

## D13

# Beschreibung vom Referenzgebäude sowie den Labor- und Feldtest-Er- gebnissen

Version 1.2

## Deliverable

David Reihls, Bernd Windholz, AIT

Aline Leiner, ms.GIS

Florian Mader, WEB

Lily Hergovich, Karthik Subramanya, FHTW



## Energieforschungsprogramm - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Das Projekt Flex+ (864996) wird im Rahmen der 4. Ausschreibung des Energieforschungsprogrammes der Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) und dem Klima- und Energiefonds gefördert



## INTERNE REFERENZIERUNG

- **Deliverable Nr.:** D13
- **Deliverable Name:** Beschreibung vom Referenzgebäude sowie den Labor- und Feldtest-Ergebnissen
- **Lead Partner:** AIT, ms.GIS, WEB, FHTW
- **Work Package Nr.:** WP6
- **Task Nr. & Name:** Task 6.1 / Labortest Referenzgebäude  
Task 6.2 / Proof-of-concept Referenzgebäude
- **Dokument (File):** FLEX+\_Deliverable-D6\_v0\_2.docx
- **Speicher Datum:** 2022-07-29

## DOKUMENT SENSIBILITÄT

- Öffentlich**
- Konsortium und ausgewählte Review Partner**
- Ausschließlich Konsortialpartner**
- Vertraulich zwischen ausgewählten Projektpartnern**

## ÜBERARBEITUNGSVERLAUF

Version	Datum	Autor	Änderung
0.1	25.3.2019	AIT	Dokumentstruktur
0.2	25.11.2021	SCCH	Verbesserung Portfoliooptimierung
0.3	12.01.2022	ms.gis & W.E.B.	Beschreibung Demonstratoren
0.4	20.01.2022	AIT	Auswertung der Laborergebnisse thermisch
0.5	20.02.2022	AIT	Auswertung der Laborergebnisse elektrisch
0.6	03.04.2022	AIT	Auswertung der Demonstratorergebnisse
0.7	25.04.2022	AIT	Überarbeitung Ergebnisse
0.8	30.04.2022	AIT	Überarbeitung Plots
0.9	30.05.2022	AIT	Überarbeitung Laborergebnisse
1.0	20.06.2022	AIT	Formatierung und letzte Überarbeitungen Text
1.1	25.06.2022	AIT	Erneuerung Plots

1.2	11.07.2022	AIT	Einarbeiten von Korrekturen der Partner
-----	------------	-----	---

## ZUSAMMENFASSUNG

Im Rahmen des Arbeitspakets 6 des Flex+ Projekts wurden Labortests eines kleinen Energiesystems mit einer Vielzahl unterschiedlicher Komponenten durchgeführt.

Die Labortests umfassten intelligente Energieerzeuger, Energiespeicher und Energieverbraucher, die zusammen von einem zentralen Energiemanagementsystem gesteuert wurden. Das Setup der Komponenten wurde für einen Feldtest mit längerer Laufzeit in einem Demonstrationsgebäude betrieben um dort weitere Ergebnisse eines Smart Home mit unterschiedlichen Komponenten als Teil der Flex+ Lösung zu erlangen.

Zusätzlich dazu wurden die entwickelten Steuerungen in dem zweiten Feldtest zur Integration von Energiemanagementsystemen bei der W.E.B. getestet.

Zuerst wird ein Überblick über die Komponenten und das Setup der Feldtests präsentiert, bevor im Detail auf die Zusammensetzung der Labortests eingegangen wird. Die Labortests behandeln das gleiche System an Komponenten wie es im darauffolgenden Feldtest in Großschönau aufgebaut war.

In den nachfolgenden Kapiteln werden Ergebnisse der Labortests beleuchtet und einige wichtige Ergebnisse präsentiert.

Die Ergebnisse der Feldtests werden im darauffolgenden Kapitel präsentiert und genauer beleuchtet.

Abschließend werden Maßnahmen zur Portfoliooptimierung diskutiert und Lösungen werden präsentiert.

## INHALTSVERZEICHNIS

<b>1</b>	<b>EINLEITUNG</b> .....	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>FELDTESTS</b> .....	<b>8</b>
<b>2.1</b>	<b>Feldtests in Großschönau</b> .....	<b>8</b>
2.1.1	Optimierung.....	8
2.1.2	Demogebäude: Flex+ Testbetrieb der Day-Ahead-Optimierung .....	8
	Optimierung .....	10
2.1.3	Demogebäude: Flex+ Testbetrieb DA und ID Optimierung .....	11
2.1.4	Komponenten (wie im AIT Labor): .....	11
<b>2.2</b>	<b>Feldtest W.E.B.</b> .....	<b>12</b>
<b>3</b>	<b>LABORTESTS</b> .....	<b>15</b>
3.1.1	Aufbau .....	15
3.1.2	Herausforderungen Labortests.....	16
3.1.3	Emulation des Referenzgebäudes.....	19
<b>3.2</b>	<b>Szenarien</b> .....	<b>23</b>
3.2.1	Sommertag.....	24
3.2.2	Tag in der Übergangszeit .....	26
3.2.3	Wärmepumpe .....	29
3.3.1	Sommertag.....	30
3.3.2	Tag in der Übergangszeit .....	32
<b>4</b>	<b>FELDTEST-ERGEBNISSE</b> .....	<b>35</b>
<b>4.1</b>	<b>Ergebnisse Großschönau</b> .....	<b>35</b>
<b>4.2</b>	<b>Ergebnisse WEB</b> .....	<b>39</b>
<b>5</b>	<b>VERGLEICH LABORTESTS VS. FELDTESTS</b> .....	<b>44</b>
<b>6</b>	<b>VERBESSERUNG PORTFOLIOOPTIMIERUNG UND AKTIVIERUNG</b> .....	<b>45</b>
<b>7</b>	<b>ANHANG</b> .....	<b>53</b>

## EINHEITEN UND ABKÜRZUNGEN

<b>Abkürzung/Einheit</b>	<b>Bedeutung</b>
<b>DA</b>	Day-Ahead
<b>ID</b>	Intraday
<b>OPC</b>	Open Platform Communications
<b>EV</b>	Electric Vehicle
<b>PV</b>	Photovoltaic (System)
<b>EMS</b>	Energiemanagementsystem

# 1 Einleitung

Das System aus Energiemanagementsystem (EMS) und flexiblen Erzeugern, Verbrauchern und Speichern, so wie es z.B. in einem Smart Home zu finden ist, ist sehr komplex und es sind viele, teils komplexe, Interaktionen zwischen Komponenten und Managementsystem notwendig, um einen optimierten Betrieb des Systems zusammen mit einer optimalen Marktinteraktion umzusetzen.

Ein solches integriertes System mit mehreren Komponenten aus unterschiedlichen Energiedomänen (Thermisch, Elektrisch und Mobilität) und einer optimierten Regelung stellt die Integration eines Energiesystems mit internem Management und Interaktion mit verschiedenen externen Energiemärkten über die Flex+ Plattform, dar.

