.– reduziert werden (Abschreibung auf 8 Jahre)	625.–
Betrieb Ladestation	Reduktion der Kosten auf 5 % des Mehrpreises	250.–
Kauf Fahrzeug	Ist Standard und keine Zusatzkosten fallen an	0.–
Betrieb Fahrzeug	Keine Mehrkosten, bei gemässiger Nutzung	0.–
Betrieb Plattform	Mit hohen Stückzahlen sinken die Stückkosten, daher starke Reduktion	60.–
Betrieb Flexibilitätsverkauf	Mit hohen Stückzahlen sinken die Stückkosten, daher starke Reduktion	60.–
Energieverluste	Standby-Zeit kann mit Logik auf nahezu Null reduziert werden. Wandlungsverluste werden bei den Einnahmen berücksichtigt	0.–
Stromkosten	Die Energiekosten werden zurückerstattet und die Netznutzungstarife werden nicht doppelt verrechnet, daher Reduktion auf Null	0.–
Total Mehrkosten		1'200.–



Tabelle 15: Zukünftige Mehreinnahmen bei 3'000 Fahrzeugen

Einnahmequelle	Beschreibung	Gerundeter Wert in CHF pro EV und Jahr bei 10 kW Ladestation
ZEV	Steigerung um ca. 1/4 wegen diverser Verbesserungen (hauptsächlich grösserer Batteriekapazität für die Flexibilität)	1000.–
Sekundärregelleistung (aFRR)	Steigerung um 50 % wegen diverser Verbesserungen (hauptsächlich grössere Batteriekapazität für Flexibilität, höherer Leistung und Zuverlässigkeit)	900.–
Day-Ahead-Trading	Steigerung um 50 % wegen diverser Verbesserungen (hauptsächlich grössere Batteriekapazität für Flexibilität)	75.–
Primärregelleistung FCR	Würde zukünftig nicht mehr berücksichtigt werden	0.–

Tabelle 14 zeigt, dass eine Reduktion der Kosten um mehr als den Faktor 4 möglich ist. Die grössten Reduktionen sind in diesem Szenario mit der massiven Reduktion der Ladestationskosten (Kauf und Betrieb) realisiert worden im Vergleich zum aktuellen Szenario. Ebenfalls sind die Betriebskosten für die Plattform und der Flexibilitätsverkauf sehr stark gesunken. Um diese Reduktionen zu realisieren, sind eine grosse Verbreitung der Technologie sowie viele Verbesserungen an unterschiedlichen Stellen notwendig. Dies wird einige Zeit in Anspruch nehmen, soll hier jedoch eine mögliche Entwicklung verdeutlichen.

Auf der Einnahmeseite sieht man, dass mit grösseren Flexibilitäts-Kapazitäten die Einnahmen für die unterschiedlichen Anwendungsfälle steigen könnten. Ebenfalls ist ersichtlich, dass mit der massiven Reduktion der Kosten der ZEV-Anwendungsfall schon fast alleine die Kosten decken könnte. Das grösste Potenzial besteht, wenn eine Kombination von verschiedenen Anwendungsfällen dynamisch möglich ist. Wenn ein System entwickelt wird, mit welchem Anwendungsfälle dynamisch abgedeckt werden können (je nach Situation), können die Einnahmen kombiniert werden. Zum Beispiel kann der ZEV-Anwendungsfall als Basis verwendet werden (+1000.–). In der Winterzeit oder wenn keine Sonne scheint, werden dynamisch noch aFRR (+500.–) und Day-Ahead-Anwendungsfälle ausgeführt (falls die Preise attraktiv sind oder gewisse Auktionen nicht gewonnen wurden). Es sind auch noch weitere zusätzliche Einnahmequellen denkbar wie zum Beispiel aus dem VNB-Anwendungsfall, Peakshaving oder LEG (Lokale Energie-Gemeinschaften), Inselbetrieb-Versicherung etc. Mit einer optimalen Kombination der verschiedenen Anwendungsfälle wären somit Einnahmen von CHF 1'500.– pro Jahr und Fahrzeug (und 10 kW Regelleistung) durchaus realistisch. Das würde bedeuten, dass die Kosten gedeckt werden und pro Fahrzeug und Jahr ein Überschuss von knapp 300.– (etwa 20 %) erwirtschaftet werden könnte. Bei einer Flotte von 3'000 Fahrzeugen würde dies 900'000.– pro Jahr ausmachen. Damit könnte ein nachhaltiges betriebswirtschaftliches Geschäftsmodell aufgebaut werden, worin die Aufteilung mit den verschiedenen Parteien (ZEV-Abnehmer / Flexibilitätsverkäufer / Betreiber etc.) definiert wird.

Generell muss gesagt werden, dass noch sehr viele Ungenauigkeiten und Variablen vorhanden sind, welche eine Simulation und Vorhersage erschweren. Ein mögliches anderes Szenario wäre auch eine Vergrösserung der Regel-Leistung (z.B. von 10 auf 20 kW), was dementsprechend die Einnahmen erhöhen würde.

Es sind diverse weitere Untersuchungen und Praxiserfahrungen notwendig. Zum Beispiel ist die Frage offen, wie die verschiedenen Anwendungsfälle optimal miteinander kombiniert werden können. Die



Herausforderung ist, dass der ZEV-Anwendungsfall (noch) nicht generell an allen Mobility-Standorten anwendbar ist im Vergleich zum aFRR-Anwendungsfall. Mit dem neuen Stromgesetz könnte der Anwendungsfall LEG generell für alle Standorte umgesetzt werden. Wie dies im Detail funktioniert und mit welchen Einnahmen dort gerechnet werden könnte, müsste in einem Folgeprojekt eruiert werden. Ebenfalls ist eine hohe Abhängigkeit von den Energie- bzw. Flexibilitäts-Marktpreisen vorhanden und es ist noch unbekannt, wie sich diese verhalten werden oder auf den Neueintritt von anderen Flexibilitätsanbietern (stationäre Batterien / Monodirektionale Flexibilität / intelligente Verbraucher etc.) reagieren.



7 Wissens- und Technologietransfer

7.1 Wissenschaftliche Begleitung

Die wissenschaftliche Begleitung des Projektes zur Vertiefung des Themas «Kollaboration im Projekt V2X Suisse: Treiber und Barrieren» wurde durch die ETH Zürich auf Mandatsbasis sichergestellt (verantwortet durch Dr. Annegret Stephan, Senior Researcher, tätig im Auftrag der Group for Sustainability and Technology (SusTec), D-MTEC).

Die Begleitforschung bestätigte, dass V2X Suisse ein ehrgeiziges und komplexes Projekt war, an dem Projektpartner aus mehreren Sektoren beteiligt waren, die aus verschiedenen Ländern (Schweiz und Deutschland/Japan) stammen.

Die wichtigsten Treiber sind Vertrauen, neben digitalen auch regelmässige persönliche Treffen, gute Projektatmosphäre sowie die Flexibilität der einzelnen Projektpartner bei der Bewältigung der Herausforderungen sowie die hohe intrinsische Motivation der Projektteilnehmer und ihre Bereitschaft, voneinander zu lernen.

Die wichtigsten Hürden im Projektverlauf waren technischer (Hard- und Software sowie Schnittstellen), organisatorischer (insbesondere Abhängigkeiten unter Projektpartnern und unterschiedliche Firmenabläufe), sozialer (Nutzerverhalten) und regulatorischer (Swissgrid Regulation, fehlender Präqualifizierungsprozess) Art.

Ein Kurzbericht der wissenschaftlichen Begleitung befindet sich in 10.1. Wissenschaftliche Publikationen dazu erscheinen nach Abschluss des Projektes.

7.2 Nationale Zusammenarbeit

Die nationale Zusammenarbeit fokussierte auf die 5 assoziierten Projekte. In diese brachte insbesondere Mobility Know-How, Daten und personellen Ressourcen ein. Die Projekte klärten darüber hinaus zusätzliche wichtige Forschungsfragen zum Projekt V2X Suisse. Es sind dies (in der Reihenfolge des Projektbeginns):

- «Optimales V2G Verhalten für Carsharing unter der Berücksichtigung individueller Mobilität», Prof. Dr. Martin Raubal, Institut für Kartografie und Geoinformation, Gruppe Geoinformations-Engineering, ETH Zürich
Laufzeit: 1.10.21 bis 30.9.23
- «EVFlex – Netzdienliche Flexibilitätsaggregation von Elektrofahrzeugen», Prof. Dr. Antonios Papaemmanouil, Institut für Elektrotechnik, Departement Technik & Architektur, Hochschule Luzern HSLU
Laufzeit: 15.10.21 bis 15.10.23
- «Grid Aware Mobility and Energy Sharing», Jalomi Maayan Tardig Istituto sostenibilità applicate all'ambiente costruito, Scuola universitaria professionale della Svizzera italiana (SUPSI)
Laufzeit: 1.1.22 bis 30.6.24
- «CircuBat – circular economy model for automotive lithium batteries», Prof. Dr. Andrea Vezzini, Departement Technik und Informatik – Zentrum Energiespeicherung, Berner Fachhochschule BF
Laufzeit: 1.1.22 bis 31.12.25



- «Produkte und Geschäftsmodelle zur Vermarktung der Flexibilität einer E-Fahrzeugflotte gegenüber Verteilnetzbetreibern», Prof. Dr. Martin Geidl, Institut für Elektrische Energietechnik, FHNW – Fachhochschule Nordwestschweiz
Laufzeit: 1.4.22 bis 1.1.25

7.3 Kommunikation

Die Projektkommunikation wurde durch die Unternehmenskommunikation von Mobility –in enger Zusammenarbeit mit der Projektleitung – konzipiert und durchgeführt. Zudem nahmen sämtliche Projektpartner in ihrem Umfeld und mit ihren Möglichkeiten Kommunikationsaufgaben wahr (Referate, Teilnahme an Konferenzen, Präsenz in den sozialen Medien etc).

