

Standardisierte und smarte Steuerung von kommunalen Energiesystemen (SmartControl)

Berichte aus Energie- und Umweltforschung 82/2025

Wien, 2025

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Bundesministerium für Innovation, Mobilität und Infrastruktur,
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination: Abteilung III/3 - Energie und Umwelttechnologien

Leitung: DI (FH) Volker Schaffler, MA, AKKM

Autorinnen und Autoren:

Stefan Aigenbauer, Pascal Liedtke, Christine Mair, Bernhard Wüster (BEST - Bioenergy and Sustainable Technologies GmbH)

Projektpartner: wüsterstrom E-Werk GmbH, Stadtgemeinde Wieselburg, Marktgemeinde Yspertal

Wien, Wieselburg, 2025. Stand: Mai 2024

Ein Projektbericht gefördert im Rahmen von



Rückmeldungen:

Ihre Überlegungen zu vorliegender Publikation übermitteln Sie bitte an iii3@bmimi.gv.at.

Rechtlicher Hinweis

Dieser Ergebnisbericht wurde von die/der Projektnehmer:in erstellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit, Aktualität sowie die barrierefreie Gestaltung der Inhalte übernimmt das Bundesministerium für Innovation, Mobilität und Infrastruktur (BMIMI) keine Haftung.

Mit der Übermittlung der Projektbeschreibung bestätigt die/der Projektnehmer:in ausdrücklich, über sämtliche für die Nutzung erforderlichen Rechte – insbesondere Urheberrechte, Leistungsschutzrechte sowie etwaige Persönlichkeitsrechte abgebildeter Personen – am bereitgestellten Bildmaterial zu verfügen.

Die/der Projektnehmer:in räumt dem BMIMI ein unentgeltliches, nicht ausschließliches, zeitlich und örtlich unbeschränktes sowie unwiderrufliches Nutzungsrecht ein, das übermittelte Bildmaterial in allen derzeit bekannten sowie künftig bekannt werdenden Nutzungsarten für Zwecke der Berichterstattung, Dokumentation und Öffentlichkeitsarbeit im Zusammenhang mit der geförderten Maßnahme zu verwenden, insbesondere zur Veröffentlichung in Printmedien, digitalen Medien, Präsentationen und sozialen Netzwerken.

Für den Fall, dass Dritte Ansprüche wegen einer Verletzung von Rechten am übermittelten Bildmaterial gegen das BMIMI geltend machen, verpflichtet sich die/der Projektnehmer:in, das BMIMI vollständig schad- und klaglos zu halten. Dies umfasst insbesondere auch die Kosten einer angemessenen rechtlichen Vertretung sowie etwaige gerichtliche und außergerichtliche Aufwendungen.

Vorbemerkung

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Stadt der Zukunft“ des Bundesministeriums für Innovation, Mobilität und Infrastruktur (BMIMI). Dieses Programm baut auf dem langjährigen Programm „Haus der Zukunft“ auf und hat die Intention, Konzepte, Technologien und Lösungen für zukünftige Städte und Stadtquartiere zu entwickeln und bei der Umsetzung zu unterstützen. Damit soll eine Entwicklung in Richtung energieeffiziente und klimaverträgliche Stadt unterstützt werden, die auch dazu beiträgt, die Lebensqualität und die wirtschaftliche Standortattraktivität zu erhöhen. Eine integrierte Planung wie auch die Berücksichtigung aller betroffener Bereiche wie Energieerzeugung und -verteilung, gebaute Infrastruktur, Mobilität und Kommunikation sind dabei Voraussetzung.

Um die Wirkung des Programms zu erhöhen, sind die Sichtbarkeit und leichte Verfügbarkeit der innovativen Ergebnisse ein wichtiges Anliegen. Daher werden nach dem Open Access Prinzip möglichst alle Projektergebnisse des Programms in der Schriftenreihe des BMIMI publiziert und elektronisch über die Plattform www.NachhaltigWirtschaften.at zugänglich gemacht. In diesem Sinne wünschen wir allen Interessierten und Anwender:innen eine interessante Lektüre.

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung	6
2	Abstract.....	8
3	Ausgangslage.....	10
4	Projekthalt.....	15
4.1.	Entwicklung einer einheitlichen Kommunikationsschnittstelle	15
4.2.	Entwicklung adaptiver, selbstlernender Prognosealgorithmen	16
4.3.	Entwicklung von Controlleralgorithmen zur Einbindung von HABWerk und neuem Prognosemodell, sowie zur Umsetzung von Regelstrategien für kommunale Energiesysteme....	16
4.4.	Labortest und Messkampagne im Feld	17
4.5.	Open Loop Tests	18
5	Ergebnisse	19
5.1.	Standardisierte Datenakquisition	19
5.1.1.	Weiterentwicklung des HABWerk Hardware Gateways.....	19
5.1.2.	Beschreibung einer intelligenten Energiemanagement-Leiterplatte	20
5.1.3.	Einheitliche Cloud-Schnittstelle zu den verschiedensten Kommunikationsprotokollen	23
5.1.4.	Umsetzung und Test der Messdatenerfassung mit dem HABWerk	24
5.2.	Historische Datenbasis und Visualisierung für Energiegemeinschaften.....	28
5.3.	Prognoseverfahren für die Last und PV-Erzeugung einzelner Haushalte bzw. kleiner Energiegemeinschaften.....	28
5.4.	Für Energiegemeinschaften erweiterter Controlleralgorithmus	32
5.4.1.	Regelstrategie hinsichtlich Kostenoptimierung.....	33
5.4.2.	Regelstrategie für Netzdienlichkeit	33
5.4.3.	Regelstrategie für Klimaoptimalität	34
5.4.4.	Lastverschiebung	36
5.4.5.	Wärmepumpen-Modell.....	37
6	Schlussfolgerungen	38
7	Ausblick und Empfehlungen	40
8	Verzeichnisse.....	41
9	Literaturverzeichnis	43

1 Kurzfassung

Motivation und Forschungsfrage, Ausgangssituation/Status Quo

Um das Ziel einer sauberen und versorgungssicheren Energiewende zu erreichen (#mission2030) muss, zunehmend auf erneuerbare und dezentralisierte Energiebereitstellung gesetzt werden. Kommunale Energiesysteme bzw. regionale Energiegemeinschaften zeigen ein hohes Potential für die effiziente Nutzung dezentraler Einzeltechnologien, inklusive der volatilen Energieerzeugung aus erneuerbaren Ressourcen, mit Kosten- und CO₂-Einsparungen von bis zu 17,6 und 37,2% (Stadler, 2013). Daher werden kommunale Energiesysteme auch von der Politik forciert (u.a. Erneuerbare Ausbaugesetz-EAG). Zum Zeitpunkt der Projektkonzipierung im Frühjahr 2021 gab es nur begrenzte Möglichkeiten um ein kommunales Energiesystem in die Praxis umzusetzen. Mittlerweile wurden in Österreich mit dem Paragraphen 16c im ELWOG 2010 die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Gründung von Energiegemeinschaften geschaffen. Darüber hinaus braucht es jedoch Regelungskonzepte und standardisierte niederschwellig anzuwendende Energiemanagementsysteme, um den Betrieb kommunaler Energiesysteme ökonomisch zu optimieren, bzw. netzdienlich gestalten zu können. Die Umsetzung einer solchen Regelung setzt eine Echtzeit-Datenerfassung voraus, die eine Kommunikation von einzelnen Technologien mit der übergeordneten Regelung ermöglicht. Allerdings gibt es noch keinen einheitlichen Standard für die Erfassung von Last- und Erzeugungsdaten (z.B. Smart Meter, PV, Speichersysteme, etc.) in Kommunen, Gemeinden oder Quartieren. Ferner erfolgt die Echtzeit-Datenerfassung, wenn überhaupt, zurzeit meist nur vereinzelt. Derzeit verwenden Anlagenherstellerinnen/-hersteller unterschiedliche Kommunikationsschnittstellen, was wiederum den Aufwand für die Entwicklung eines universell einsetzbaren, übergeordneten Regelungsalgorithmus, welcher ohne großen Aufwand und Kosten installiert werden kann, erhöht.

Projektziel

Das Ziel des Projektes „SmartControl“ war es ein standardisiertes und einfach implementierbares Verfahren für die Kommunikation, Überwachung und Steuerung von dezentralen Technologien innerhalb von Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften, Gemeinden und Quartieren zu entwickeln, welches kostengünstig und niederschwellig auf unterschiedlichen Hierarchieebenen der Energiesysteme angewendet werden kann.

Innovative Schnittstellen und selbstlernende Algorithmen sind Teilziele, welche sicherstellen, dass das Konzept, ohne aufwändige Anpassungs- bzw. Kalibrierungsarbeiten, auf unterschiedliche Kommunen bzw. Quartiere übertragen werden kann. Ein weiteres Ziel war es diese Neuentwicklungen im übergeordneten Regelungsalgorithmus einzubinden und zu testen, bzw. Regelungsstrategien zu untersuchen, um die Eigennutzung, der innerhalb von Kommunen produzierten, erneuerbaren Energie weiter zu erhöhen. Damit können Kosten und CO₂-Emissionen signifikant reduziert und die Klimaziele schneller erreicht werden. Zusätzlich kann durch die entwickelten Konzepte die Versorgungssicherheit erhöht werden.

Methodische Vorgehensweise

Für die Etablierung von Schnittstellen wurde auf offene Standards und Open Source Lösungen (wie openHAB) gesetzt und aufgebaut. Für die Entwicklung neuer Prognosealgorithmen wurde auf den

Einsatz von Methoden aus dem Bereich der Künstlichen Intelligenz gesetzt. Über die gesamte Projektlaufzeit wurden zwei unterschiedlich große Gemeinden, ein Energieversorger, der gleichzeitig auch ein Netzbetreiber ist, in den Prozess mit einbezogen, um auf deren Herausforderungen und technischen Voraussetzungen Rücksicht zu nehmen. Um das Umsetzungspotential aller Ansätze im Projekt zu testen, wurde Messtechnik für die Datenerfassung kommunaler Energiesysteme in der Stadtgemeinde Wieselburg und der Marktgemeinde Yspertal installiert und Daten erhoben.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Es wurde ein Hard- und Softwaregateway für die Kommunikation zwischen Endanwendung und Energiemanagementsystem entwickelt und getestet. Diese Entwicklung umfasst neben der Hardware, eine API-Schnittstelle und ein Modul, dass die Kopplung zum Smart- und Microgrid Controller von BEST - Bioenergy and Sustainable Technologies GmbH (BEST) ermöglicht. Mit diesem Package können, bis auf die Ebene von einzelnen Haushalten, Knotenpunkte in einem Energiesystem angeschlossen, in Echtzeit ausgelesen sowie einzelne Technologien angesteuert werden. Zusätzlich wurden neue Prognosemethoden entwickelt, die durch den Einsatz von Machine Learning Algorithmen sich selbstlernend an die jeweilige Umgebung anpassen, ohne dass zeit- und kostenintensive Kalibrierungsmaßnahmen notwendig werden. Eine großflächige Anwendung dieses gesamten SmartControl-Konzeptes ermöglicht es unterschiedlichste Optimierungsszenarien, auch auf unterschiedlichen Hierarchieebenen eines Energiesystems, zu testen und umzusetzen. Energiegemeinschaften können dann zum Beispiel auch hinsichtlich Netzdienlichkeit Schwerpunkte setzen. Derzeit wird über die Einsparung von Netzkosten bei der Energieabrechnung von Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften ein Bewusstsein für netzdienliches Verhalten geschaffen. Allerdings gibt es keine aktive Regelung diesbezüglich. Im Rahmen des Projektes wurden Regelstrategien bzw. Optimierungsszenarien für die unterschiedlichen Optimierungsziele wie Netzdienlichkeit, Kostenoptimierung und Klimaoptimalität entwickelt bzw. analysiert.

Ausblick

Die in diesem Projekt vorangetriebenen Entwicklungen umfassen Themen in der Energiewirtschaft, die aktuell rege beforscht und bearbeitet werden. Sowohl die Problemstellung hinsichtlich Standards für die Echtzeit-Datenerfassung von Last- und Erzeugungsdaten, als auch die Prognoseethematik erfahren große Aufmerksamkeit von der Forschung bis hin zu Dienstleistungsangeboten von Energieunternehmen. Diese Themen haben nicht nur marktwirtschaftlich, sondern vor allem für die Erreichung von klimaneutralen Energiesystemen, hohe Relevanz. Die im Projekt entwickelten Konzepte, Methoden und Komponenten werden von allen Projektpartnern aktiv weiterverfolgt. BEST und wüsterstrom E-Werk GmbH (wüsterstrom) arbeiten bereits in einem gemeinsamen Folgeprojekt, RISE –Reinforcement Learning for Intelligent and Resilient Energy Communities, daran, die Regelungsalgorithmen für kleine Energiesysteme robuster gegen Prognoseunsicherheiten zu machen. Die Entwicklung der HABWerk Technologie wird von wüsterstrom laufend vorangetrieben und kommt auch in Projekten mit BEST zum Einsatz.

2 Abstract

Motivation and research question, Initial situation/status quo

Renewable and decentralized energy is a major solution to achieve Austrian climate and energy objectives (#mission2030). Local energy communities show high potential for the efficient use of distributed energy technologies, including volatile energy production from renewable resources. Costs and CO₂ can be reduced by up to 17.6% and 37.2%, respectively [Stadler_2013]. Therefore, community energy systems are also pushed by policy makers (Erneuerbare Ausbaugesetz-EAG). There were only limited possibilities to bring local energy communities into reality at the start of the project in the springtime 2021. Meanwhile a legal framework for renewable energy communities in Austria was published in ELWOG. Furthermore, uniform, standardized procedures for the collection of load and generation data (e.g. smart meters, PV, storage systems, etc.) in municipalities, communities or neighborhoods are missing. Furthermore, realtime data collection, if at all, rarely takes place. Moreover, an intelligent higher-level control system communicating with individual technologies is essential for an optimal, resilient operation of energy communities. Currently, technology manufacturers use different communication interfaces. This increases the effort required to develop a universally applicable higher-level control algorithm that can be installed without great effort and cost.

Project contents and objectives

The aim of this development was a cost-effective "plug and play" solution for the regulation of renewable energy communities, which can be applied at different hierarchy levels. These new developments were integrated and tested in the smart- and microgrid control algorithm. Furthermore, control strategies were investigated in order to further increase the self-utilisation of renewable energy produced within renewable energy communities. This can significantly reduce costs and CO₂ emissions. In addition, the developed concepts can increase security of supply.

Methodical procedure

Open standards and open source solutions were used. The software gateway for data-acquisition was built upon openHAB, an open source platform for data communication in energy systems. For the development of forecasting algorithms different methods of artificial intelligence were used and tested. Two municipalities of different sizes, an energy supplier and a grid operator were involved during all development steps in order to take their perspectives and demands into account. In both municipalities, Wieselburg and Yspertal, measurement technology was installed to collect data on energy consumption and energy production for representative use cases.

Results and conclusions

The result of this project was a hardware and software gateway for communication between the end application and the energy management system. In addition to the further development of the hardware, a REST API interface was set up. To enable coupling between the HABWerk gateway and the smart and microgrid controller from BEST a python module was developed. With this overall hard and software package, nodes in an energy system can be connected to an energy management system down to the level of individual households. In addition, new forecasting methods based on machine

learning algorithms have been developed. Hence the forecasting tool adapt to the respective environment in a self-learning manner without the need for costly calibration measures.

Outlook

This project covered current research and development topics in the energy industry. Both, the lack of standards for real-time data communication in energy communities and the issue of forecasting are attracting great attention from research and energy providers. These topics are highly relevant not only in terms of the market economy but for achieving climate-neutral energy systems. BEST and wüsterstrom are already working on a joint follow-up project, RISE - Reinforcement Learning for Intelligent and Resilient Energy Communities. The project RISE deals with the application of machine learning algorithms in energy management systems for small energy systems in order to make them more robust against forecast uncertainties. The development of HABWerk technology is being continuously driven forward by wüsterstrom and is also being used in projects with BEST.

3 Ausgangslage

Im Zuge der Transformation unseres Energiesystems in Richtung einer umfassenderen Versorgung mit erneuerbarer Energie, ist auch eine zunehmende Digitalisierung des Energiesystems notwendig. Die dem Projekt SmartControl vorangegangenen Forschungsarbeiten am Technologie- und Forschungszentrum Wieselburg seitens BEST und Partner haben gezeigt, dass die Integration und der Betrieb dezentraler Anlagen im Energiesystem, wie z.B. PV-Anlagen oder Speichersysteme, unterschiedliche Herausforderungen im Bereich der Echtzeit-Datenkommunikation mit sich bringen. Mit der Notwendigkeit einer kontinuierlichen Überwachung und Steuerung dieser Komponenten steigen der Informationsbedarf und der wechselseitige Informationsaustausch stetig an. Das Fehlen von einheitlichen Standards bzw. offenen Schnittstellen sind ein großes Hindernis für die Entwicklung kostengünstiger Gesamtkonzepte für die Regelung kommunaler Energiesysteme. Das Projekt SmartControl widmete sich eben dieser Problemstellung und der Entwicklung eines universellen Gesamtkonzeptes für die Regelung kommunaler Energiesysteme auf unterschiedlichen Hierarchieebenen. Neben der Entwicklung einer Universalschnittstelle, dem HABWerk, zur Echtzeit-Datenkommunikation, umfasste die Projektarbeit auch die Entwicklung geeigneter Prognosemethoden für die Last und Erzeugung innerhalb kleiner Energiesysteme bzw. auf Haushaltsebene. Je kleiner eine betrachtete Einheit ist, desto dominanter ist der stochastische Anteil dieser Profile, was zu großen Schwierigkeiten bei hochauflösenden Vorhersagen führt. Neben der Optimierung von Prognosemodellen hinsichtlich Prognosequalität und Rechnerressourcen, war ein weiterer Schwerpunkt auch das Einpflegen und Testen von künstlicher Intelligenz. Durch den Einsatz selbst-lernender Prognosealgorithmen wird in Zukunft sichergestellt, dass die Modelle universell und ohne Kalibrierungsaufwand auf unterschiedliche Energiesysteme angewendet werden können. Mit dem SmartControl-Konzept können bereits integrierte, aber auch neu installierte Technologien gemeinsam optimal genutzt, bzw. die Erzeugung und der Verbrauch optimal aufeinander abgestimmt werden.