Für solche Systeme wurde im Rahmen des Flex+ Projekts an einem Optimierungsalgorithmus und einer integrierten EMS Lösung gearbeitet.

Mehrere Pfade zur Validierung der entwickelten Lösungen wurden verfolgt. Dazu gehören die Labortests sowie die Demonstratoren im Feldbetrieb. Das vorliegende Deliverable behandelt die Labortests des Energiemanagementsystem (EMS) Setups, sowie die 2 Demonstratoren, bei denen die entwickelte Optimierung für EMS zum Einsatz gekommen ist.

Ergänzend zu diesem Deliverable präsentiert D12 wichtige Ergebnisse zur Technoökonomischen Performance der Versuche im Feld.

Im Rahmen der EMS Demonstration wurden 2 Demonstratoren ausgewählt und implementiert. Einerseits handelt es sich dabei um das Demonstrationsgebäude in Großschönau und weiters wurde ein Demonstrator am Gelände der W.E.B. mit EMS implementiert. Die folgenden Kapitel beschreiben den Aufbau der Demonstratoren so wie die Durchführung der Experimente.

## 2 Feldtests

### 2.1 Feldtests in Großschönau

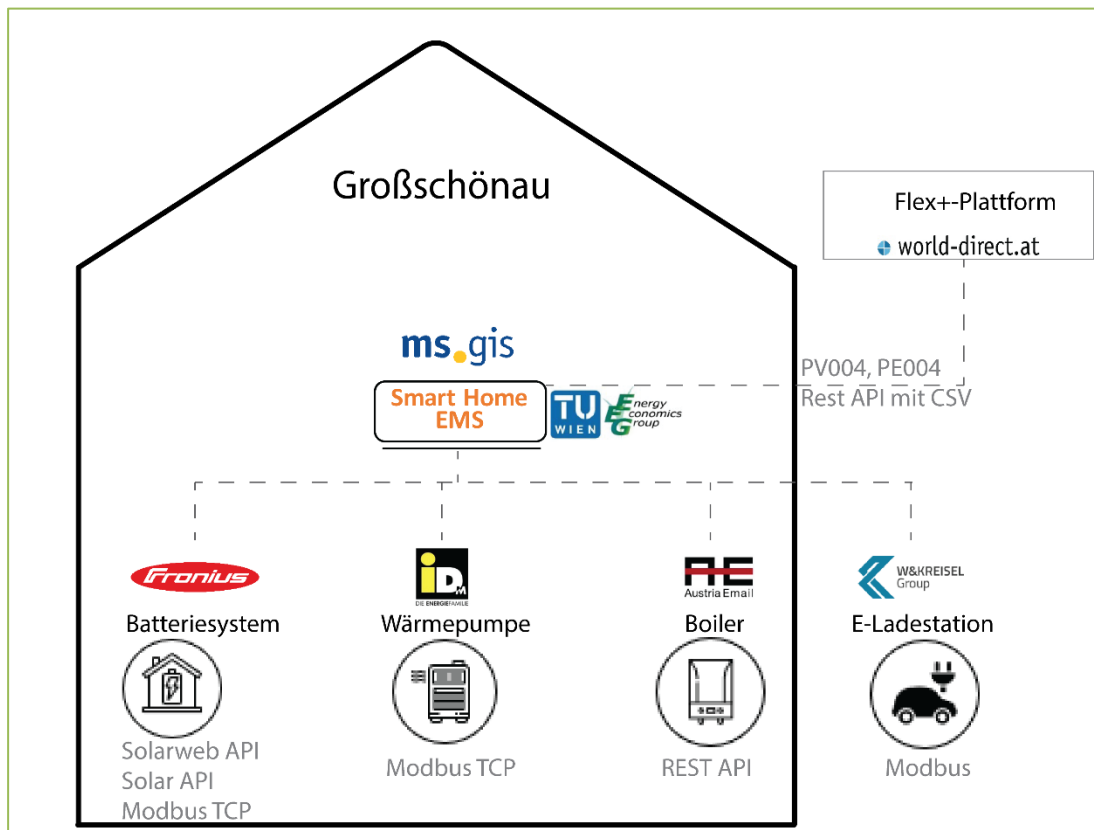


Abbildung 1 Gebäude (schematisch) und Schnittstellen

#### 2.1.1 Optimierung

Eingangsparameter zur Durchführung der Optimierung sind technische Parameter wie beispielsweise Dichte der Luft, konstanter Energieverlustfaktor, Komforteinstellungen des Nutzers wie bspw. maximal und minimale Raumtemperatur sowie Forecast-Werte, welche als Zeitreihen abgebildet werden. Folgende Parameter finden als Zeitreihen Eingang: Netzkosten, Day-Ahead-Marktpreise, Außentemperatur, PV-Last und nicht flexible Lasten.

Die Berechnung der Optimierung erfolgt lokal am Smart Home Gateway und wird in weniger als zehn Sekunden durchgeführt. Die Optimierungsvariablen werden mit IFTTT-Regeln ausgeführt. Für jede Komponente werden Leistungsvorgaben für 15-minütige Zeitschritte für den nächsten Tag generiert.

#### 2.1.2 Demogebäude: Flex+ Testbetrieb der Day-Ahead-Optimierung

Die Demonstration des Energiemanagementsystems in Großschönau lässt sich in drei Phasen gliedern: Testphase, der Day-Ahead-Optimierung (ohne Regelenergie) und der Intraday-Optimierung. Das Gateway ist seit 24.01.2020 in Großschönau in Betrieb. Die Installation der Komponenten im gleichen lokalen Netzwerk sowie die Ermittlung und Einbindung

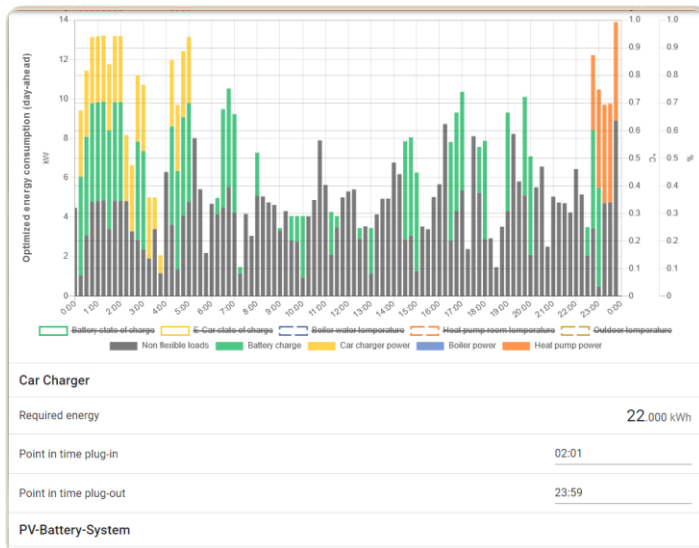
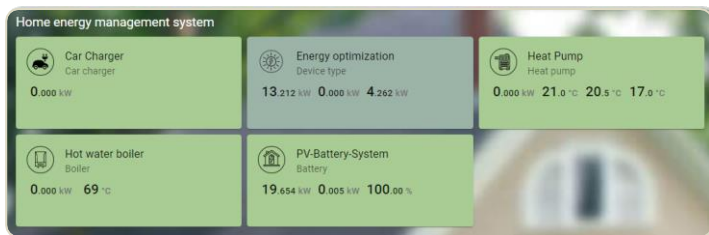