Das Projekt erhielt ein eigenständiges Branding: vom Logo über die Beschriftung der Fahrzeuge und Ladestationen bis hin zur Verwendung in Print- und Online-Produkten.



Abbildung 45: Der Honda e mit Projekt-Logo und Branding

Mobility und die Projektpartner informieren über verschiedene Kanäle und ausgiebig über das Projekt. Die folgende Zusammenstellung gibt einen Einblick in die Kommunikationstätigkeiten:

- Projektlogos sowie Branding von Elektrofahrzeugen (s. Abbildung 45) und Ladestationen (Abbildung 46)
- Verbreitung von mehreren Medienmitteilungen (deutsch, französisch, italienisch und englisch) von Mobility
- Publikation eines Artikels im Magazin Mobility Neo: «Bahnbrechend. Mobility-Elektroautos gegen Stromknappheit» (7.2.2022)
- Erstellen einer Projekt-Website: <https://www.mobility.ch/de/v2x> mit Werbefilm
- Bereitstellung von 6 aufeinander aufbauenden Infografiken.
- Eröffnungsevent am 6.9.2022 in Bern
- Zahlreiche Referate von Projektpartnern an diversen nationalen und internationalen Anlässen, u.a. Projektpräsentation an der EVS35 (35. Ausgabe des International Electric Vehicle Symposium) 2022 in Oslo und am Technologieprogramm «IKT für Elektromobilität» des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) 2023 in Berlin.
- «Dominik unter Strom» (Ausstrahlung 10.9.2022, versch. Regional-TV-Sender) und Beitrag bei «Einstein» (Ausstrahlung 15.9.2022)
- Medienmitteilungen von tiko zur Präqualifikation von Swissgrid



- Eintägiges V2X Forum mit Session zum Projekt V2X Suisse am Innovationsforum Mobilität 2024 von LHI am 5.7.2024 (Wissenstransfer ermöglicht durch EnergieSchweiz).



Abbildung 46: Die Ladestationen mit Projekt-Logo und Branding

Für den Wissens- und Technologietransfer (WTT) wurden ein Konzept erstellt und mehrere Anlässe konnten durchgeführt werden: interne Workshops mit dem V2X Suisse-Team in verschiedenen Projektphasen sowie ein externer Open Lab Day im Mai 2023, an dem sich ein neues V2X-Konsortium bildete. Dieses erarbeitete ein Forschungsgesuch, welches Ende Oktober 2023 den Zuschlag erhielt. Im neuen Forschungsprojekt TEC-OFF unter der Leitung von DPD wird die technische und ökonomische Netzanschlussoptimierung für elektrische Güterflotten realisieren.



8 Schlussfolgerungen und Fazit

Das Pilot- und Demonstrationsprojekt V2X Suisse konnte erfolgreich abgeschlossen werden. Es zeigte auf, dass neben dem bewährten V2H auch V2G technisch gut funktioniert, und zwar sowohl netzdienlich (V2G für Verteilnetzbetreiber) als auch systemdienlich (V2G für Übertragungsnetzbetreiber).

Die Schlussfolgerungen werden einerseits in die wichtigsten Erkenntnisse und Erfolge sowie andererseits in die bestehenden Herausforderungen gruppiert.

Die Erkenntnisse und Erfolge sind:

1. Die Akzeptanz der Mobility-Kundschaft war sehr hoch. Während des Pilotbetriebs der bidirektionalen Honda e wurden von über 6'600 Mobility-Kunden rund 21'000 Buchungen durchgeführt und ca. 800'000 km gefahren. Es gab durch die Sharing-Kundschaft praktisch **keine Reklamationen, welche auf die V2X-Technologie zurückzuführen waren**. Dies untermauert die Annahme, dass V2G hinsichtlich Akzeptanz prinzipiell auch für alle anderen Benutzungsprofile anwendbar ist.
2. Die **technische Funktionalität des bidirektionalen Ladens im V2G-Einsatz** wurde neu mit CCS/Combo - und nicht nur wie bisher üblich mit CHADEMO – bewiesen, und zwar sowohl auf Ebene VNB (Verteilnetzbetreiber, siehe assoziiertes Projekt «Produkte und Geschäftsmodelle zur Vermarktung der Flexibilität einer E-Fahrzeugflotte gegenüber Verteilnetzbetreibern») als auch auf Ebene ÜNB (Übertragungsnetzbetreiber: Swissgrid). Dies betrifft in beiden Fällen **Stabilisierung der Netze**. Wie bei V2H resp. V2B (beide «behind the meter») sind Batterien von Elektroautos dank bidirektionalem Laden besonders für den Leistungsausgleich geeignet, weil sie sehr schnell reagieren können.
3. Dank der entwickelten Cloud-to-Cloud-Kommunikation konnten die Honda e die **technisch herausfordernde Primärregelleistung** erfolgreich bereitstellen. Dies ist in Kombination mit CCS/Combo eine Weltpremiere, denn die gesamte «Kommandokette» muss in weniger als 2 Sekunden zuverlässig reagieren. Im Juni 2023 erhielt der Aggregator tiko dafür die technische Präqualifikation durch Swissgrid.
4. EVTEC hat erfolgreich Rundsteuerempfänger für 2 Kanäle (d.h. 4 Zustände) in die bidirektionalen Ladestationen integriert, dank denen die **Wunschsignale von unterschiedlichen VNB** (ewz, Primeo) betreffend Last zuverlässig empfangen und umgesetzt werden konnten. Die regelbaren Lasten wurden auf der sun2wheel Plattform live «in Aussicht» gestellt. Damit waren die **VNB nicht mehr «blind»** betreffend Elektrofahrzeugladungen in ihrem Netz. Die VNB-Regelung ist im Gebiet von Massagno auch über Smart Meters umgesetzt worden.
5. Der **Nutzen des bidirektionalen Ladens im V2H- und V2B-Einsatz** konnte bestätigt werden, indem ihre Dienlichkeit als Tagesspeicher für PV-Überproduktion bewiesen wurde.
6. **Die V2G-Technologie funktionierte im praktischen Sharing-Betrieb problemlos** mit den Honda e (welche lediglich mit 35.5 kWh-Batterien ausgestattet sind), und zwar auch unter anspruchsvolleren Winterbedingungen. Daraus kann gefolgert werden, dass V2G für jedes e-Auto anwendbar ist, ohne die primäre Funktion des Fahrens zu beeinträchtigen.
7. Aufgrund der minütlich aktualisierten Buchungsdaten steuerte die von **sun2wheel entwickelte Cloud basierte Flotten-Plattform** individuelle Ladevorgänge von 50 Elektrofahrzeugen und **gab die benötigte Flexibilität frei**. Die Plattform steuert sowohl Leistung als auch Energie und kann auch für V1G eingesetzt werden.



8. Im Sinne des **Wissens- und Technologietransfers** übertragen einige Projektpartner die gesammelten Erfahrungen im Projekt V2X Suisse auf ein **nächstes Projekt**: novatlantis und sun2wheel sind Partner im Projekt TEC-OFF unter der Leitung von DPD.
9. Das Projekt hat eine **sehr hohe und in diesem Masse unerwartete Aufmerksamkeit seitens der Medien** erhalten, auch international. Die V2X-Technologie wird national und international als «das grosse Thema» der Elektromobilität präsentiert. Dies hat sich auch an den zahlreichen Vorträgen und Events gezeigt, welche während der Projektzeit dazu beigetragen haben, das Thema V2X der Schweizer Bevölkerung bekannter zu machen.
10. Das BFH Energy Storage Research Centre hat im Rahmen des Circubat-Projekts eine Degradationsanalyse für Batterien der Honda e Flotte im Projekt V2X Suisse durchgeführt. Die Lade und Entladeleistungen entsprechen einem C-Wert von 0.35. Unter diesen Bedingungen ist die **zyklische Degradation minimal**. Hingegen wird durch den V2X-Betrieb der durchschnittliche SOC reduziert, was sich **positiv auf die kalendarische Alterung** auswirkt. Die minimal negativen Auswirkungen der V2X-Zyklen auf die Batteriebensdauer werden somit mehrheitlich durch längere Standzeiten mit niedrigerem SOC ausgeglichen.

Die Herausforderungen sind:

1. Auf **Verteilnetzebene existierte heute wenig Bereitschaft, lokale Flexibilität zu nutzen oder zurückgespeiste Elektrizität** (aus Speichern) **zu vergüten**. Dies auch nicht, wenn die Rückspeisung netzdienlich war. Dasselbe gilt für die Herkunftsnachweise.
2. Pumpspeicherkraftwerke profitieren gemäss Verordnung von einer definierten **Wirkungsgrad-Kompensation** von 17 %. Dies gilt nicht für Batterien. V2G-Geschäftsmodelle sind daher regulatorisch schlechter gestellt als derjenige von Pumpspeicherkraftwerken.
3. **Das Thema «Messungen» bringt Herausforderungen mit sich**. Das insgesamt riesige Speicherpotenzial von Elektrofahrzeugen besteht bekanntlich aus vielen kleinen Speichern, die einzeln wenig Energie in das Netz zurückspeisen. Aus wirtschaftlicher Sicht wäre es von Vorteil, wenn man auf zusätzliche Messpunkte für die einzelnen Speicher verzichten könnte. Diese verfügen bereits alle über interne Messgeräte in der Ladestation oder im Fahrzeug, mit denen die relevanten Strommengen ermittelt werden können.
4. Um Sekundärregelleistung anbieten zu können, müssen Swissgrid **minimal 5 MW Regelleistung** zur Verfügung gestellt werden. Das entspricht bei 10 kW Ladeleistung pro EV theoretisch einer Flotte von 500 Fahrzeugen, falls alle Fahrzeuge gleichzeitig am Netz für Flexibilitätsdienstleistungen verfügbar sind. Das ist verständlicherweise für Mobility allein unmöglich. Daher kann ein FRR heute nur in Kombination mit einer anderen präqualifizierten Anlage wie einem Wasserkraftwerk oder einem Wärmelastepool geliefert werden.
5. Die **Mehrkosten für V2G** und insbesondere für die V2G-DC-Ladestationen sind aktuell noch relativ hoch und erschweren attraktive Geschäftsmodelle für Firmen und Private. Diese Kosten müssen deutlich sinken. Eine Kostenreduktion ist einerseits möglich mit einer grösseren Stückzahl an DC-Ladestationen plus einer günstigeren Produktion (gegenüber dem jetzigen Standort Schweiz) oder andererseits mit AC-Bidirektionalität. Die Netto-Investitionskosten variieren darüber hinaus stark von Kanton zu Kanton, denn einige **Kantone fördern** bidirektionale Ladestationen mit bis zu CHF 4'000.– pro Stück. Während der Projektzeit reduzierte sich der Preis für eine 10 kW bidirektionale DC-Ladestation um etwa CHF 6'000.–. Dies unter anderen, da sie neu ohne Display resp. ohne internen FI usw. ausgestattet ist.
6. Der **Betrieb der bidirektionalen Flotte war komplex** und aufwändiger als erwartet: Gründe waren die hohe Anzahl beteiligter Personen und Parteien, die neue Thematik mit viel Erklärungs- und Kommunikationsbedarf, die variablen Wirkungsgrad-Verluste beim Laden und Standby-Verbräuche während dem «Wachhalten» der Fahrzeuge, gelegentliche Internet-Verbindungsabbrüche (die Cloud-Cloud Steuerung ist Internet-basiert), Fahrzeug-bedingte



