

# Publizierbarer Endbericht

Gilt für Studien aus der Programmlinie Forschung

## A) Projektdaten

Allgemeines zum Projekt	
<b>Kurztitel:</b>	E <sup>3</sup> @SCHOOL
<b>Langtitel:</b>	Sustainable energy – production, storage and loading in a technical school in Klagenfurt a. Ws.
<b>Zitiervorschlag:</b>	Magistrat der LH Klagenfurt a.Ws./Abt. für Klima- und Umweltschutz: E <sup>3</sup> @SCHOOL - Sustainable energy – production, storage and loading in a technical school in Klagenfurt a. Ws., Endbericht des Forschungsprojekts im Rahmen des ZEM Programms (4. Ausschreibung).
<b>Programm inkl. Jahr:</b>	Zero Emission Mobility 4. Ausschreibung
<b>Dauer:</b>	01.03.2022 bis 31.10.2025
<b>KoordinatorIn/ ProjekteinreicherIn:</b>	Magistrat der Landeshauptstadt Klagenfurt am Wörthersee - Abteilung Klima- und Umweltschutz
<b>Kontaktperson Name:</b>	Dr. Wolfgang Hafner
<b>Kontaktperson Adresse:</b>	Bahnhofstrasse 35/II 9020 Klagenfurt a.Ws.
<b>Kontaktperson Telefon:</b>	0043 (0)463 537 4885
<b>Kontaktperson E-Mail:</b>	<a href="mailto:wolfgang.hafner@klagenfurt.at">wolfgang.hafner@klagenfurt.at</a>
<b>Projekt- und KooperationspartnerIn (inkl. Bundesland):</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- AIT Austrian Institute of Technology GmbH (Wien)</li> <li>- Bundesimmobiliengesellschaft m.b.H. (Wien)</li> <li>- Enlion Innovation GmbH (Burgenland)</li> <li>- Energie Klagenfurt GmbH (Kärnten)</li> <li>- Verein zur Förderung der Höheren Technischen Bundeslehranstalt Klagenfurt Lastenstraße (Kärnten)</li> <li>- Ngen d.o.o (Slowenien)</li> </ul>
<b>Schlagwörter:</b>	e-Ladeinfrastruktur, Batteriespeicher, PV-Systeme, Künstliche Intelligenz, Energiegemeinschaften
<b>Projektgesamtkosten:</b>	FFG: 920.712 €, KPC: 1.319.330 €

<b>Allgemeines zum Projekt</b>	
<b>Fördersumme:</b>	FFG: 498.249 €, KPC: 392.861 €
<b>Klimafonds-Nr:</b>	KR20ZM0F18513
<b>Erstellt am:</b>	31.03.2026

## B) Projektübersicht

### 1 Kurzfassung

Im übergeordneten Strategiedokument der Landeshauptstadt Klagenfurt a. Ws., der Smart City Klimastrategie, ist die Reduktion der Treibhausgase der Stadt bis 2030 um 81 %, bezogen auf das Ausgangsjahr 2011, durch direkte CO<sub>2</sub>-Einsparungen zu reduzieren und die verbleibenden Restemissionen von 19 % zu kompensieren. Klagenfurt am Wörthersee strebt somit eine bilanzielle Klimaneutralität bis 2030 an. Bis 2040 wird die vollständige Klimaneutralität angestrebt. Das Projekt E<sup>3</sup>@SCHOOL ist ein wichtiger Baustein auf dem Weg dorthin.

Im Zuge des Projekts E<sup>3</sup>@SCHOOL wurden (Schnell-)E-Ladestationen am Standort der HTL 1 Lastenstraße in Klagenfurt realisiert und damit ein Charging Hub für private Nutzer sowie ein E-Carsharing-System im urbanen Kern der Stadt Klagenfurt geschaffen. Durch die günstige Lage des Schulstandortes im Süd-Osten der Klagenfurter Innenstadt wurde die Dachfläche des Schulgebäudes zur Stromerzeugung mittels PV-Anlagen genutzt. Der erzeugte Strom wird neben der direkten Nutzung einem Energiespeicher zugeführt, der als primäre Energiequelle zur Versorgung der öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur sowie dem angrenzenden Gebäudekomplex dient. Zur Sicherstellung eines effizienten Last- und Energiemanagements wurde ein innovatives, KI-gestütztes Energiemanagementsystem (EMS) entwickelt und erfolgreich in Betrieb genommen.

Ein wesentliches Ergebnis des Projektes E<sup>3</sup>@SCHOOL ist die Erkenntnis, wie öffentliche Gebäude optimal mit PV-Anlagen, Energiespeichern und Ladestationen für Elektrofahrzeuge ausgestattet werden können, um die Netzbelastung zu minimieren und die höchstmögliche Effizienz für emissionsfreie Mobilität zu erreichen.

Die folgenden drei übergeordneten Projektziele wurden erreicht:

1. Es wurde ein KI-unterstütztes, proaktives EMS entwickelt und demonstriert, welches das (Schnell-)Laden von Elektrofahrzeugen auf Basis lokal erzeugten und gespeicherten emissionsfreien Stroms in einer netzbeschränkten Umgebung ermöglicht.
2. Eine sektorgekoppelte Ladeinfrastruktur (Charging-Hub) für Elektrofahrzeuge wurde vollständig demonstriert und im praktischen Betrieb erprobt.
3. Die entwickelten technischen, ökonomischen und administrativen Konzepte wurden so aufbereitet, dass eine Übertragbarkeit auf andere lokale und regionale Energiegemeinschaften in Österreich sichergestellt ist.

Das entwickelte EMS basiert auf der AIT Rapid Deployment Plattform und verbindet probabilistische KI-Prognosen mit einer stochastischen Betriebsoptimierung mittels Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP). In Echtzeittests konnte eine effektive Spitzenlastglättung sowie eine hohe Störfestigkeit des Systems nachgewiesen werden. Die gewonnenen Erkenntnisse bilden eine skalierbare Grundlage für vergleichbare Standorte.

Ein besonderer Mehrwert des Projekts liegt zudem in der aktiven Einbindung der Schülerinnen und Schüler der HTL 1, die im Rahmen des Unterrichts an konkreten Lösungsansätzen mitgewirkt haben – und damit als eine der wichtigsten Zielgruppen für den Klimaschutz erreicht und sensibilisiert werden konnten.

## 2 Executive Summary

The overarching strategy document of the provincial capital Klagenfurt at lake Wörthersee, the Smart City Climate Strategy, sets out a reduction of the city's greenhouse gas emissions by 70% by 2030 and by 90% by 2040, relative to the baseline year 2011. The project E<sup>3</sup>@SCHOOL is an important building block on the way to achieving this goal.

In the course of the E<sup>3</sup>@SCHOOL project, (fast) e-charging stations were realised at the site of HTL 1 Lastenstraße in Klagenfurt, creating a charging hub for private users as well as an e-carsharing system in the urban centre of the city. Thanks to the favourable location of the school site in the south-east of Klagenfurt's city centre, the roof area of the school building was utilised for electricity generation via PV systems. The generated electricity is fed, alongside direct consumption, into an energy storage system that serves as the primary energy source for the publicly accessible charging infrastructure as well as the adjacent building complex. To ensure efficient load and energy management, an innovative AI-based Energy Management System (EMS) was developed and successfully commissioned.

A key outcome of the E<sup>3</sup>@SCHOOL project is the insight that public buildings can be optimally equipped with PV systems, energy storage, and electric vehicle charging stations to minimise grid load and achieve the highest possible efficiency for zero-emission mobility.

The following three overarching project objectives were achieved:

1. An AI-assisted, proactive EMS was developed and demonstrated, enabling the (fast) charging of electric vehicles based on locally generated and stored zero-emission electricity within a grid-constrained environment.

2. A sector-coupled charging infrastructure (charging hub) for electric vehicles was fully demonstrated and tested in practical operation.

3. The developed technical, economic and administrative concepts were prepared in such a way as to ensure transferability to other local and regional energy communities in Austria.

The developed EMS is based on the AIT Rapid Deployment Platform and combines probabilistic AI forecasts with stochastic operational optimisation using Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP). Real-time tests demonstrated effective peak load shaving as well as a high degree of system robustness. The findings provide a scalable foundation for comparable sites.

A particular added value of the project lies in the active involvement of the students of HTL 1, who contributed to the development of concrete solutions as part of their studies – thereby reaching and raising awareness among one of the most important target groups for climate action.

## 3 Hintergrund und Zielsetzung

### Ausgangslage

Der großflächige Rollout von Elektrofahrzeugen (EV) stellt Städte, Netzbetreiber und die öffentliche Infrastruktur vor erhebliche Herausforderungen. In Österreich wurde bis 2030 ein Anstieg auf über 1,3 Millionen batterieelektrische Pkw prognostiziert – ausgehend von rund 44.500 Fahrzeugen Ende 2020. Gleichzeitig zeigen Erhebungen, dass knapp die Hälfte der europäischen Bevölkerung keine Möglichkeit hat, eine private Ladestation zu installieren, weshalb öffentlicher und halböffentlicher Ladeinfrastruktur eine Schlüsselrolle zukommt. Das österreichische Netz an öffentlichen Ladepunkten wuchs in den Jahren vor Projektstart jedoch nicht in dem Maße, das für eine rasche Mobilitätswende erforderlich wäre.