der IP-Adressen aller Komponenten war am 02.03.2020 abgeschlossen. Während der Laborphase beim AIT und der Demophase in Großschönau gab es umfassende Überarbeitungen der Optimierungen sowie Änderungen der Schnittstellen (neue Schnittstellen für die dynamischen Prognosewerte, Änderung bei den Fronius-Schnittstellen). Nach Abschluss der Implementierung dieser Anpassungen sowie den Tests, hat der Start der zweiten Phase begonnen. Ausstehend war noch die Umsetzung der Preisschnittstelle über WD und somit die Implementierung. Nach dem Release der Rest-Schnittstelle PV004 (get Day-Ahead Preissignale) wurde diese implementiert und die Optimierung, unter Berücksichtigung aller externen Schnittstellen, sowie die daraus resultierende Steuerung der Flexibilitäten im Echtbetrieb getestet. Die Optimierungsergebnisse und die Betrachtung der Energieflüsse in Echtzeit konnten über die Dev. Smart Home Webanwendung betrachtet werden. Das Energiemanagementsystem in Großschönau wurde bei den folgenden Demodurchläufen erprobt:

- 25.01.2021 - 31.01.2021 teilgenommen
- 17.03.2021 teilgenommen
- 15.04.2021 teilgenommen
- 03.05.2021 - 07.05.2021 Umstellung Netzwerk in Großschönau
- 07.06.2021 - 11.06.2021 Nicht an der ganze Testwoche teilgenommen
- 05.07.2021 - 09.07.2021 teilgenommen
- 02.08.2021 - 06.08.2021 teilgenommen
- 06.09.2021 - 10.09.2021 teilgenommen



Abbildung 2 Ladevorgang Elektroauto (GS)



**Abbildung 3 Smart Home Optimierungsergebnisse**

Die Ergebnisse der Optimierung sowie die Aufzeichnung der Leistungsdaten in Echtzeit über das Gateway wurde der FHTW für die Ermittlung der KPIs bereitgestellt.

#### Ablauf:

##### T-1:

- Durchführung der DA-Optimierung
  - o Input:
    - Prognosen
    - Technische Optimierungsparameter
    - Startwerte für die Komponenten
  - o Output: Leistungsvorgaben für den nächsten Tag (24h) für jeweils 15 Min.
- Speicherung der Ergebnisse
- Erstellung der IFTTT Regeln über das Smart Home Gateway

Auszug: Herausforderungen, Erkenntnisse und Anpassungen:

- Anpassung der Regelerstellung: eine Regel für alle Devices pro viertel Stunde
- Grund: bei der Ausführung der Optimierungsregeln von mehr als 24 Stunden, wurden zeitverzögert oder gar nicht ausgeführt
- Anpassung der Grenzwerte für die Wärmepumpe
- Grund: bei höheren Außentemperaturen wurde kein Optimum ermittelt
- Herausforderung Ermittlung der lokalen IP-Adressen (mehrere Netzwerke)
- Integration unterschiedliche Formate/Schnittstellen (vier Hersteller)

#### **Optimierung**

Die Optimierung erfolgt für alle Flexibilitäten, in Abhängigkeit zueinander sowie allen Zeitintervallen, unter Berücksichtigung der Start- und Zielwerte, Ergebnissen der DA-

Optimierung und den Eigeninteressen des Nutzers. Dynamischen Inputs (Wetter etc) werden berücksichtigen. Als Prämisse für die Optimierung galt, dass sie zu jeder beliebigen Tageszeit ausgeführt werden können soll. Die Regeln werden, wie auch bei der DA-Optimierung, über das Smart Home Gateway erstellt und ausgeführt. Die Intraday-Preissignale, welche vier Mal pro Stunde für eine Minute abgefragt werden können, dienen zeitlich als Basis für alle weiteren dynamischen Parameter.

### **2.1.3 Demogebäude: Flex+ Testbetrieb DA und ID Optimierung**

Der Testbetrieb der Intraday Optimierung stellt die dritte Phase der Demonstration des Energiemanagementsystems in Großschönau dar. Im Herbst 2021 wurde die Optimierung inklusive der automatisierten Ausführung abgeschlossen. Vom Konsortium wurde von 18.10.2021 bis 22.10.2021 ein gemeinsamer Demobetrieb durchgeführt.

#### Ablauf:

T-1:

- Durchführung der DA-Optimierung
- Speicherung der Ergebnisse

T:

- Abfrage und Speicherung der ID-Preise (erster Preis, 30 Min. nach der Abfrage)
  - o date hh:01:30 – date hh:02:30
  - o date hh:16:30 – date hh:17:30
  - o date hh:31:30 – date hh:32:30
  - o date hh:46:30 – date hh:47:30
- Durchführung der Optimierung (30 Min. nach der Preisabfrage)
  - o Zusammenführung der dynamischen Prognosen als Input für die Optimierung:
    - Boiler: berechnete Leistungsaggregat vom Vortrag als Prognose für den aktuellen Tag
    - Nichtflexible Lasten: berechnete Leistungsaggregat vom Vortrag als Prognose für den aktuellen Tag
    - Wärmepumpe: Außentemperatur
    - PV: Leistungsprognose
  - o Ergebnisse der DA-Optimierung: gekaufte und verkaufte Energie
  - o ID Optimierung unter Berücksichtigung aktueller Leistungswerte als Startwerte
- CSV Export
- Erstellung der Smart Home Regeln für die Steuerung der Komponenten für drei Stunden
  - o DA-Regeln werden für den jeweiligen Zeitraum überschrieben

### **2.1.4 Komponenten (wie im AIT Labor):**

- Austria Email: Standspeicher VS 300 EU:
  - o Leistung:6kW
  - o Volumen:0,3m<sup>3</sup>
- Fronius: Batterie-System (WR, PV, BAT) Battery-BOX H11.5
  - o Kapazität: 11.520 kWh
  - o Bat. Lade- Entladeleistung: 5kW
- iDM: Wärmepumpe TERRA SW Complete
  - o Leistung max: 5kW
- Kreisel: E-Ladestation neoom BOXX:
  - o Maximaler Ladestrom 32 A

## 2.2 Feldtest W.E.B.

Am Standort der W.E.B Windenergie AG wurde die bereits bestehende Infrastruktur im Rahmen des Flex+ verwendet. Es wurden vor der Durchführung der Testwochen teilweise Ertüchtigungen durchgeführt, um die Steuerungstechnik an die durchs Projekt hinzugekommenen Anforderungen anzupassen.