reduzierte Entladeleistungen insbesondere bei tiefen Temperaturen sowie höhere Wartungskosten der DC- gegenüber AC-Ladestationen. Die Systemzuverlässigkeit (Ladestationen / e-Auto / Plattform) war zu Beginn nicht gewährleistet, sodass die **Betriebskosten** (inkl. remote und Vor-Ort-Wartung) zu Beginn der Pilotphase hoch waren. Das gesamte System konnte jedoch gegen Ende des Pilotphase stark verbessert werden.

7. Bevor ein V2X-Ladebetrieb bei Mobility flächendeckend eingeführt wird, ist es notwendig, die «low hanging fruits» vom **smart-charging** zu ernten. Dies umfasst die **Tag-Nacht-Tarife**, die variablen Tarife wie Vario (von GroupE 2024 eingeführtes Tarifmodell), PV mit ZEV oder LEG und Leistungstarife. Mit anderen Worten: zuerst kostensparend laden, dann Einnahmen-optimiert laden/entladen. Wichtig sind in allen Fällen entsprechende Preissignale.
8. Weitere Herausforderungen stellen sich ebenfalls den Automobilherstellern bei der Entwicklung zukünftiger Bidirektionaler EVs. In deren Entwicklung sollten die durch den V2X-Betrieb sich ergebenden Anforderungen von Beginn an berücksichtigt werden. Hierbei sollten u.a. Folgende Punkte bedacht werden:
 - a. **Betriebsstundenoptimierung der Steuergeräte (ECU)**

Einige Hersteller limitieren die vom Fahrzeug zugelassenen Betriebsstunden für die im Fahrzeug befindlichen Steuergeräte (ECUs) auf individueller Basis. Bei der Auslegung der ECUs sollte berücksichtigt werden, welche dieser ECUs für den V2X-Betrieb notwendig sind und diese entsprechend den zu erwartenden höheren Betriebsstunden angepasst werden.

Dies sollte in Kombination mit einer Anpassung der elektronischen Architektur des Fahrzeugs einhergehen, welche es ermöglichen sollte, das Fahrzeug zweistufig in Betrieb zunehmen, so dass in der ersten Stufe nur die zum V2X-Betrieb benötigten ECUs aktiviert werden.
 - b. **Reduktion der Limitierungen für den V2X-Betrieb**

Die oben erwähnten Betriebsstunden der ECUs sind nur ein fahrzeugseitiges Kriterium zur Limitierung des V2X-Betriebs. Hier sind ergänzend noch u.a. Energiedurchsatz der Batterie im V2X-Betrieb, Betriebsstunden der Batterie zur Energiebereitstellung, Anzahl der Ein-/Aussteckungen des Ladekabels, kalkulierter Vergleichswert zur Laufleistung.

All diese Limitierungen sollten bei der Fahrzeugentwicklung berücksichtigt werden und während einer durchgängig in die Fahrzeugnutzung integrierten Nutzung des V2X-Betriebs keine negative Auswirkung innerhalb der ersten 8 Jahre haben, was der typischen Garantiedauer der Fahrzeugbatterie entspricht.

Bidirektionale EVs ohne Limitationen bieten seit 2014 alle japanischen Hersteller serienmässig und ohne Aufpreis an. Hingegen hat z.B. VW eine Limitation von 10'000 kWh resp. 4'000 Stunden angegeben, was einen wirtschaftlichen V2G-Betrieb stark einschränkt.
 - c. **Die Elektrofahrzeuge müssten mit einem standardisierten, interoperablen Protokoll** (ISO15118-20) bedient werden können, was heute noch nicht der Fall ist. Die HEV TCP Task53 «Interoperability of Bidirectional Charging INBID» ([Link](#)) wird dieses Thema nun adressieren. Eine Interoperabilität basierend auf ISO15118-20 ist in Europa nicht vor Ende 2027 zu erwarten. Interoperabilität ist jedoch ein Schlüsselfaktor. Dies besonders für einen Flottenbetreiber wie Mobility, welcher verschiedene Automarken einsetzt, die alle mit einer einzigen standardisierten Ladeinfrastruktur geladen und entladen werden müssen.

Zusammenfassend lässt sich sagen, V2G ist zwar komplex, ist aber technisch und organisatorisch umsetzbar. Dies sogar in einer Sharing-Flotte. Anders als V2H ist V2G aber für Mobility noch nicht wirtschaftlich zu betreiben. Deshalb ist das Projekt für Mobility (noch) nicht skalierbar.



9 Ausblick

Der folgende Ausblick differenziert einerseits zwischen Mobility und der nationalen Entwicklung und andererseits zwischen V2H und V2G.

Der Ausblick für Mobility bedeutet, dass nach Abschluss des Pilot- und Demonstrationsprojektes V2X Suisse per Ende Juni 2024 der bidirektionale Betrieb in der Mobility-Flotte vorerst beendet wird ein Rückbau der entsprechenden DC-Ladestationen erfolgt. Der Entscheid, das Projekt nicht fortzusetzen oder zu erweitern, basiert primär auf folgenden Gründen:

1. **Bidirektionale Elektroautos müssten in möglichst vielen Fahrzeugkategorien** auf dem Markt erhältlich sein.
Der Honda e ist nicht mehr lieferbar und andere angekündigte bidirektionale Fahrzeuge wie diejenigen von VW/AMAG sind noch nicht verfügbar. Zudem wären diese heute nicht kompatibel mit der bidirektionalen Ladeinfrastruktur des Projektes.
2. Die **Interoperabilität der bidirektionalen Ladungen** – respektive deren Protokolle – ist unabdingbar für eine gemischte Fahrzeug-Flotte, wie Mobility sie betreibt.
Die Norm ISO15118-20 für bidirektionales Laden wird jedoch bisher von keinem Fahrzeughersteller serienmässig implementiert und es wird voraussichtlich noch einige Jahre dauern, bis das interoperable bidirektionale Laden in Europa verfügbar sein wird. Zudem ist auch der Standard OCPP 2.0.1 noch nicht flächendeckend im Markt verfügbar.
3. Die **Rahmenbedingungen für einen wirtschaftlichen V2G-Betrieb** liegen heute noch nicht vor. Die Rahmenbedingungen werden sich ab 1.1.2025 dank dem neuem Stromgesetz zukünftig verbessern, sind jedoch abhängig von der konkreten Ausgestaltung der entsprechenden Verordnungen.
4. Die **Investitionskosten von V2G müssen sinken**.
Es bedarf geringerer Kosten pro Leistung bei den bidirektionalen DC-Ladestationen und/oder entsprechende Subventionen, wie einige Kantone sie anbieten.

Als Zwischenschritt wird Mobility prioritär das **Smart Charging** auf den günstigeren AC-Ladestationen einführen, um die heutigen Ladekosten zu optimieren.

Das Smart Charging würde bei heute über 600 Elektro-Fahrzeugen in der Flotte relativ rasch Ersparnisse ermöglichen.

Der V2X-Ausblick für die Schweiz unterscheidet sich hinsichtlich V2H und V2G.

V2H ist heute bereits umsetzbar und rechtlich geregelt. Die weitere Verbreitung von V2H in der Schweiz hängt stark davon ab, wann mehr EVs serienmässig bidirektional laden können und wie sich die Netto-Kosten der Ladestationen entwickeln.

Die nationale Verbreitung von V2G wird hoffentlich einen Impuls erhalten durch das vom Volk angenommene Stromgesetz bzw. dessen Umsetzung ab 1.1.2025. Die neuen Rahmenbedingungen werden – je nach konkreter Ausgestaltung der Verordnungen – in rechtlicher und finanzieller Hinsicht positiver für V2G sein, als sie es während der Projektlaufzeit waren. Weitere regulatorische Änderungen würden eine breite Nutzung erleichtern, insbesondere im Bereich der Vermarktung und des Marktzugangs.



Dank

Die Projektleitung spricht an dieser Stelle ihren herzlichen Dank aus, insbesondere dem BFE und dem CEO der Mobility Genossenschaft, welche das Projekt V2X Suisse ermöglicht haben.