Die Entwicklung erfolgte aufbauend auf bestehenden Forschungsarbeiten bei BEST, wie dem FFG Projekt „OptEnGrid“ und den beiden Grundlagenforschungsprojekten „Microgrid Lab 100 %“ und „Grundlagenforschung Smart- und Microgrids“, die vom Land Niederösterreich gefördert wurden. Die entwickelten Verfahren wurden in ein Gesamtkonzept integriert, das in Zukunft als Grundlage für ein rasches Ausrollen auf beliebige Städte- und Gemeindegrößen dient. Dabei wurden die folgenden Aspekte berücksichtigt:

Rahmenbedingungen für Energy Communities

Durch die zunehmende Dezentralisierung des Energiesystems kommt es dazu, dass ehemals rein passive Verbraucherinnen und Verbraucher, über die Nutzung dezentraler Erzeugungseinheiten, zu aktiven Akteurinnen und Akteuren im Stromnetz werden können. Die aktuell geltenden Gesetze, in erster Linie das ElWOG, ermöglichen es, dass Netzanschlusspunkte, die sowohl Strom einspeisen als auch beziehen, sogenannte Prosumer, zum Teil aktiv an der Gestaltung und dem Betrieb des Energiesystems mitwirken. Um diesen Ansatz weiterzuentwickeln, hat die Europäische Kommission im Winter Package 2017 die Schaffung von Local Energy Communities (LEC) vorgeschlagen. Der Artikel 16 der EU-Direktive sieht vor, dass die Gesetzgebung in den Mitgliedsstaaten dahingehend geändert wird, dass Local Energy Communities öffentliche Stromnetze nutzen und selbständig steuern dürfen

(Hancher L., 2017). Auf nationaler Ebene wurden Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (EEG) im Entwurf des Erneuerbaren Ausbaugesetzes (EAG) definiert und gesetzlich verankert. Das Hauptziel dabei ist die gemeinsame Nutzung der regional erzeugten Energie innerhalb von Gemeinschaften. Energiegemeinschaften sind in Österreich ein rege beforschtes Themenfeld. Im Projekt „Urban Pioneers Community“ forschte die Wien Energie gemeinsam mit einem großen Konsortium im Stadtentwicklungsgebiet „Viertel Zwei“ an Abrechnungsmodellen für die dort gegründete Energiegemeinschaft. In diesem Rahmen wurde die erste städtische Blockchain-Infrastruktur für ein Energiesystem entwickelt und eingesetzt, sowie das Verhalten der Mitglieder analysiert (Urban Pioneers Community). Im Forschungsprojekt Leafs wurde ein Quartierspeicher in der steirischen Ortschaft Heimschuh installiert, welcher auch im Folgeprojekt Blockchain Grid⁷ als zentraler Punkt für die, auf Basis einer Blockchain entwickelter, Energiegemeinschaft diente (Leafs) (Blockchain Grid). Der Fokus dieser Projekte lag hauptsächlich auf der Entwicklung von Blockchain-basierten Abrechnungsplattformen für den Stromhandel innerhalb der Gemeinschaften. Auf europäischer Ebene zielte z.B. das H2020-finanzierte Projekt PVProsumers4Grid darauf ab, innovative Eigenverbrauchskonzepte und Geschäftsmodelle für PV-Prosumer innerhalb von Gemeinschaften zu entwickeln und über ein kommerziell nutzbares Produkt umzusetzen (BSW-Solar, 2020). Keines dieser Projekte simulierte jedoch das gesamte kommunale Energiesystem bzw. wurden mögliche sektorenübergreifende Elemente nicht mitberücksichtigt. Außerdem wurden keine adaptiven, optimierungsbasierten Regelungsstrategien für den laufenden Betrieb entwickelt. Diese Aspekte wurden im SmartControl Projekt berücksichtigt. Die wissenschaftliche Untersuchung von Erneuerbaren-Energiegemeinschaften bezüglich deren Komponenten, Betrieb und Funktionsweise erfolgt bereits in Forschungslaboren, wie zum Beispiel dem Microgrid Lab 100% in Wieselburg, dem Innovationslabor act4.energy im Südburgenland oder dem Siemens Campus Microgrid in Wien (BEST_MGL, 2024) (act4.energy, 2024) (Siemens, 2024). Auf internationaler Ebene gibt es bereits mehrere umgesetzte Projekte, die nicht nur der Forschung dienen, wie zum Beispiel das BROOKLYN MICROGRID, welches sich auf den Handel zwischen lokalen Erzeugern und Verbrauchern von PV-Strom spezialisiert hat (BROOKLYN, 2024). Ein weiteres Beispiel ist der EUREF Campus Berlin, welcher mehrere Forschungseinrichtungen und Firmen beherbergt. Hier wird bereits ein sektorübergreifender Ansatz von Strom- und Wärmebereitstellung, sowie ein Mobilitätskonzept umgesetzt (EUREF-Campus, 2024).

Schnittstellen und Standards für die Digitalisierung der Energiesysteme

Durch den kontinuierlich wachsenden Anteil einspeisender Erzeugungsanlagen in das Energienetz ist auch ein deutlicher Anstieg an Schnittstellen notwendig, wenn eine Kommunikation mit diesen dezentralen Technologien erfolgen muss. Neben den physischen Schnittstellen einzelner Anlagen sind dabei insbesondere die digitalen Kommunikationsschnittstellen von zentraler Bedeutung. Bei der Errichtung des Microgrid Forschungslabors am Technopolstandort Wieselburg seitens BEST zeigte sich, dass der Großteil der Anlagenhersteller keine einheitlichen Kommunikationsstandards verwenden. Einzelne Anlagen müssten daher mit einer speziell angepassten Zwischenschnittstelle ausgestattet werden um eine Kommunikation und das Eingreifen eines übergeordneten Reglers zu ermöglichen. Die Notwendigkeit für individuelle Zwischenschritte erhöht zusätzlich die Komplexität und Fehleranfälligkeit des Gesamtsystems und führt zu hohem Installationsaufwand bzw. hohen Kosten für ein Energiemanagementsystem. Um ein niederschwelliges Angebot für Energiemanagementsysteme auch in kleinen Energiesystemen gewährleisten zu können, bedarf es einer Standardisierung dieser Schnittstellen.

BEST setzte bereits in ihrer vorangehenden Forschung den Fokus auf weit verbreitete, plattformübergreifende Open-Source Anwendungen für die Datenerfassung/-speicherung (wie z.B. Open-Source MySQL-Datenbanken) und offene Schnittstellen für die Kommunikation (wie z.B. Modbus TCP, M-Bus oder REST/JSON) zwischen einzelnen Technologien und dem übergeordneten Regler. Das TCP/IP - Protokoll, das auf einer Client-/Server-Architektur basiert, gilt als De-facto-Standard für Netzwerkkommunikation. Dabei kann für die Datenübertragung in der Regel auf die gängige Betriebsart Modbus/TCP zurückgegriffen werden, die bereits seit 2007 in der Norm IEC 61158 festgelegt ist (Schnell Gerhard, 2019). Ferner untersuchten und evaluierten Yu et al. bereits den Standardisierungsbedarf von Microgrid-Technologien, auch im Hinblick auf die Kommunikation mit verteilten Energietechnologien (Uddin M., 2023). Zudem gaben sie auch Empfehlungen für die Microgrid-Standardisierung an. Weiters wurde in der Arbeit von Aftab et al. bereits eine standardisierte Kommunikationsschnittstelle für Microgrids vorgestellt, wobei hier der Kommunikationsstandard IEC 61850 verwendet wird, jedoch der Fokus nur auf Elektrofahrzeugen liegt (Aftab M. A., 2018).

Monitoring und Technologien zur Lastdaten- und Erzeugungsdatenerfassung

Ist eine Kommunikation zu den dezentral verteilten Energietechnologien, Zählern, Sensoren, etc. innerhalb von Energiegemeinschaften hergestellt, können in nächster Instanz die Last- und Erzeugungsdaten erfasst, gespeichert und in Echtzeit überwacht werden. Nur damit kann eine an den realen Begebenheiten angepasste Regelung und Koordination von Erzeugung und Bedarf im kommunalen Energienetz sichergestellt werden. Mit der beschlossenen, flächendeckenden Einführung von intelligenten Messgeräten – den sogenannten Smart Meter – ist bereits ein erster, grundlegender Schritt für die Datenerfassung aller Stromverbraucher erfolgt. In Österreich wurde die Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) aus dem Jahr 2012 dahingehend novelliert (IME-VO Novelle 2017), dass bis Ende 2020 mindestens 80% und bis Ende 2022 mindestens 95% aller österreichischen Stromkunden mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet werden müssen (e-control, 2024). Mit der Zustimmung des Verbrauchers können die Zählerdaten über das Web-Portal – also einer Cloud-Schnittstelle – direkt ausgelesen und über den Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden. Ein wesentlicher Nachteil ist die zeitlich verzögerte Bereitstellung der Daten. Dadurch sind diese Daten rein für ein Monitoring brauchbar, nicht aber für eine Echtzeitregelung. Über die sogenannten Kundenschnittstelle (P1-Schnittstellen) des SmartMeters können die Bezugs- und Einspeisedaten aber auch in Echtzeit abgerufen werden, wodurch eine Echtzeitregelung ermöglicht wird. Diese Kundenschnittstelle muss vom Netzbetreiber mit Zustimmung des Kunden freigeschaltet und eine entsprechend dem SmartMeter-Fabrikat geeignete Hardware verwendet werden.

Im Wärme- bzw. Kältebereich lassen sich die Verbräuche über Wärmemengenzähler (WMZ) messen. Im Gegensatz zu der österreichweiten Smart Meter Ausrollung gibt es hier keine Verordnung für eine flächendeckende Einführung von Messgeräten und sind gesetzlich lediglich im Eichgesetz verankert (RIS, 2024). Diese müssen also, je nach Bedarf, zusätzlich installiert werden. In der Regel sind diese Zähler mit elektrischen Schnittstellen ausgerüstet, womit die Daten ausgelesen und gemonitort werden können. Hier kommt meist die M-Bus (Meter-Bus) Schnittstelle zum Einsatz, die mittlerweile einen europäischen Standard für die Fernauslesung von Wärme-, Gas oder Stromzählern (EN 13757-2 physical and link layer, EN 13757-3 application layer) bildet (M-Bus, 2024).

Das Auslesen der Daten von Erzeugungs- und Speicheranlagen (wie z.B. PV, Wärmepumpen, Batteriespeicher, etc.) ist von den jeweiligen Herstellern abhängig. In der Regel bieten diese über externe, lokale Schnittstellen wie Modbus/TCP oder auch Cloud-Schnittstellen wie REST/JSON eine Möglichkeit die entsprechenden Erzeugungsdaten auszulesen. Es hat sich jedoch in den

Forschungsarbeiten in Wieselburg seitens BEST gezeigt, dass Technologiehersteller häufig eigens entwickelte und abgeschlossene, externe Schnittstellen verwenden. Dies führt entweder zu zusätzlichen Kosten bei der Datenerfassung oder Hindernissen bei der Ausführung von Aktionen. Es befinden sich verschiedene Energiemonitoringsysteme am Markt, die ihren Fokus je nach Spezialisierung der Softwarehersteller vorwiegend auf spezifische Sektoren, wie einzelne Industrie- oder Haushaltsbereiche, Strom oder Wärme, etc. legen. Unter dem Energiesparen-Programm der Klimaschutzinitiative des österreichischen Umweltministeriums „klimaaktiv“ werden Technologie-Partnerunternehmen aufgezählt, die sich mit dem Thema Energiemonitoring beschäftigen und entsprechende Produkte in diesem Bereich anbieten (klimaaktiv, 2024). Diese Produkte haben jedoch gemein, dass sie nur einzelne haushalts- bzw. gebäudebezogene Daten erfassen und kein umfassendes, sektorenübergreifendes Energie-Monitoring für kommunal vernetzte Gebäude/Haushalte innerhalb von Gemeinschaften ermöglichen.

Intelligente Regelstrategien für kommunale Energiesysteme

Eine wesentliche Herausforderung die Entwicklung einer übergeordneten Regelung, welche den Betrieb einzelner Technologien an die dynamische Randbedingungen (z.B. Wetter, veränderbare Lasten oder Strompreise) optimal und in Echtzeit anpasst. In diesem Kontext ist der Regler für eine optimierte Koordination des Betriebs der dezentralen Energietechnologien zuständig. Um eine optimale Koordination zu gewährleisten sollte diese auf mathematisch basierte Optimierungsverfahren (etwa

auf MILP -Mixed Integer Linear Programming) und idealerweise über offene, standardisierte Kommunikationsprotokolle und Datenbanken erfolgen.

Mit der fortschreitenden Entwicklung der Smart-/Microgrid-Technologie nimmt auch die Forschung in diesem Bereich stark zu. So untersuchten etwa Morozumi et al. die Probleme der zunehmenden Dezentralisierung der Energieversorgung und beschreiben ein Demonstrationsprojekt als experimentelle Microgrid-Regelungsplattform, um die verteilte Erzeugungsregelung zu analysieren (Morozumi, 2007). Chen et al. untersuchten das optimale Management der verteilten Erzeugungsleistung in einem Microgrid (Chen C., 2013). Die Forschungsergebnisse können dabei zur Bewertung des wirtschaftlichen Nutzens von Microgrids verwendet werden. Im deutschsprachigen Raum kommen im Energiemanagementbereich insbesondere herstellerabhängige Softwareplattformen für die intelligente und effiziente Nutzung von Energie zum Einsatz. Open Energy Management Systeme, also herstellerunabhängige und -übergreifende Software, deren Quellcode jeder eingesehen und genutzt werden kann sind beispielsweise openHAB, openEMS, BeegyBalu, sonnenStrom. Mit diesen Systemen können jedoch lediglich einzelne Technologien, vor allem im Strombereich, innerhalb eines Netzwerkes (etwa eines Haushaltes) angesteuert werden. Eine gesamtheitliche, sektorübergreifende, kommunale Betrachtung von mehreren Haushalten, wie es in einer Energiegemeinschaft üblich ist, und deren Einbindung in eine übergeordnete Regelung mit adaptiven Prognosen kann mit diesen Tools nicht berücksichtigt werden. Um einen akkuraten, sich ständig aktualisierenden Betriebszeitplan für die verschiedenen, sektorenübergreifenden Energietechnologien innerhalb von Kommunen zu gewährleisten, müssen im Gegensatz zu den vorgestellten Arbeiten auch Prognoseverfahren mitberücksichtigt werden. Im Rahmen des SINTEG Programms beschäftigen sich verschiedene Projekte mit dem stabilen Betrieb von Stromnetzen bei einem hohen Anteil erneuerbarer Stromerzeugung, wo auch verbesserte Prognosen der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs zum Einsatz kommen (Munzel B., 2022) (Borges K., 2022). Diese sind derzeit meistens nur für einen Standort bzw. ein Projekt individuell konzipiert und somit nicht auf andere Standorte oder Kommunen übertragbar. Um sicherzustellen, dass solche

Prognoseverfahren adaptiv und für beliebige Gemeinden kostengünstig einsetzbar sind, müssen jene Verfahren evaluiert und gegebenenfalls auf selbstlernende Module umgestellt werden. Daher wurden im SmartControl Projekt die prognosebasierten Regelstrategien mit unterschiedlichen Methoden des Machine Learning (ML) getestet. Das Repertoire der „Künstlichen Intelligenz“ (KI), deren Methoden z.B. in den Arbeiten von Kruse et al. und Ertel diskutiert werden, bildet eine gute Basis für die Entwicklung solcher ML Module (Kruse R.) (W., 2016). Für Prognosen bezüglich Last und Erzeugung innerhalb eines Energiesystems eignen sich prinzipiell lineare (Auto-) Regressionsmodelle (wie z.B. das ARIMA Modell), Support Vector Maschinen (SVM) und Methoden mit neuronalen Netzen. Diese werden unter anderem auch in der Review Arbeit für verschiedene ML-basierte Prognosemethoden (in dem Fall für die Vorhersage der Sonneneinstrahlung) vorgestellt (Voyant C., 2017). Ausgewählte Methoden wurden im Projekt SmartControl analysiert und zum Teil weiterentwickelt.

Es gibt weder national noch international ein gesamtheitliches Konzept, das alle diese Parameter und erwähnten Randbedingungen, die in SmartControl betrachtet wurden, berücksichtigt.

Vorarbeiten bei BEST

Der Projektkoordinator BEST hat sich in den vergangenen Jahren intensiv mit den grundlegenden wissenschaftlichen Fragen des Energiemanagements beschäftigt. Dementsprechend liegen Erfahrungen und Knowhow aus abgeschlossenen Projekten im Bereich der optimierungsbasierten Regelung von Energiesystemen vor: Im Forschungsprojekt „Microgrid Lab 100%“ wurden die Ergebnisse aus der Grundlagenforschung oder der intelligenten Regelstrategien (Energiemanagement) im Microgrid Forschungslabor am Standort Wieselburg in einem regulierten Testumfeld isoliert evaluiert. Die verwendeten Methoden konnten in SmartControl weiter verbessert werden. Weiters wurden die dort verwendeten Kommunikationsschnittstellen standardisiert und auf frei zugängliche Protokolle übertragen. Auch die Ansätze des Forschungsprojektes „Grundlagenforschung Smart- und Microgrids“ wurden als Grundlage für die Weiterentwicklung von mathematisch optimierten Regelungsstrategien im SmartControl Projekt verwendet und adaptiert. Insbesondere wurden in diesem Projekt selbstlernende Methoden des ML grundlegend erforscht. Die Ergebnisse dieses Projekts bildeten die Basis für die geplante Anpassungsfähigkeit der in SmartControl entwickelten Algorithmen und Methoden an unterschiedlichste Rahmenbedingungen.