Ein zentrales technisches Problem dabei ist die Netzbelastung:

Schnellladestationen erfordern eine hohe Momentanleistung, die bestehende Verteilnetze ohne kostspielige Verstärkungsmaßnahmen oft nicht bereitstellen können. Gleichzeitig erzeugen dezentrale erneuerbare Energiequellen wie Photovoltaikanlagen (PV) eine volatile Einspeisung, die zeitlich und räumlich nicht zwingend mit dem Ladebedarf der Elektrofahrzeuge übereinstimmt. Intelligentes Lademanagement – also die dynamische Abstimmung von Ladebedarfen und Energieangebot – gilt daher als notwendige Voraussetzung für einen nachhaltigen und großflächigen EV-Rollout.

Eine wesentliche Rolle dabei spielen KI-gestützte Prognosemodelle. Obwohl Simulationsstudien das Potenzial von Machine-Learning-Ansätzen zur Verbesserung des Ladeinfrastrukturbetriebs vielfach belegt hatten, fehlte es zum

Zeitpunkt des Projektstarts an validierten Praxisanwendungen. Als wesentliche Hemmnisse wurden dabei ein Mangel an geeigneten Trainingsdatensätzen, die Berücksichtigung zu weniger Einflussgrößen im Trainingsprozess sowie die fehlende Integration von Prognosen in proaktive Steuerungsstrategien identifiziert.

Mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG), das im Juli 2021 in Kraft trat, wurde in Österreich erstmals ein rechtlicher Rahmen für Energiegemeinschaften geschaffen. Dieser eröffnet neue Möglichkeiten für die gemeinschaftliche Nutzung lokal erzeugter erneuerbarer Energie, wirft aber gleichzeitig zahlreiche noch offene wirtschaftliche, organisatorische und technische Fragen auf – insbesondere im Hinblick auf die Integration von Energiespeichern, Ladeinfrastruktur und intelligenten Steuerungssystemen in Energiegemeinschaften.

## **Aufgabenstellung**

Vor diesem Hintergrund wurde das Projekt E<sup>3</sup>@SCHOOL ins Leben gerufen, um am Standort der HTL 1 Lastenstraße in Klagenfurt eine vollständige, sektorgekoppelte und datengetriebene EV-Ladeinfrastruktur aufzubauen und zu betreiben. Konkret umfasste dies den Aufbau eines Charging Hubs mit Schnell- und Normalladepunkten für private Nutzer und MitarbeiterInnen der HTL sowie eines E-Carsharing-Systems, die Installation und Erweiterung von PV-Anlagen auf den Dachflächen des Schulgebäudes, den Aufbau eines Batteriespeichers sowie die Entwicklung eines KI-gestützten Energiemanagementsystems zur optimalen Steuerung aller Komponenten. Der Schulstandort bietet dafür ideale Voraussetzungen aufgrund der großflächigen Dachflächen für PV-Anlagen, eines geregelten Betriebs mit vorhersehbaren Nutzungsmustern sowie der unmittelbaren Nähe zum urbanen Kerngebiet der Stadt. Darüber hinaus ermöglicht die Einbindung der Schülerinnen und Schüler der HTL 1 eine direkte Sensibilisierung einer der wichtigsten Zielgruppen für den Klimaschutz sowie das praxisnahe Erlernen nachhaltiger Technologien im realen Anwendungsumfeld.

## **Zielsetzung**

Das übergeordnete Ziel des Projekts E<sup>3</sup>@SCHOOL war der Aufbau und Betrieb einer umfassenden, sektorgekoppelten EV-Smart-Ladeinfrastruktur, die lokal erzeugte emissionsfreie Energie nutzt und verwaltet. Daraus wurden drei konkrete Projektziele abgeleitet:

1. Entwicklung eines KI-unterstützten, proaktiven Energiemanagementsystems für das optimale (Schnell-)Laden von Elektrofahrzeugen auf Basis lokal erzeugten und gespeicherten emissionsfreien Stroms in einer netzbeschränkten Umgebung.
2. Vollständige Demonstration einer sektorgekoppelten Ladeinfrastruktur (Charging Hub) für Elektrofahrzeuge in einer Mehrzweckumgebung bis TRL 7.

3. Generalisierung der technischen, ökonomischen und administrativen Konzepte für eine großflächige Übertragbarkeit auf andere lokale und regionale Energiegemeinschaften in Österreich und Europa.

Das Projekt leistet damit einen wesentlichen Beitrag zur Klagenfurter Smart City Klimastrategie sowie zu den Klimazielen der Stadt Klagenfurt am Wörthersee.

## 4 Projektinhalt und Ergebnis(se)

### AP1 – Projektmanagement

Das Projektmanagement wurde über die gesamte Projektlaufzeit von der Landeshauptstadt Klagenfurt als Konsortialführerin koordiniert. Im Rahmen des Projekts wurden alle fünf geplanten halbjährlichen Projekttreffen erfolgreich abgehalten. Aufgrund der Projektverlängerung fand darüber hinaus ein zusätzliches abschließendes Konsortiumstreffen Ende Oktober 2025 statt. Ergänzend dazu fanden laufend interne Arbeitstreffen statt, unter anderem mehrere On-Site- und Online-Meetings zum Thema Energiegemeinschaften.

Im Zuge des Projekts wurde eine Verlängerung der Projektlaufzeit beantragt und genehmigt, um alle geplanten Aktivitäten vollständig abschließen und dokumentieren zu können. Das Projekt wurde am 31. Oktober 2025 erfolgreich abgeschlossen.

Im Zuge des Projekts wurde eine Verlängerung der Projektlaufzeit beantragt und genehmigt. Ausschlaggebend dafür war insbesondere die Verzögerung bei der Verstärkung des Hausanschlusses der HTL, die aufgrund der gewählten Struktur der Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage (GEA) notwendig wurde, um alle Teilnehmer der Energiegemeinschaft – darunter Schulgebäude, Kantine, E-Mobilität und Batteriespeicher – in einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt zu integrieren und die zusätzlichen Lasten durch die neu installierten Anlagen, darunter die Photovoltaiksysteme, die E-Mobilitätsinfrastruktur, den Batteriespeicher sowie die Carport-PV-Anlage, bewältigen zu können. Diese Netzanbindung stellte eine wesentliche Voraussetzung für die Inbetriebnahme des Batteriespeichers und in weiterer Folge für die abschließende Validierung des Energiemanagementsystems dar, wodurch sich die gesamte Projektzeitlinie entsprechend verschob.

Das Projekt wurde am 31. Oktober 2025 erfolgreich abgeschlossen. Mit April 2025 wurde die Energie Kompass GmbH in Enlion Innovation GmbH umbenannt, wobei die Rechtspersönlichkeit, Eigentümerstruktur und sonstige rechtliche Rahmenbedingungen unverändert blieben.



Abbildung 1 - Konsortium - Abschlussworkshop 10/2025  
© StadtKommunikation/Zangerle

## AP2 – Kommunikation und Disseminierung

Über die gesamte Projektlaufzeit wurde die Projekthomepage kontinuierlich gewartet und regelmäßig aktualisiert. Sie diente als zentrale Informationsplattform für alle Stakeholder und dokumentierte Fortschritte, Ergebnisse und relevante Inhalte des Projekts. Darüber hinaus wurden relevante Stakeholder laufend aktiv eingebunden und informiert – durch gezielte Kommunikationsmaßnahmen, persönliche Gespräche und dedizierte Workshops.

### Auszug der Disseminationsaktivitäten:



Abbildung 3 - Projektposter und RollUp



Abbildung 2 - Projektpräsentation Klagenfurter Herbstmesse Sept. 2023, © StadtKlagenfurt/Abt.KUS



Abbildung 4 - Stakeholderveranstaltung zum Thema BIM, 10/2023, © StadtKlagenfurt/Abt.KUS



Abbildung 5 – Stakeholderveranstaltung zum Thema Energiegemeinschaften, 09/2025 © StadtKlagenfurt/Abt.KUS



Abbildung 6 - Werbeflächen nextbike Fahrradverleihsystem, © StadtKlagenfurt/Abt.KUS



Abbildung 7 - e5 Exkursion, Mai 2024 © StadtKlagenfurt/Abt.KUS



Abbildung 8 - Urkunde EL-MO Award 2023

## AP3 – Photovoltaikanlagen

Im Rahmen von Arbeitspaket 3 wurde die Photovoltaikanlage am Standort der HTL 1 Lastenstraße detailliert geplant, koordiniert und in enger Abstimmung mit allen Projektpartnern umgesetzt. Geringfügige Zeitverzögerungen entstanden durch Lieferschwierigkeiten, den Einreichprozess, die Abstimmung zwischen den Projektpartnern sowie zusätzliche Prüfungen zur wirtschaftlichen Machbarkeit der PV-Anlage. Diese Verzögerungen hatten jedoch keinen Einfluss auf die übergeordneten Ziele des Arbeitspakets.