Abbildung 47: Philippe Müller, BFE, und Roland Lötscher, CEO Mobility, bei der offiziellen Einweihung des Projektes V2X Suisse in Bern



10 Anhang

10.1 Kurzbericht wissenschaftliche Begleitung V2X Suisse zu «Kollaboration im Projekt V2X-Suisse: Treiber und Barrieren»

Das Projekt V2X Suisse wurde im Rahmen des Work Package 9 «Wissens- und Technologietransfer» (WTT) wissenschaftlich begleitet mit dem Schwerpunkt «Kollaboration im Projekt V2X Suisse: Treiber und Barrieren». Die wissenschaftliche Begleitung erfolgte durch Dr. Annegret Stephan, Senior Researcher, tätig im Auftrag der Group for Sustainability and Technology, D-MTEC, ETH Zürich. Die Ziele der wissenschaftlichen Begleitung waren (1) die Unterstützung eines erfolgreichen Projektverlaufs auf Basis wissenschaftlicher Erkenntnisse und mit Hilfe wissenschaftlicher Methoden und (2) der Transfer der gewonnenen Erkenntnisse von allgemeiner Relevanz in die Wirtschaft, Wissenschaft, Politik und die interessierte Öffentlichkeit. Neben der Bereitstellung von wissenschaftlichen Erkenntnissen zum Thema V2X und zur sektorenübergreifenden Zusammenarbeit für Sektorkopplungstechnologien wie V2X fand ein Monitoring der Treiber und Barrieren des Projektes statt.

Der vorliegende Kurzbericht fasst die gewonnenen Erkenntnisse zusammen. Wissenschaftliche Publikationen zur wissenschaftlichen Begleitung erscheinen nach Ablauf des Projektes. Zudem ist ein weiterer Transfer der Erkenntnisse in Wirtschaft, Wissenschaft, Politik und die interessierte Öffentlichkeit (z.B. Innovationsforum Mobility, Juli 2024, <https://innovationsforum-mobility.ch/>) geplant.

Treiber und Barrieren der sektorenübergreifenden Kollaboration V2X Suisse

Das Monitoring von Treibern und Barrieren basiert auf der Grundlage von Erkenntnissen einer Literaturanalyse⁷, in der die wichtigsten Merkmale erfolgreicher sektorenübergreifender Kooperationen ermittelt wurden. Abbildung 48 zeigt die Merkmale erfolgreicher sektorenübergreifender Kooperationen auf Basis der Literatur. Diese Merkmale können entweder der Projekt- oder der Akteursebene zugeordnet werden und sind entweder weitgehend durch die Ausgangssituation des Projekts bestimmt oder können sich im Laufe des Projektverlaufs ändern. So wird ein wesentlicher Teil der für den Projekterfolg relevanten Merkmale bereits durch die sorgfältige Auswahl der Projektpartner bestimmt (erste Zeile der Abbildung 48). Zu diesen Merkmalen gehören zum Beispiel die Anzahl der beteiligten Projektpartner, ihre Internationalität, die Komplementarität ihres Wissens und die Erfahrung der Partner mit kooperativen Demonstrationsprojekten. Andere Merkmale können sich während der Projektlaufzeit entwickeln oder verändern (erste Zeile der Abbildung 48), wie z. B. das Management des Projekts, die Fähigkeit der einzelnen Teammitglieder, den (wechselnden) Anforderungen des Projekts gerecht zu werden und das Vertrauen der Projektpartner untereinander. Basierend auf diesen Erkenntnissen wurde ein Konzept zur Abfrage relevanter Kernelemente im Rahmen des kontinuierlichen Monitorings von Treibern und Barrieren des Projekts V2X Suisse entwickelt.

⁷ Für die Literaturanalyse konnte teilweise auf die Ergebnisse einer Masterarbeit an der Gruppe für Nachhaltigkeit und Technologie der ETH Zürich zurückgegriffen werden (K. Wildgruber, 2022, «Cross-sectoral collaboration for a green hydrogen value chain»).



	Projektebene	Akteursebene
PROJEKTUMFELD Grösstenteils bei Projektbeginn festgelegt	<ul style="list-style-type: none">• Breite Wissensbasis (z.B. Diversität der Sektoren der beteiligten Akteure)• Komplementarität der auszutauschenden Ressourcen• Überschaubare Komplexität (z.B. Anzahl der beteiligten Akteure)• Internationalität (z.B. nationale Diversität der beteiligten Akteure)	<ul style="list-style-type: none">• Fortschrittlichkeit der verwendeten Technologie(n)• Erfahrung mit Kollaboration der einzelnen Akteure und Langzeitpartnerschaften zwischen den Akteuren
PROJEKTVERLAUF Kann sich über die Projektlaufzeit verändern	<ul style="list-style-type: none">• Klare Aufgabenaufteilung• Definierte Ziele und Erfolgsmessung innerhalb des Projekts• Etablierung eines Erfahrungs-Forums• Governance	<ul style="list-style-type: none">• Vertrauen der Projektpartner untereinander• Überlassung von Eigenverantwortung• Fähigkeit der einzelnen Teammitglieder mit den Anforderungen des Projektes umzugehen• Vermeidung der Bildung isolierter Untergruppen

Abbildung 48: Merkmale erfolgreicher sektorenübergreifender Kooperationsprojekte

Basierend auf diesen Erkenntnissen wurden die Treiber und Barrieren des Kooperationsprojekts V2X Suisse identifiziert und mittels Interviews mit den Projektpartnern sowie durch die Teilnahme an 5 Plenarsitzungen und Workshops über die gesamte Projektlaufzeit beobachtet. Es wurden in 3 Interviewrunden insgesamt 17 semi-strukturierte Interviews geführt (8 Interviews während der ersten Projektphase, 7 Interviews während der zweiten Projektphase, 2 Interviews in der Auswertungsphase), in denen sowohl die Ausgangssituation des Projektes als auch der Projektverlauf diskutiert wurde.

Ursprüngliches V2X Suisse-Projektdesign

V2X Suisse kann als ein ehrgeiziges und komplexes Projekt beschrieben werden, an dem Projektpartner aus mehreren Sektoren beteiligt sind, die aus verschiedenen Ländern (Schweiz und Deutschland/Japan) stammen bzw. mit ihnen verbunden sind. Konkret kommen die Projektpartner aus den Bereichen Mobilität, Automotive, Software, Ladeinfrastruktur, Energie, Wissen und Technologietransfer und bringen somit unterschiedliche Kompetenzen in das Projekt ein. Einige der Projektpartner und einzelne Beteiligte verbindet eine langjährige Partnerschaft, andere kannten sich zu Beginn der Projektlaufzeit noch nicht. Das Projekt kam durch die Initiative der Projektleitung zustande, insbesondere durch die Bemühungen von Marco Piffaretti, dem es gelang, die Kräfte auf der Grundlage seines Netzwerks zu bündeln, unterstützt auch durch das BFE. Jeder Projektpartner hat einzigartige Fähigkeiten und Kenntnisse in das Projekt eingebracht, Überschneidungen bei diesen spezifischen Kenntnissen waren selten. Dies erforderte eine sehr gute Koordination zwischen den Projektpartnern.

Zudem kann das technologische Anspruchsniveau als hoch bezeichnet werden: Die eingesetzte Technologie ist entweder Stand der Technik oder wird im Laufe des Projekts neu entwickelt (z.B. sun2wheel App, Doppelladestationen). Darüber hinaus erfordert die V2X-Technologie per se die Integration einer hohen Anzahl von miteinander verknüpften technischen Komponenten in der Entwicklungs- und Nutzungsphase. All diese Aspekte führen zu einem komplexen Projektumfeld und einer hohen Anzahl von Schnittstellen zwischen den Projektpartnern, was in engem Zusammenhang mit den Barrieren steht, die während des Projekts identifiziert wurden.

Treiber von V2X Suisse

Es konnten verschiedene Faktoren für den Fortschritt und den Erfolg des Projekts ermittelt werden. So führten beispielsweise die langjährigen Partnerschaften und damit gemeinsamen Erfahrungen in kooperativen (Demonstrations-)Projekten zu einem hohen Vertrauen zwischen den Projektpartnern. Regelmässige digitale Treffen wurden durch persönliche Treffen ergänzt. Dies wurde als sehr hilfreich erachtet, um den Wissensaustausch, insbesondere aufgrund des sehr spezifischen Know-hows, zu



gewährleisten und die gute Projektatmosphäre zu erhalten. Die Flexibilität der einzelnen Projektpartner bei der Bewältigung der sich ändernden Anforderungen des Projekts (z. B. Änderungen des Zeitplans oder der Personalkapazitäten) trug dazu bei, unerwartete Herausforderungen zu bewältigen. Schliesslich können die hohe intrinsische Motivation der Projektteilnehmer und ihre Bereitschaft, voneinander zu lernen, als wichtige Triebfedern angesehen werden, die durch die Unterstützung der einzelnen Organisationen verstärkt wurde (z. B. war der Projekterfolg für den jeweiligen Projektpartner von strategischer Bedeutung). Es konnten verschiedene Motivationsziele der Projektbeteiligten identifiziert werden, die vom Erwerb technischer Expertise und der Entwicklung innovativer Technologien über das Verständnis potenzieller Geschäftsmodelle bis hin zur Übernahme einer innovativen Rolle bei der weiteren Förderung von V2X als wichtige Technologie für zukünftige saubere Energie- und Transportsysteme reichen. Auch wurde die Unterstützung durch das BFE als relevanter Treiber des Projektes erachtet, insbesondere bzgl. des Zustandekommens, der Glaubwürdigkeit und der Sichtbarkeit des Projektes.

Barrieren von V2X Suisse

Trotz der oben genannten Treiber wurde eine beträchtliche Anzahl von Herausforderungen genannt, welche von den Projektpartnern während des Projektverlaufs überwunden werden mussten. Abbildung 49 zeigt eine Zusammenfassung dieser Hürden. Diese Hürden traten entweder in einer der beiden Projektphasen auf: Projektphase 1 (Projektvorbereitung), der Projektphase 2 (Umsetzungsphase), oder sie bestanden in beiden Phasen fort. Zu beachten ist, dass in der Umsetzungsphase die Demonstration von V2X Suisse bewertet wurde, während der normale Betrieb der Fahrzeuge, d.h. die Mobilitätsfunktion der Fahrzeuge, sichergestellt werden musste. Die identifizierten Herausforderungen betrafen technische, organisatorische, soziale und regulatorische Bereiche, welche im Folgenden zusammengefasst werden.