4 Projektinhalt

Das Projekt SmartControl umfasste 5 Themenschwerpunkte:

1. Entwicklung einer standardisierten Kommunikationsschnittstelle für eine niederschwellige Einbindung von Endverbraucherinnen und Endverbraucher in ein übergeordnetes Energiemanagementsystem
2. Entwicklung adaptiver, selbstlernender Prognosemethoden für einen breiten Einsatz ohne kostenintensive, manuelle Konfigurationsmaßnahmen
3. Einbindung der Schnittstellen und Prognosemethoden in den Controller, sowie Entwicklung von Regelungsalgorithmen für die Umsetzung spezifischer Betriebsstrategien für kommunale Energiesysteme oder Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften
4. Messkampagne im Labormaßstab und im Feld zur Schaffung einer Datengrundlage für die Evaluierung und Analyse der entwickelten Konzepte
5. Open Loop Tests für die Analyse der quantitativen Auswirkungen der entwickelten Konzepte

Die ersten drei Themenschwerpunkte kombiniert ergeben als SmartControl-Konzept eine „Plug-and-Play“-Lösung für ein komplettes Energiemanagementsystem, von der Anbindung der Hardware bis hin zu den übergeordneten Regelungsalgorithmen, mit allen notwendigen Schritten und Komponenten. Neben der Entwicklungsarbeit wurde durch eine Messkampagne im Labormaßstab und Feld einerseits eine Datenbasis für die Analyse und Evaluierung der Algorithmen geschaffen, sowie die Umsetzung des SmartControl-Konzeptes in die Praxis getestet.

Zu Beginn aller Entwicklungsarbeiten wurde eine durchgeführt. Literaturrecherchen bildeten die theoretische Grundlage für die Konzeption der standardisierten Schnittstellen für den Datenaustausch zwischen Prosumer und Regler, sowie für die Entwicklung der neuen Prognosemethoden. Des Weiteren ist auch die Erhebung relevanter Datenquellen auf Basis von Literaturrecherchen erfolgt. Durch die umfangreichen Studien zum aktuellen Stand der Forschung und Entwicklung wurde sichergestellt, dass die Projektergebnisse auf den wichtigsten Erkenntnissen aus der Wissenschaft und Industrie sowie auf den aktuellsten Standards aufbauen.

4.1. Entwicklung einer einheitlichen Kommunikationsschnittstelle

Die Entwicklung von Mess- und Kommunikationstechnik Hard- und Software für einen standardisierten Datenaustausch zwischen Prosumer und Regler bzw. Energiemanagementsystem bildete die Voraussetzung für ein standardisiertes „Plug and Play“ Gesamtkonzept zur Regelung von kommunalen Energiesystemen bzw. Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften. Im Folgenden wird die gesamte Kommunikationsschnittstelle, die Gesamtheit aus Hard- und Softwarekomponenten, HABWerk genannt. Die Entwicklungsarbeiten rund um die Hardware des HABWerk Gateways wurden vom Projektpartner wüsterstrom ausgeführt und diese bauten auf Arbeiten aus vorangegangenen Forschungsprojekten auf. Es wurde eine neue Platine entwickelt und dieser Prozess wurde stark von Lieferengpässen einzelner Komponenten, im Speziellen Raspberry Pi Computermodule, beeinflusst und verzögert. Bei der Softwareentwicklung wurde darauf geachtet etablierte Open-Source-Software zu nutzen bzw. darauf aufzubauen. So nutzt das HABWerk eine Instanz der Open-Source-Plattform openHAB, welche die Verbindung (Bindings) zu einer Vielzahl von verschiedenen Geräten und somit

eine herstellerunabhängige Datenübermittlung ermöglicht. Die Entwicklung der zugehörigen Schnittstelle zwischen HABWerk und Energiemanagementsystem wurde parallel in Kooperation von BEST, wüsterstrom und X-Works durchgeführt. Diese Schnittstelle zur lokalen HABWerk-Komponente wurde als REST API umgesetzt. Damit werden die Ansprüche eines modular aufgebauten, standardisierten Implementierungsprozesses erfüllt.

4.2. Entwicklung adaptiver, selbstlernender Prognosealgorithmen

Prognosemodelle wurden ebenfalls mit dem Anspruch, leicht und schnell implementierbar zu sein, entwickelt. Dabei ist es eine Notwendigkeit, dass diese Modelle selbstlernend sich an die neue Umgebung anpassen, sodass keine aufwendige Datenerhebung und Analyse dafür notwendig sind. Eine umfangreiche Literaturstudie ergab, dass es für einen Prognosehorizont von 48h sinnvoll ist zwei etablierte Methoden zu kombinieren: eine iterative Regression auf aktuelle (autoregressive) Messwerte für unmittelbar folgende Zeitschritte und eine Regression auf exogene Kovariaten, wie Wetterprognosen, für den verbleibenden Prognosehorizont. Die Prognose setzt sich somit aus zwei Modellen zusammen, die in einem zuvor evaluierten „Switching Point“ zusammengesetzt werden. Für die Festlegung des „Switching Points“ wurden die zeitliche Entwicklung der Fehlertrajektorien der beiden Modelle analysiert. Für die Regression wurden Maschine Learning Methoden eingesetzt. Dazu wurden unterschiedliche KI-Methoden, wie Support Vector Machine, Random Forest, XGBoost und Neuronale Netze, getestet. Durch den Einsatz adaptiver, selbstlernender Regressionsmethoden, passen sich die Modelle im Zuge ihrer regelmäßigen Trainingsphasen, automatisch an Veränderungen oder neue Umgebungen an. Die Kombination von zwei unterschiedlichen Ansätzen hinsichtlich Regressionsvariablen, führen dazu, dass die unterschiedlichen Prädiktionshorizonte bestmöglich bedient werden. Der autoregressive Ansatz für „very short term“ Prognosen ermöglicht sehr präzise Prognosen für die unmittelbar nächsten Zeitschritte, die für die nächsten Stellwertvorgaben relevant sind. Der Wechsel auf eine Regression exogener Variablen für höhere Leadtimes verhindert asymptotischen Verzerrungen autoregressiver Ansätze in diesen Prädiktionszeiträumen.

4.3. Entwicklung von Controlleralgorithmen zur Einbindung von HABWerk und neuem Prognosemodell, sowie zur Umsetzung von Regelstrategien für kommunale Energiesysteme

Der Smart- und Microgrid Controller ist modular und in der Programmiersprache Python ausgeführt. Für die Einbindung der Neuentwicklungen wurden ebendiese auch in Form von separaten Modulen in Python umgesetzt, welche auch in die Hauptroutine des Controllers eingepflegt wurden. Dieser Aufbau ermöglicht es auch diese Entwicklungen in andere Energiemanagementsysteme einzupflegen.

Für die Entwicklung und algorithmische Umsetzung von Regelungsstrategien wurde die Relevanz gewisser Aspekte gemäß der Einschätzung aus Netzbetreiber-, Energieversorgersicht, sowie von Seiten der Endkundinnen und -kunden analysiert. Zum Beispiel wurde der Aspekt der relevanten Tarifstrukturen auch in einer Fragebogenerhebung zu den vorhandenen bzw. geplanten Komponenten und Tarifstrukturen der Use Cases der Stadtgemeinde Wieselburg.

4.4. Labortest und Messkampagne im Feld

Eine umfangreiche Installation von Messtechnik im Feld auf Basis leicht implementierbarer Energiezähler, zusätzlich zu der geplanten Ausrollung der HABWerk Neuentwicklung, ermöglichte die rechtzeitige Aufzeichnung von Messdaten trotz Lieferproblemen und Verzögerungen. Bei den in Tabelle 1 und Tabelle 2 aufgelisteten Use Cases wurden Energiezähler Shelly 3EM installiert und die Messdaten für den Zeitraum von ca. einem Jahr in einer MySQL Datenbank aufgezeichnet.

Tabelle 1: Use Cases in der Stadtgemeinde Wieselburg

	Objekt	Installierte Komponenten
1	Rathaus	Shelly 3 EM zur Verbrauchsmessung wurde installiert
5	Bauhof	Shelly 3EM zur Verbrauchsmessung wurde installiert HABWerk Installation erfolgt über die Projektlaufzeit hinaus
6	NMS u. VS	Shelly 3EM zur Messung der PV-Einspeisung wurde installiert HABWerk Installation erfolgt über die Projektlaufzeit hinaus
7	Brunnen 1	Shelly 3EM wurde installiert HABWerk Installation erfolgt über die Projektlaufzeit hinaus
10	Kläranlage	HABWerk Installation erfolgt über die Projektlaufzeit hinaus
11	Feuerwehrhaus	Shelly 3EM zur Verbrauchsmessung wurde installiert
12	TFZ Wieselburg/ Microgrid Lab	HABWerk Installation erfolgt über die Projektlaufzeit hinaus
15	Privat 1	HABWerk Installation erfolgt über die Projektlaufzeit hinaus
16	Privat 2	HABWerk Installation erfolgt über die Projektlaufzeit hinaus
17	Privat 3	HABWerk Installation erfolgt über die Projektlaufzeit hinaus
18	Privat 4	Shelly 3 EM für Messung des Bezugs und der Überschusseinspeisung wurde installiert
19	Privat 5	Shelly 3 EM für Messung des Bezugs und der Überschusseinspeisung wurde installiert
20	Privat 6	HABWerk Installation erfolgt über die Projektlaufzeit hinaus
21	Privat 7	Shelly 3 EM zur Verbrauchsmessung wurde installiert
22	Privat 8	Shelly 3 EM zur Verbrauchsmessung wurde installiert
23	Bäckerei Neubacher	Shelly 3 EM zur Verbrauchsmessung wurde installiert
24	Schlosscafe Neubacher	Shelly 3 EM zur Verbrauchsmessung wurde installiert
26	Elektro Potzblitz	Shelly 3 EM zur Verbrauchsmessung wurde installiert

29	Wurzer KG Kürbis/Erdbeeren	Shelly 3 EM zur Verbrauchsmessung wurde installiert HABWerk Installation erfolgt über die Projektlaufzeit hinaus
----	-------------------------------	---

Tabelle 2: Use Cases in der Marktgemeinde Yspertal

	Objekt	Installierte Komponenten
1	Fernwärmegenossenschaft, Verbrauch + PV-Anlage	Zwei Shellys 3 EM zur Verbrauchsmessung und PV-Einspeisung wurden installiert
2	Volkschule + PV-Anlage	Zwei Shellys 3 EM zur Verbrauchsmessung und PV-Einspeisung wurden installiert
7	Kläranlage	Shelly 3 EM für PV Einspeisung wurde installiert
8	Gemeindeamt: Verbrauch plus PV	Zwei Shellys 3 EM zur Verbrauchsmessung und PV-Einspeisung wurden installiert
11	Pumpe bei Rückhaltebecken	Shelly 3 EM für Verbrauchsmessung wurde installiert

Zusätzlich wurde die Darstellung der Messdaten über eine Weboberfläche mittels der open source Variante eines Grafana Dashboard realisiert. Last- und Erzeugungsprofile waren somit rund um die Uhr für Projektpartner und Use Case Teilnehmerinnen und -teilnehmer einsehbar.

4.5. Open Loop Tests

Open Loop Testing ist eine kostengünstige und schnelle Methode, um neue Regelungsalgorithmen zu testen. Dabei wurden auf Basis historischer Daten unterschiedliche Szenarien gerechnet. Mit der Annahme einer perfekten Prognose, da historische Daten als Prognoseinput übergeben wurden, konnten Obergrenzen für Einsparungsmaßnahmen evaluiert werden. Diese Methode wurde für folgende Betriebsszenarien bzw. Regelstrategien angewandt:

1. Kostenoptimierung
2. Klimaoptimaler Betrieb bzw. CO₂-Minimierung
3. Netzstabilität

5 Ergebnisse

5.1. Standardisierte Datenakquisition

Für eine standardisierte Datenakquisition, das Auslesen und das Speichern der Messdaten in einer Datenbank, wurde ein Python-basiertes modulares Monitoringsystem bzw. Service erstellt. Die automatisierte Datenabfrage erfolgt dabei über eine vereinheitlichte REST/JSON Cloud-Kommunikationsschnittstelle. Alle weiterverarbeitenden Prozesse wie das Web-Dashboard, der Controller und die Prognosemodelle, greifen über die Datenbank auf die relevanten Datensätze zu. Mit diesem Monitoring System lassen sich einfach und kostengünstig Daten von weiteren Haushalten oder auch anderen Prosumertypen akquirieren, sodass sie auch schnell, einfach und standardisiert weiterverarbeitet werden können.

5.1.1. Weiterentwicklung des HABWerk Hardware Gateways

Ein wesentliches Projektergebnis ist, dass das HABWerk als „Plug and Play“-Lösung für Energieversorger eingesetzt werden kann, um Dienstleistungen rund um das Energiemanagement einfach und kostengünstig zur Verfügung stellen zu können. Das HABWerk ist ein Gateway, das die Hardware- und Softwareanbindung für Energiemanagementsystemlösungen liefert. Es umfasst die lokale Hardware beim Verbraucher bzw. beim Prosumer mittels einer eigens entwickelten, vereinheitlichten und standardisierten REST/JSON Cloud-Kommunikationsschnittstelle (HABWerk Energy Community API) und eine Instanz der Open Source Software openHAB.

Die Entwicklung der Hardware war bereits Teil eines anderen Forschungsprojekts bei wüsterstrom und wurde im Rahmen von SmartControl fortgeführt. Eine wesentliche Neuerung bildet die weiterentwickelte Platine, die als zentraler Knotenpunkt für die intelligente Steuerung des Energieverbrauchs dient. Sie bildet das Fundament für die Standardisierung der Datenübertragung in Energiesystemen. Eine wesentliche Weiterentwicklung war neben der automatischen Erkennbarkeit der angeschlossenen Geräte über die Autodiscovery Funktion auch die Speicherung von Zeitreihen und die damit verbundene Übertragbarkeit von Daten über eine externe Schnittstelle zu unterschiedlichen Analysesystemen.

Die automatisch gespeicherten Daten müssen einer entsprechenden Syntax folgen, die eine ID und ein Label beinhalten. Die zugehörigen Geräte werden als Equipment bezeichnet. Die Syntax sieht wie folgt aus:

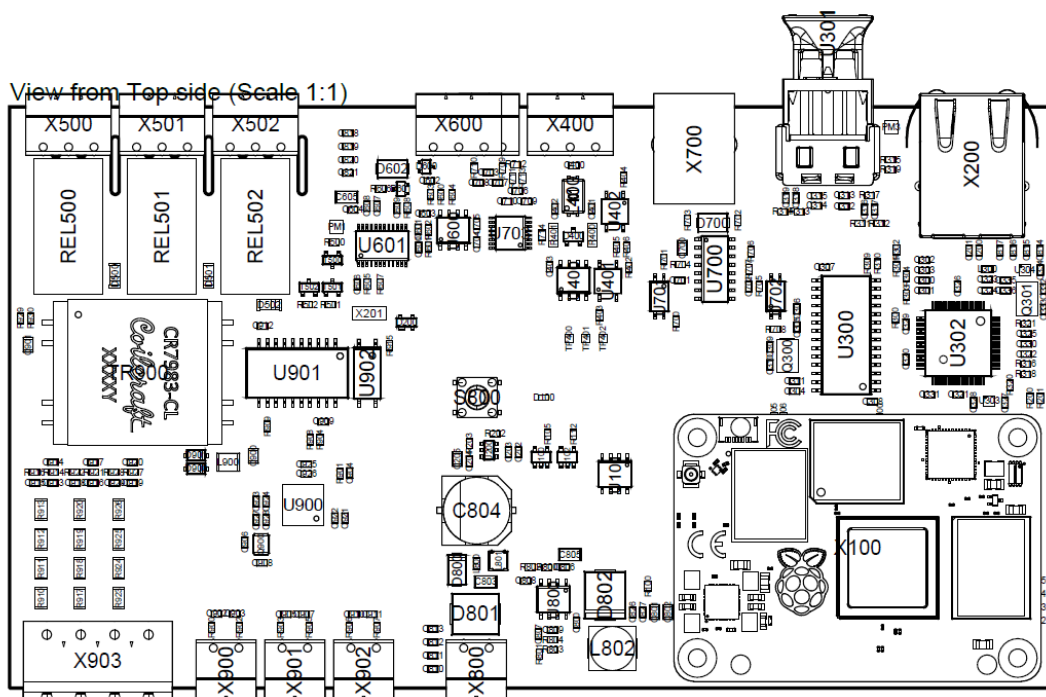
- Die Ids müssen mit einem vordefinierten Präfix starten zb pv_ wallbox_ battery_ gefolgt von einem User definierten Identifier. z.B. pv_roof oder pv_dach, wallbox_garage etc.
- Für jedes der vordefinierten Equipments muss eine Liste an Points definiert werden, die für dieses Equipment erlaubt sind.
- Ein Point besteht wie Equipment aus Id und Label.
- Die Id muss mit dem zugeordneten Equipment überein stimmen, z.b. pv_roof_current_power, wobei current_power von uns vorgegeben ist als Number:Energy in kW.
- Verfügbare Points sind Zahlen, Dimmer oder Switches. Zahlen sind diskrete Werte, Dimmer sind Prozentwerte zwischen 0 und 100 und Switches sind entweder ein oder aus.

- Aus Sicht der Darstellung ist das Namensschema der Ids wichtig um einerseits eine Zusammengehörigkeit garantieren zu können und andererseits um eine Interpretation zu ermöglichen. Nur so ist es möglich einen Punkt zu identifizieren und korrekt zu interpretieren.

Eine wesentliche Funktion der Platine besteht darin, nahtlos mit einem Smart Meter zu interagieren, um die Verbrauchsdaten in Echtzeit auslesen zu können. Es wurden eine Reihe von Smart Meter vorkonfiguriert, die vom User/ der Userin selbst ausgewählt werden können (siehe Abbildung 1 bis Abbildung 4).

Das Einrichten der Geräte erfolgt einfach mittels VPN-Verbindung auf dem HABWerk Userinterface, siehe Abbildung 5.

Abbildung 1: Platine des HABWerk Hardware Gateways (©2022 wüsterstrom)



5.1.2. Beschreibung einer intelligenten Energiemanagement-Leiterplatte

Die Leiterplatte dient als zentraler Knotenpunkt in einem Energiemanagementsystem, das Echtzeitdaten vom Smart Meter integriert und verschiedene Steuerungs- und

Kommunikationsschnittstellen unterstützt. Sie optimiert den Energieverbrauch durch präzise Überwachung und Kontrolle von Energieflüssen.