Für die Planung und Simulation des PV-Systems wurden standortspezifische Klimadaten für Klagenfurt aus dem Zeitraum 2005–2016 verwendet, basierend auf den Datenquellen PVGIS-SARAH und ERA-Interim. In seiner finalen Konfiguration umfasst das PV-System eine installierte Gesamtleistung von 248,67 kWp auf einer Modulfläche von 1.202,8 m<sup>2</sup>, verteilt auf insgesamt 614 PV-Module vom Typ LG405N3K-V6 sowie 26 Wechselrichter. Die Module wurden auf zehn verschiedenen Modulflächen des Schulgebäudes installiert, darunter das Hauptgebäude, der Verbindungstrakt, der Labortrakt sowie die Turnhalle – mit Ausrichtungen nach Süden, Osten und Westen, um eine möglichst hohe und gleichmäßige Energieausbeute über den Tagesverlauf zu gewährleisten.

Die implementierte Anlage erfüllt vollständig die definierten Anforderungen und ist gut auf die Ziele des geförderten Projekts abgestimmt. Es gab keine wesentlichen Abweichungen vom geplanten technischen Umfang.



Abbildung 9 - Luftansicht Dachflächen HTL1 zu Projektbeginn 2022, © HTL 1



Abbildung 10 - Luftansicht Dachflächen HTL1 zu Projektende 2025, © HTL1

## AP4 – Energiespeicher und Ladeinfrastruktur

### Ladeinfrastruktur

Im September 2023 wurden fünf Ladestationen mit jeweils 2 Ladepunkten am Standort der HTL 1 Lastenstraße in Betrieb genommen. Die Ladeinfrastruktur umfasst eine DC-Schnellladestation mit 180 kW (2 Ladepunkte) sowie vier AC-Ladestationen mit je 22 kW (8 Ladepunkte). Bis zum Projektabschluss im Oktober 2025 wurden auf der DC-Schnellladestation über 1.300 Ladevorgänge mit einer geladenen Energiemenge von mehr als 40 MWh verzeichnet. Die vier AC-Ladestationen verzeichneten über 2.600 Ladevorgänge mit einer geladenen Energiemenge von mehr als 50 MWh. Die Auslastung der Ladeinfrastruktur konnte insbesondere durch die zur Verfügungstellung von vier Stellplätzen für einen lokal ansässigen e-Carsharing Betreiber erhöht werden.

Zusätzlich wurden fünf Ladestationen für Elektrofahrzeuge in der Tiefgarage der HTL installiert und in die bestehende Elektro- und IT-Infrastruktur integriert. Das Energiemanagementsystem hat dabei direkten Zugriff auf die Ladeleistung jeder einzelnen Ladestation und kann diese dynamisch regeln – basierend auf der aktuellen PV-Erzeugung, dem Ladezustand des Energiespeichers sowie der aktuellen Gebäudelast.



Abbildung 11 - Ladeinfrastruktur Jessernigstrasse, © StadtKlagenfurt/Abt.KUS



Abbildung 12 – Schnelllader

## Batteriespeicher

Der Batteriespeicher wurde im Januar 2024 installiert. Die Inbetriebnahme verzögerte sich jedoch aufgrund der notwendigen Erweiterung des Hausanschlusses. Nach Abschluss dieser Erweiterung wurde der Zähler für den Batteriespeicher am 14. Oktober 2024 installiert, der Netzanschluss erfolgte am 30. April 2025 und die gemeinsame Inbetriebnahme mit dem AIT am 12. August 2025. Ein Wartungsvertrag für den Batteriespeicher wurde im März 2024 mit NGEN abgeschlossen und umfasst unter anderem ein 24/7-Online-Monitoring, Störungsbehebung sowie eine jährliche Wartung über eine Laufzeit von 20 Jahren.

Für die Aufstellung des Batteriespeichers wurde ein eigenes Fundament mit Einhausung (Abschottung nach ÖNORM EI90) errichtet, die alle brandschutztechnischen Vorgaben und Anforderungen erfüllt und darüber hinaus dazu beiträgt, die Lärmentwicklung durch die Luftkühlung des Speichers einzudämmen.

Der Batteriespeicher wurde um eine zusätzliche Steuer- und Kommunikationseinheit erweitert, die als zentrale Schnittstelle zum Energiemanagementsystem des AIT fungiert. Diese Schnittstelle ermöglicht eine bidirektionale Steuerung des Energiespeichers über das standardisierte Modbus TCP/IP-Protokoll. Zur Sicherstellung einer latenzarmen und zuverlässigen Datenübertragung wurde die bestehende Netzwerkinfrastruktur um einen leistungsstarken Netzwerkverteiler mit einer Übertragungsrate von bis zu 10 Gbit/s erweitert.



Abbildung 13 - Batteriespeicher inkl. Einhausung, ©EKG

## Bidirektionales Laden (V2B/V2G)

Im Rahmen des Projekts wurde eine bidirektionale Ladestation für Elektrofahrzeuge entwickelt, aufgebaut und in Betrieb genommen, die sowohl das konventionelle Laden von Fahrzeugen als auch die Rückspeisung elektrischer Energie aus der Fahrzeugbatterie in das lokale Energiesystem ermöglichen sollte. Die Funktionalität wurde experimentell mit einem Audi e-tron validiert, wobei verschiedene Betriebsmodi untersucht wurden. Aufgrund technischer Restriktionen seitens des Fahrzeugs konnte der tatsächliche Entladevorgang nicht durchgeführt werden – das bidirektionale Entladen wurde daher im Rahmen des Projekts simuliert. Die fehlende Unterstützung von Fahrzeugherstellern für bidirektionales Laden stellte dabei die größte Hürde bei der praktischen Umsetzung dar. Die Ergebnisse bestätigen die grundsätzliche technische Machbarkeit und das erhebliche Potenzial bidirektionaler Ladesysteme zur Steigerung der Flexibilität lokaler Energiesysteme.

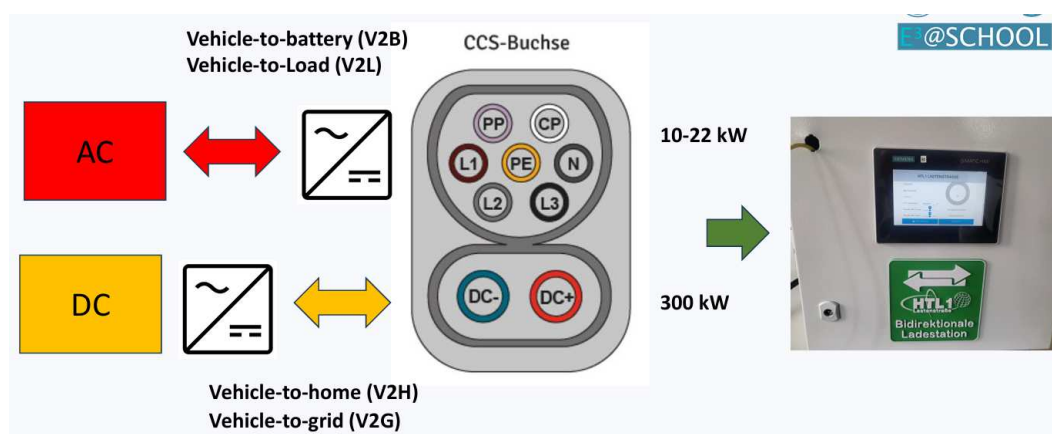


Abbildung 14 - Bidirektionales Ladesystem

## AP5 – KI-gestütztes, modulares und replizierbares Energiemanagementsystem

### KI-gestütztes, proaktives Energiemanagementsystem

Die technische Umsetzung der im Projekt entwickelten energiewirtschaftlichen Konzepte erfolgt durch ein zentrales Energiemanagementsystem (EMS), welches die Energieflüsse der einzelnen Gemeinschaftsmitglieder koordiniert und die steuerbaren Anlagen optimal betreibt. Ziel ist es ein modulares, skalierbares und replizierbares System mit besonderem Fokus auf den sektorübergreifenden Betrieb von Elektrizitäts- und Mobilitätsinfrastruktur zu entwickeln. Die innerhalb der Gemeinschaft erzeugte Energie soll dabei neben der Versorgung des

Schulstandorts zielgerichtet zum Betrieb der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge genutzt werden. Hierzu wurden vorhandene und im Rahmen des Projekts neu errichtete Flexibilitäten identifiziert und in das EMS integriert. Im Gegensatz zu konventionellen Betriebsstrategien nutzt das entwickelte EMS dabei vorausschauende, KI-gestützte Optimierungsverfahren, die erstmalig die detaillierte Betrachtung von Prognoseunsicherheiten und dem damit verbundenen Reservebedarf ermöglichen.