Die technischen Eckdaten der im Demobetrieb eingesetzten Anlagenteile sind wie folgt:

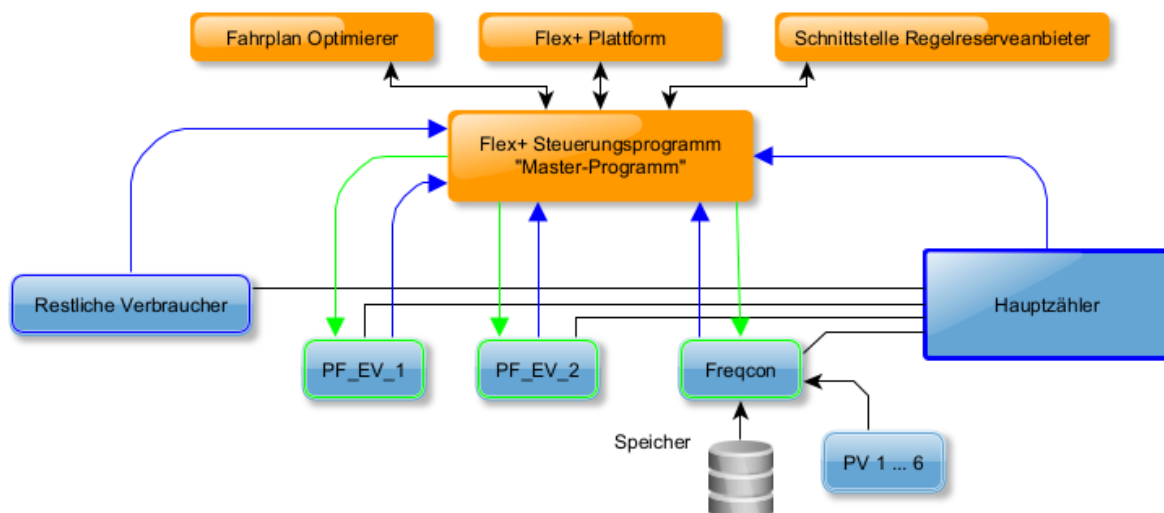
### Freqcon Speichersystem

- Vollintegriertes Umrichtersystem  
(PV, Batterie, Netz – Energietransfer in alle Richtungen möglich)
  - Verknüpfung der einzelnen Ein-/Ausgänge über DC-Bus mit 800V (DC-gekoppeltes System)
  - 6 Eingänge für PV (je max 90 kW)
  - 3 Eingänge für Batterie-Packs (je 90 kW)
  - 3-phasiger Netzanschluss, max. Leistung 140kW
  
- Batterie:  
Lithium-Eisen-Phosphat (LiFePO<sub>4</sub>), sicherer als Tesla-Zellen (NCA- Lithium nickel cobalt aluminum oxide) aber geringere Leistungsdichte
  - Hersteller CALB (China), 180Ah pro Zelle
  - Zellspannung 3,2V – je 10 Zellen pro Einschub in Serie – 14 Einschübe in Serie
  - Nennspannung Batterieblock: 448V (min. 364V, max. 504V)
  - Typischer Lade/Entladestrom: 180A (1C)
  - Max Entladestrom (10s): 990A (5,5C)
  - BMS überwacht Spannung und Temperatur pro Zelle, steuert Balancing
  
- PV Fassade (87 kWp):
  - fassadenintegriert Ost-, Süd-, West-Anlage.  
Ost + West je 35 kWp , Süd 17 kWp
  - Pro Fassadenseite 1 PV-Eingang mit MPP-Tracking
  - Module: SunOwe 245Wp poly, 992x1650mm
  - Ost+West: je 8 Strings zu 18 Modulen (144 Stk)
  - Süd: 4 Strings zu 18 Modulen (72 Stk)
  
- PV Dach (58,32 kWp):
  - 15° Ost aufgeständert, 6 Strings zu 16 Modulen Trina 270W, gesamt 25,92 kWp
  - 10° Ost-West aufgeständert, je 4 Strings zu 15 Modulen Trina 270W gesamt 32,4kWp
  
- PV Bürozubau (44,8 kWp):

- 10° Süd aufgeständert, 9 Strings zu 16 Modulen, Trina 280W, gesamt 40,32 kWp
  - 90° fassadenintegriert, 1 String zu 16 Modulen, Trina 280W, gesamt 4,48 kWp
- Einsatzmöglichkeiten Speichersystem:
- **Eigenverbrauchsoptimierung**  
Überschüssige Solarenergie tagsüber speichern, wenn benötigt wieder abgeben (z.B. Energie am Nachmittag speichern für Ladung e-Autos am nächsten Morgen)
  - **Peakshaving**  
wenn Leistungsbezug höher als Netzanschluss (100kW) wird zusätzliche Leistung aus Batterie zugeführt (Problem e-mobility)
  - **Manual**  
durch Steuerbefehle wird definiert, ob Energie in den Speicher geladen oder aus dem Speicher gezogen werden soll (z.B. Regelenergie)

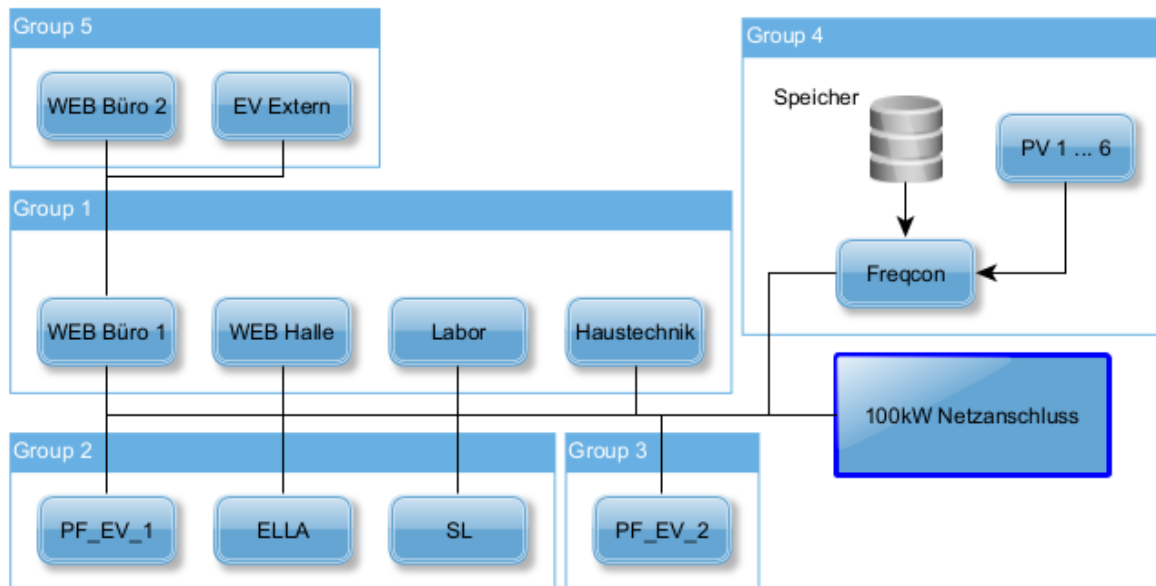
Die 80kWh des Speichersystems wurden im Laufe des Testbetriebs um einen weiteren Speicher mit 80kWh erweitert. Dieser war ebenso wie der erste Speicher im Freqcon System direkt eingebunden.