Komponenten und Schnittstellen:

M-Bus Schnittstelle:

Funktion: Dient der Kommunikation mit dem Smart Meter, um Verbrauchsdaten zu sammeln.

Details: Unterstützt bidirektionale Datenübertragung, ermöglicht Echtzeitüberwachung und Fernkonfiguration.

PT1000 Sensoranschluss:

Funktion: Ermöglicht die Verbindung eines PT1000 Temperatursensors.

Details: Nutzt den Temperaturkoeffizienten des elektrischen Widerstands zur genauen Temperaturmessung, wichtig für Temperaturabhängige Energieoptimierungen.

0-10V Eingang/Ausgang:

Funktion: Überträgt analoge Signale zur Steuerung von Geräten oder zur Erfassung von Sensordaten.

Details: Flexibel einsetzbar für verschiedene Anwendungen, wie z.B. die Steuerung von Wärmepumpen.

RS485 Schnittstelle:

Funktion: Serieller Kommunikationsstandard für robuste Datenübertragung.

Details: Ideal für industrielle Umgebungen, unterstützt lange Kabelstrecken und mehrere Geräte im Bus-Netzwerk.

Relaismodule:

Funktion: Elektronische Schalter zur Steuerung externer Geräte.

Details: Kann Lasten schalten, basierend auf Steuerbefehlen der Leiterplatte, z.B. zum Ein- und Ausschalten von Heizungen oder Klimaanlage.

Spannungsversorgung:

Funktion: Versorgt die Leiterplatte und angeschlossene Komponenten mit Strom.

Details: 24V.

Spannungsmessung:

Funktion: Überwacht die Spannung in verschiedenen Teilen des Systems.

Details: Präzise Messung zur Vermeidung von Überspannungen und zur Optimierung des Energieverbrauchs.

Strommessung:

Funktion: Überwacht den Stromfluss im System.

Details: Ermöglicht die genaue Überwachung des Energieverbrauchs und die Erkennung von Anomalien, z.B. übermäßiger Energieverbrauch oder Kurzschlüsse.

Betriebsweise:

- **Datensammlung:** Die Platine sammelt kontinuierlich Daten vom Smart Meter und angeschlossenen Sensoren.
- **Verarbeitung:** Die gesammelten Daten werden in Echtzeit verarbeitet, um Verbrauchsmuster zu erkennen und Optimierungsstrategien zu entwickeln.
- **Steuerung:** Basierend auf den Analysen werden über die Relaismodule und 0-10V Schnittstellen Steuerbefehle an externe Geräte gesendet, um den Energieverbrauch zu regulieren.

- Kommunikation: Über RS485 und M-Bus werden Daten und Steuerbefehle zuverlässig an und von anderen Systemkomponenten übertragen.

Abbildung 2: Außenansicht HABWerk Gehäuse (©2022 wüsterstrom))

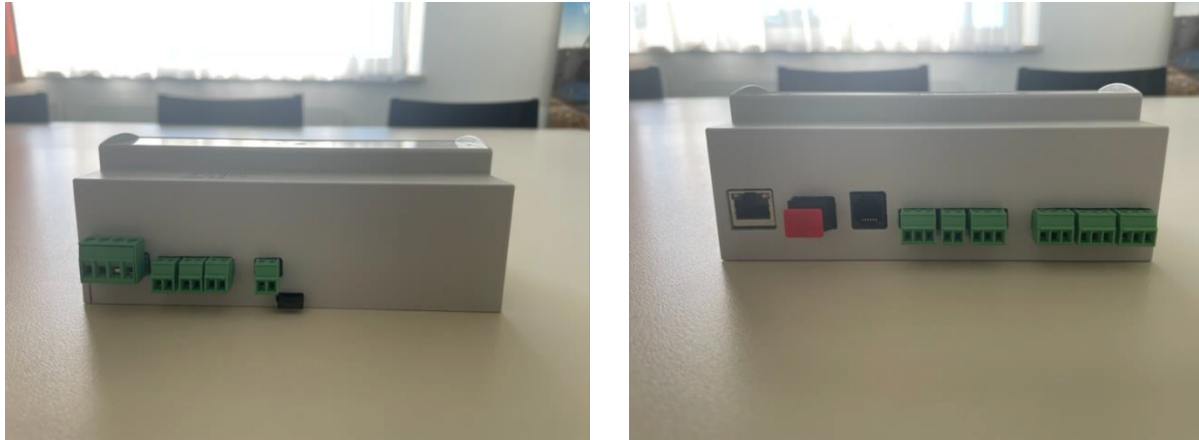


Abbildung 3: Dem HABWerk hinzugefügte Smart Meter zur Messung der Stromverbrauchsdaten (Bildschirmausschnitt von (openHAB [Software], 2022), erstellt von wüsterstrom)

E		
EMH Smart Meter	purpleenergy:emh-smart-meter:0beeffc83a	ONLINE >
I		
IR Read Head Smart Meter	purpleenergy:ir-read-head-smart-meter:f32e2e8bab	ONLINE >
M		
Modbus Smart Meter	purpleenergy:modbus-smart-meter:36396bc637	ONLINE >
MQTT Broker	mqtt:broker:13	ONLINE >
N		
Netz Niederösterreich Smart Meter	purpleenergy:noen-smart-meter:9a03acd649	ONLINE >

Abbildung 4: Detailansicht der Eingabemaske zur Konfiguration eines Modbus Smart Meters im HABWerk (Bildschirmausschnitt von (openHAB [Software], 2022), erstellt von wüsterstrom)

Status: ONLINE ⏸

Identifier	purpleenergy:modbus-smart-meter:36396bc637
Label	Modbus Smart Meter
Location	e.g. Kitchen

Parent Bridge

Bridge MQTT Broker >

Information

▼ Thing Type Modbus Smart Meter

Configuration

Show advanced ☒

Control Board Id
purpleenergy-raspberry-1

Required Unique id for the control board

Modbus-Id
100 ⬆ ⬇ ⬆

Required Unique modbus id for the individual smart meter

Current Scaling Factor
1 ⬆ ⬇ ⬆

Required Scales the current by multiplying it with the given factor

Voltage Scaling Factor
1 ⬆ ⬇ ⬆

Required Scales the voltage by multiplying it with the given factor

Invert currents ☐

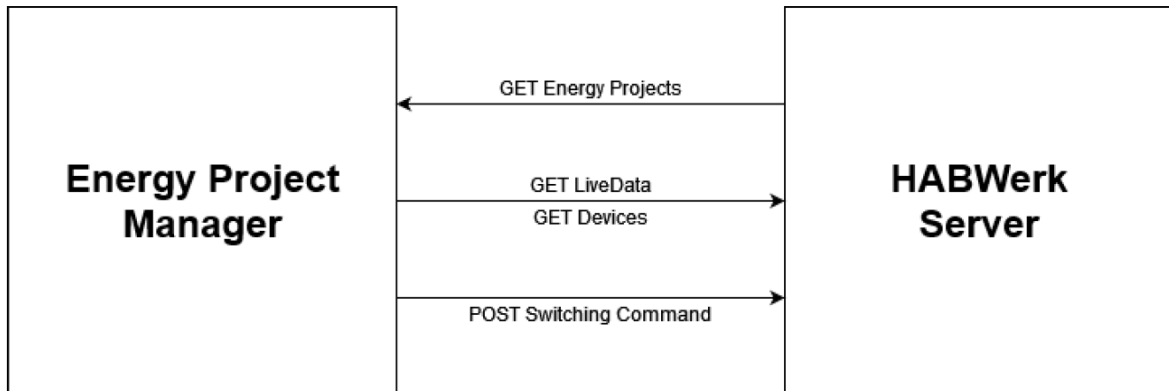
Required Invert the sign of all phase currents

5.1.3. Einheitliche Cloud-Schnittstelle zu den verschiedensten Kommunikationsprotokollen

Der große Vorteil bei der Nutzung der Open-Source-Lösung openHAB ist, dass die unabhängige Plattform die Verbindung (Bindings) einer Vielzahl von verschiedenen Geräten ermöglicht und so die Datenübermittlung unabhängig vom Hersteller und unterschiedlichen Kommunikationsprotokollen ist. Alle benötigten Daten können dann über eine vordefinierte Kommunikationsschnittstelle und im einheitlichen Datenformat integriert und anschließend über das von BEST entwickelte Python-Monitoringsystem/Service abgerufen bzw. gesteuert werden. openHAB übernimmt somit die lokale Steuerung und Anbindung aller Geräte. Um eine Steuerung von außen zu ermöglichen, verbindet sich die Hardware über ein Websocket an ein Management/Konfigurations-Service, das anschließend die Registrierung in ein kundenspezifisches VPN zulässt. Über dieses VPN ist es den Kunden/Kundinnen möglich auch direkt auf die openHAB Instanz zuzugreifen. Zusätzliche Services wie z.B. die Teilnahme an Energiegemeinschaften werden über das Websocket und das Management Service ermöglicht, das die Daten der openHAB Instanz über die HABWerk Energy Community API aufbereitet und aggregiert zur Verfügung stellen kann. Die HABWerk Energy Community API wurde von BEST und wüsterstrom gemeinsam mit der X-WORKS systems engineering GmbH (X-WORKS) entwickelt und umgesetzt. Sie ermöglicht den Datenaustausch zwischen dem Hardware-Gateway bzw. Webportal und der BEST Plattform bzw. anderen Energiemanagement Systemen. Diese Kommunikationsschnittstelle bzw. dieser -kanal für den Datenaustausch besteht dabei im Wesentlichen aus 2 Komponenten

(Rechnerinstanzen), die direkt miteinander kommunizieren. Auf der einen Seite befindet sich der Energy Project Manager (BEST) und auf der anderen Seite der HABWerk Server (siehe Abbildung 5).

Abbildung 5: Kommunikationskanäle zwischen dem Energy Management System (BEST) und dem HABWerk Server (Darstellung von X-WORKS)



Das Energy Management System seitens BEST fragt dabei sämtliche Echtzeitdaten vom HABWerk Server ab, wo die entsprechenden Daten der eingebundenen Energietechnologien, wie z.B. Smart-Home Geräte, Energiezähler, Batteriespeicher, Wärmepumpen bzw. weitere steuerbare Geräte (Flexibilitäten) in einem vereinheitlichten JSON Datenformat bereitgestellt werden. Dabei stellt der HABWerk Server drei Daten-Endpoints über die REST-JSON Schnittstelle bereit, zwei GET-Endpoints um Daten abzufragen und einen POST-Endpoint, um Schaltvorgänge zu empfangen.

1. Der LiveData GET-Endpoint liefert die aktuellen Messdaten der registrierten Energietechnologien/Gerät mit der dazugehörigen Einheit und Typisierung zurück.
2. Der Devices GET-Endpoint liefert zumindest pro Projekt eine Liste der Geräte, die geschaltet werden können, sowie welchem Typ sie entsprechen (ON/OFF, 0-100%, Dezimalzahl).
3. Der Switching Command POST-Endpoint nimmt einen einzelnen Schaltauftrag entgegen und leitet diesen an die jeweiligen Energietechnologien/Geräte/Flexibilitäten weiter.

In Abbildung 6 ist beispielhaft ein Auszug des LiveData GET-Endpoints abgebildet, der die einzelnen Datenpunkte/Messparameter eines eingebundenen Shelly 3EM Energiemessgeräts anzeigt. Diese Daten können somit über die REST Cloud-Schnittstelle (HABWerk API) erfasst werden und anschließend für die Visualisierung, die Prognosen und für die übergeordnete Regelung verwendet werden. Für die Authentifizierung des BEST Servers am HABWerk Server wird zudem ein API Token bereitgestellt. Mit diesem Token können alle Live-Daten der eingebundenen Energietechnologien aufgerufen werden. So wird auch eine entsprechende Web-Sicherheit gewährleistet, so dass von außen nicht auf die sensiblen Energie-Daten der Kundinnen und Kunden zugegriffen werden kann.

5.1.4. Umsetzung und Test der Messdatenerfassung mit dem HABWerk

Am Microgrid Forschungslabor wurde ein HABWerk-Teststand realisiert, siehe Abbildung 7. An diesem Teststand wurden einzelne schaltbare Verbraucher und ein Energiezähler eingebunden. Mit diesem Versuchsaufbau wurde die entwickelte REST/JSON Cloud-Kommunikationsschnittstelle (HABWerk Energy Community API) erstmals unter Laborbedingungen erfolgreich getestet. Dabei wurden sowohl

die zwei GET-Endpoints für die Datenerfassung bzw. das Monitoring, als auch der POST-Endpoint für das gezielte Schalten eines einzelnen Verbrauchers (ON/OFF Schaltung) getestet. In Abbildung 8 sind die erfassten und gespeicherten Daten des Test-Versuchsstandes, über ein mit Grafana erstelltes Webdashboard, dargestellt. Grafana ist eine interaktive Open Source Visualisierungsplattform, welche eine schnelle Umsetzung von Web-Dashboards ermöglicht.

Eine Ausrollung der HABWerk Gateways im Feld, war auf Grund der Lieferverzögerungen nicht im vollen Umfang möglich. Neben dem Teststand im Microgrid Forschungslabor wurde der Einsatz des HABWerk auch im Bürogebäude von wüsterstrom getestet bzw. realisiert. Der mittels HABWerk erfasste Standort wüsterstrom umfasst das Bürogebäude als Verbraucher und eine PV-Anlage zu Stromproduktion. In Abbildung 9Abbildung 8 - Abbildung 10 sind exemplarisch jeweils die Messwerte für Verbrauch und Erzeugung in einer repräsentativen Woche im April dargestellt.

Abbildung 6: Auszug des LiveData GET-Endpoints der HABWerk Energy Community API für ein in das HABWerk Projekt eingebundenes Shelly 3EM Energiemessgerät (Bildschirmausschnitt von (wüsterstrom E-Werk GmbH, 2022))

The screenshot shows the Postman interface for the HABWerk API. The left sidebar lists collections, including 'HABWerk Energy Community API' with sub-collections like 'projects' and '{project Id}/devices'. The main panel displays a GET request to the endpoint `{{baseUrl}}/projects/{projectId}/devices/liveData`. The 'Params' tab is active, showing query parameters. The 'Body' tab is also visible, displaying a JSON response in 'Pretty' format.

Query Params

KEY	VALUE
Key	Value

Path Variables

KEY	VALUE

Body

```

1  {
2    "id": "shelly:shellyem3:381",
3    "dataPoints": [
4      {
5        "id": "operation_switch",
6        "consumptionType": "CONSUMER",
7        "valueType": "ON_OFF",
8        "unitOfMeasurement": "",
9        "value": "OFF"
10     },
11     {
12       "id": "activePowerPh3",
13       "consumptionType": "CONSUMER",
14       "valueType": "DECIMAL",
15       "unitOfMeasurement": "W",
16       "value": "4.48"
17     },
18     {
19       "id": "energy",
20       "consumptionType": "CONSUMER",
21       "valueType": "DECIMAL",
22     }
  
```

Abbildung 7: HABWerk-Teststand am Microgrid Forschungslabor (Darstellung von BEST)

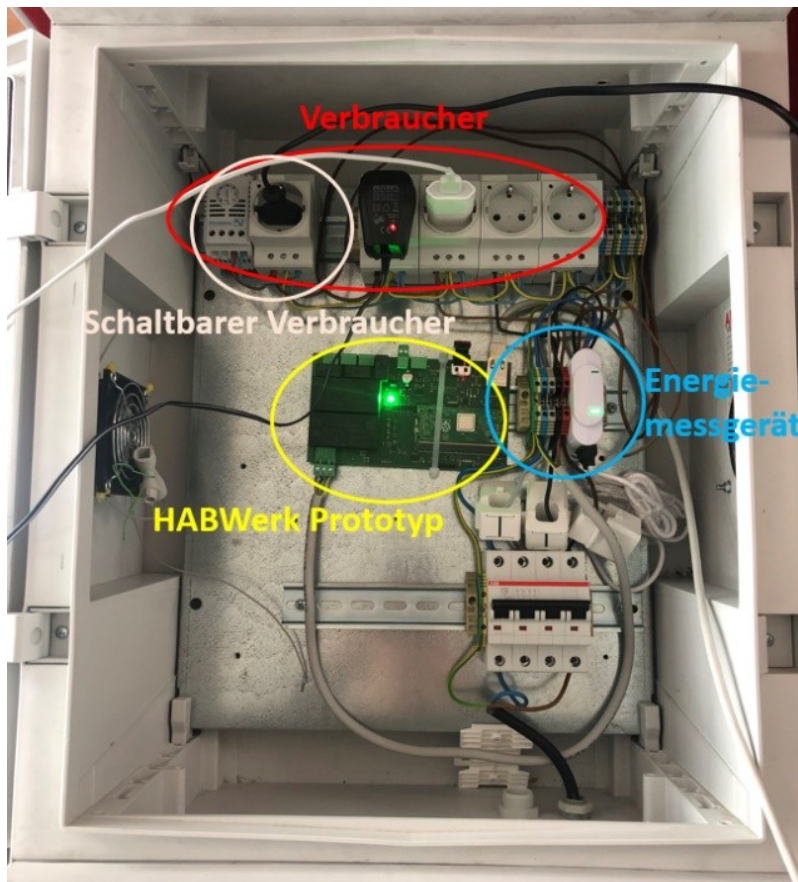


Abbildung 8: Visualisierungsplattform der erfassten Daten des Test-Versuchsstandes am Microgrid Forschungslabor Wieselburg (Bildschirmausschnitt eines von BEST eingerichteten Grafana Dashboards)