### E<sup>3</sup>@SCHOOL EMS: Architektur, Datenqualität und Betrieb

Aufbauend auf der AIT Rapid Deployment Platform (RDP) wurde eine modulare EMS-Architektur entwickelt, die sowohl die Integration heterogener Anlagen und Kommunikationsprotokolle als auch die flexible Erweiterung um neue Prognose- und Steuerungsalgorithmen ermöglicht. Abbildung 15 zeigt die Systemarchitektur des entwickelten EMS. Neben wiederverwertbaren IO-Komponenten zur Anbindung der externen Anlagen und Dienste übernimmt dabei eine zentrale Schicht zum Nachrichtenaustausch die Kommunikation zwischen den einzelnen Modulen. Eine persistente Datenhaltung ermöglicht die effiziente Langzeitspeicherung großer Datenmengen und die Bereitstellung für Analyse- und Prognosealgorithmen. Durch eine intelligente Zwischenspeicherung entkoppelt die Nachrichtenaustauschschicht dabei die Kommunikation zwischen Modulen und der persistenten Datenhaltung und ermöglicht so eine hohe Skalierbarkeit, ohne die zentrale Datenbank zu überlasten.

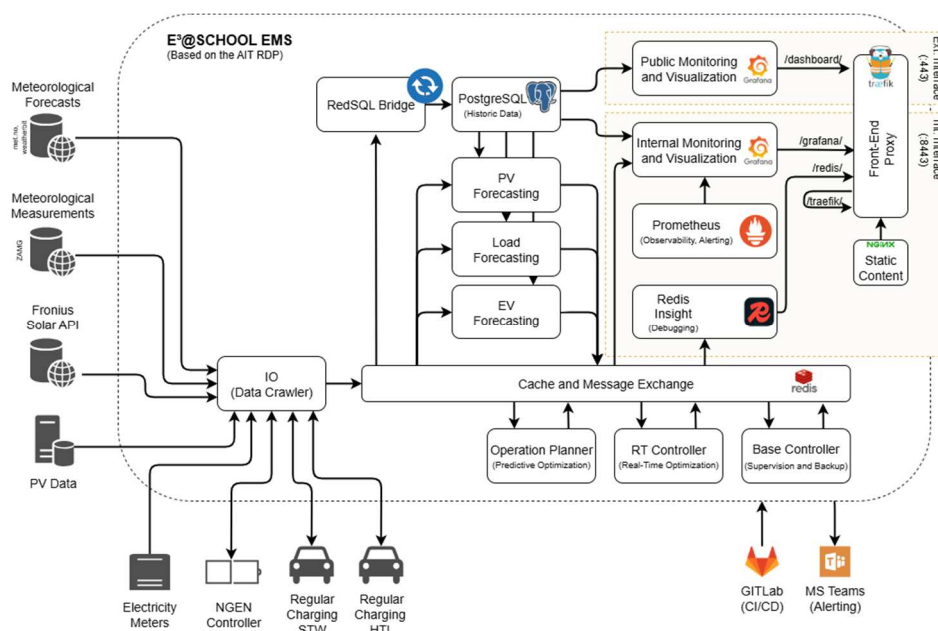


Abbildung 15: Systemarchitektur des EMS basierend auf der AIT Rapid Deployment Platform

Die Qualität der für die Prognose- und Steuerungsalgorithmen benötigten Daten wurde durch die Implementierung umfangreicher Validierungs- und Vervollständigungsverfahren sichergestellt. Die Maßnahmen zielen einerseits auf rasche Erkennung und Behebung von Fehlern zur Minimierung von Ausfallzeiten, andererseits auf die Sicherstellung eines Basisfunktionsumfangs ab. Hierzu wurde

ein breites, regelbasiertes Monitoring implementiert, das einerseits die angebundenen Gewerke, andererseits verschiedene externe Datenquellen wie meteorologische Vorhersagen umfasst. Im Gegensatz zur aktiven Ausfallkompensation, welche die Funktion der neuartigen Steuerungs- und Vorhersagealgorithmen sicherstellt, zielt das Monitoring vorrangig auf die Verfügbarkeit etablierter Komponenten und Prozesse ab. Erkannte Fehler werden dabei schnellstmöglich über einen Benachrichtigungsmechanismus aufgezeigt und somit eine rasche Behebung ermöglicht.

Die automatische Behebung selbst, beispielsweise durch die Nutzung alternativer Datenquellen, ist allerdings unter anderem aufgrund mangelnder Redundanz nicht Bestandteil des allgemeinen Monitorings. Vielmehr wurde die automatische Fehlerbehandlung auf die neuartige Regelung selbst fokussiert und eine alternative Regelungsstrategie implementiert. Dazu werden die ausgegebenen Steuerbefehle der KI-gestützten Regelung engmaschig überwacht, verschiedenste kritische Zustände anhand detaillierter Regeln erkannt und im Fehlerfall automatisch auf eine konventionelle Regelungsstrategie umgeschaltet. Zu den überwachten Zuständen zählen beispielsweise die Überschreitung von Leistungsgrenzen einzelner Anlagen oder des Netzanschlusspunktes. Die Trennung von Überwachungs- und Fehlerbehandlungsmechanismen ermöglicht dabei eine hohe Datenqualität durch rasche Fehlerbehebung bei gleichzeitiger Sicherstellung eines Basisfunktionsumfangs im Fehlerfall.

Die Betriebsoptimierung des EMS wurde über eine dreischichtige Steuerungsarchitektur realisiert. Die unterste Ebene implementiert die Überprüfung der optimierten Sollwertvorgaben sowie die konventionelle Nulleinspeiseregulierung mittels eines PI-Reglers. Die mittlere Ebene übernimmt die kurzzyklische Anpassung der Steuerbefehle basierend auf aktuellen Messwerten und der intelligenten Vorausberechnung der obersten Ebene. Die oberste Ebene selbst implementiert die vorausschauende, KI-gestützte Optimierung der Energieflüsse über den gesamten Planungshorizont von 24 Stunden basierend auf den erstellten Prognosen. Sowohl die mittlere als auch die oberste Ebene sind als Teile eines gemeinsamen Optimierungsproblems definiert. Die Aufteilung sowie intelligente Vorausberechnung mittels dynamischer Programmierung erlaubt allerdings sekundenschnelle Reaktionszeiten, z.B. auf Schnellladeereignisse, bei gleichzeitiger Berücksichtigung von Prognoseunsicherheiten über den gesamten Planungshorizont.

### **Probabilistische Vorhersage zur Modellierung von Unsicherheiten**

Die Entwicklung und Validierung der probabilistischen Prognosemodelle erfolgte in einem klar strukturierten, mehrstufigen Prozess, um Reproduzierbarkeit und hohe Relevanz sicherzustellen. Ausgangspunkt war eine umfassende Literaturrecherche zu aktuellen Methoden probabilistischer Vorhersagen – von historischen und regressionsbasierten Verfahren bis zu neuronalen Netzen und Ensemblemodellen. Untersucht wurden dabei insbesondere Rechenaufwand, Datenanforderungen,

Arten der modellierbaren Unsicherheiten, Skalierbarkeit sowie die Robustheit der vorhergesagten Quantile. Die Methode von Tagasovska und Lopez-Paz<sup>1</sup> wurde als am vielversprechendsten identifiziert und zur Umsetzung im Projekt ausgewählt. Zudem wurden gängige Bewertungskennzahlen wie der Continuous Ranked Probability Score (CRPS) ausgewählt.

Die methodische Umsetzung orientierte sich an Kriterien wie Vorhersagehorizont, Datenverfügbarkeit und Einsatz zusätzlicher externer Merkmale (z. B. Zeitfeatures oder Wetterdaten). Eine vereinheitlichte Datenpipeline harmonisierte alle relevanten Datensätze und beseitigte Anomalien sowie Zeitversatzprobleme. Anschließend wurde ein LSTM-Modell gemäß der Tagasovska-Methode implementiert. Ein sorgfältiger zeitlicher Datensplit sowie ein strukturierter Hyperparameter-Tuning-Prozess stellten Verlässlichkeit und Generalisierbarkeit sicher.

Für die Evaluation wurden historische Daten, Wettermessungen und Wettervorhersagen genutzt. Die Modelle wurden gegen reale Erzeugungs- und Lastdaten sowie gegen ein Regressions-Basismodell getestet. Zentrale Leistungskennzahlen waren CRPS, der normalisierte CRPS und der mittlere CRPS-Prozentfehler, um Systeme und Tageszeiten besser vergleichen zu können. Zusätzlich wurden Orthonormality Certificates (OC) eingesetzt, um die epistemische Unsicherheit – also das Vertrauen des Modells in eine jeweilige Situation – zu bestimmen.

Die Ergebnisse bestätigten, dass die Modelle bei ausreichender Datenmenge konsistente und präzise Prognosen liefern. Die Resultate wurden auf der 5th ICECET-Konferenz veröffentlicht, und die besten Modelle für den Einsatz im Energiemanagementsystem (EMS) aufbereitet.

Für das EMS werden zwei Unsicherheitsarten bereitgestellt: **Aleatorische Unsicherheit** (datenbedingt) wird über vorhergesagte Quantile der Verteilungsfunktion modelliert. **Epistemische Unsicherheit** (modellbedingt) wird über OC-Scores gemessen, die anzeigen, wie gut eine Situation durch Trainingsdaten abgedeckt war. Hohe OC-Werte deuten auf ungewöhnliche oder nicht repräsentierte Situationen hin. Diese Werte können genutzt werden, um Schwellen zu definieren, bei denen das EMS Warnmeldungen ausgibt und menschliche Prüfung notwendig wird oder eine Backup-Strategie aktiviert wird.