Für die Umsetzung der Fahrplan-Vorgaben aus dem im Projekt entwickelten Optimierungsprogramm wurde ein eigenes Steuerprogramm entwickelt, das per OPC-Datenschnittstelle direkt Messgrößen aus dem Speichersystem abrufen sowie Steuerungsvariablen vorgeben kann. Ursprünglich wurde geplant hierzu den direkten „Manual“-Modus des Speichersystems per Modbus-TCP anzusprechen. Diese Schnittstelle würde aber eine komplett eigenständig entwickelte Steuerung erfordern, während bei der Nutzung der OPC-Datenschnittstelle dem normalen Peakshaving-/Eigenverbrauchsoptimierungsmodus angepasste Steuerungsvorgaben übermittelt werden und ansonsten alle wichtigen Ablaufkontrollfunktionen weiter vom ursprünglichen Speichersystem erfüllt werden. Die dabei etwas ungenauere Umsetzung der Regelgrößen aus dem optimierten Fahrplan wurde in Anbetracht der Beschränkten Ressourcen im Projekt in Kauf genommen, und das System lieferte im Rahmen des Testbetriebs eine sehr gute Performance.



Parallel zum Speichersystem wurde ein bereits bestehendes System an Strom-Subzählern in der WEB weiter ausgebaut. Auf 5 Messgruppen aufgeteilt werden hier verschiedene Leistungsabgänge überwacht und aufgezeichnet. Diese Messungen wurden vor allem für tiefere

Analysen von Lastsituationen und der daraus resultierenden Reaktion des Steuerungsprogramms verwendet. Im späteren Verlauf des Projekts wurden diese Daten auch zur Visualisierung der Stromflüsse am Standort der WEB, sowie den Ablaufgrößen des Steuerungsprogramms, verwendet. So konnten auch nicht direkt im Flex+ Projekt involvierte WEB Mitarbeiter und Mitarbeiterinnen unkompliziert nach verfolgen was das System gerade macht, und warum z.B. Elektrofahrzeuge gerade nicht mit höherer Leistung geladen werden können.



Der EV Bestand der WEB (Mitarbeiter-Fahrzeuge sowie Pool-Fahrzeuge) stieg im Laufe des Projekts von ca. 30 Fahrzeugen auf ca. 60 Fahrzeuge an. Da damit das Beladen der Fahrzeuge am Vormittag immer schwieriger wurde, vor allem bei wenig verfügbarer PV Leistung, wurden die EVs in der Endphase des Projekts nicht mehr als steuerbare Last direkt verschoben, sondern als weitere NFL (Nicht flexible Last) prognostiziert und im Rahmen der Optimierung des Speichersystems implizit abgebildet. Aufgrund der technischen Unzulänglichkeiten der von den verbauten Ladeplatinen abgedeckten Lade-Normen, kann weder eine genaue Information des EV-Speicher Inhalts ausgelesen werden noch eine eindeutige Zuordnung der EVs zu Ladepunkten getroffen werden. Die von der Optimierung erfolgte zeitliche Umverteilung der zum Laden benötigten Energie hätte so nach dem Zufallsprinzip auf die EVs weitergegeben werden müssen, was zu stark reduzierter Akzeptanz des Gesamtprojekts geführt hätte. Viele Fahrzeuge, die sehr früh angesteckt werden, und somit auch in höhere Strompreise bei der Beschaffung am Day-Ahead Markt fallen, gehören Mitarbeitern, die am Nachmittag nicht mehr am Standort tätig sind. Ein Verschieben dieser Ladungen, ohne das Wissen im Hintergrund, wann diese vollgeladen sein sollen, hätte die Eigeninteressen der Benutzer massiv Beeinträchtigt. Eine Behelfsmäßige Lösung zur Zuordnung von Ladepunkten und deren Ladebedarf in Form einer App wurde angedacht, war aber im Rahmen der begrenzten Projekt Ressourcen nicht durch die WEB umsetzbar. Trotz allem waren die Ladepunkte jederzeit im WEB eigenen Lastmanagement eingebunden, und wurden so geregelt, dass es zu keinen Leistungsüberschreitungen am Netzverknüpfungspunkt durch zu viele gleichzeitig stattfindende Ladungen kommt. Da umgekehrt auch immer geschaut wurde, dass die EVs das zur Verfügung stehende Leistungsbudget möglichst gut ausnutzen wurde die optimierte Energiebeschaffung des Speichersystems nicht beeinträchtigt.

### 3 Labortests

Zur Umsetzung der Labortests wurde der Forschungsprüfstand des SmartEST Labors, der Abteilung für Electrical Energy Systems am AIT sowie die Prüfstände für Boiler und Wärmepumpen in den Labors der Sustainable Thermal Energy Systems am AIT miteinander gekoppelt. Diese Kombination der Labore erlaubte es während der Labortests die thermischen und elektrischen Systeme im emulierten Haushalt gemeinsam zu betrachten und die gesamte Hardware so zu Testen wie sie im Rahmen der Feldtests zum Einsatz gekommen ist.

#### 3.1.1 Aufbau

Der exemplarische Aufbau der Labortests ist in Abbildung 4 dargestellt. Während die Versorgung der Komponenten in den jeweiligen Laboren getrennt stattgefunden hat, wurde ein gemeinsames Netzwerk für das Energiemanagementsystem aufgesetzt, und daraus hat sich ein komplett thermisch sowie elektrisch emulierter Haushalt für das Energiemanagementsystem realisieren lassen.