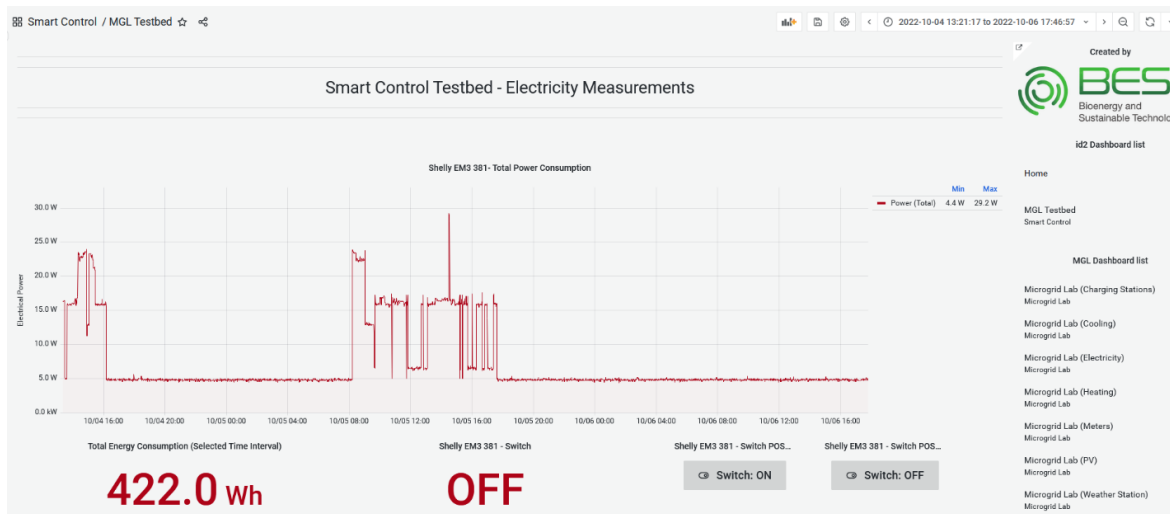


Abbildung 9: Lastprofil für das Bürogebäude von wüsterstrom für eine Woche im April
(Darstellung von wüsterstrom)

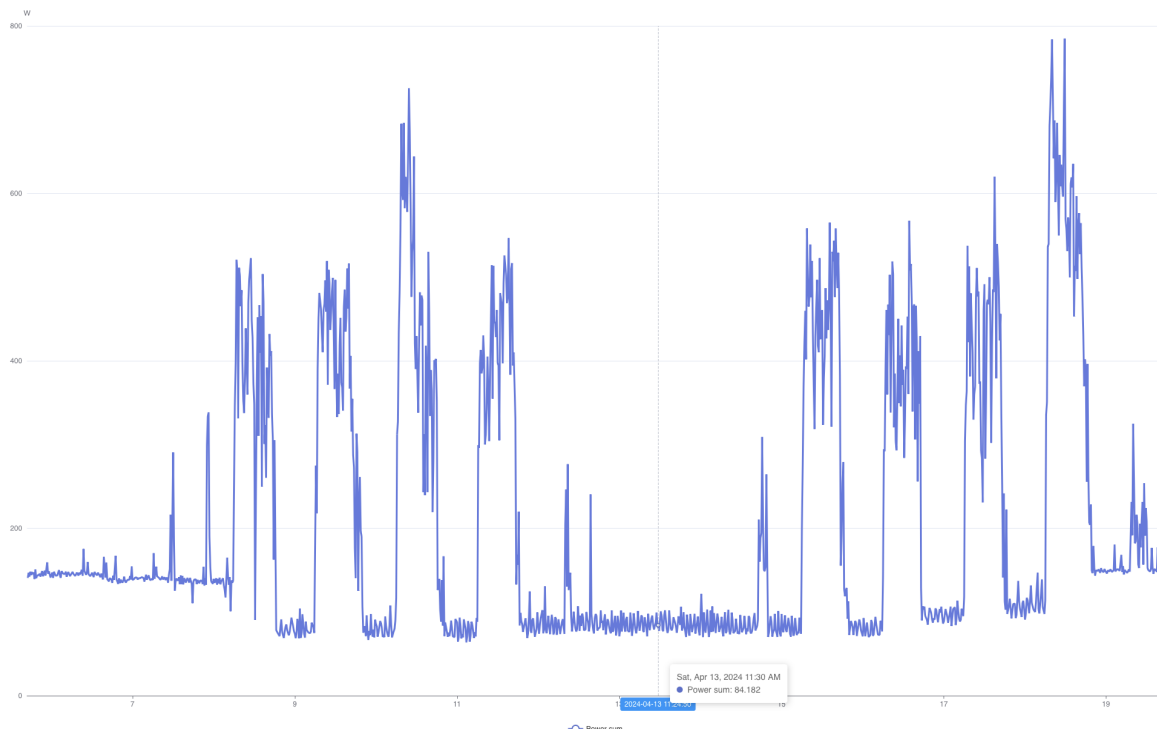
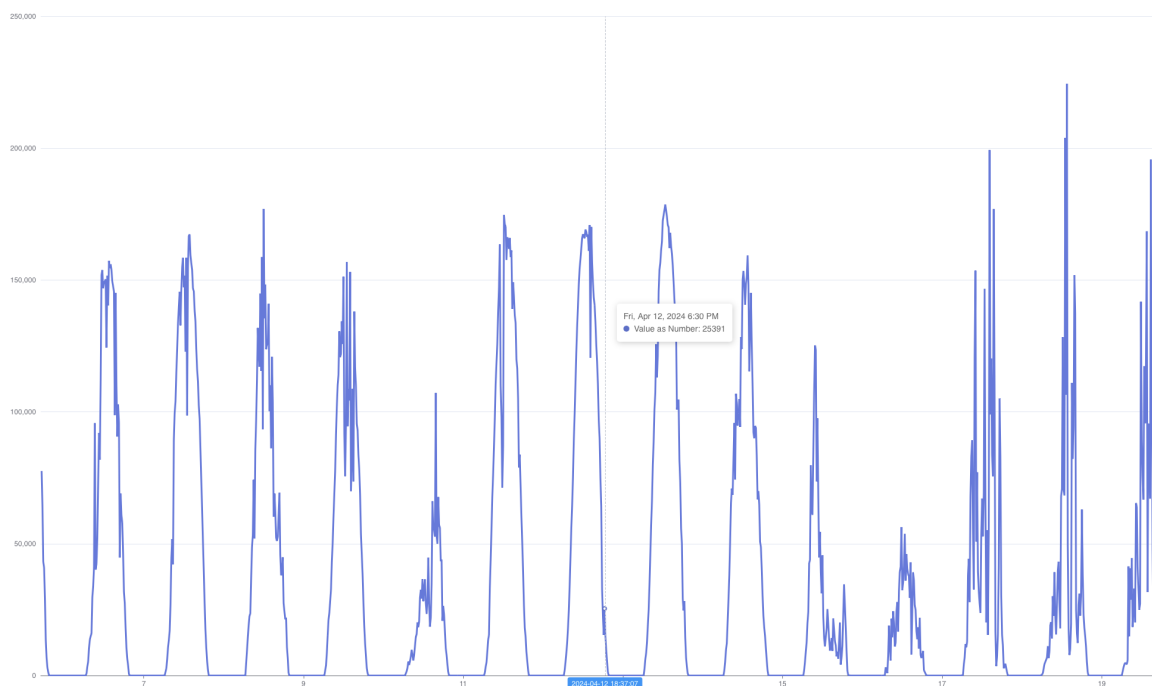


Abbildung 10: Erzeugnisprofil der PV-Anlage am Bürogebäude von wüsterstrom für die gleiche Woche wie das in Abbildung 10 dargestellte Lastprofil (Darstellung von wüsterstrom)



5.2. Historische Datenbasis und Visualisierung für Energiegemeinschaften

Parallel zu der Entwicklung des standardisierten Prozesses der Datenakquisition via HABWerk, wurde auch ein Python-Framework für die Datenerfassung direkt über gängige, kostengünstige und verfügbare Energiezähler Shelly 3EM, entwickelt. Dieses Framework umfasst das Auslesen der Daten, das Archivieren dieser in einer Datenbank, sowie eine Echtzeit-Visualisierung.

Bei der Echtzeit-Visualisierung werden die Messdaten über ein eigens konzipiertes Web-Dashboard transparent dargestellt, welches als Informations- und Datenplattform fungiert. Dieses Web-Dashboard bzw. die Datenplattform kann allen Teilnehmern und Teilnehmerinnen z.B. von einer Energiegemeinschaften zugänglich gemacht werden, sodass diese jederzeit ihre Messdaten, Prognosen und Ersparnisse einfach über einen Webbrowser einsehen und interaktiv analysieren können.

Diese Arbeit bildet die Grundlage für die Erfassung von Use Case Daten aus dem Feld, welche über einen Zeitraum von September 2022 bis Ende 2023 erfolgt ist. Diese Daten dienen bzw. dienen auch in Folgeprojekten zur Entwicklung von Prognoseverfahren bzw. zur Validierung mittels Open Loop Test.

5.3. Prognoseverfahren für die Last und PV-Erzeugung einzelner Haushalte bzw. kleiner Energiegemeinschaften

Es wurden adaptive, Machine Learning-basierte Prognoseverfahren für die Last- und PV-Prognose einzelner Haushalte bzw. Endkundinnen und Endkunden oder kleinen Energiegemeinschaften entwickelt. Die Besonderheit bei diesen Use Cases ist die Tatsache, dass kleine Energiesystemen einer detaillierten und individuellen Anpassung bedürfen, um aussagekräftige Ergebnisse liefern zu können. Bei Haushaltslastprofilen kommt erschwerend hinzu, dass diese von stochastischen Anteilen dominiert werden. Um den Aufwand für das Adaptieren von Prognosetools für einzelne Anwendungen auf ein Minimum zu reduzieren und gleichzeitig die Qualität hochzuhalten, bzw. zu optimieren, wurden neue Prognoseverfahren entwickelt und getestet. Diese Prognosen sind insbesondere für eine übergeordnete, optimierte Regelung essentiell, da nur so ein optimaler Betrieb der eingebundenen Energietechnologien gewährleistet werden kann. In einem ersten Ansatz wurde eine aggregierte Last- bzw. PV-Prognose für die Gesamtheit an Verbraucher und Verbraucherinnen bzw. Prosumer erstellt. Diese beinhaltet die Last- bzw. PV-Prognosen der einzelnen Akteurinnen und Akteure in einer aggregierten Form. Der Prognosehorizont der entwickelten Prognoseverfahren beträgt immer die nächsten 48 Stunden.

Aufbauend auf eine umfangreiche Literaturrecherche wurde ein neuartiger Ansatz entwickelt, wo zwei Prognosemodelle miteinander kombiniert werden: ein sehr kurzfristiges (very-short term) und ein kurzfristiges (short term) Modell. Bei dem sehr kurzfristigen Modell (d.h. für die unmittelbar folgenden Zeitschritte) wird eine iterative Regression auf aktuelle (autoregressive) Messwerte für die Last bzw. PV-Produktion verwendet. Bei dem kurzfristigen Prognosemodell (d.h. für die restlichen Zeitschritte der 48 Stunden Prognose) wird eine Regression auf exogene Kovariaten verwendet, wo etwa die Wetterprognosedaten – z.B. Globalstrahlung oder der Bewölkungsgrad – in die Prognose der PV Erzeugung miteinbezogen werden. Über eine Analyse der Entwicklung des Prognosefehlers abhängig

vom Prognosehorizont, wird ein optimaler „Switching Point“ ermittelt. Dieser gibt an wie die beiden Modelle zeitlich kombiniert werden. Auf diese Weise nutzt das konzipierte Prognosemodell die Leistungsfähigkeit und die Einfachheit iterativer Methoden und vermeidet die asymptotische Verzerrung, die durch Fehlerakkumulation entsteht (Taieb, 2012).

Gleichzeitig können für beide Modelle beliebige Standard Supervised Learning Prognosealgorithmen verwendet werden. Dieser neue Ansatz wurde in Form einer Veröffentlichung von Nikolaus Houben et al „Optimal dispatch of a multi-energy system microgrid under uncertainty: A renewable energy community in Austria“ publiziert (Houben, 2023).

Es wurden auch im Projekt unterschiedliche KI-Methoden wie Support Vector Machine, Random Forest, XGBoost und Neuronale Netze getestet.

Der neue Prognosealgorithmus wurde in Form von Python-Modulen umgesetzt, die schnell und einfach in das Python-Framework des Controllers eingebunden werden konnten, bzw. sich auch in weitere Energiemanagementsysteme integrieren lassen. In einem Modul erfolgt das Training des Modells. Hier wird ein bestimmtes historische Zeitfenster als Trainingsdaten aufbereitet und die Regressionsmodelle für die zwei unterschiedlichen Prognosehorizonte, sowie für die unterschiedlichen Anwendungen (PV, elektrische und thermische Last) berechnet. Für die Regression können unterschiedliche Methoden gewählt und auch weitere Modellparameter, wie die Zahl der berücksichtigten Lags und der „Switching Point“, konfiguriert werden. Die laufend bzw. rollierend ausgeführte Prognose ist in Form eines separaten Moduls ausgearbeitet. Dieses bereitet die unmittelbare Historie sowie aktuelle Prognosedaten auf, greift auf die aktuellen Modellberechnungen zu und wendet diese auf die Inputdaten an.

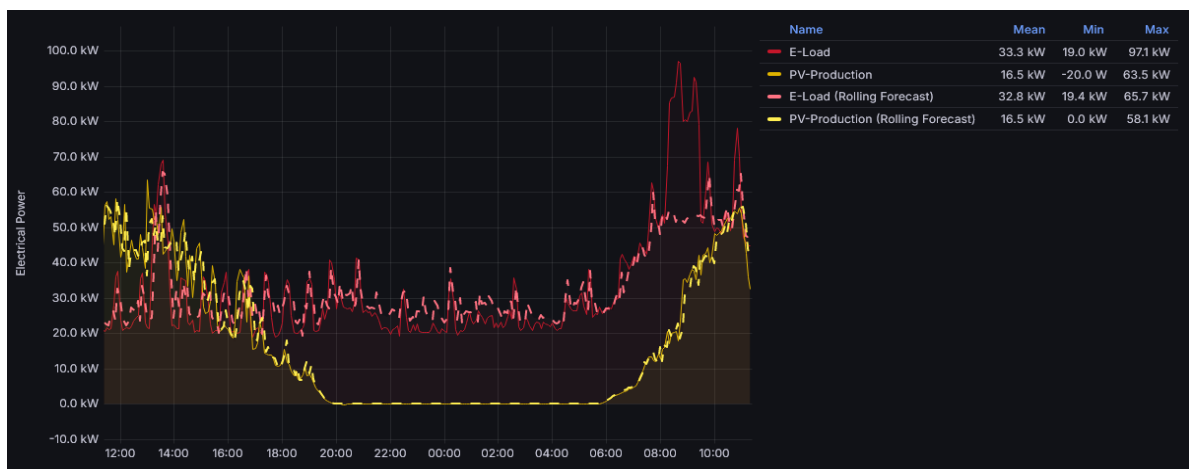
Das neue Prognosemodell wurde im Smart- und Microgrid Controller am Microgrid Lab eingebunden und getestet, und wird nach wie vor im laufenden Betrieb eingesetzt. Über das Web-Dashboard des Microgrid Forschungslabors kann laufend in die aktuellen Prognosen eingesehen werden, siehe folgende Abbildungen.

In Abbildung 11 sind Last- und PV-Prognose des Microgrid Forschungslabors für den gesamten Prognosehorizont von 48 Stunden dargestellt. Hingegen stellt Abbildung 12 die rollierende Anpassung der Prognose im unmittelbar nächsten Zeitschritt den tatsächlichen Messwerten gegenüber.

Abbildung 11: Grafana Dashboard der PV und Last Prognose des Microgrid Lab Controllers (Bildschirmausschnitt eines von BEST eingerichteten Grafana Dashboards)

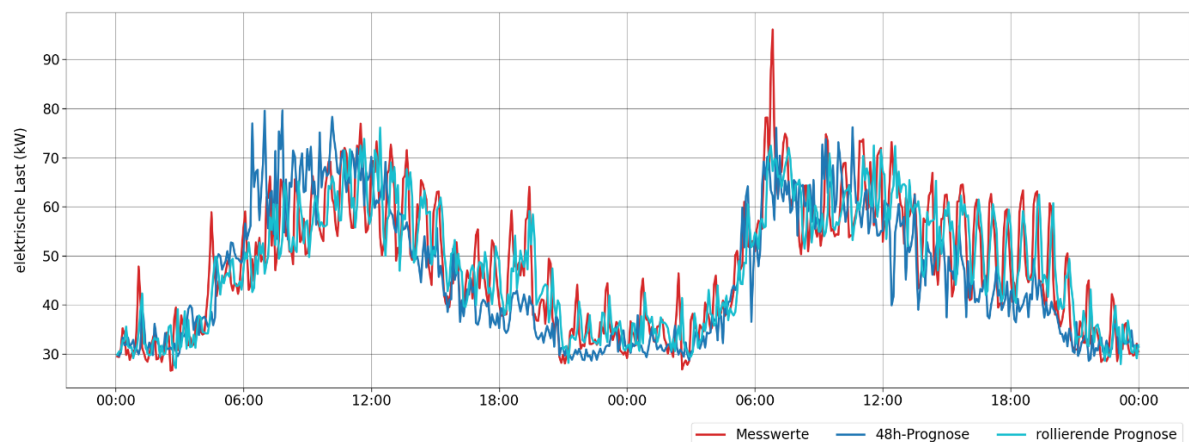


Abbildung 12: Gegenüberstellung der Prognose als „Rolling Forecast“ (immer der unmittelbar nächste 5min-Minuten Zeitschritt) und der Messdaten (Bildschirmausschnitt eines von BEST eingerichteten Grafana Dashboards)



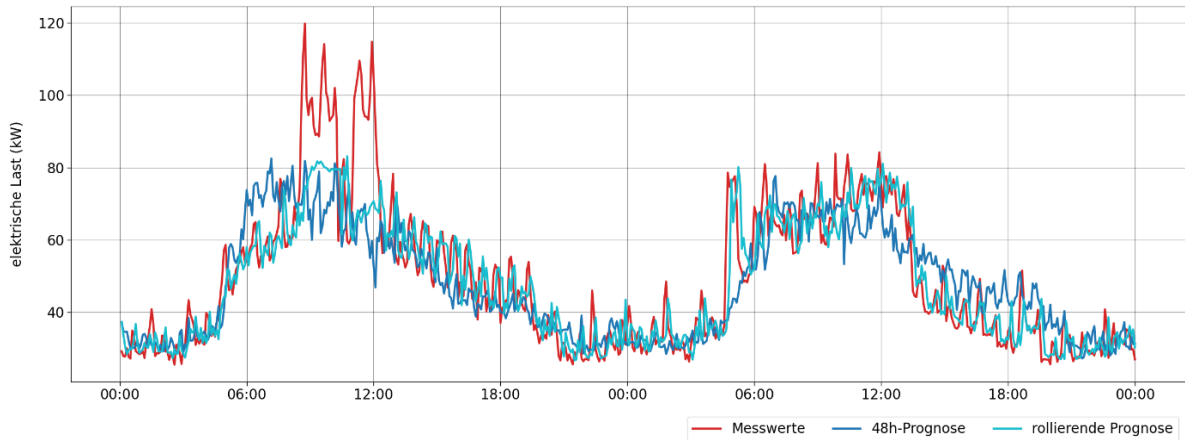
Mit diesem neuen Prognosealgorithmus konnten am Microgrid Forschungslabor Lastprognosen mit einer Prognoseabweichung von 13.3%, gemessen als Mean Absolute Percentage Error (MAPE), erreicht werden, analysiert für den dargestellten Zeitraum im Juni 2022.