Technische Herausforderungen

In der Vorbereitungsphase bezogen sich die technischen Herausforderungen auf die Entwicklung und Implementierung der benötigten Technologie (z.B. Entwicklung von Steuerungs-App und Backend sowie Ladestationen). Dazu gehören die Definition der technischen Schnittstellen, die Entwicklung eines Datenkonzepts und die Skalierung der EVs und Ladestationen in Projektphase 1. Insbesondere die Skalierung auf die (geplanten) 50 EVs und Ladestationen an verschiedenen Standorten erwies sich aufgrund der Heterogenität der Standorte und der standortspezifischen Anzahl der beteiligten externen Personen (z.B. Parkplatzbesitzer, Elektriker, DSO) als komplizierter als ursprünglich erwartet. Darüber hinaus verlangsamten Verzögerungen in der Lieferkette, z. B. Lieferverzögerungen bei den Ladestationen, den Fortschritt der Technologieentwicklung. In der Umsetzungsphase stellten die Identifizierung und die Behebung von Fehlern im Betrieb die grössten Hürden dar. Um die Verfügbarkeit der EVs für ihre Mobilitätsfunktion zu gewährleisten, mussten technische Fehler in dieser Phase auf ein Minimum reduziert und, falls sie auftraten, sofort behoben werden.

Organisatorische Herausforderungen

In beiden Projektphasen hingen die organisatorischen Herausforderungen eng mit den technischen Herausforderungen zusammen. Die technische Komplexität von V2X Suisse erforderte eine hohe Anzahl von organisatorischen Schnittstellen und grosse Abhängigkeiten zwischen den Projektpartnern. Daraus ergaben sich Herausforderungen, sowohl in Bezug auf die Entwicklung und Implementierung der Technologie (Projektphase 1) als auch in Bezug auf deren Funktion und Zuverlässigkeit (Projektphase 2). In der Projektphase 1 ergaben die Interviews zudem erhebliche Unterschiede in den Abläufen zwischen den verschiedenen Projektpartnern (z.B. grosse vs. kleine Unternehmen). Diese Unterschiede waren nicht nur von den beteiligten Projektpartnern erkannt worden, sondern erforderten auch die Entwicklung eines Verständnisses für diese Unterschiede unter den Projektpartnern. Darüber hinaus führten unvorhergesehene technische Hindernisse wie die Definition und Entwicklung des Datenkonzepts zu einem höheren Kapazitätsbedarf als ursprünglich geplant. In der Projektphase 2 erforderte die Lösung der technischen Probleme, die während des Betriebs auftraten, sofortige und organisationsübergreifende Anstrengungen, die koordiniert werden



mussten. Zudem mussten Veränderungen in der Zusammensetzung der Projektbeteiligten von einzelnen Projektpartnern aufgefangen und somit Aufgaben verschoben werden. Darüber hinaus musste die hohe Motivation sowie die Akzeptanz für das V2X-Projekt insbesondere innerhalb der beteiligten Firmen aufrechterhalten werden.

Soziale Herausforderungen

Soziale Herausforderungen traten in Projektphase 2 neben den technischen, organisatorischen und rechtlichen Herausforderungen beim Betrieb der EVs auf. Die sozialen Hürden beziehen sich hauptsächlich auf das Verhalten der Nutzenden der EVs. So wurden z.B. EVs nicht korrekt angeschlossen, Ladestationen nicht korrekt bedient oder Notfallknöpfe aus unbekanntem Grund gedrückt. Diese Probleme führten zu Unterbrechungen der Ladevorgänge und damit zum Risiko eines niedrigen Ladezustands und nicht betriebsbereiter Fahrzeuge. Dieses ungünstige Verhalten der Nutzenden könnte mit der spezifischen Gruppe von Fahrenden zusammenhängen, auf die sich V2X Suisse konzentriert: Carsharing-Kunden können typischerweise als eine heterogene Gruppe von Nutzenden mit geringer Affinität zu (Elektro-)Autos und somit geringer technischer Erfahrung beschrieben werden. Darüber hinaus besteht bei technischen Fehlern die Gefahr, dass das Vertrauen der Kunden und die Akzeptanz der EV-Nutzenden für V2X-Dienste im Allgemeinen verloren geht. Eine fehlende Akzeptanz der Kunden hat sich im laufenden Betrieb nicht als Herausforderung herausgestellt.

Regulatorische Herausforderungen

Die wichtigste regulatorische Herausforderung in Projektphase 1 stellte die Präqualifikation von gepoolten EVs (in einem virtuellen Kraftwerk, VPP) für die Bereitstellung von Regelleistung dar. Es existierte keine Definition, wie dieser Präqualifizierungsprozess auszusehen hat. Daher mussten die Projektpartner diesen Prozess zusammen mit der Regulierungsbehörde, d.h. Swissgrid, für den spezifischen Fall definieren. Um die regulatorischen Anforderungen zu erfüllen, mussten neue technische Fragen geklärt werden (z.B. die erforderliche Reaktionszeit der EVs für Flexibilitätsdienstleistungen). Zudem mussten die Anforderungen an die Registrierung und den Betrieb der Ladestationen für jeden Stellplatzstandort erfüllt werden. In der Projektphase 2 kamen weitere regulatorische Herausforderungen hinzu, wie z.B. Datensicherheitsanforderungen und Unsicherheiten bei der Energievergütung und dem Herkunftsnachweis des gelieferten Stroms.

■ Projektphase 1 ■ Projektphasen 1 & 2 ■ Projektphase 2

Technisch	Organisational	Sozial	Regulatorisch
Skalierung auf 50 Fahrzeuge und der Ladestationen	Unterschiedliche Prozesse bei verschiedenen Projektpartnern	Charakteristika der EV-Nutzenden: Sehr heterogen, technisch unerfahren, weniger ausgeprägtes Interesse am Auto	Präqualifikation mobiler Assets in einer VPP
Lieferverzögerungen	Kapazitäten der einzelnen Akteure	Akzeptanz der EV-Nutzenden und Trade-off zwischen Flexibilität und Kundenzufriedenheit	Anmeldung und Betrieb Ladesäulen
Erstellung Datenkonzept, -management und -schutz	Administration/Bürokratie	Verhalten der EV-Nutzenden (Einstecken, Notfallknopf)	Datenschutzbestimmungen
Definition und Entwicklung von Schnittstellen	Einhaltung Zeitplan	Verlust Kundenvertrauen durch technische Fehler*	Vergütung und Herkunftsnachweis des zur Verfügung gestellten Stroms
Technische Umsetzung und Zuverlässigkeit	Koordination zwischen Projektpartnern		
Erkennung und Behebung von Fehlern	Personalveränderungen		
Datenqualität, -fluss und -volumen	Firmenkultur einzelner Projektpartner		
	Unterschiedliche Motivation und Interesse an Endprodukt bei Projektpartnern		
Gewährleistung von Betrieb			

*wurde erwartet, hat sich nicht als Barriere herausgestellt

Abbildung 49: Auswahl an Herausforderungen während verschiedener Projektphasen



Insgesamt ergaben sich aus der technischen Komplexität und Ambition des Projekts V2X Suisse sehr hohe Anforderungen an die organisations- und sektorenübergreifende Koordination. Zudem mussten unterschiedliche Prozesse und Kulturen der verschiedenen Projektpartner gemeistert werden. Diese Herausforderungen sowie die aufgetretenen gesellschaftlichen und regulatorischen Herausforderungen erforderten von den Projektpartnern ein hohes Mass an Flexibilität und Anpassungen des ursprünglichen Plans (z.B. entschied sich V2X Suisse für eine Ramp-up-Phase für einen reibungslosen Start der Projektphase 2, und das Projekt wurde verlängert, um die relevanten Daten zu sammeln).

Folgerungen

Aus den Erkenntnissen der wissenschaftlichen Begleitung lassen sich Implikationen für zukünftige Demonstrationsprojekte und die allgemeine Markteinführung und -verbreitung von V2X ableiten. Zum einen zeigt die erfolgreiche Umsetzung von V2X Suisse als komplexes sektorenübergreifendes Projekt, dass V2X technisch machbar ist – sogar im Fall von Carsharing – jedoch auch (noch) mit vielen Hürden verbunden ist. Langfristig bestehende Partnerschaften sowie die Unterstützung durch die öffentliche Hand können für einen erfolgreichen Projektaufbau hilfreich sein. Darüber hinaus sind ein motiviertes, flexibles Projektteam, ein gutes Arbeitsklima und ein gutes Projektmanagement wichtige Faktoren für den Projekterfolg und für die Bewältigung von (neuen) Herausforderungen, die im Laufe eines Projektes auftreten können. Insbesondere wenn Firmen mit unterschiedlichen Anforderungen an Prozesse und verschiedenen Kulturen (z.B. grosse vs. kleine Firmen) beteiligt sind, sollte ein Verständnis für diese Unterschiede geschaffen werden.

V2X ist nicht nur technisch komplex, sondern (dadurch) auch organisatorisch und gesellschaftlich anspruchsvoll. Diese Herausforderungen sollten bereits bei der Projektplanung berücksichtigt werden und erfordern von den einzelnen Projektpartnern ein hohes Verständnis und ausreichende Ressourcen. Die frühzeitige Definition und Entwicklung von Schnittstellen (bzgl. Technik und Daten) und die Identifikation von technischen und damit oft auch organisatorischen Abhängigkeiten ist essentiell (z.B. mittels geeigneter Projektmanagement-Tools); ein zentrales Monitoring-System für die verschiedenen Aufgaben kann für einen transparenten Informationsfluss hilfreich sein.