Prinzip-Schaltbild

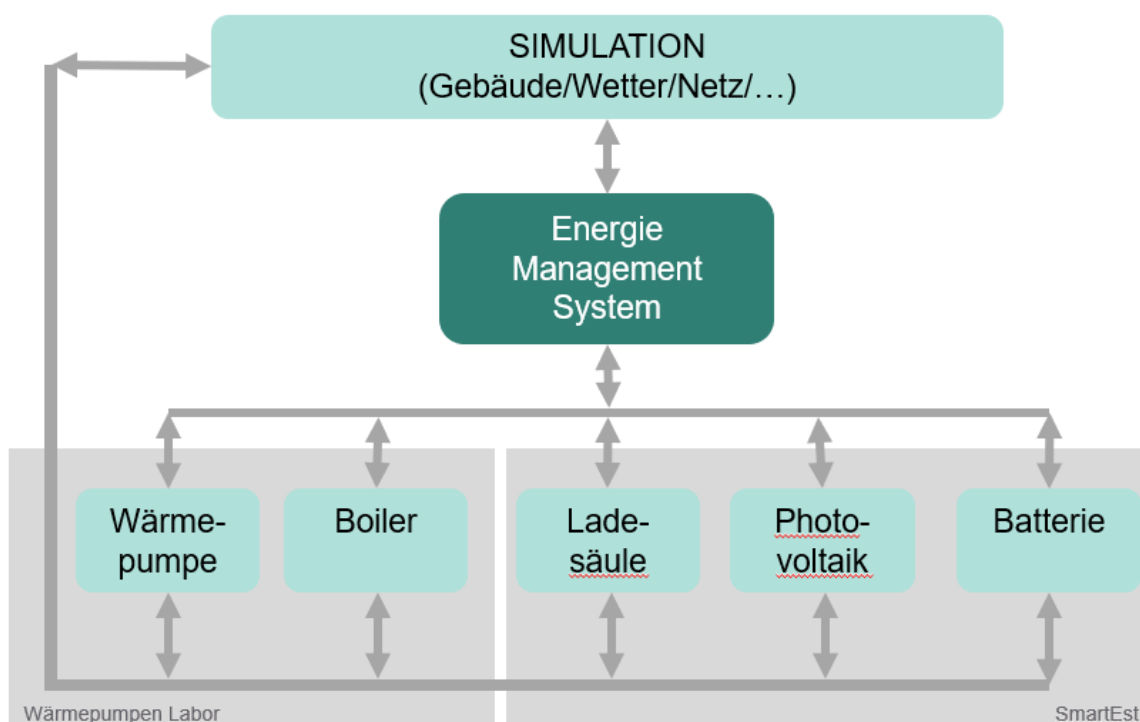


Abbildung 4: Aufbau der Komponenten und Verbindung mit AIT Laboren

Um die Verbindung zwischen den Laboren auch auf elektrischer Ebene zu vervollständigen, wurde die thermische Last der Wärmepumpe und des Boilers im thermischen Labor gemessen und mit Hilfe eines Messsetups basierend auf einem Beckhoff Industrie-PC sekundlich in das elektrische Labor übertragen und dort auf einer RLC-Last nachgefahren. Zur Übertragung wurde die AIT intern entwickelte Middleware für die Kombination von Simulationen mit Laboraufbauten LabLink<sup>1</sup> eingesetzt.

<sup>1</sup> LabLink – A novel co-simulation tool for the evaluation of large scale EV penetration focusing on local energy communities, D. Stahleder et al., CIRED 2018 Ljubljana Workshop on Microgrids and Local Energy Communities, <http://dx.doi.org/10.34890/180>

Diese Vorgehensweise zur Kombination der Labore in einem integrierten Testsetup ermöglichte es sowohl dem Smart Meter als auch dem Energiemanagementsystem aktuelle gemessene Werte der thermischen Komponenten zur Verfügung zu stellen. Die Unschärfe der Übertragung (bei 1 Sekunde) wird für die Regelung als vernachlässigbar angenommen, da die Regelung des Energiemanagementsystems auf einer Optimierung mit 15 Minuten Zeitschrittgröße basierte.

Abbildung 5 zeigt den Laboraufbau während der Tests. Zu sehen sind das Batteriesystem, der Hybridwechselrichter, der eingesetzte PV Simulator sowie die Ladesäule und der AIT FlexEVELab Elektroauto Emulator<sup>2</sup>.

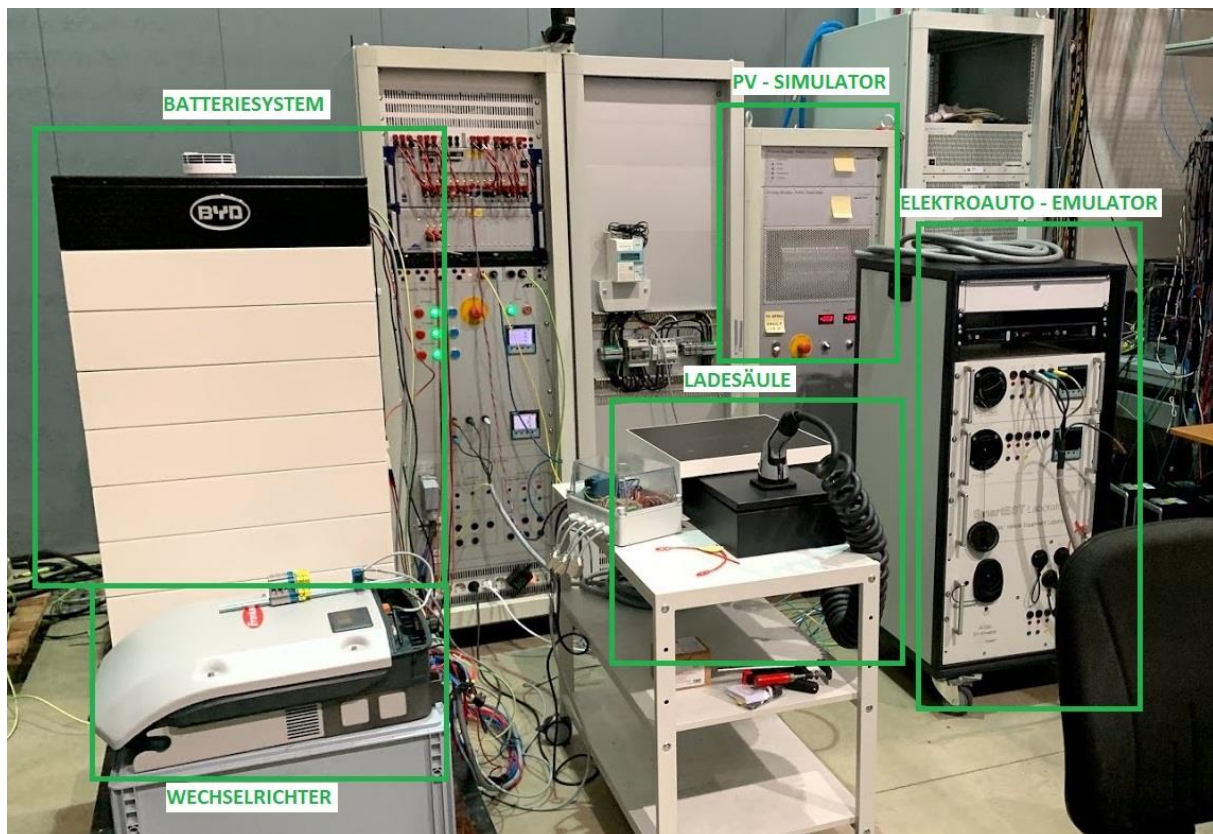


Abbildung 5: Integrierter Laboraufbau am Forschungsprüfstand des SmartEST Labor

### 3.1.2 Herausforderungen Labortests

Auf Grund der erhöhten Komplexität der gemeinsamen Emulation der thermischen und elektrischen Seite des Haushalts haben sich einige Herausforderungen bei der Umsetzung ergeben, die im Folgenden beleuchtet werden.

#### Trägheit thermischer Speicher

Das Heizsystem mit der Wärmepumpe das in den Testaufbau integriert war und in Folge im Feldtest zum Einsatz kam beinhaltete einen thermischen Pufferspeicher, um die zeitliche

<sup>2</sup> Test Device for Electric Vehicle Grid Integration, S. Ledinger et al., 2018 EEEIC / I&CPS Europe, [10.1109/EEEIC.2018.8493902](https://doi.org/10.1109/EEEIC.2018.8493902)



Flexibilität der Wärmepumpe zu erhöhen. Mit diesem Pufferspeicher wurde ein realistisches System abgebildet so wie es häufig zum Einsatz kommt und verbaut wird.