Abbildung 13: Gegenüberstellung von Lastkurven als Single Shot Prognose (dunkelblau), erster Prognosepunkt bei rollierender Prognose (türkis) versus Messwerte (rot) für einen Zeitfenster im Juni 2022 mit wenig Ladeaktivität für Elektroautos. (Darstellung von BEST)



Der Prognosefehler hängt dabei stark vom Auftreten stochastisch behafteter Ereignisse ab. So nimmt der Prognosefehler für Zeitabschnitte mit viel Ladeaktivität für Elektroautos deutlich zu. Das kann an Hand der folgenden Abbildung verdeutlicht werden, wo zwei prominenten Peaks auf Grund von Ladetätigkeit für Elektroautos für einen höheren MAPE von 16.7% verursachen.

Abbildung 14: Gegenüberstellung von Lastkurven als Single Shot Prognose (dunkelblau), erster Prognosepunkt bei rollierender Prognose (türkis) versus Messwerte (rot) für ein Zeitfenster im Juni 2022 mit viel Ladeaktivität für Elektroautos. (Darstellung von BEST)

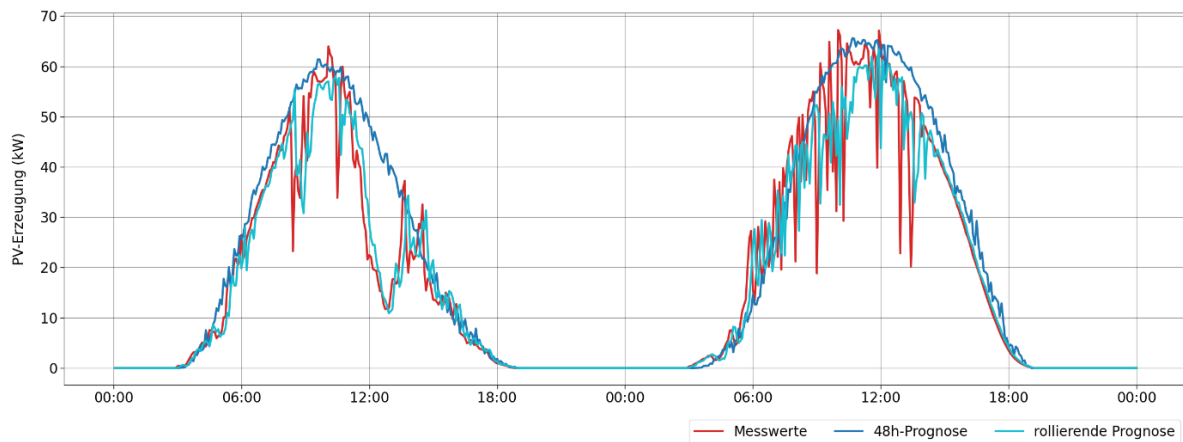


Man kann an Hand der Abbildungen gut erkennen, dass die Messdaten starke Peaks aufweisen, welche durch die E-Ladestationen verursacht werden und nicht prognostiziert werden können. Der Grund liegt in der Verteilung der Last-Messwerte, welche nicht normal verteilt sind. Das gleiche gilt auch für die Haushaltsprofile, da diese ebenfalls einen hohen stochastischen Anteil aufweisen, welcher das individuelle Nutzerverhalten charakterisiert. Das hinterlegte Regressionsmodell verwendet einen Random Forest Algorithmus für die Regression. Dieser verwendet den „Mean Squared Error“ (MSE) als Loss Funktion. Eine Voraussetzung dafür ist eine Normalverteilung der Daten, welche hier nicht gegeben ist. Die Erkenntnis bzw. das Ergebnis hieraus ist, dass es einer Transformation der Daten bedarf, sodass die Verteilung einer Normalverteilung ähnelt. Ein möglicher und in ersten Schritten konzipierter Lösungsansatz ist die Integration einer Überarbeitung der Verlustfunktion (Loss-Function), die auf dynamischem Time-Warping basiert. Damit sollen starke Peaks in der elektrischen Last berücksichtigt werden können. Dieser Ansatz muss in Folgeprojekten umgesetzt und getestet werden.

Die Prognosen für PV-Produktion (Abbildung 15) hängen stark von der Qualität der Wetterprognosedaten ab. Bei der Auswertung der Prognosequalität ergeben sich auf Grund der Charakteristik von PV-Profilen gewisse Herausforderungen. So eignet sich für diese Auswertung der Mean Absolute Percentage Error nicht als repräsentatives Maß für die Prognosegüte. Der Grund sind die vielen Messwerte nahe Null zu nennen, welche zu sehr hohen relativen Fehlern bei minimalen absoluten Abweichungen führen. Für die Qualitative Bewertung der PV-Prognosen wurde daher der Normalized Root Mean Squared Error (NRMSE) herangezogen, welcher ein Fehlermaß in der Einheit der Messgröße liefert und dessen Berechnungsmethode in Formel (1) dargestellt ist.

$$NRMSE = \frac{\sum_{t=1}^T y_t - \hat{y}_t}{y_{max} - y_{min}} \quad (1)$$

Abbildung 15: PV-Prognose für ein 48 Stunden Zeitfenster im Juni 2022. Dargestellt sind die PV-Ertragskurven für einen Single Shot Prognose (dunkelblau), erster Prognosepunkt bei rollierender Prognose (türkis) versus Messwerte (rot). (Darstellung von BEST)



Die Werte für den NRMSE schwanken innerhalb eines Monats zwischen 0.11 kW und 0.22 kW für einen Messbereich von 0-65 kW. Dazu wurden 4 Tage mit ein, zwei, drei und vier Wochen Zeitabstand zum aktuellen Training der Prognosemodelle ausgewertet.

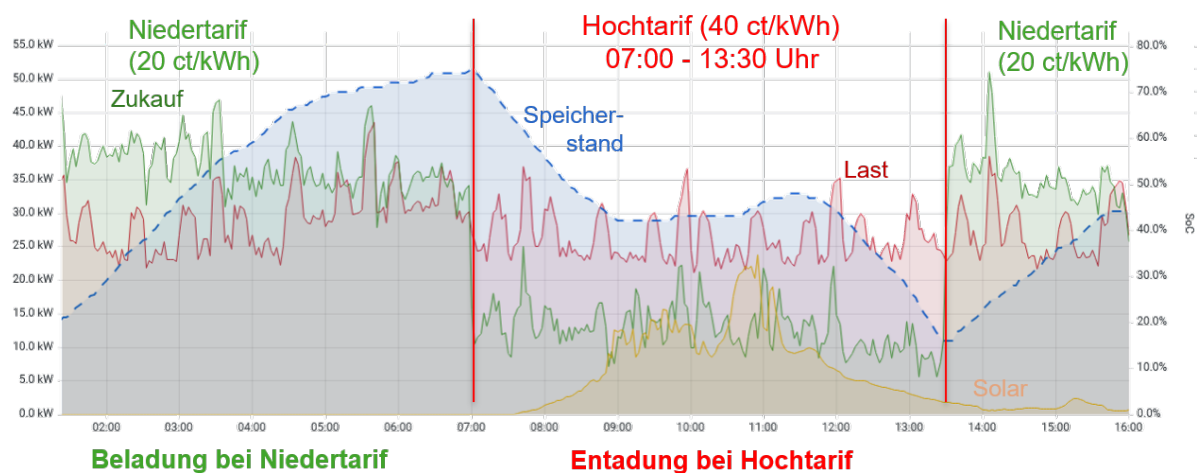
5.4. Für Energiegemeinschaften erweiterter Controlleralgorithmus

Lokale Energiesysteme, wie zum Beispiel Energiegemeinschaften sind hoch dynamisch. Daher muss ein effektives Energiemanagementsystem in der Lage sein, Echtzeit-Daten vom Energiesystem zu erhalten, vorausschauend (prädiktiv) zu agieren und die aktuellen Tarife bzw. Emissionen zu berücksichtigen, um den Nutzen für seine Mitglieder zu maximieren und möglichst viel von den lokal verfügbaren erneuerbaren Energieressourcen direkt zu nutzen. Eine Literaturrecherche ergab, dass diese Anforderungen den Einsatz von optimierungsbasierten Steuerungsmethoden bzw. Regelungsalgorithmen, wie z.B. Model Predictive Control (MPC) motivieren, um dezentrale Energietechnologien und flexible Anlagen optimal zu betreiben. Innerhalb des Projektes wurde ein MPC-Framework entwickelt, das unterschiedliche Regelungsstrategien für Energiegemeinschaften bzw. kommunale Energiesysteme umsetzen kann. Dabei können als Zielfunktion eine Kosten- und/oder CO₂-Minimierung gewählt werden. Das Energiesystem wird dazu mathematisch als Mixed-Integer Linear Program (MILP) formuliert. Dieser Optimierungsalgorithmus liefert als Lösung einen optimalen Betriebsfahrplan für einen definierten Zeithorizont. Der Einsatz als Regler erfordert, dass dieser Optimierungsalgorithmus und die dafür benötigten weiteren Prozesse, welche die relevanten Inputdaten liefern, rollierend und automatisiert ausgeführt werden. Das Optimierungsproblem ist in GAMS, General Algebraic Modelling System, ausprogrammiert. GAMS ist eine speziell für Optimierungsaufgaben entwickelte und häufig eingesetzte Programmierumgebung. Der Smart- und Microgrid Controller umfasst darüber hinaus viele weitere Dienste, die in Form von Python Modulen aufgebaut sind. Python ist eine in der Energiewirtschaft häufig eingesetzte objektorientierte Programmiersprache, welche für ein breites Anwendungsspektrum, von numerischen Analysen, Prognosen bis hin zur Ansteuerung von Messtechnik, eingesetzt wird. Das im Projekt entwickelte Prognosemodell ist ebenso in Form von Python Modulen in den Controller eingebunden. Sowohl das Training der Modelle als auch die rollierende Erstellung von Prognosen werden so automatisiert

ausgeführt. Die generierten Last- und PV-Prognosen fließen dabei, gemeinsam mit den Echtzeitdaten, als Input in die mathematische Optimierung des MPC-Controllers mit den vordefinierten Rahmenbedingungen, Kostenparametern (Zeitabhängige Tarife, Marktpreissignale, Leistungspreise, etc.) und der vorgegebenen Zielfunktion (Kosten- und/oder CO₂-Minimierung) ein. Das Optimierungsproblem wird rollierend alle 5-15 min gelöst und dabei ein übergeordneter, optimaler Betriebsfahrplan für die nächsten 24 bzw. 48 Stunden berechnet. Dieser aktualisierte Fahrplan bzw. die optimalen Regelsollwerte werden an die einzelnen Energietechnologien innerhalb des kommunalen Energiesystems über die definierte REST/JSON Cloud-Kommunikationsschnittstelle (HABWerk Energy Community API) gesendet.

5.4.1. Regelstrategie hinsichtlich Kostenoptimierung

Abbildung 16: Ergebnis des Open Loop Tests hinsichtlich Kostenoptimierung mittels Tag- und Nachtтарifen am Use Case Microgrid Lab (Darstellung von BEST)



Für die Kostenoptimierung wurden Tag- und Nachtтарife herangezogen, da auf Basis der Rückmeldungen der Use Case-Teilnehmerinnen und Teilnehmer aus den Gemeinden Wieselburg und Yspertal, dieses Tarifmodell am ehesten zur Anwendung kommt. Die entwickelten Regelungsstrategien sind jedoch auch für Spotmarkt-orientierte Tarife konzipiert. Das Ergebnis einer Kostenoptimierung in Form eines Open Loop Tests am Microgrid Forschungslabor ist in Abbildung 16 dargestellt. In Niedertarifzeiten (mit 20 ct/kWh) wurde mit erhöhtem Netzbezug (grüne Linie) der elektrische Speicher beladen. Zusätzlich wurden auch leistungsbezogene Preise berücksichtigt, weshalb der Speicher kontinuierlich beladen wurde. Der Netzbezug zu Hochtarifzeiten konnte, durch die optimale Speicherbewirtschaftung, auf ein Minimum und somit die Gesamtkosten um 15% gegenüber dem Referenzfall reduziert werden.

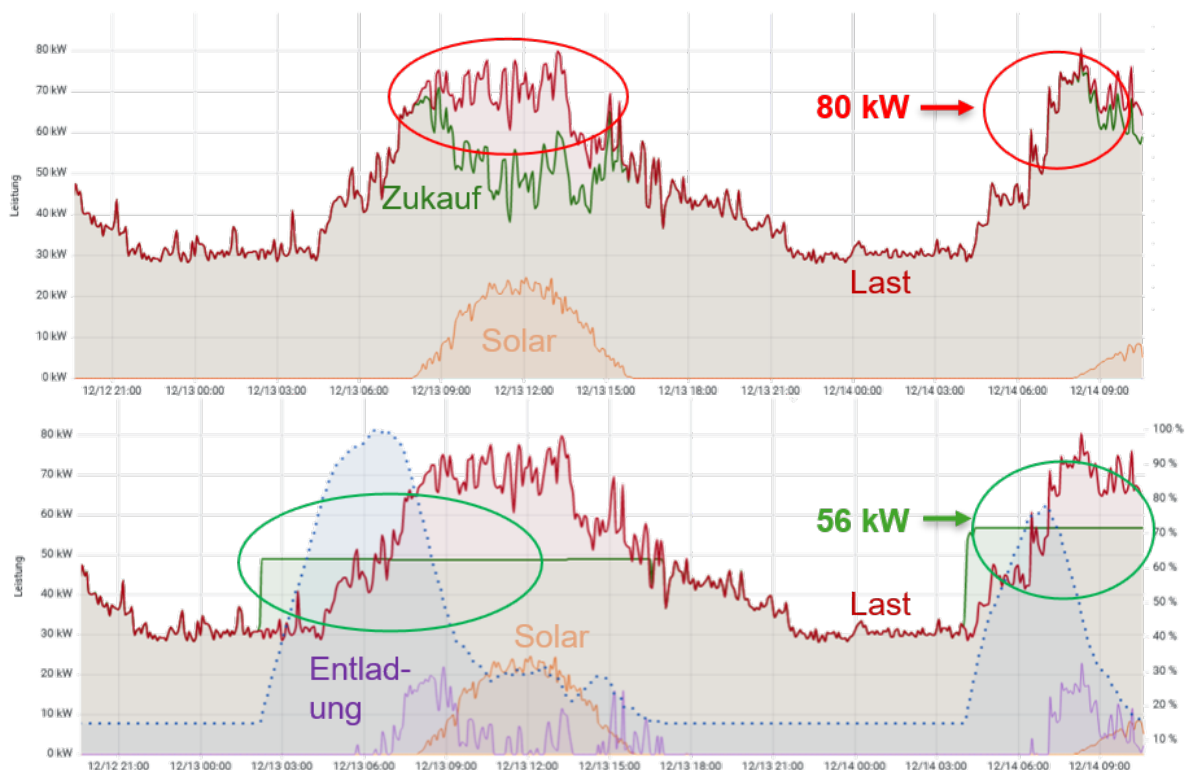
5.4.2. Regelstrategie für Netzdienlichkeit

Um den Aspekt der Netzdienlichkeit im Optimierungsalgorithmus abzubilden, wurden Tagesspitzen-Tarife implementiert. In der Energiewirtschaft übliche Leistungspreise gibt es derzeit nur für Gewerbe und Industrie. Diese beziehen sich auf den monatlichen Spitzenwert an bezogener Leistung. Die im Controller eingeführten Tagesspitzen bilden demnach keine aktuell gültige Abrechnungsform aus der Energiewirtschaft ab. Sie dienen dazu dem Optimierungsalgorithmus die Möglichkeit zu geben

netzdienliches Verhalten zu fördern. Die dadurch realisierbare Regelungsstrategie zielt darauf ab die Amplitude der Lastspitzen zu reduzieren.

Die Wirksamkeit dieser Regelstrategie wurde in einem Open Loop Test am Microgrid Forschungslabor untersucht. Ein Ergebnis dieser Analyse ist in Abbildung 17 dargestellt. Die obere Darstellung zeigt die tatsächlichen Messwerte an Last (rote Kurve), Netzbezug (grüne Kurve) und PV-Produktion (orange Kurve). Dargestellt ist ein Tag im Dezember, und zusätzlich ein paar Stunden vom Vor- und Folgetag. Das Ergebnis einer Regelstrategie, welche Netzdienlichkeit fördert, ist in der unteren Darstellung abgebildet. Es ist deutlich erkennbar, dass durch den Einsatz des Batteriespeichers (blaue Kurve zeigt den Ladezustand des Speichers) der Verlauf des Netzbezuges geglättet wurde. Die Leistungsspitze im Netzbezug von 80 kW im Ausgangszustand konnten, durch eine optimale Speicherbewirtschaftung, um 30% auf 58 kW reduziert werden.