Für eine weitere Verbreitung von V2X in der Schweiz und darüber hinaus müssen jedoch bestehende technische, soziale und regulatorische Herausforderungen beseitigt werden. Auch wenn durch V2X Suisse die technische Machbarkeit zeigen konnte, zeigen die zahlreichen Hürden, dass sowohl Technologie und Daten als auch Prozesse noch verbessert und vereinheitlicht werden müssen bevor mit einer weitreichenden Verbreitung im Markt gerechnet werden kann. Hierfür ist neben weiterer Umsetzungserfahrung in unterschiedlichen Anwendungsfällen und Kombinationen von Anwendungsfällen, auch die einheitliche Umsetzung von Standards, sowie die Interoperabilität zwischen unterschiedlichen Fahrzeugen und Ladeinfrastruktur erforderlich. Neben dem Abbau der (daten-)technischen Herausforderungen müssen für eine weitere Verbreitung auch die sozialen Herausforderungen abgebaut werden. Beispielsweise benötigen EV-Nutzende im Allgemeinen und Carsharing-Nutzer im Besonderen Informationen, damit für die Technologie eine hohe Akzeptanz erreicht und gehalten werden kann und ungünstiges Verhalten der Nutzenden (z.B. falsches Einstecken von EVs, Zurückhaltung aufgrund von Reichweitenbedenken) vermieden wird. Darüber hinaus müssen Herausforderungen bei der Präqualifikation von EVs für die Teilnahme an Regelenergiemärkten und Unsicherheiten bei der Vergütung und dem Nachweis der Stromherkunft auf Verteilnetzebene überwunden werden.



10.2 Technische Details und Zusatzinformationen

10.2.1 Verteilung der Standorte auf der Schweizer Karte

Ergänzend zu Tabelle 1 sind in Abbildung 50 alle Standorte auf einer Karte dargestellt.

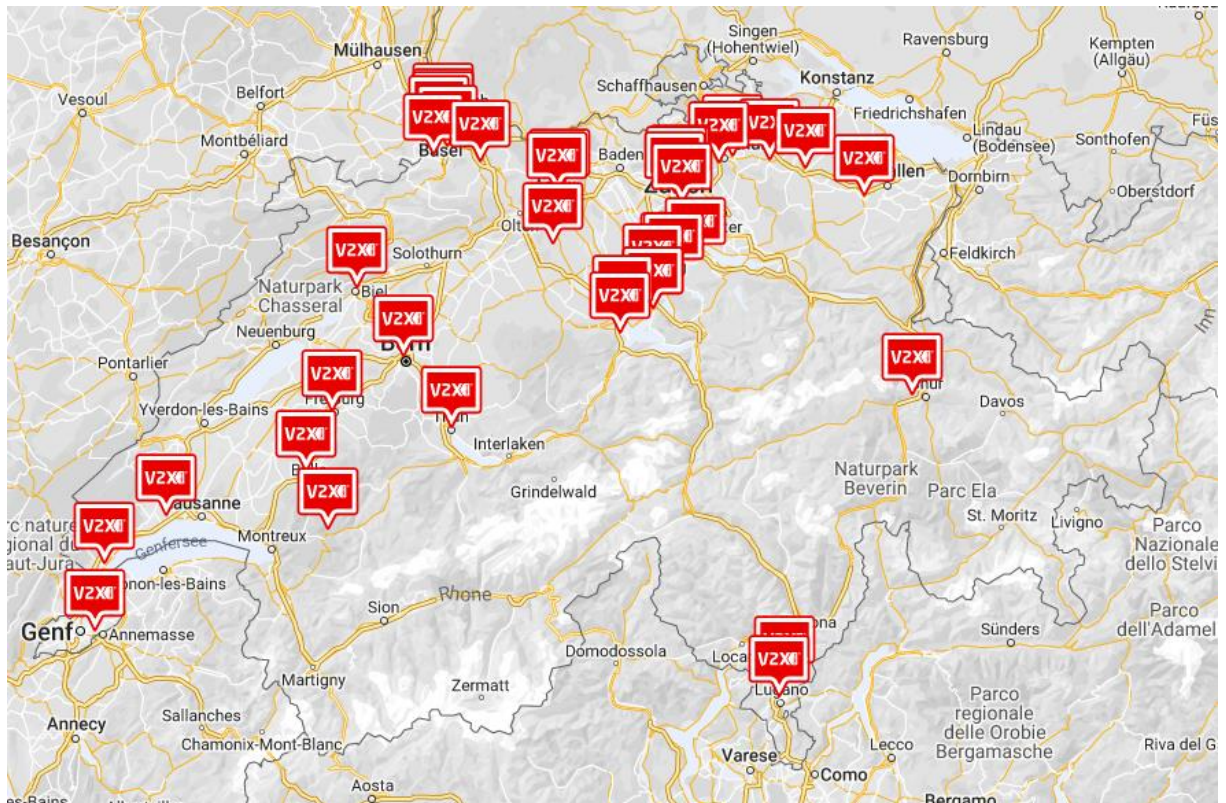


Abbildung 50: Karte Standorte Honde e



10.2.2 Mobility-Anleitung Honda e

v1.0 November 2020

FAHRANLEITUNG ELEKTRO-FAHRZEUG – HONDA E – Ladesäule V2X

1. Vor dem Fahren

Fahrzeug vor der Fahrt auf allfällige Beschädigungen geprüft?

Bei Schäden 0848 824 812

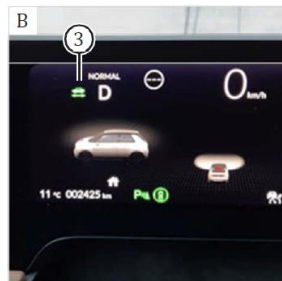
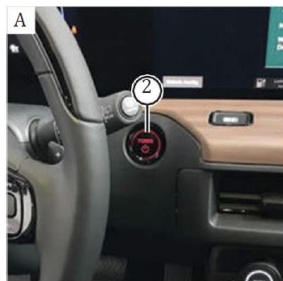
Ladekabel entfernen

Wählen Sie an der Ladesäule das reservierte Fahrzeug aus und beenden Sie die Ladung an der Ladesäule. Drücken Sie den runden Knopf rechts neben dem Stecker an der Front des Fahrzeuges "1" und entfernen Sie das Ladekabel. Das Kabel bleibt an der Ladesäule (und muss in die Halterung zurückgehängt werden). Schliessen sie die Klappe des Ladeanschlusses.



Fahren

- Wenn nicht bereits durchgeführt, melden Sie sich mit der Mobility-Karte am Checkpoint an. Zum Starten des Fahrzeuges drücken Sie die Bremse und betätigen Sie den Power-Knopf "2".
Achtung: Es kann sein, dass zwischen dem ersten Anmelden mit der Karte und dem Losfahren zuviel Zeit vergeht, halten Sie in dem Fall die Mobility-Karte nochmals an den Kartenleser.
- Das Fahrzeug ist fahrbereit, wenn die Anzeige "3" leuchtet. Ansonsten wiederholen sie den Vorgang. Die Handbremse muss allenfalls gelöst werden.
- Legen Sie je nach Bedarf den Gang "D" (normaler Vorwärtsgang) oder "R" (Rückfahrt) ein, wobei Sie die Bremse stets gedrückt halten.



mobility



2. Unterwegs

Der Motor eines Elektroautos ist praktisch geräuschlos. Jedoch werden bei einer Fahrt bis 30 km/h Fahrgeräusche im Umfeld des Fahrzeuges künstlich erzeugt, um Fussgänger zu warnen.



ECO-Modus Normal – Reichweite

Der ECO-Modus Normal (Bewegen Sie den "DRIVE MODE"-Hebel "4", bis "normal" auf der Anzeige erscheint.) ist eine Funktion, die die Reichweite Ihres Fahrzeugs optimiert. Sie wirkt auf bestimmte Verbrauchersysteme im Fahrzeug wie Klimaanlage und Servolenkung. Auch eine vorausschauende Fahrweise erhöht die Reichweite.

Reichweite nach Norm (WLTP)

222 km

Reichweite bei normalem Fahrverhalten

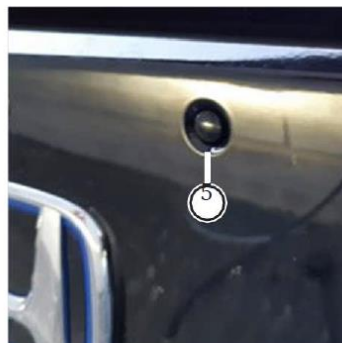
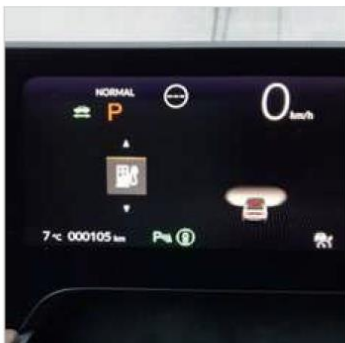
160 km

Achtung: Bei einer Anzeige von unter 20 km Reichweite muss unverzüglich eine Ladestation angefahren werden.

3. Nach der Fahrt

Parken Sie das Fahrzeug vorwärts am Mobility-Parkplatz – der Ladeanschluss befindet sich an der Front. Legen Sie den Gang P (Parking) ein, ziehen Sie die Handbremse und schalten Sie den Wagen aus.

Drücken Sie den runden Knopf vor der Motorhaube (rechts oberhalb des Honda-Logos "5"). Die Ladeklappe öffnet sich.



Nehmen Sie das Ladekabel von der Ladestation und schliessen Sie dieses am Fahrzeuganschluss an. Schliessen Sie den Wagen mit der Mobility-Karte ab (Karte an Checkpoint halten).

Der Ladevorgang startet automatisch. Kontrollieren Sie dies an der LED "6" des Fahrzeuganschlusses. Dieses muss blau blinken, falls das Auto ordnungsgemäss geladen wird.