Insgesamt ermöglicht der Ansatz sowohl eine präzise Quantifizierung der Unsicherheit im Normalbetrieb als auch eine robuste Einschätzung der Modellvertrauenswürdigkeit für weiterführende Optimierungsprozesse.

---

<sup>1</sup> Tagasovska, N., and D. Lopez-Paz: "Single-model uncertainties for deep learning." *Advances in neural information processing systems* 32 (2019)

## Proaktive, stochastische Betriebsoptimierung

Im Zuge des Projekts wurden verschiedene Verfahren zur Berücksichtigung von Unsicherheiten in der Betriebsoptimierung entwickelt und evaluiert. Hierzu zählen unter anderem zweistufige stochastische Optimierungsverfahren sowie deren Generalisierung über Entscheidungsbäume. In den durchgeführten Tests wurde allerdings für beide Verfahren, insbesondere bei Verwendung eines rollierenden Optimierungsschemas, eine systematische Unterschätzung des tatsächlichen Reservebedarfs festgestellt. Dies wurde auf die vereinfachte Modellierung der Entscheidungsstruktur und die begrenzte Anzahl an möglichen Szenarien zurückgeführt. Um dennoch eine hohe Optimierungsqualität zu gewährleisten, wurde auf ein alternatives Verfahren, welches ohne die explizite Instanziierung eines tiefen Entscheidungsbaums auskommt, zurückgegriffen. Mittels Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP) können explizit zu konstruierende, weit verzweigte Entscheidungsstrukturen vermieden und somit die Prozesse in deutlich höherer Detailtiefe modelliert werden.

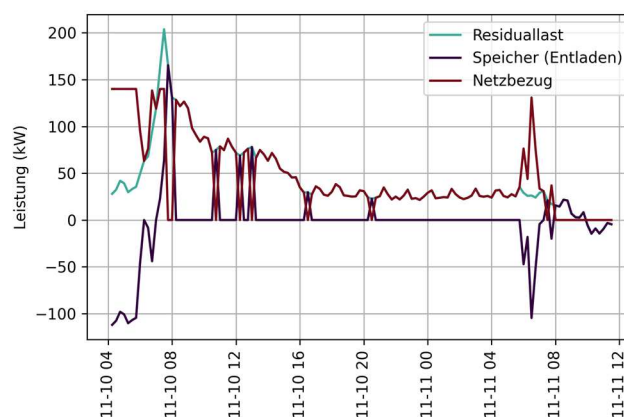


Abbildung 16: Verhalten der neuartigen Betriebsstrategie bei der Spitzenlastkappung.

Abbildung 16 zeigt das Verhalten des entwickelten EMS bei der Glättung von Lastspitzen, beispielsweise infolge von Schnellladevorgängen mittels einer rollierenden, closed-loop Simulation. Um eine Spitzenlastglättung bei 140kW zu erreichen, wird zu Beginn des aufgezeigten Intervalls der Speicherstand des Batteriespeichers dem prognostizierten Reservebedarf angepasst. Hierdurch kann die Batterie den Lastanstieg erfolgreich abfangen und die Gesamtleistung auf 140kW begrenzen. Die Simulationsumgebung erlaubt dabei die zielgerichtete Abbildung historischer Ereignisse und die detaillierte Analyse verschiedener Modellierungsansätze, beispielsweise zur Repräsentation von Elektromobilität, unter identischen Bedingungen.

Neben der effizienten Versorgung von Mobilitätsinfrastruktur wie Schnell- und Normladedepunkten, wurde im Rahmen des Projekts die Flexibilitätsbereitstellung dieser Infrastruktur zur Steigerung des Eigenverbrauchs und zur Netzstützung mittels Spitzenlastreduktion untersucht. Da die Schnellladeinfrastruktur aufgrund der Zielsetzung des schnellstmöglichen Ladevorgangs kein nennenswerter Flexibilitätsbeitrag zugeschrieben werden kann, wurde der Fokus auf die

Flexibilitätsbereitstellung durch Normalladepunkte gelegt. Hierzu wurde der mögliche Flexibilitätsbeitrag mittels probabilistischer Prognosen vorhergesagt und im rollierenden Betrieb den tatsächlichen Ladevorgängen gegenübergestellt. Energie, die aufgrund von Prognosefehlern nicht geladen werden konnte, wurde entsprechend des durchschnittlichen Verdienstentgangs des Ladestationsbetreibers eingepreist und in die Optimierung integriert. Durch die hohe Prognoseunsicherheit bei der Vorhersage von Ladevorgängen konnte nur ein geringes Ausmaß an Flexibilität mit ausreichend hoher Wahrscheinlichkeit zur Kompensation etwaiger Verluste bereitgestellt werden. Infolgedessen wurde eine starke Aktivierung des Batteriespeichers und nur ein geringer Flexibilitätsabruf der Normalladepunkte beobachtet. Bei ausreichender Dimensionierung der Leistungsreserven innerhalb der elektrischen Installation und dementsprechend geringem Reservebedarf wurde außerdem eine starke Annäherung des Regelverhaltens an eine rein opportunistische Regelungsstrategie beobachtet.

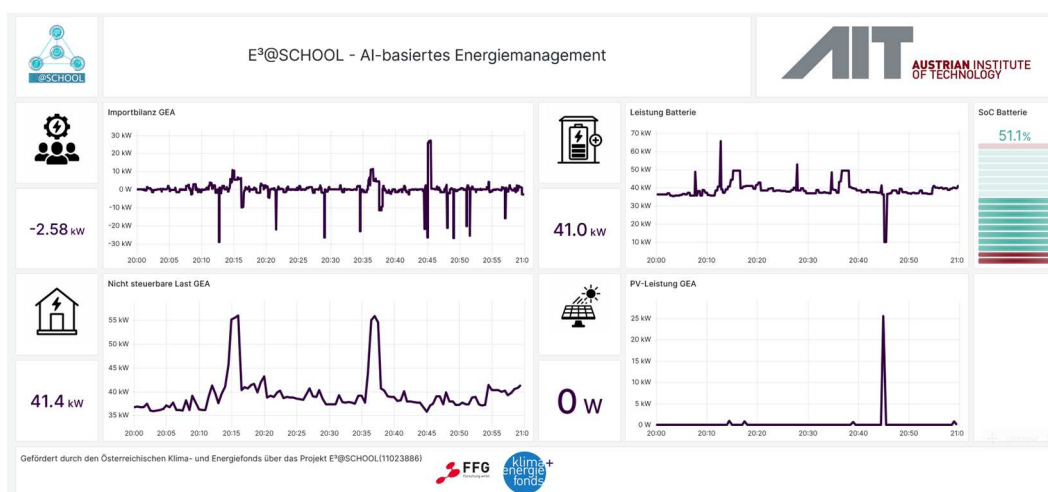


Abbildung 17: Beispielhaftes Übersichts-Dashboard, das die Daten von Live-Tests mit geschlossenem Regelkreis des EMS zeigt. Trotz erheblicher Leistungsspitzen konnte ein stabiler Batteriebetrieb erreicht werden.

Neben der closed-loop offline Validierung wurde das entwickelte EMS auch ausgiebig im Echtzeitbetrieb getestet. Der Fokus des langfristigen open-loop Echtzeittests lag neben der Plausibilisierung der EMS-Sollwerte auf der Demonstration der mehrstufigen Steuerungsarchitektur inklusive der entsprechenden Vorhersagen im Echtzeitbetrieb. Durch die genaue Aufzeichnung zahlreicher betriebsrelevanter Parameter wie Verzögerungen und Zeitpuffer konnte eine hohe Qualität des Ausführungsschemas bei geringen Anteilen an verspäteten Sollwertvorgaben sowie einer raschen Reaktionszeit nachgewiesen werden. In detaillierten closed-loop Tests im praktischen Betrieb wurde außerdem die Störfestigkeit, beispielsweise gegenüber induzierter Leistungsspitzen untersucht. Abbildung 17 zeigt einen Ausschnitt der aufgezeichneten Daten im Live-Betrieb. Trotz zahlreicher Lastspitzen, welche außerhalb des Einflussbereichs des EMS induziert wurden und aufgrund der Kürze von unter zwei Sekunden naturgemäß nicht vollständig vom EMS ausgeregelt werden können, kann eine hohe Störfestigkeit und eine, im Vergleich zu konventionellen Regelungsstrategien geringe Abweichung zur optimierten Residuallast festgestellt werden.

## AP6 – Geschäftsmodelle und Energiegemeinschaften

Im Rahmen von Arbeitspaket 6 wurde eine strukturierte Analyse der verschiedenen Möglichkeiten zur Marktintegration der am Standort HTL Lastenstraße installierten Anlagen durchgeführt. Dabei wurden vier unterschiedliche Konfigurationen untersucht und verglichen: der traditionelle Netzzugang, die Teilnahme an einer Erneuerbaren Energiegemeinschaft (EEG) gemäß dem österreichischen Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG), die Gemeinschaftliche Erzeugungsanlage (GEA) gemäß §16a EIWOG sowie ein kaskadiertes Beteiligungsmodell, das die interne Zuteilungsstruktur mit der Teilnahme an einer externen Energiegemeinschaft kombiniert.