Abbildung 17: Open Loop Test bezüglich Forderung nach Netzstabilität (Darstellung von BEST)

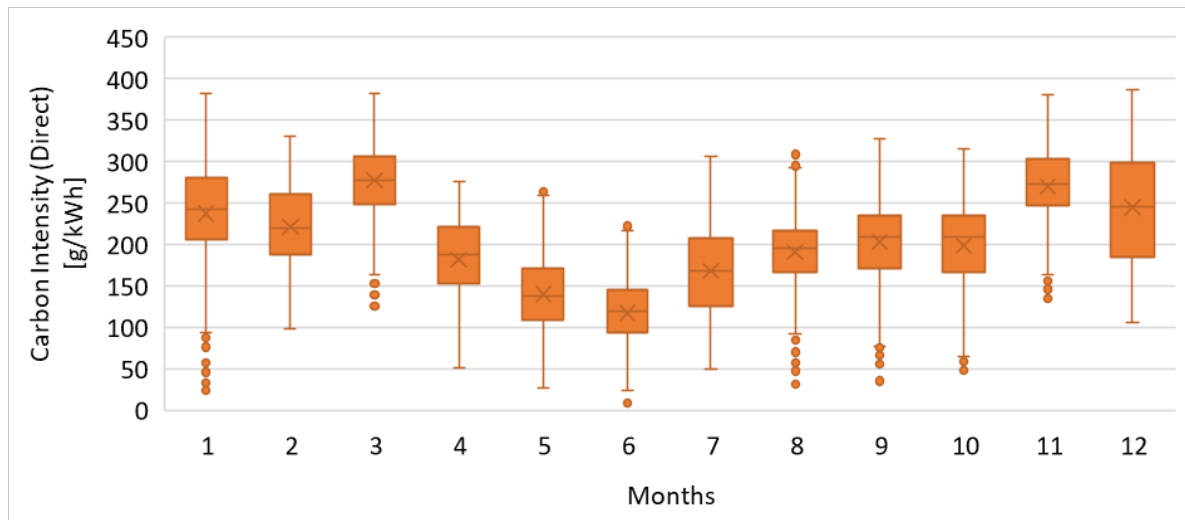


5.4.3. Regelstrategie für Klimaoptimalität

Die Umsetzung einer Regelstrategie hinsichtlich Klimaoptimalität ist im Smart und Microgrid Controller durch die Wahl einer CO₂-Minimierung als Zielfunktion gegeben. Für eine Optimierung hinsichtlich der CO₂-Emissionen braucht es zusätzlich aussagekräftige Emissionswerte für den nationalen Strommix. Auf Basis einer Literaturrecherche wurde die ElectricityMap als mögliches Modell herangezogen. Die Plattform erstellt für jedes Land oder für jede Netzregion eine Bilanzierung der CO₂-Intensität auf Basis von Kraftwerken, Primärenergieträgern, sowie Technologien und den zugehörigen CO₂-Emissionen. Die Berechnungsvarianten unterscheiden sich in direkt-emittierte Emissionen oder Life Cycle Assessments (LCA) und stützen sich auf Daten des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Electricity Map ist ein kommerzielles Tool und bietet Zugang zu historischen, Echtzeit- und Forecast-Daten. Der Bezug von spezifischen Daten für ein Land oder eine Netzregion via API ermöglicht eine

automatisierte Datenanbindung und dieser Ansatz kann auch europäisch skaliert werden. Für die Analyse der Auswirkungen dieser Regelstrategie am Beispiel für das Microgrid Forschungslabor wurden historische Testdatensätze der ElectricityMap herangezogen. Eine statistische Auswertung der direkt-emittierten, nationalen CO₂-Intensität mit einem Jahresdurchschnitt von 204 gCO₂/kWh für das Jahr 2022 ist in Abbildung 18 dargestellt. Auf Basis dieser Auswertung wurden der Monat Oktober als repräsentativer Zeitraum für den Open Loop Test gewählt.

Abbildung 18: Emissionsfaktoren für das österreichische Stromnetz im Jahr 2022 (Datenquelle: (Electricity Maps, 2024), grafische Aufbereitung von BEST)



Zusätzlich wurde ein Betrachtungszeitraum mit geringem PV-Ertrag gewählt, um die maximale Auswirkung einer CO₂-Optimierung hinsichtlich Netzbezug abschätzen zu können. Im Referenzfall, ein Tag im Oktober 2022 und dargestellt in Abbildung 19, werden 84% der Last über den Bezug vom Netz (grüne Kurve) gedeckt. Da der PV-Ertrag gering ist und zusätzlich keinerlei Anreize durch spezielle Tarifmodelle oder CO₂-Minimierung gesetzt werden, kommt im Referenzfall der elektrische Speicher nicht zum Einsatz. Der Anspruch, CO₂-Emissionen zu minimieren, ändert dieses Bild und die gezielte Speicherbewirtschaftung federt den Bezug vom Netz in Zeiten hoher CO₂-Emissionen ab, siehe Abbildung 20. Der Verlauf des Ladezustandes des elektrischen Speichers (blaue Kurve) bzw. dessen Entladevorgänge (violette Kurve) reduzieren in Zeiten hoher CO₂-Emissionen, bezogen auf den österreichischen Strommix im Netz, den Bezug vom Netz, indem in Zeiten mit niedrigen CO₂-Emissionen „CO₂-armer“ Strom zwischengespeichert wird, siehe Abbildung 20.

Die quantitative Bewertung dieser Regelungsstrategie im Open Loop Test liefert, aufgrund der Annahme einer perfekten Prognose (historische Messwerte werden als Prognose übergeben), eine obere Grenze für mögliche CO₂ Einsparungen in diesem Use Case. Eine Auswertung über einen Zeitraum von 4 Tagen führt dabei zu konkreten Einsparungen an CO₂-Emissionen von 1,96% und gleichzeitig erhöhten Kosten von 1,1%. Bei der Betrachtung des gesamten Jahres 2022 ergibt sich eine CO₂-Einsparung von 2,48%.

Abbildung 19: Referenzfall für den Open Loop Test hinsichtlich CO₂ Einsparungspotential: Abgebildet ist die Last, der Netzbezug, die PV-Produktion, die Entladevorgänge des elektrischen Speichers am Microgrid Forschungslabor, sowie die CO₂-Emissionen des österreichischen Stromnetzes (Darstellung von BEST, Datenquelle für Emissionsfaktoren: (Electricity Maps, 2024))

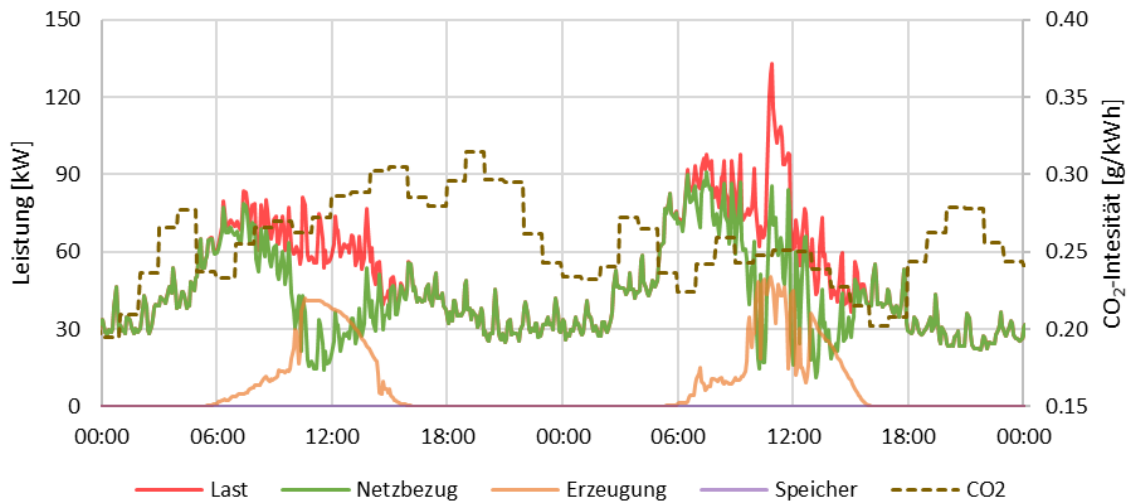
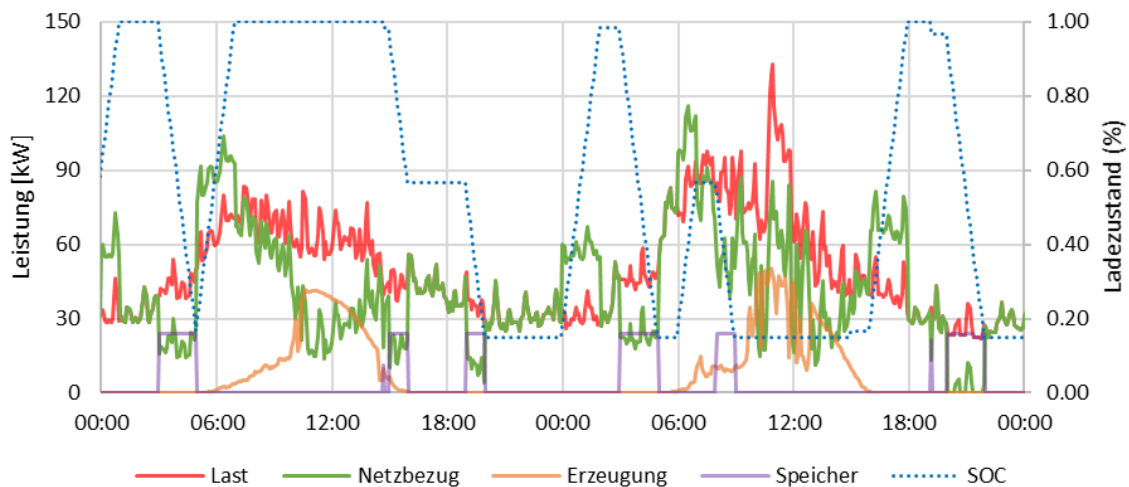


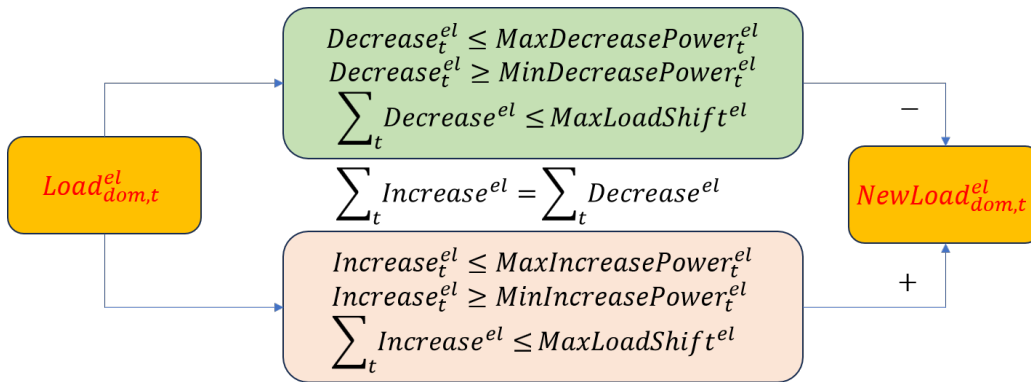
Abbildung 20: Optimierungsszenario für CO₂-Minimierung in einem Open Loop Test am Microgrid Forschungslabor: Abgebildet ist die Last, der adaptierte Netzbezug, die PV-Produktion, die angepassten Entladevorgänge und Ladezustand des elektrischen Speichers am Microgrid Forschungslabor (Darstellung von BEST)



5.4.4. Lastverschiebung

Eine mögliche Form von Flexibilität, die betrachtet wurde, ist die Lastverschiebung. Dazu wurden, wie in Abbildung 21 dargestellt, Grenzwerte für eine Änderung der Last innerhalb eines bestimmten Zeitfensters, z.B. minimale oder maximale Lastreduktion (Min/MaxDecreasePower), festgelegt. Somit kann der Optimierer eine vorgegebene, elektrische Last in einem definierten Zeitraum ändern, sofern diese Rahmenbedingungen eingehalten werden. Konkret könnte ein flexibler Verbraucher (z.B. Rasenmäher-Roboter), an einer der Schutzkontakt-Steckdosen des HABWerk angeschlossen, mit dem errechneten NewLoad Profil der Stromanschluss geschaltet werden.

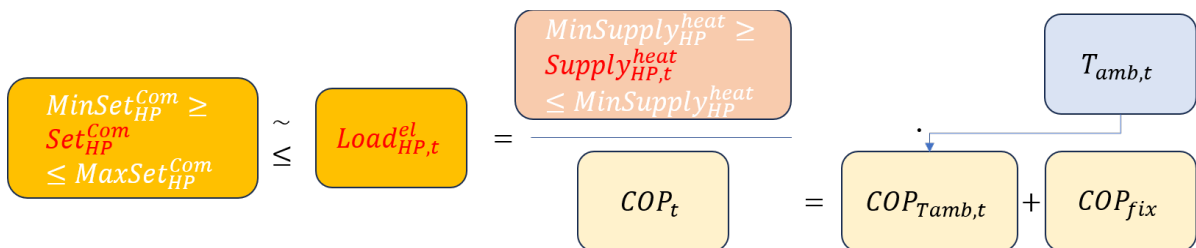
Abbildung 21: Schematische Darstellung der Abbildung von Lastverschiebung im Smart- und Microgrid Controller (Darstellung von BEST)



5.4.5. Wärmepumpen-Modell

Das adaptierte Wärmepumpenmodell konzentriert sich aufgrund der Marktentwicklung auf Luft-Wasser-Wärmepumpen. Für die Konzeption wurden Daten eines Luft-Wasser-Wärmepumpenmodells herangezogen. Auf Basis von Produktspezifikationen wurde ein COP-Modell erstellt, das den Verlauf des COP (Coefficient of Performance $\approx$ Leistungszahl) in Abhängigkeit von der Außentemperatur linearisiert. Das COP-Modell setzt sich aus einem variablen, von der Außentemperatur-abhängigen (T_{amb}) $COP_{T_{amb},t}$ und einem fixen COP, für eine bestimmte (und fixierte) Vorlauftemperatur der Wärmepumpe, zusammen. Die Wärmebereitstellung der Wärmepumpe wurde in die Wärmebilanz-Gleichungen integriert. Der Quotient aus Wärmebereitstellung und berechnetem COP ergibt die elektrische Last der Wärmepumpe. Mit gemessenen Herstellerdaten konnte ein Faktor bestimmt werden, der den elektrischen Energiebedarf des Kompressors in Relation zum gesamten Strombedarf berechnet. Damit kann ein Sollwert (Set_{HP}^{Com}) für den Kompressor in einem 24- bzw. 48-Stunden Betriebsfahrplan vorgegeben werden, siehe Abbildung 22.

Abbildung 22: Wärmepumpenmodell im Smart- und Microgrid Controller mit variablen COP (Darstellung von BEST)



6 Schlussfolgerungen

Die in SmartControl entwickelte standardisierte Universalschnittstelle für die Anbindung unterschiedlicher Technologien bzw. Endverbraucherinnen und Endverbraucher an ein Energiemanagementsystem liefert die Grundlage für eine niederschwellige und breite Anwendung von übergeordneten Regelungsstrategien, wie dem entwickelten Controller, welcher neben der Senkung der Betriebskosten auch Ziele wie klimaoptimalen oder netzdienlichen Betrieb sicherstellen kann.

Sowohl BEST als auch wüsterstrom arbeiten an den im Projekt behandelten Themen intensiv weiter. Im Speziellen wird auch in dem Folgeprojekt RISE - Reinforcement Learning for Intelligent and Resilient Energy Communities (FFG-Nr. FO999902661) das Thema adaptive Prognosemethoden für Regelungskonzepte weiter adressiert. Adaptive Prognosemethoden sind generell ein wichtiges Thema in der Energiewirtschaft. Die in SmartControl entwickelte Prognosemethode wird neben dem laufenden Einsatz auch weiterentwickelt. Ein nächster geplanter Entwicklungsschritt ist es geeignete Methoden zur Transformation der Inputdaten zu testen, da derzeit eingesetzte Regressionsmodelle, wie XG-Boost oder Random Forest, eine Normalverteilung der Daten voraussetzen, welche im Falle von Lastprofilen für Haushalte nicht gegeben ist. Eine weitere wichtige Erkenntnis aus dem Projekt ist es, dass bei vielen Modellansätzen, die hinsichtlich Prognosequalität Vorteile bringen, der Rechenaufwand für eine Regelung, die echtzeitfähig sein muss, nicht tragbar ist. Generell erfordert der hohe stochastische Anteil bei Lastprofilen für Haushalte weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeit bei der Weiterentwicklung der Prognosemodelle, aber auch hinsichtlich zusätzlicher Konzepte zum Umgang mit Prognoseunsicherheiten. Die Tatsache, dass man mit einem gewissen Maß an Prognosefehler umgehen lernen muss und bei manchen Betriebsstrategien sich diese Abweichungen stärker auswirken als bei anderen, führte zur Idee des Folgeprojektes RISE. Der Projektpartner wüsterstrom entwickelt ebenfalls selbst Prognosemodelle, da für ihn als Energieversorger und Netzbetreiber die Prognosen für einzelne Haushalte und Energiegemeinschaften ein zentrales Thema hinsichtlich Netzstabilität sind. Die Entwicklung des HABWerk, als Hard- und Softwaregateway für die Datenanbindung einzelner Haushalte oder andere Formen von Zählpunkten im Netz, wird von wüsterstrom ebenfalls über die Projektlaufzeit hinaus weitergeführt. So ist der Einsatz der neuen Generation von HABWerk Prototypen zur Datenerfassung im Folgeprojekt RISE gemeinsam mit BEST geplant. Regelstrategien hinsichtlich Netzstabilität werden in Zukunft an Bedeutung gewinnen. Ein weiterer Ausbau an privaten PV-Anlagen ist zum Erreichen der Klimaziele notwendig, stellt aber gleichzeitig die Netzbetreiber vor große Herausforderungen. Der in SmartControl untersuchte Ansatz zur Abbildung der Netzdienlichkeit im Optimierungsalgorithmus des Controllers ist ein erster Schritt in diese Richtung. Allerdings ist eine detailliertere Betrachtung dieses Aspektes, auch auf unterschiedlichen Hierarchieebenen, wichtig und mögliches Thema für zukünftige Forschungsprojekte.