Haben Sie alle persönlichen Gegenstände aus dem Fahrzeug genommen? Besten

Dank für die Fahrt und bis bald.

mobility



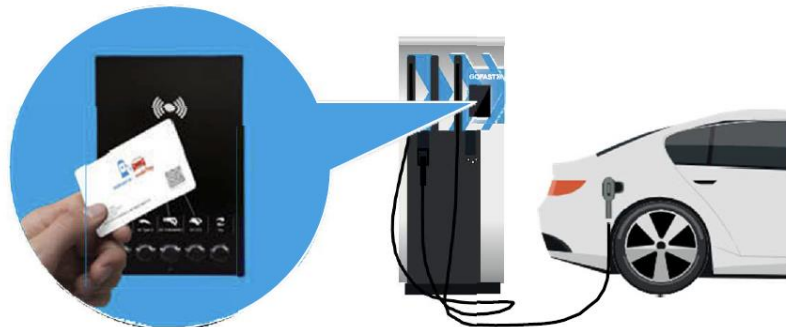
v1.0 November 2020

LADE-ANLEITUNG – HONDA E

1. Unterwegs Laden an einer GOFAST Schnell-Ladestation

Die Standorte finden Sie hier:

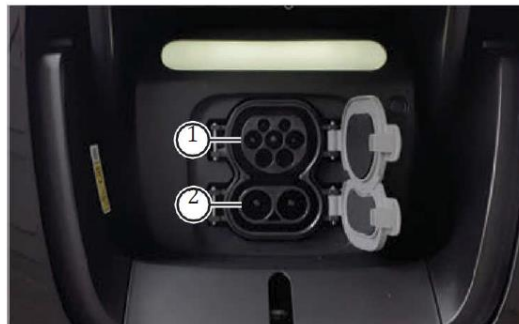
gofast.swiss/standorte



Legen Sie den Gang P (Parking) ein, ziehen Sie die Handbremse und schalten Sie den Wagen aus. Ladeklappe öffnen. Gehen Sie hierbei gleich vor wie beim Abschnitt "Nach der Fahrt".

Entfernen Sie unter der Ladeklappe die Gummikappen der Anschlüsse.

Nehmen Sie das Ladekabel von der DC Ladesäule und schliessen Sie dieses an den Anschlüssen an. Starten Sie mit der GOFAST Ladekarte im Handschuhfach des Fahrzeuges den Ladevorgang. Folgen Sie dazu den Anweisungen auf dem Display der Ladestation. Bei Problemen kontaktieren Sie die Rufnummer auf der Ladesäule.



Reichweite nach 20 Minuten Schnell-Ladung mit maximaler Ladeleistung
Benötigte Zeit für 80% der Kapazität

~ 85 km
~ 35 Min.

Das Fahrzeug verfügt hinter der Ladeklappe über zwei Anschlüsse:

- Oberer "1" Anschluss = AC Ladung, z.B. am Mobility Standort.
- Oberer "1" und unterer "2" Anschluss im Kombination = DC Schnell-Ladung.

mobility



2. Unterwegs laden an einer AC Ladestation Typ2

Gehen Sie vor wie beim Laden an einer Schnell-Ladestation. Zum Laden an einer Typ 2 Ladestation muss nur die obere Abdeckung "1" entfernt werden. Teilweise sind die Ladekabel fest an den Säulen montiert, ansonsten verwenden Sie das Ladekabel im Kofferraum des Fahrzeuges. Vergessen Sie nicht, dieses wieder mitzunehmen.



Der Ladevorgang wird je nach Anbieter mittels App oder Bezahlung per Kreditkarte automatisch gestartet (der Kunde kann bei Bezahlung via Kreditkarte die Belastung Mobility verrechnen). Die Ladekarte von GOFAST im Handschuhfach des Fahrzeuges kann auch verwendet werden. Allenfalls kontaktieren Sie den Anbieter der Ladestation.

Ist der Ladevorgang korrekt gestartet, blinkt die LED blau "3". Kontrollieren Sie dies.

Reichweite nach 20 Minuten Typ2 AC-Ladung mit maximaler Ladeleistung
Benötigte Zeit für 80% der Kapazität

~ 6 km
~ 7 Std. 40 Min.

3. Zusätzliches Ladekabel

Falls an einer Ladestation keine Ladekabel vorhanden sind, befindet sich ein solches im Kofferraum des Fahrzeuges. Dieses ist für Ladestationen mit dem "Typ 2" Stecker kompatibel. Vergessen sie nicht, dieses nach dem Ladevorgang wieder in den Kofferraum zu legen.



Ist der Ladevorgang korrekt gestartet, blinkt die LED blau "3". Kontrollieren Sie dies.

mobility



10.3 Standortauswertung

Für einige Standorte wurde, falls vom Vermieter oder /Standortpartner gewünscht, eine Standortbezogene Energieauswertung durchgeführt. Als Beispiel ist im Folgenden die Standortauswertung des Standortes Herisau dargestellt.



Standortpartner Bericht V2X Suisse

Standort	Herisau Migros
Mobility ID	6138
Charger ID	1929
Analysezeitraum	02.08.2023 bis 26.03.2024 (ca.8 Monate)

Dieses Dokument fasst zusammen was, am jeweiligen Standort in der Testphase des V2X Suisse Projektes gemacht wurde und welche Erkenntnisse bereits daraus gezogen werden können. Ein abschliessender Bericht über das gesamte Projekt wird Ende Sommer 2024 veröffentlicht.

Alle Analysen (Energie und Carsharing) beziehen sich auf den oben angegebenen Analysezeitraum.

Für diese Auswertung wird nur der angegebene Zeitraum von ca. 8 Monaten betrachtet. Vor dieser Zeit wurden viele Tests und Anpassungen gemacht, was zu mangelhafter oder sich verändernder Datenlage geführt hat. In den Monaten zwischen August und April sind alle Jahreszeiten berücksichtigt es kann somit auf das ganze Jahr geschlossen werden.

Inhalt

Funktionsweise von V2X.....	2
Konkreter Anwendungsfall V2X Suisse	3
Standortspezifische Auswertungen V2X Betrieb.....	5
Energiefluss an diesem Standort.....	5
Wirtschaftliche Auswertung.....	5
Prozentuale Verfügbarkeit des Systems	6
Übersicht Flotte Energielieferung Sekundärregelmarkt 05.03.2024 – 12.03.2024 min SoC 60%	7
Auswertungen Carsharing	8



Funktionsweise von V2X

Die grundlegende Idee beim bidirektionalen Laden besteht darin, dass Elektroautos nicht nur Strom verbrauchen, sondern auch Strom ins Netz zurückspeisen können, wenn sie gerade nicht gefahren werden. Dazu sollte man wissen, dass ein Privatauto im Durchschnitt am Tag bis zu 23 Stunden rumsteht. Die sogenannten «Stehzeuge» werden also zu mobilen Powerbanks, die sich zu einem grossen Energiespeicher zusammenschliessen lassen, ähnlich einem Stausee. So können Haushalte quasi den Strom in Spitzenzeiten von den Elektroautos abzapfen, während diese sich über Nacht zu einem günstigeren Tarif wieder komplett aufladen. Ein Auto mit 11 Kilowatt Leistung liefert in einer Stunde mehr Strom als ein Schweizer Haushalt am Tag durchschnittlich verbraucht.





Konkreter Anwendungsfall V2X Suisse

Anhand der unterstehenden Grafik eines Beispieltages wird erklärt, wie V2X zusammen mit Carsharing funktioniert. Die unterstehende Grafik ist ein Auszug aus dem Datenanalyse System eines Standortes am 25.10.2023.

Der Standort kann sich in zwei Modi befinden, FLEX und MOBILITY

FLEX: Das Fahrzeug ist angeschlossen und verfügt über genügend Ladestand. Die Ladestation meldet an das V2X Regelsystem, dass der Standort bereit ist am Regelmarkt teil zu nehmen.

MOBILITY: Es steht eine Buchung bevor. Das Fahrzeug wird geladen damit der Kunde bei Buchungsantritt ein ausreichend geladenes Fahrzeug vorfindet.



Beispieltag Primärregelleistung min SoC 60%

Legende:

X-Achse = 24h Beispieltag

Y-Achse Links = Lade/Entladeleistung +-10kW

Y-Achse Rechts = SoC (State of Charge) in %

Hell Orange = SoC im FLEX Modus

Dunkel Orange = SoC im MOBILITY Modus

Hellblau = Ladeleistung im FLEX Modus positiv und negativ

Dunkelblau = Ladeleistung im MOBILITY Modus positiv



Erklärung der jeweiligen Punkte

0. Die Ladeleistung ist auf null, alle paar Minuten gibt es ein positives oder negatives «keep alive» Signale. Dies wird benötigt, um das System «wach» zu halten, damit die Reaktionszeiten einhalten werden können. Kein Einfluss auf den Regelmarkt.
1. Die Station befindet sich im FLEX-Modus, das Fahrzeug ist etwa 65% geladen (SoC). Die Station befindet sich zu diesem Zeitpunkt im Wartezustand. Sie ist bereit am Regelmarkt teilzunehmen, wird aber nicht abgerufen.
2. Regelpool Anfrage: Es wird eine negative Regelenergie Anfrage gemacht (Auto Laden). Die Hellblauen Punkte zeigen die aktuelle Leistung an der Station an. Zu diesem Zeitpunkt wird das Fahrzeug mit ca. 5.5 kW geladen.
3. Es steht eine baldige Mobility Kundenbuchung an, der Standort wird aus dem Regelpool genommen und das Fahrzeug für die Buchung geladen. Somit wechselt der Modus von FLEX auf MOBILITY (die SoC Kurve wechselt von hell auf dunkel Orange).
4. Die Ladeleistungskurve hat von Hell- auf Dunkelblau gewechselt (in den MOBILITY Modus). Das Fahrzeug wird nun mit Maximalleistung von 10 kW geladen, um bei Buchungsantritt genügend geladen zu sein. Die Ladeleistung verringert sich bei zunehmend voller Batterie.
5. Das Fahrzeug ist auf 95% SoC geladen es ist nun bereit für die Fahrt.
6. Das Fahrzeug wurde ausgesteckt, der Kunde fährt. Der SoC des Fahrzeuges ist der Station nicht bekannt, daher wird er hier nicht angezeigt.
7. Der Kunde hat die Reservation beendet und das Fahrzeug wieder mit der Ladestation verbunden. Der SoC des Fahrzeuges beträgt immer noch etwa 90%. Da die Buchung vom Kunden beendet wurde, wechselt das System zurück in den FLEX Modus.
8. Regelpool Anfrage: Der Regelpool macht eine positive Regelenergie Anfrage (Auto Entladen). Die Hellblauen Punkte zeigen die aktuelle Leistung an der Station an. Zu diesem Zeitpunkt wird das Fahrzeug mit ca. 7 kW entladen.
9. Das System wechselt zurück in den MOBILITY Modus für die nächste Reservation.