Für die Labortests war es notwendig einen definierten Zustand des Pufferspeichers herzustellen, um den Einfluss des Energiemanagementsystems auf die Regelung der Wärmepumpe zu beleuchten. Um die Regelung mit dem Szenario ohne Regelung vergleichen zu können war es also notwendig zweimal die gleiche Beladung des Speichers zu erzielen.

Im Grunde waren in dem Speicher aber nur unzureichend Sensoren verbaut, um den Speicherzustand genau bestimmen zu können. Das hat dazu geführt, dass die Initialisierung der Zustände für die 24h Labortests viel Zeit in Anspruch genommen hat und die Szenarien auf Seiten der Wärmepumpe relativ schwer vergleichbar waren mit den jeweiligen Referenzszenarien. Dieser Zustand wird bei der Analyse der Ergebnisse genauer beleuchtet.

### Dauer der einzelnen Tests

Wegen der betrachteten Day-Ahead Regelung war es notwendig sowohl für die gewählten Szenarien und die Referenzzeiträume 24h Tests durchzuführen. Dieser Zeitraum war der Einzige, der für die Regelung und auf Grund der potenziellen Verschiebung von Lasten durch den Optimierungsalgorithmus teilweise vergleichbar erschien. Natürlich ist das Gesamtsystem aus der Vielzahl an Komponenten, die im Labortest kombiniert waren, nicht mehr genau vergleichbar, sobald der Einsatz der Komponenten für einen (auch schon) kürzeren Zeitraum voneinander abweichen. So wird zum Beispiel die Gebäudesimulation innerhalb des Testzeitraums nicht mehr den gleichen Zustand erreichen, wenn in dem Szenario mit EMS die Last um 15 Minuten nach hinten verschoben wird, da sich auch die Bedingungen für die Gebäudesimulation, auf Grund von Außentemperatur und Sonneneinstrahlung, laufend verändern.

Diese Kombination an Herausforderungen hat dazu geführt, dass die Resultate der Szenarien und deren Referenzszenarien nur schwer miteinander vergleichbar sind. Dieser Umstand wird bei der Analyse der Labortestergebnisse genauer beleuchtet.

### Einfluss von äußeren Faktoren

Beim Vergleich mit den Feldtests kommt erschwerend dazu, dass komplett unterschiedliche Umstände zum Zeitpunkt der Feldtests als zum Zeitpunkt Labortests für den Optimierungsalgorithmus und die jeweiligen Komponenten vorgefunden wurden. Dieser Unterschied fängt damit an, dass keine gemessene Lastkurve für das Demonstrationsgebäude zur Verfügung stand, und geht bis dahin, dass äußere Faktoren wie Temperatur oder Einstrahlung den Heizbedarf stark beeinflussen.

Besser vergleichbar hätte man die Ergebnisse gestalten können, wenn die Labortests nach den Feldtests angesetzt worden wären, da man echt Systemzustände an den verwendeten Prüfständen nachstellen kann. Das wiederum hätte verhindert den Labortest als Proof-of-Concept Implementierung für das Gesamtenergiesystem in der Flex+ Demonstration zu gestalten.

## Spezifikationen der Komponenten

Tabelle 1 gibt einen Überblick der während der Labortests zum Einsatz gekommenen Komponenten und einige ihrer wichtigen Eckdaten.

**Tabelle 1: Eckdaten der Komponenten die bei den Labortests eingesetzt wurden.**

<b>Ladesäule (neoom BOXX)</b>	
Maximalstrom	32 A
Versorgungsspannung	400 V
Maximalleistung	22 kW
Phasen	3
<b>Batterie (BYD Battery-Box HV 11.5)</b>	
Nutzbare Kapazität	11.52 kWh
Maximale Ausgangsleistung	5.2 kW
Batteriewirkungsgrad	≥95.3%
Nennspannung	460 V
Spannungsbereich	360 – 500 V
<b>Wechselrichter (Fronius Symo 5.0-3-M)</b>	
AC Nennleistung	5 kW
DC Nennleistung	8 kW
Max. AC Ausgangsleistung	5 kW
Max. Wirkungsgrad	98%
<b>PV Simulator</b>	
Maximale DC Ausgangsleistung	8 kW
Ausgangsspannung	~600 V
<b>Wärmepumpe (iDM Terra SW 10 Complete)</b>	
Heizleistung bei S0/W35	10,58 kW
Leistungsaufnahme bei S0/W35	2,2 kW
COP bei S0/W35	4,8
<b>Heizungspufferspeicher (iDM Termo 1000)</b>	
Volumen	1000 l
<b>Brauchwasserboiler (Austria Email Standspeicher VS EU)</b>	
Volumen	300 l
Heizleistung	4,5 kW

## Regelungskonzept der Komponenten

Im Folgenden werden die Regelungskonzepte der einzelnen Komponenten umrissen, wenn kein Steuersignal des EMS vorhanden ist. Diese Regelungskonzepte kommen ebenfalls bei den Referenzszenarien zum Einsatz.

Komponente	Regelungskonzept
Ladesäule	Kein unabhängiges Regelungskonzept vorhanden. Wenn ein Fahrzeug angeschlossen ist und Leistung anfragt wird diese zur Verfügung gestellt.
Batterie & Wechselrichter	Ohne EMS wird Eigenverbrauchsoptimierung betrieben. Wenn mehr PV Leistung vorhanden ist als Leistung im Haushalt benötigt wird, wird mit dieser Leistung die Batterie geladen. Wenn die Batterie einen SoC höher $\sim 5\%$ aufweist und die gebrauchte Leistung im Haushaltsnetz die von der PV zur Verfügung gestellten Leistung übersteigt wird die Batterie entladen um Leistung bereitzustellen.
PV	Dem Eingabeprofil wird so gut wie möglich gefolgt. Auflösung der Ausgangskurve ist limitiert in Schritten der Größe $1/128$ * maximaler Leistung.
Wärmepumpe mit Heizungspuffer	Der Heizungspuffer wird von der Wärmepumpe auf Temperatur gehalten. Diese Temperatur ist abhängig von der Außentemperatur des Gebäudes und orientiert sich an der Heizkurve.
Boiler	Mithilfe der elektrisch betriebenen Heizpatrone wird der Boiler auf einer einstellbaren Temperatur in einer bestimmten Speicherhöhe gehalten.
EMS	Das EMS führt die von der TU Wien entwickelte Optimierung für die DA Regelung aus und setzt periodische die Resultate der Optimierung als Sollwerte für die Komponenten.

### 3.1.3 Emulation des Referenzgebäudes

#### Gebäudemodell

Das Gebäudemodell aus der Modelica Buildings library<sup>3</sup> besteht aus einer thermischen Zone mit vier Elementen: Außenwänden, Innenwänden, Bodenplatte und Dach, siehe Abbildung 6. Es wurde mit Daten aus dem Energieausweis der Kläranlage und mit Wetterdaten aus

<sup>3</sup> Lawrence Berkeley National Laboratory: Open source library for building energy and control systems, <https://simulationresearch.lbl.gov/modelica/>

einer Wetterstation in Linz parametrisiert. Das Gebäudemodell wurde um eine Fußbodenheizung erweitert. Als Solver wurde Dymola<sup>4</sup> verwendet.