- **Für welche Zielgruppen sind die Projektergebnisse relevant und interessant und wer kann damit wie weiterarbeiten?**

Die Projektergebnisse aus SmartControl sind für eine breite Zielgruppe. Neben den Verantwortlichen von Energiegemeinschaften werden auch Energieversorger und Netzbetreiber, ebenso wie die Endverbraucher, Gemeinden, Privatpersonen oder auch Betriebe, die Interesse daran haben ihren Energieverbrauch ökonomischer zu gestalten, adressiert. Mit dem Thema Datenakquisition in der Energiewirtschaft auf Ebene von Haushaltskundinnen und -kunden bedient man auch ein prominentes

Problem im Bereich Forschung und Entwicklung, die mangelhafte Datengrundlage bezüglich Last- und Erzeugungsprofilen.

- **Bitte beschreiben Sie ggf. mögliche rechtlichen Hürden, welche in Zusammenhang mit den ausgearbeiteten Konzepten bzw. Technologien bestehen.**

Bei der Verwendung von Echtzeit-Verbrauchsdaten für übergeordnete Regelungssysteme sind auf jeden Fall die rechtliche Hürde der DSGVO zu beachten und zu berücksichtigen. Problematisch wird es zum Beispiel, wenn einzelne Personen oder eine Personengruppe Daten nicht zur Verfügung stellen und somit eventuell wesentliche Informationen für die übergeordnete Regelung fehlen. Dieser rechtlichen Hürde kann, durch eine umfassende Informationsvermittlung und Klärung gegenüber diesen Personen(gruppen), betreffend den geltenden Datenschutzbestimmungen und dem Gewinn an Vertrauen diesbezüglich, entgegengewirkt werden. Zumindest ist aber mit einer bürokratischen Hürde zu rechnen, da für die Datenverwendung eine DSGVO-konforme Einverständniserklärungen eingeholt werden muss.

- **Beschreiben Sie auch bisherige Verwertungs- und Verbreitungsaktivitäten und stellen Sie das weitere (Markt-/ Verbreitungs-) Potenzial dar.**

Der im Projekt entwickelte Controller ist so aufgesetzt, dass sektorübergreifende Systeme betrachtet werden können. Der Ursprung des Algorithmus entstammt der Elektrotechnik und wurde auch für weitere Energieträger und Energiesektoren erweitert. BEST hat auch eine umfassende Expertise in der Regelung von Wärmenetzen, die in einem Energiemanagementsystem mit Fokus auf thermische Systeme umgesetzt ist. Zukünftige Entwicklungsarbeiten um den Controller zielen darauf ab, diese beiden Algorithmen zusammenzuführen, um Hybridsysteme optimal abzubilden bzw. ganzheitliche Betrachtungen weiter zu forcieren.

Die untersuchten HABWerks werden für verschiedene Forschungs- und Optimierungsansätze seitens des Konsortialpartner wüsterstrom genutzt werden, um zum Beispiel auch Netzauslastungen bewerten und entgegenwirken zu können.

Wissenschaftliche Publikationen und Unterstützung von Dissertationen: In Form von Projektsynergien wurde eine wissenschaftliche Veröffentlichung im renommierten Journal Applied Energy mit dem Titel „Optimal dispatch of a multi-energy system microgrid under uncertainty: A renewable energy community in Austria“ veröffentlicht. In diese Studie flossen unter anderem, die in SmartControl entwickelten, Prognosemodelle, standardisierte Implementierungsverfahren, sowie zahlreiche Algorithmen für die Auswertung und Analyse ein. Diese wissenschaftliche Arbeit unterstützte den Dissertanten Nikolaus Houben (Energy Economic Group) bei seiner Promotion.

Masterarbeiten: In Kombination mit den Projekten MicrogridLab (Land NÖ Fördervertrag K3-F-760/003-2018) und NETSE (FFG-Projektnummer: 890977) konnten mehrere Masterarbeiten unterstützt werden bzw. deren Erkenntnisse in die Projektstätigkeiten einfließen. Dazu zählt die bereits abgeschlossene Masterarbeit von Lukas Zenz, der sich mit Testzyklen von neuen Controlleradaptionen beschäftigt hatte. Darüber hinaus starteten nach Projektende die Masterarbeiten von Laurin Zillner und Lukas Molzbichler, die die Daten und Ergebnisse aus dem Projekt SmartControl weiterverwenden. Laurin Zillner strebt mit der Masterthesis „Quartierspeicher in Erneuerbaren Energiegemeinschaften“ die Entwicklung von Business Cases für diverse Speichersysteme an und validiert diese hinsichtlich Kosten-, Energie- und CO₂-Bilanzen. Lukas Molzbichler betrachtet den Einsatz mobiler und faltbarer Photovoltaik-Module in Energietechnikcontainern und welchen Nutzen die technologische Synergie mit Stromspeicher auf dezentrale Energiesysteme haben kann.

7 Ausblick und Empfehlungen

Die in diesem Projekt vorangetriebenen Entwicklungen umfassen Themen in der Energiewirtschaft, die aktuell rege beforscht und bearbeitet werden. Sowohl die Problemstellung hinsichtlich Standards für die Echtzeit-Datenerfassung von Last- und Erzeugungsdaten, als auch die Prognosethematik erfahren große Aufmerksamkeit von der Forschung bis hin zur Dienstleitung von Energieunternehmen. Diese Themen haben nicht nur marktwirtschaftlich, sondern vor allem für die Erreichung von klimaneutralen Energiesystemen, hohe Relevanz. Die im Projekt entwickelten Konzepte, Methoden und Komponenten werden von allen Projektpartnern aktiv weiterverfolgt. Als direktes Nachfolge-Projekt kann für SmartControl das am 01. Jänner 2024 gestartete Projekt RISE (Reinforcement Learning for Intelligent and Resilient Energy Systems) angegeben werden. Im Projekt RISE wird untersucht, wie die Modellprädiktive Regelung, durch den Einsatz von Machine Learning Methoden, im Speziellen Reinforcement Learning, robuster gegenüber Prognoseunsicherheiten gemacht werden kann.

Für marktreife, ganzheitliche und übergeordnete Regelungssysteme, wie das Konzept von SmartControl, lassen sich folgende Forschungs- und Entwicklungsarbeiten ableiten:

- Entwicklung von Technologien und Konzepten für die kostengünstige und DSGVO-konforme Erfassung von Messdaten
- Übergeordnete Regelungssysteme benötigen „real-time“ damit, diese sinnvoll eingesetzt werden können. Es bedarf daher neuer Technologien die eine „real-time“ Erfassung der Daten und die Kommunikation zur Regelung der Flexibilität ermöglichen.
- Die Einbindung von Prognosen begründen ebenfalls einen entsprechenden Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Eine schrittweise Ausrollung der entwickelten Hardware HABWerk mit dem HABWerk Controller wird angestrebt, wodurch das Potenzial für ein Demonstrationsvorhaben gegeben ist. Das Ergebnis einer technoökonomischen Analyse wird die Praxistauglichkeit beweisen und die Geschwindigkeit einer weiteren Verbreitung bestimmen.

8 Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Platine des HABWerk Hardware Gateways (©2022 wüsterstrom)	20
Abbildung 2: Außenansicht HABWerk Gehäuse (©2022 wüsterstrom))	22
Abbildung 3: Dem HABWerk hinzugefügte Smart Meter zur Messung der Stromverbrauchsdaten (Bildschirmausschnitt von (openHAB [Software], 2022), erstellt von wüsterstrom).....	22
Abbildung 4: Detailansicht der Eingabemaske zur Konfiguration eines Modbus Smart Meters im HABWerk (Bildschirmausschnitt von (openHAB [Software], 2022), erstellt von wüsterstrom)	23
Abbildung 5: Kommunikationskanäle zwischen dem Energy Management System (BEST) und dem HABWerk Server (Darstellung von X-WORKS).....	24
Abbildung 6: Auszug des LiveData GET-Endpoints der HABWerk Energy Community API für ein in das HABWerk Projekt eingebundenes Shelly 3EM Energiemessgerät (Bildschirmausschnitt von (wüsterstrom E-Werk GmbH, 2022)).....	25
Abbildung 7: HABWerk-Teststand am Microgrid Forschungslabor (Darstellung von BEST)	26
Abbildung 8: Visualisierungsplattform der erfassten Daten des Test-Versuchsstandes am Microgrid Forschungslabor Wieselburg (Bildschirmausschnitt eines von BEST eingerichteten Grafana Dashboards)	26
Abbildung 9: Lastprofil für das Bürogebäude von wüsterstrom für eine Woche im April (Darstellung von wüsterstrom)	27
Abbildung 10: Erzeugungsprofil der PV-Anlage am Bürogebäude von wüsterstrom für die gleiche Woche wie das in Abbildung 10 dargestellte Lastprofil (Darstellung von wüsterstrom)	27
Abbildung 11: Grafana Dashboard der PV und Last Prognose des Microgrid Lab Controllers (Bildschirmausschnitt eines von BEST eingerichteten Grafana Dashboards).....	29
Abbildung 12: Gegenüberstellung der Prognose als „Rolling Forecast“ (immer der unmittelbar nächste 5min-Minuten Zeitschritt) und der Messdaten (Bildschirmausschnitt eines von BEST eingerichteten Grafana Dashboards)	30
Abbildung 13: Gegenüberstellung von Lastkurven als Single Shot Prognose (dunkelblau), erster Prognosepunkt bei rollierender Prognose (türkis) versus Messwerte (rot) für einen Zeitfenster im Juni 2022 mit wenig Ladeaktivität für Elektroautos. (Darstellung von BEST).....	30
Abbildung 14: Gegenüberstellung von Lastkurven als Single Shot Prognose (dunkelblau), erster Prognosepunkt bei rollierender Prognose (türkis) versus Messwerte (rot) für ein Zeitfenster im Juni 2022 mit viel Ladeaktivität für Elektroautos. (Darstellung von BEST).....	31
Abbildung 15: PV-Prognose für ein 48 Stunden Zeitfenster im Juni 2022. Dargestellt sind die PV- Ertragskurven für einen Single Shot Prognose (dunkelblau), erster Prognosepunkt bei rollierender Prognose (türkis) versus Messwerte (rot). (Darstellung von BEST)	32
Abbildung 16: Ergebnis des Open Loop Tests hinsichtlich Kostenoptimierung mittels Tag- und Nachtтарifen am Use Case Microgrid Lab (Darstellung von BEST)	33
Abbildung 17: Open Loop Test bezüglich Forderung nach Netzstabilität (Darstellung von BEST)	34

Abbildung 18: Emissionsfaktoren für das österreichische Stromnetz im Jahr 2022 (Datenquelle: (Electricity Maps, 2024), grafische Aufbereitung von BEST)	35
Abbildung 19: Referenzfall für den Open Loop Test hinsichtlich CO ₂ Einsparungspotential: Abgebildet ist die Last, der Netzbezug, die PV-Produktion, die Entladevorgänge des elektrischen Speichers am Microgrid Forschungslabor, sowie die CO ₂ -Emissionen des österreichischen Stromnetzes (Darstellung von BEST, Datenquelle für Emissionsfaktoren: (Electricity Maps, 2024))	36
Abbildung 20: Optimierungsszenario für CO ₂ -Minimierung in einem Open Loop Test am Microgrid Forschungslabor: Abgebildet ist die Last, der adaptierte Netzbezug, die PV-Produktion, die angepassten Entladevorgänge und Ladezustand des elektrischen Speichers am Microgrid Forschungslabor (Darstellung von BEST)	36
Abbildung 21: Schematische Darstellung der Abbildung von Lastverschiebung im Smart- and Microgrid Controller (Darstellung von BEST)	37
Abbildung 22: Wärmepumpenmodell im Smart- und Microgrid Controller mit variablen COP (Darstellung von BEST)	37
Abbildung 23: Platine des HABWerk Hardware Gateways mit Raspberry Pi Computermodul (©2022 wüsterstrom)	49
Abbildung 24: Schema der Kommunikationskanäle zwischen dem Energy Management System (BEST) und dem HABWerk Server (Darstellung von X-WORKS systems engineering GmbH)	50
Abbildung 25: Gegenüberstellung von Lastkurven als Single Shot Prognose (dunkelblau), erster Prognosepunkt bei rollierender Prognose (türkis) versus Messwerte (rot) für ein Zeitfenster im Juni 2022 mit viel Ladeaktivität für Elektroautos. (Darstellung von BEST-Bioenergy and Sustainable Technologies GmbH)	50

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Use Cases in der Stadtgemeinde Wieselburg	17
Tabelle 2: Use Cases in der Marktgemeinde Yspertal	18
Tabelle 3: Beschreibung der Daten, welche im Rahmen des Projekts verwendet wurden	46
Tabelle 4: Beispiel für die Beschreibung der Daten, welche im Projekt generiert werden	47

9 Literaturverzeichnis

act4.energy. (31. Mai 2024). Von *act4.energy*: <https://www.act4.energy/> abgerufen

Aftab M. A., H. S. (2018). IEC 61850 and XMPP Communication Based Energy Management in Microgrids Considering Electric Vehicles. *IEEE Access*.

BEST_MGL. (31. Mai 2024). Von Microgrid Forschungslabor Wieselburg: https://www.bestresearch.eu/content/de/kompetenzbereiche/microgrids/microgrid_forschungslabor_wieselburg abgerufen

Blockchain Grid. (kein Datum). Von <https://www.e-netze.at/Strom/Projekte/Blockchain/Default.aspx> abgerufen

BROOKLYN. (31. Mai 2024). Von BROOKLYN MICROGRID: <https://www.brooklyn.energy/> abgerufen

BSW-Solar. (2020). *PVP4GRID D1.4*.

Burges K., C. P. (2022). *Ergebnissynthese des SINTEG-Förderprogramms: NETZDIENLICHE FLEXIBILITÄTSMCHANISMEN*. Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz.

Chen C., D. S. (2013). Microgrid energy management model based on improved genetic arithmetic. *Diangong Jishu Xuebao/Transactions of China Electrotechnical Society*.

e-control. (31. Mai 2024). Von Smart Meter – Rechtliche Grundlagen: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/smart-metering/rechtliche-grundlagen> abgerufen

Electricity Maps. (2024). *Österreich 2022 Carbon Intensity Data*. Von <https://www.electricitymaps.com> abgerufen

EUREF-Campus. (31. Mai 2024). Von EUREF-Campus: <https://euref.de/euref-campus/> abgerufen

Hancher L., W. B. (2017). *The EU Winter Package Briefing Paper*. Von <https://cadmus.eui.eu/handle/1814/45609> abgerufen

Houben, N. C. (2023). Optimal dispatch of a multi-energy system microgrid under uncertainty: A renewable energy community in Austria. *Applied Energy, Volume 337*.

klimaaktiv. (31. Mai 2024). Von Technologiepartner im Bereich Energiemonitoring und Regelung: https://www.klimaaktiv.at/energiesparen/energieeffiziente_betriebe/partner/technologiepartner/partner_monitoring_regelung.html abgerufen

Kruse R., B. C. (kein Datum). *Computational Intelligence: Eine methodische Einführung in Künstliche Neuronale Netze, Evolutionäre Algorithmen, Fuzzy-Systeme und Bayes-Netze*. 2015: Springer Vieweg Wiesbaden.

Leafs. (kein Datum). Von <https://www.energy-innovation-austria.at/article/leafs/> abgerufen

M-Bus. (31. Mai 2024). Von M-Bus: <https://m-bus.com/> abgerufen

Morozumi, S. (2007). Micro-grid Demonstration Projects in Japan. *Power Conversion Conference - Nagoya*.

Munzel B., R. M. (2022). *Ergebnissynthese des SINTEG-Förderprogramms: FLEXIBILITÄTSPOTENZIALE UND SEKTORKOPPLUNG*. Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz.

openHAB [Software]. (2022). <https://www.openhab.org/>.

RIS. (31. Mai 2024). Von Bundesrecht konsolidiert: Gesamte Rechtsvorschrift für Maß- und Eichgesetz, Fassung vom 31.05.2024:
<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10011268> abgerufen

Schnell Gerhard, W. B. (2019). *Bussysteme in der Automatisierungs- und Prozesstechnik: Grundlagen, Systeme und Anwendungen der industriellen Kommunikation*. Springer-Verlag.

Siemens. (31. Mai 2024). Von Siemens Campus Microgrid:
<https://new.siemens.com/at/de/unternehmen/themenfelder/siemens-campus-microgrid.html> abgerufen

Siemens Campus Microgrid. (kein Datum). Von
<https://www.siemens.com/at/de/unternehmen/themenfelder/siemens-campus-microgrid.html> abgerufen

Stadler, M. G. (2013). Encouraging Combined Heat and Power in California Buildings. *California Energy Commission, PIER Program*.

Taieb, S. B. (2012). A review and comparison of strategies for multi-step ahead time series forecasting based on the NN5 forecasting competition. *Expert systems with applications, Volume 39, Issue 8*.

Uddin M., M. H. (2023). Microgrids: A review, outstanding issues and future trends. *Energy Strategy Reviews, Volume 49*.

Urban Pioneers Community. (kein Datum). Von <https://www.wienenergie.at/pressrelease/urbane-energiegemeinschaften-auf-den-komfort-kommt-es-an/> abgerufen

Voyant C., N. G. (2017). Machine Learning methods for solar radiation forecasting: a review. *Renewable Energy*.

W., E. (2016). *Grundkurs Künstliche Intelligenz: Eine praxisorientierte Einführung*. Springer Vieweg Wiesbaden.

wüsterstrom E-Werk GmbH. (2022). HABWerk Energy Community API (1.0.0.5).
<https://app.swaggerhub.com/apis/x-works/EnergyPlatform/>.

Abkürzungsverzeichnis

Abk.	Abkürzung
BGBI.	Bundesgesetzblatt
Art.	Artikel
usw.	und so weiter
EEG	Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft
EIWOOG	Elektrizitätswirtschaft- und -organisationsgesetz
EMS	Energiemanagementsystem
LEC	Local Energy Community
MILP	Mixed Integer Linear Programming
ML	Machine Learning
MPC	Model Predictive Control
Prosumer	Producer and Consumer
PV	Photovoltaik