Der SoC beträgt immer über 60%, so dass auch spontan buchende Personen einen Mindest-SoC (min SoC) haben. Im Beispielbild fällt durch die Fahrt des Kunden, der Akkustand nie unter diese 60%. Sollte dies der Fall sein, wird nach der Rückgabe des Fahrzeuges der Akku zuerst auf 60% geladen, bevor das System in den FLEX-Modus wechselt.



Standortspezifische Auswertungen V2X Betrieb

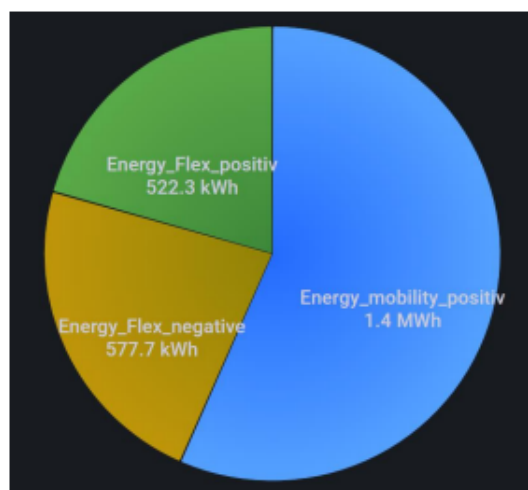
Energiefluss an diesem Standort

Über den Zeitraum bei dem das V2X Suisse Projekt aktiv am schweizerischen Regelmarkt teilgenommen hat, wurden folgende Energiemengen umgesetzt. Diese Energiemengen sind DC seitig gemessen. Verlustleistungen der AC/DC Wandlung sind nicht berücksichtigt.

Energy_mobility_positiv:
Energie, welche zur Aufladung der Fahrzeuge vor jeder Reservation verwendet wurde oder nach Rückgabe zur Wiedererrichtung des min-SoC

Energy_flex_positiv:
Energie von Negativanfragen aus dem Regelmarkt. Das Fahrzeug wurde netzdienlich geladen.

Energy_flex_negativ:
Energie von Positivanfragen aus dem Regelmarkt. Das Fahrzeug wurde netzdienlich entladen.



Wirtschaftliche Auswertung

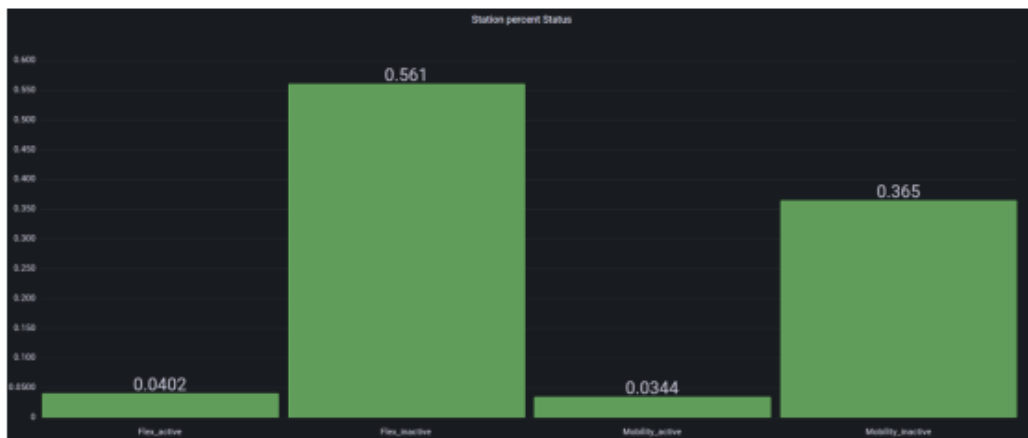
Eine wirtschaftliche Betrachtung der Regelernergie wird nur auf Poolbasis und nicht auf Basis des einzelnen Standortes gemacht. Nach der Veröffentlichung des Schlussberichtes können jedoch anhand der hier angegebenen Zahlen Hochrechnungen gemacht werden.



Prozentuale Verfügbarkeit des Systems

Im gleichen Zeitraum war das System folgendermassen für folgende Dienste verfügbar.

Werte sind jeweils in Prozent über den Auswertungszeitraum angegeben. 1 = 100 %



Flex_active:	Das System war im FLEX Modus und hat Aktiv Leistung abgegeben oder aufgenommen
Flex_inactiv:	Das System war im FLEX Modus und hat Leistung vorgehalten welche jedoch nicht vom Regelpool abgerufen wurde
Mobility_active:	Das System hat aufgrund einer Buchung das Fahrzeug geladen
Mobility_inactiv:	Das Fahrzeug ist entweder unterwegs oder ausreichend geladen und wartet auf den Buchungsantritt des Kunden.

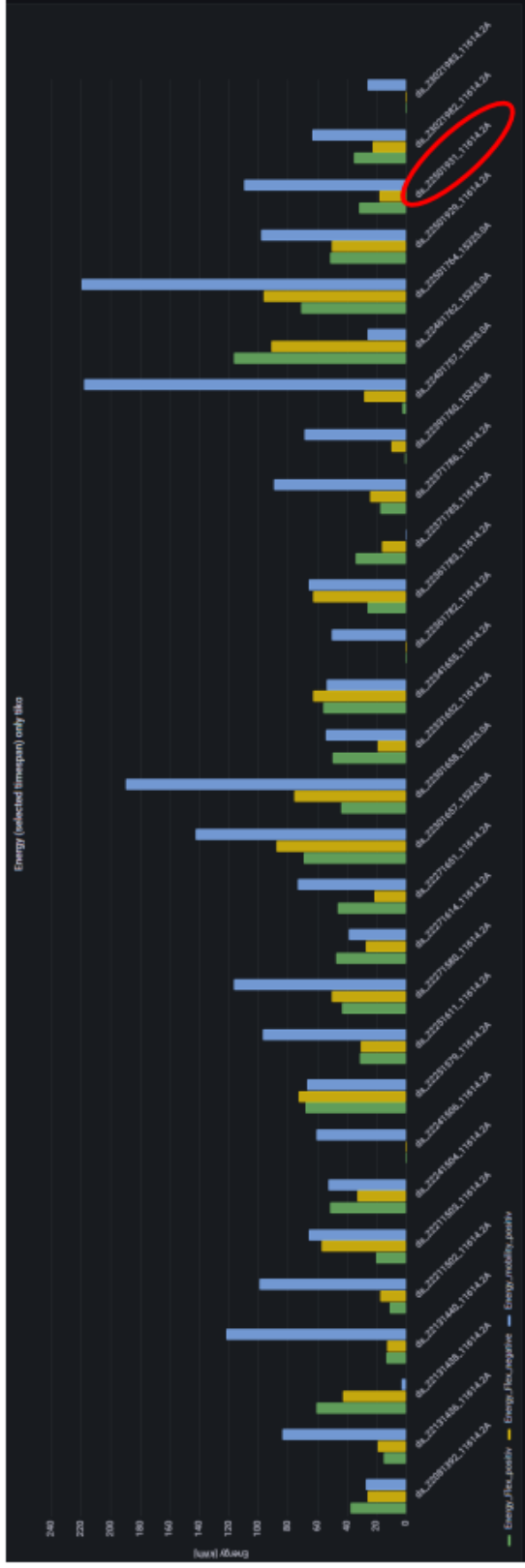
Die Aktivzeit der Ladestation macht nur einen kleinen Teil der Gesamtzeit aus.

Dies ist darauf zurückzuführen dass nicht jede einzelne Station am Regelmarkt teilnimmt, sondern die Stationen teil eines Pools sind. Wird also beispielsweise 20% der Poolleistung angefragt reagieren nur 20% der Ladestationen. Die anderen 80% warten im Status Flex_inactiv.

Um die Verlustleistungen des Systems zu verringern ist es besser eine Station im Pool voll zu belasten und die anderen gar nicht. Auch auf diesen Punkt wird im Schlussbericht eingegangen.



Übersicht Flotte Energielieferung Sekundärregelmarkt 05.03.2024 – 12.03.2024 min SoC 60%



Im Bildausschnitt ist der Energiefluss der verschiedenen Standorte dargestellt. Blau die Ladungen, welche für den Carsharing Betrieb verwendet wurden und Grün und Gelb die Energie vom Regelmarkt. In dieser Grafik ist nur der Sekundärregelleistung Frühlingstest dargestellt.

Der Standort Migros Herisau ist Rot umrandet



mobility

Auswertungen Carsharing

Nebst der Energie an diesem Standort gespeichert und wiedergegeben wurde, wurde das Fahrzeug auch von unseren Kunden genutzt.

Das Fahrzeug am Standort Herisau wurde im Zeitraum:

- 245-mal gebucht und gefahren
- War 691 Stunden unterwegs
- Hat 5'189 km zurückgelegt

Diese Auswertung bezieht sich nur auf den Analysezeitraum der 8 Monate, es ist aber anzunehmen, dass die Auslastung und gefahrene Kilometer in der Restlichen Zeit etwa ähnlich waren.

Eine Carsharing Auswertung der gesamten Flotte welche auch auf Kundenrückmeldungen und Probleme eingeht wird im Abschlussbericht veröffentlicht.