Die Analyse zeigte, dass eine vollständig inklusive Erneuerbare Energiegemeinschaft unter den gegebenen regulatorischen Rahmenbedingungen nicht umsetzbar war, da wesentliche Konsortialpartner – darunter BIG als Großunternehmen sowie Energie Klagenfurt GmbH als Energieversorgungsunternehmen – nicht zur Teilnahme an einer EEG bzw. BEG berechtigt waren. Da diese Partner jedoch für den Betrieb der PV-Anlagen, des Batteriespeichers und der Ladeinfrastruktur unverzichtbar sind, wurde in einem moderierten Stakeholder-Workshop im Januar 2025 die Entscheidung getroffen, eine Gemeinschaftliche Erzeugungsanlage (GEA) gemäß §16a EIWOG als operative Struktur am Standort HTL Lastenstraße umzusetzen.

Die GEA wurde vertraglich zwischen den beteiligten Partnern etabliert und umfasst zwei Einspeiseanlagen (BIG, Verein zur Förderung der Höheren Technischen Bundeslehranstalt Klagenfurt Lastenstraße) sowie vier Teilnehmer (Schulgebäude, Kantine, E-Mobilität und Batteriespeicher). Die Anlage wurde vor Projektabschluss in Betrieb genommen und in die etablierten eUtilities-Marktprozesse integriert, einschließlich der Anbindung an die EDA-Plattform für eine konforme Marktkommunikation und Abrechnung.

Ergänzend zur GEA wurde ein kaskadiertes Beteiligungsmodell entwickelt, das es dem Standort ermöglicht, über definierte Beteiligungsfaktoren in externe Energiegemeinschaften integriert zu werden, ohne die interne Governance-Struktur der GEA zu verändern. Im Rahmen eines gemeinsamen Stakeholder-Events mit den Energiegenossenschaften von Raiffeisen Kärnten wurde die Energiegenossenschaft „Klagenfurt Mitte“ als strukturell geeignete Energiegemeinschaft für eine mögliche Mehrfachbeteiligung des Schulstandorts identifiziert.

Als weiteres wesentliches Ergebnis wurde ein übertragbares Geschäftsmodell für die Gründung von Erneuerbaren Energiegemeinschaften in institutionellen Umgebungen entwickelt. Dieses Modell definiert klare Zuteilungslogiken zwischen Erzeugungsanlagen, Speicherbetreibern und Verbrauchern, standardisierte Ansätze zur internen Preisgestaltung, Kostenverteilung und administrativen Prozessen sowie Musterstatuten für die Governance-Struktur einer EEG. Das Geschäftsmodell ist so gestaltet, dass es auf vergleichbare Standorte – insbesondere im BIG-Portfolio öffentlicher Gebäude wie Schulen – adaptiert werden kann.

## AP7 – Monitoring und Visualisierung

Im Rahmen von Arbeitspaket 7 wurde ein umfassendes Monitoring- und Visualisierungssystem für den gesamten Anlagenverbund am Standort HTL 1 Lastenstraße entwickelt und implementiert. Als zentrale Plattformstrategie wurde ein modularer, softwarebasierter Ansatz auf Basis von Docker gewählt, der eine klare Trennung der einzelnen Softwarekomponenten, hohe Skalierbarkeit sowie eine reproduzierbare und stabile Betriebsumgebung gewährleistet. Die eingesetzten Container umfassen Grafana für die Datenvisualisierung sowie Node-RED für die ereignisgesteuerte Datenverarbeitung und Systemlogik.

Die entwickelten Visualisierungslösungen erfüllen zwei zentrale Funktionen: Einerseits ermöglichen sie die kontinuierliche Anzeige des aktuellen Systemzustands in Echtzeit – darunter die Erzeugungsleistung der Photovoltaikanlage, der Lade- und Entladestatus des Energiespeichers, die Ladeleistung der Ladestationen sowie relevante elektrische Parameter und Energieflüsse. Andererseits umfassen die Schnittstellen eine strukturierte Fehler- und Ereignisliste, die eine automatische Erfassung, Klassifizierung und Anzeige von Fehlermeldungen, Sollwertabweichungen sowie Kommunikations- und Systemfehlern ermöglicht. Dies trägt wesentlich zur Erhöhung der Betriebssicherheit, zur Reduzierung von Ausfallzeiten und zur effizienten Wartung der Gesamtanlage bei.

Zur lückenlosen Erfassung der Energieverbräuche wurden Energiezähler strategisch im gesamten Gebäude installiert. Die ausgelesenen Daten werden über eine Modbus TCP/IP-Schnittstelle an die virtualisierten Server (VM-Server) übertragen, wo sie systematisch geprüft, aggregiert und für die weitere Verarbeitung bereitgestellt werden.

Ein weiterer wesentlicher Bestandteil von AP7 war die Einbindung der Schülerinnen und Schüler der HTL 1 in das Projekt. Im Rahmen von Diplomarbeiten wurden Projektumsetzung und -dokumentation als zentrale Komponenten behandelt, die sowohl die praktische Realisierung als auch die wissenschaftliche Grundlage des Projekts demonstrieren. Die Studierenden erwarben dabei praxisnahe Erfahrungen mit realen erneuerbaren Energiesystemen und modernsten Energiemanagementtechnologien.

Abschließend wurden umfangreiche Qualitätssicherungsmaßnahmen durchgeführt, die die Zuverlässigkeit, Funktionalität und Nachvollziehbarkeit der entwickelten Systeme sicherstellen. Diese umfassen strukturierte Testprozesse, Reviews, Validierungs- und Verifizierungsschritte sowie die Dokumentation aller durchgeführten Tests, Rahmenbedingungen und erzielten Ergebnisse.

**Brainstorming, Concepts drawing, Specifications writing**

**LASTENHEFT**  
VISUALISIERUNG EINER PV-ANLAGE

**Grafana Dashboard & Panels with PV Data visualization**

**Basic SQL Queries**

```
SELECT
SUM(value)*1/6 as Energie
FROM measurement_energy
WHERE
value >= 50 AND
location_code = '$location' AND
data_provider = '$provider' AND
device_id = '$device' AND
date_part('week',datetime) = '$week' AND
date_part('dow',datetime) = '$day_of_week'
```

```
SELECT
avg(value)
FROM measurement_energy
WHERE
value>50 AND
location_code = '$location' AND
data_provider = '$provider' AND
device_id = '$device' AND
date_part('week',datetime) = '$week' AND
date_part('dow',datetime) = '$day_of_week' AND
```

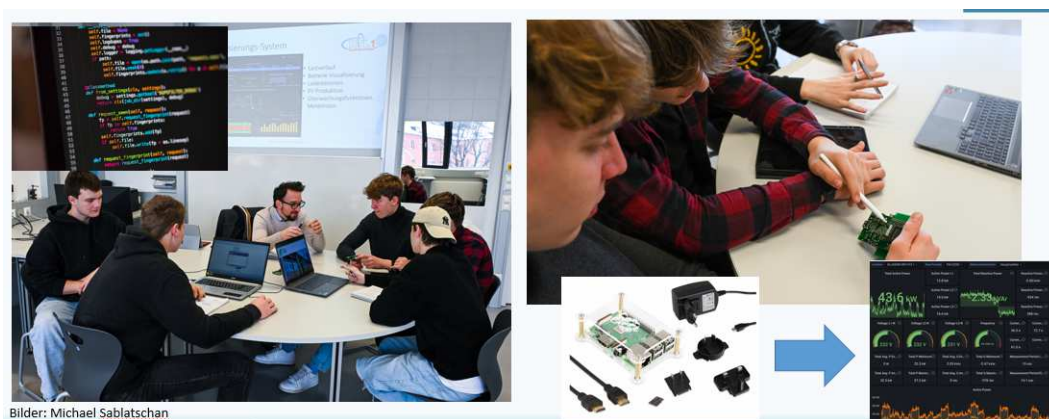


Abbildung 18 - Einbindung der Schüler und Schülerinnen, ©HTL, M. Sablatschan

## 5 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

### KI-gestütztes, proaktives Energiemanagementsystem

Durch die mehrstufige, umfangreiche Validierung der untersuchten Ansätze konnte speziell auf verschiedenste Aspekte des Betriebs innovativer EMS-Lösungen eingegangen werden. Neben direkten Vergleichsmöglichkeiten und der Quantifizierung des Nutzenpotenzials in den offline closed-loop Tests, konnten im Echtzeitbetrieb wichtige Erkenntnisse zum langfristigen Echtzeitverhalten sowie der Störfestigkeit gewonnen werden. Hierbei zeigte sich insbesondere die Notwendigkeit der frühzeitigen Berücksichtigung von Betriebsschemata und kritischen Use-Cases, um geeignete Algorithmen auswählen zu können. Als wichtiger Faktor in der stochastischen Modellierung hat sich die Modellierung der Entscheidungsstruktur eines rollierenden Betriebs sowie die Quantifikation von Unsicherheiten herausgestellt, welche maßgeblich die Abschätzung des Reservebedarfs beeinflusst.

Der koordinierte Betrieb der Speichereinfrastuktur innerhalb der GEA stellt ein wichtiges Bindeglied zum effizienten und wirtschaftlichen Betrieb der Mobilitätsinfrastruktur sowie generell der lokalen Infrastruktur dar und schafft neue Maßstäbe im praktischen Betrieb von Energiegemeinschaften. Das Projekt hebt weiters die grundsätzliche Machbarkeit zur Flexibilitätsbereitstellung durch Elektromobilität hervor, zeigt aber auch deren Grenzen bei den derzeitigen Rahmenbedingungen. Zukünftige Forschung könnte daher speziell auf die Attraktivierung von flexibilitätsdienlichen Bedingungen an öffentlichen oder teilöffentlichen Ladestationen abzielen. Die im Projekt entwickelten Methoden stellen eine fundierte Basis dar, um auch adaptierte Bedingungen unter Berücksichtigung vorhandener Unsicherheiten adäquat im Betrieb zu berücksichtigen.

### Sektorgekoppelte Ladeinfrastruktur und Batteriespeicher

Die erfolgreiche Demonstration des Charging Hubs im praktischen Betrieb bestätigt die technische und wirtschaftliche Machbarkeit des koordinierten Betriebs von Photovoltaik, Batteriespeicher und EV-Ladeinfrastruktur innerhalb einer lokalen Energiegemeinschaft. Der Batteriespeicher hat sich dabei als zentrales Flexibilitätselement erwiesen, das sowohl die effiziente Versorgung der Ladeinfrastruktur als auch die Spitzenlastglättung am Netzanschlusspunkt ermöglicht.

Das bidirektionale Laden konnte im Rahmen des Projekts als grundsätzlich technisch machbar nachgewiesen werden. Als wesentliche Hürde bei der praktischen Umsetzung hat sich jedoch die fehlende Unterstützung seitens der Fahrzeughersteller herausgestellt. Zukünftige Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten sollten daher gezielt auf die Schaffung geeigneter Standards und Anreize für die Implementierung bidirektionaler Ladefähigkeiten in Serienfahrzeugen abzielen.

Die Untersuchung der Flexibilitätsbereitstellung durch Elektromobilität zeigte, dass Normalladepunkte prinzipiell zur Steigerung des Eigenverbrauchs und zur Netzstützung beitragen können. Aufgrund der hohen Prognoseunsicherheiten bei Ladevorgängen ist der abrufbare Flexibilitätsbeitrag jedoch begrenzt. Zukünftige Forschung könnte daher speziell auf die Entwicklung flexibilitätsdienlicher Tarife und Betriebsmodelle für öffentliche oder teilöffentliche Ladestationen abzielen.

## Energiegemeinschaften und Übertragbarkeit

Die Umsetzung der Energiegemeinschaft am Standort HTL 1 Lastenstraße hat gezeigt, dass der regulatorische Rahmen für Erneuerbare Energiegemeinschaften in seiner derzeitigen Form in heterogenen Konsortien mit unterschiedlichen Akteurstypen an praktische Grenzen stößt. Die Gemeinschaftliche Erzeugungsanlage (GEA) gemäß §16a ElWOG hat sich dabei als robuste und rechtskonforme Alternative erwiesen, die eine kohärente Betriebsstruktur für alle Konsortialpartner gewährleistet.

Das im Projekt entwickelte kaskadierte Beteiligungsmodell bietet eine skalierbare Lösung, die es ermöglicht, die interne GEA-Struktur mit der Teilnahme an externen Energiegemeinschaften zu kombinieren, ohne die interne Governance zu beeinträchtigen. Das entwickelte Geschäftsmodell stellt ein übertragbares Ergebnis dar, das insbesondere für vergleichbare öffentliche Gebäude und institutionelle Umgebungen – etwa im BIG-Portfolio – adaptiert werden kann.

Insgesamt liefert das Projekt E<sup>3</sup>@SCHOOL einen wichtigen Baustein für die Energiewende im urbanen Raum und zeigt, wie öffentliche Schulstandorte durch die Kombination von erneuerbarer Energieerzeugung, Speicherung und intelligenter Ladeinfrastruktur zu aktiven Akteuren der lokalen Energiewende werden können. Die gewonnenen Erkenntnisse bilden eine skalierbare Grundlage für vergleichbare Standorte in Österreich und Europa und leisten damit einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele der Stadt Klagenfurt und darüber hinaus.

## C) Projektdetails

### 6 Methodik

#### KI-gestütztes, proaktives Energiemanagementsystem

Besonders auf kleinen Aggregationsebenen wie einzelnen Standorten oder lokalen Energiegemeinschaften spielen Prognoseunsicherheiten eine zentrale Rolle beim proaktiven Betrieb der Anlagen. Zum einen beeinflussen diese Unsicherheiten den tatsächlichen Reservebedarf, beispielsweise zur Spitzenlastglättung, zum anderen die Möglichkeit der proaktiven Abstimmung verschiedener Flexibilitäten. Im Rahmen des Projekts wurden daher verschiedene methodische Ansätze zur Modellierung und Berücksichtigung von Unsicherheiten in der Betriebsoptimierung untersucht und weiterentwickelt. Zusätzlich wurden mit der Entwicklung von fortschrittlichen, probabilistischen Prognosen die Grundlagen geschaffen, um verschiedenste Unsicherheiten der relevanten Einflussgrößen adäquat abzubilden.

#### Software-Design und Qualitätssicherung

Zur zielgerichteten Entwicklung geeigneter Methoden und Softwarekomponenten wurde zunächst eine detaillierte Anforderungsanalyse durchgeführt und innerhalb des Projektkonsortiums abgestimmt. Basierend auf den Ergebnissen sowie verschiedenen Vorarbeiten konnte eine modulare EMS-Architektur entworfen werden, die sowohl den Betrieb der Anlagen als auch die Entwicklung und Validierung der Ansätze tiefgreifend unterstützt. Als Basis für die Architektur sowie die weiterführenden Entwicklungen wurde die AIT Rapid Deployment Platform (AIT RDP) ausgewählt. Zur besseren Wiederverwendung verfolgt die AIT RDP eine feingranulare Modularisierungsstrategie, die einzelne Softwarekomponenten über eigene Container abstrahiert und in einem Gesamtsetup zur Verfügung stellt. Die Kopplung der einzelnen Komponenten erfolgt dabei vorrangig über eine gemeinsame Cache- und Nachrichtenaustauschschicht. Darauf aufbauend wurde die Funktionalität in verschiedene Komponenten unterteilt und implementiert.

Zur tiefgreifenden Qualitätssicherung der aufgezeichneten Daten sowie der wissenschaftlichen Ergebnisse des Probetriebs wurden verschiedene technische sowie organisatorische Qualitätssicherungsmaßnahmen implementiert. Neben einem hochautomatisierten Staging-Prozess, der das Testen neuer Funktionalitäten in einer isolierten Umgebung ermöglicht, sichern zahlreiche automatisierte Testfälle die korrekte Funktionalität der Kernkomponenten. Zusätzlich wurde ein umfangreiches Monitoring implementiert, das sowohl die Anbindung der externen Anlagen als auch die Verfügbarkeit externer Datenquellen überwacht. Dazu wurde vorrangig auf etablierte Open-Source-Komponenten zurückgegriffen und diese in das Gesamt-EMS integriert. Darüber hinaus wurde eine eigene Komponente in das Kern-EMS integriert, welche die Funktionalitäten der übergeordneten Optimierung überwacht und bei kritischen Zuständen wie

drohender Leitungsüberlastung oder fehlender Datenverfügbarkeit automatisch auf eine konventionelle Regelungsstrategie umschaltet. Da trotz dieser zusätzlichen Maßnahmen keine harten Echtzeit- und Funktionsgarantien abgegeben werden können, wurden darüber hinaus kritische Überprüfungen in einer Echtzeit-Plattform zur Ansteuerung des Batteriespeichers durch die Projektpartner implementiert.

### Probabilistische Vorhersagemethodik

Ziel war die Entwicklung eines KI-Modells, das Energiedaten 24 Stunden im Voraus zuverlässig prognostizieren und gleichzeitig die darin enthaltenen Unsicherheiten präzise quantifizieren kann. Da Entscheidungen des EMS nur dann langfristig robust sind, wenn sowohl die Vorhersagewerte als auch deren Unsicherheiten transparent vorliegen, wurden zwei Arten von Unsicherheiten berücksichtigt: die aleatorische Unsicherheit, die aus der natürlichen Variabilität der Daten entsteht, sowie die epistemische Unsicherheit, die ausdrückt, wie vertraut das Modell mit einer bestimmten Situation ist. Beide Formen sind unerlässlich, um operative Entscheidungen – ob automatisiert oder mit menschlicher Kontrolle – zuverlässig stützen zu können.

Um die geeignete Modellierungsmethode auszuwählen, wurde zunächst ein umfangreicher Kriterienkatalog erarbeitet, der Aspekte wie Datenanforderungen, Rechenaufwand, Stabilität der Quantilvorhersagen und Möglichkeiten der Unsicherheitsabschätzung umfasste. Auf dieser Grundlage erfolgte eine systematische Literaturrecherche, in der moderne probabilistische Prognoseverfahren verglichen wurden. Die vielversprechendsten Ansätze wurden im Anschluss testweise implementiert, um ihre praktische Leistungsfähigkeit unter realen Bedingungen zu prüfen.

Aus diesem Vergleich ging schließlich der Ansatz von Tagasovska und Lopez-Paz als derjenige hervor, der die definierten Auswahlkriterien am besten erfüllte. Darauf aufbauend begann ein iterativer Entwicklungsprozess, in dem das Modell schrittweise verfeinert, mit realen Daten trainiert und für verschiedene Quantilstufen angepasst wurde. Ein besonderer Fokus lag dabei auf der sauberen Trennung von Trainings-, Validierungs- und Testdaten, um eine objektive Bewertung der Modellqualität sicherzustellen.

Zum Abschluss wurde das Modell in einer Validierungsphase umfassend auf Testdatensätzen geprüft. Dabei wurden sowohl die Genauigkeit der 24-Stunden-Vorhersagen als auch die Qualität der quantifizierten Unsicherheiten bewertet. Die Ergebnisse bestätigten, dass der gewählte Ansatz konsistente, belastbare Prognosen liefert und sich damit für den Einsatz im Energiemanagementsystem eignet.

### Stochastische Betriebsoptimierung

Zunächst wurden verschiedene Modellierungsansätze zur Berücksichtigung von Unsicherheiten in einer proaktiven Betriebsoptimierung auf deren Eignung für die

Zielsetzung des Projekts untersucht. Hierzu zählen unter anderem zweistufige stochastische Optimierungsverfahren sowie deren Generalisierung über Entscheidungsbäume, welche über eine vereinfachte Aufgabenstellung mit Fokus auf das aktive Management von Betriebsreserven evaluiert wurden. Auf Basis der anfänglichen Ergebnisse wurde SDDP als Lösungsansatz ausgewählt. Im Gegensatz zu klassischen stochastischen Optimierungsverfahren, bei denen explizit ein Entscheidungsbau konstruiert wird, erlaubt SDDP die Repräsentation der Entscheidungsstruktur über Markov-Prozesse und damit die Zusammenfassung vorhergehender Entscheidungen im aktuellen Zustand. Ein iteratives Lösungsverfahren auf Basis dynamischer Programmierung erlaubt die Approximation der optimalen Lösung ohne explizite Konstruktion sämtlicher Entscheidungswege. Bei der Implementierung von SDDP wurde auf die Julia-Bibliothek SDDP.jl<sup>2</sup> zurückgegriffen.

Signifikante Entwicklungsschritte wurden unternommen, um die mobilitätsbezogenen Lasten innerhalb des Optimierungsrahmens effizient darzustellen. Konventionelle Modelle stellen häufig jedes Fahrzeug bzw. jede Ladestation einzeln dar, was zu hoher Unsicherheit und hochdimensionalen Zustandsräumen führt. Insbesondere letzteres begrenzt die Anwendbarkeit in SDDP-basierten rollierenden Betriebsschemata. Zudem sind in der Praxis häufig angenommene Größen wie der Ladezustand der Fahrzeuge meist nicht zugänglich. Um die Nachteile konventioneller Fahrzeugrepräsentationen zu überwinden, wurde ein aggregiertes Modell entwickelt, das speziell, wie im Projekt vorgesehen, auf Pools von Ladestationen zugeschnitten ist. Dabei werden die individuellen Ladezustände durch einen zusammengefassten Flexibilitätszustand repräsentiert, der die Abweichung von einer nominalen Ladeleistung ohne Eingriff modelliert. Die nominale Ladeleistung sowie zugehörige Größen wie die Ansteckdauer können nun direkt aus Messdaten geschätzt werden, ohne auf interne Fahrzeugzustände wie den tatsächlichen Ladestand zugreifen zu müssen. Durch diese Repräsentation reduziert sich die Dimensionalität des Zustandsraums deutlich und spezifische Anpassungen an existierende Ladecontroller entfallen. Stattdessen wird angenommen, dass verfügbare Low-Level-Regelungen das übergeordnete Park- bzw. Gruppenlimit mittels handelsüblicher Heuristiken auf individuelle Stationsgrenzen verteilen. Kosten für entgangene Lademengen wurden modelliert, um den Verdienstentgang zu bewerten und die Bereitstellung von Flexibilität zu unterstützen.

Für die im Projekt detailliert untersuchten öffentlichen Ladepunkte wurde ein durchschnittlicher Tarif angenommen, der mögliche Einnahmeverluste widerspiegelt. Zusätzlich wurden die Aufwände der einzelnen Teilnehmenden zur Beschaffung von Energie außerhalb der Gemeinschaft sowie die Verkaufserlöse über Durchschnittstarife abgebildet. Ein Speichertarif preist weiters die Abnutzung des Batteriespeichers entsprechend der gemeinschaftsinternen Vereinbarungen ein. Darüber hinaus wurden bewusst keine Tarifierung innerhalb der Gemeinschaft

---

<sup>2</sup> Siehe <https://sddp.dev/stable/> (Zuletzt abgerufen am 17.12.2025)

angenommen und lediglich die gesamtgemeinschaftlichen Kosten minimiert, um eine Diskriminierung einzelner Teilnehmender, beispielsweise aufgrund interner Tarife, zu vermeiden.

Es wurde ein umfangreiches, mehrstufiges Validierungskonzept im Projekt umgesetzt, um die entwickelten Methoden unter verschiedensten Gesichtspunkten zu untersuchen. Closed-Loop Simulationen auf Basis historischer Daten erlaubten die direkte Quantifizierung des Nutzenpotenzials gegenüber verschiedenen Modellierungsvarianten und die gezielte Analyse kritischer Betriebszustände. Ergänzend wurden langfristige Open-Loop Echtzeittests durchgeführt, um das anvisierte Optimierungsschema, insbesondere das komplexe zeitliche Zusammenspiel verschiedener Komponenten und Prozessstufen zu validieren und etwaige Abweichungen zu dem anvisierten Steuerungsverhalten qualitativ aufzuzeigen. Abschließend wurden detaillierte Closed-Loop Echtzeittests durchgeführt, um die Störfestigkeit sowie etwaige Abweichungen zum prognostizierten Verhalten zu untersuchen und die Validierungskette zu schließen.

## 7 Arbeits- und Zeitplan

Die geplanten Projektmaßnahmen haben sich aus zwei Gründen verzögert: zum einen durch Lieferschwierigkeiten während der Projektlaufzeit, zum anderen durch die Erneuerung der Hausanschlussleitung die im Zuge der Errichtung der Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage erforderlich war.

Projektstart/Kick-off Workshop	03/2022
Analyse der Betriebsparameter EEG abgeschlossen	12/2022
Wirtschaftlichkeitsanalyse EEG abgeschlossen	12/2022
e-Ladeinfrastruktur in Betrieb	09/2023
1. Stakeholder Workshop	10/2023
Batteriespeicher geliefert und aufgestellt	01/2024
Geschäftsmodell für die GEA einschließlich Musterstatuten fertiggestellt	06/2024
Installation Monitoring-Infrastruktur abgeschlossen	07/2024
V2B – Adaptierung Ladestationen und Fahrzeug	09/2024
PV-Anlagen Planung abgeschlossen	11/2024

Installation Visualisierungsumgebung abgeschlossen	02/2025
PV-Anlagen installiert	04/2025
EMS konzipiert und umgesetzt	04/2025
Batteriespeicher SW-API Schnittstelle für Forschung und Entwicklung freigegeben	05/2025
2. Stakeholder Workshop	09/2025
Validierung erfolgreich abgeschlossen	10/2025
GEA HTL 1 Lastenstraße ist in Betrieb	10/2025

## 8 Publikationen und Disseminierungsaktivitäten

Arbeitspaket	Disseminierungsaktivität
5	S. Reisenbauer und M. Spiegel. „Deep learning single model uncertainties in probabilistic PV forecasting for energy management“, V. International Conference on Electrical, Computer and Energy Technologies (ICECET 2025), 3-6 July 2025, Paris-France.

Diese Projektbeschreibung wurde von der Fördernehmerin/dem Fördernehmer erstellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte sowie die barrierefreie Gestaltung der Projektbeschreibung, übernimmt der Klima- und Energiefonds keine Haftung.

Die Fördernehmerin/der Fördernehmer erklärt mit Übermittlung der Projektbeschreibung ausdrücklich über die Rechte am bereitgestellten Bildmaterial frei zu verfügen und dem Klima- und Energiefonds das unentgeltliche, nicht exklusive, zeitlich und örtlich unbeschränkte sowie unwiderrufliche Recht einräumen zu können, das Bildmaterial auf jede bekannte und zukünftig bekanntwerdende Verwertungsart zu nutzen. Für den Fall einer Inanspruchnahme des Klima- und Energiefonds durch Dritte, die die Rechteinhaberschaft am Bildmaterial behaupten, verpflichtet sich die Fördernehmerin/der Fördernehmer den Klima- und Energiefonds vollumfänglich schad- und klaglos zu halten.