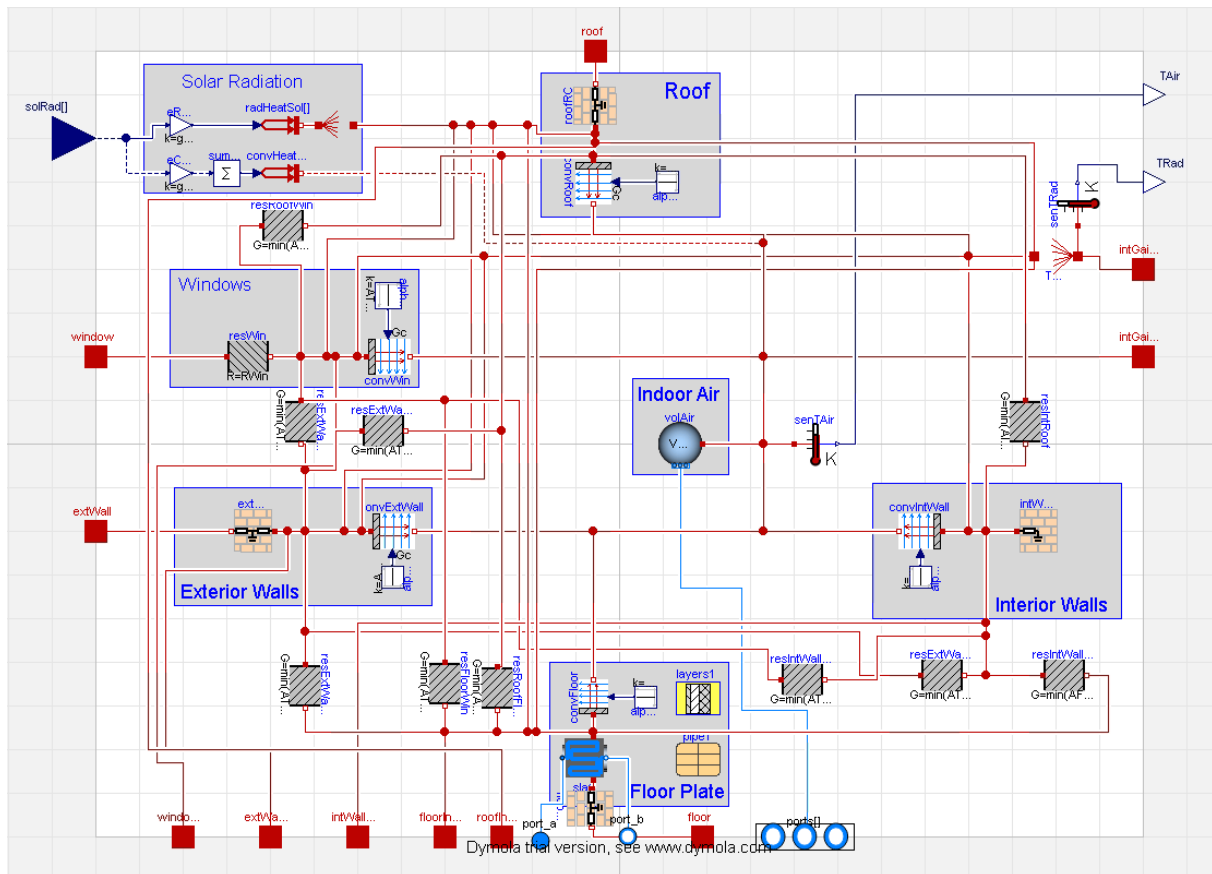


Abbildung 6: Modelica-Gebäudemodell in der Diagramm-Ansicht in Dymola

Inputs:

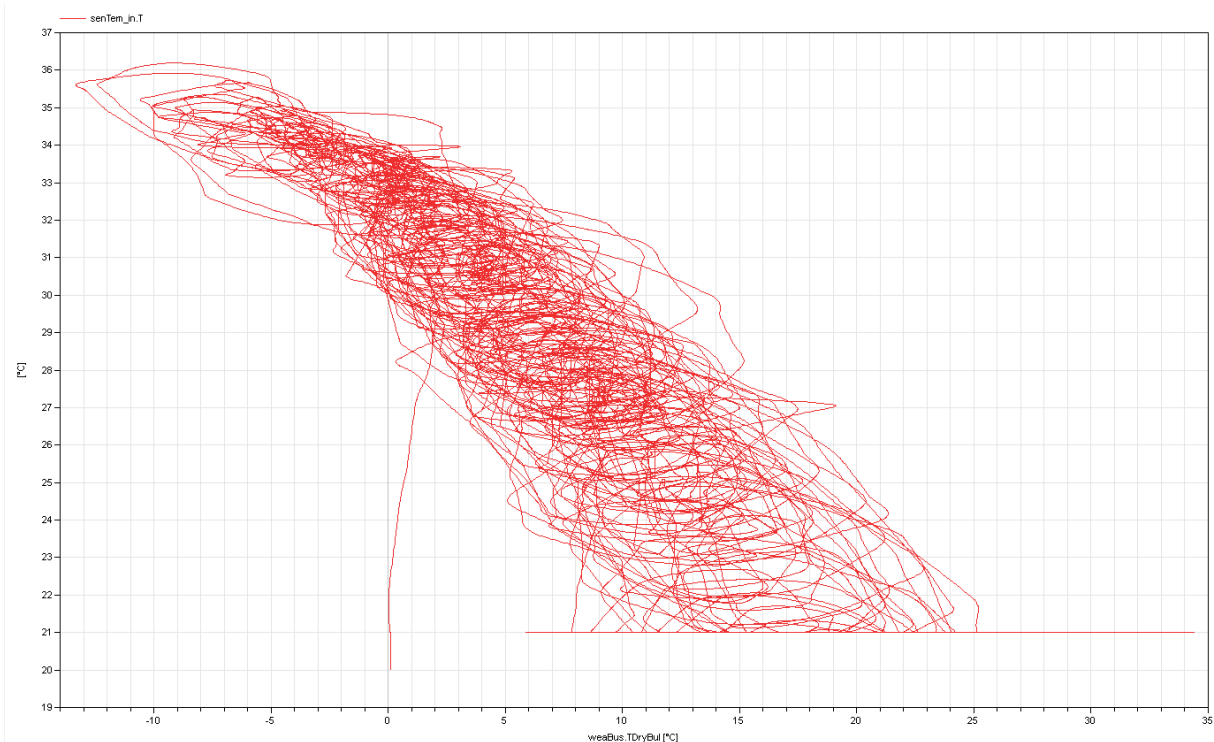
- Wetterdaten
- Eintrittstemperatur in die Fußbodenheizung
- Eintrittsmassenstrom in die Fußbodenheizung

Verwendete Outputs:

- Innenraumtemperatur
- Austrittstemperatur aus der Fußbodenheizung

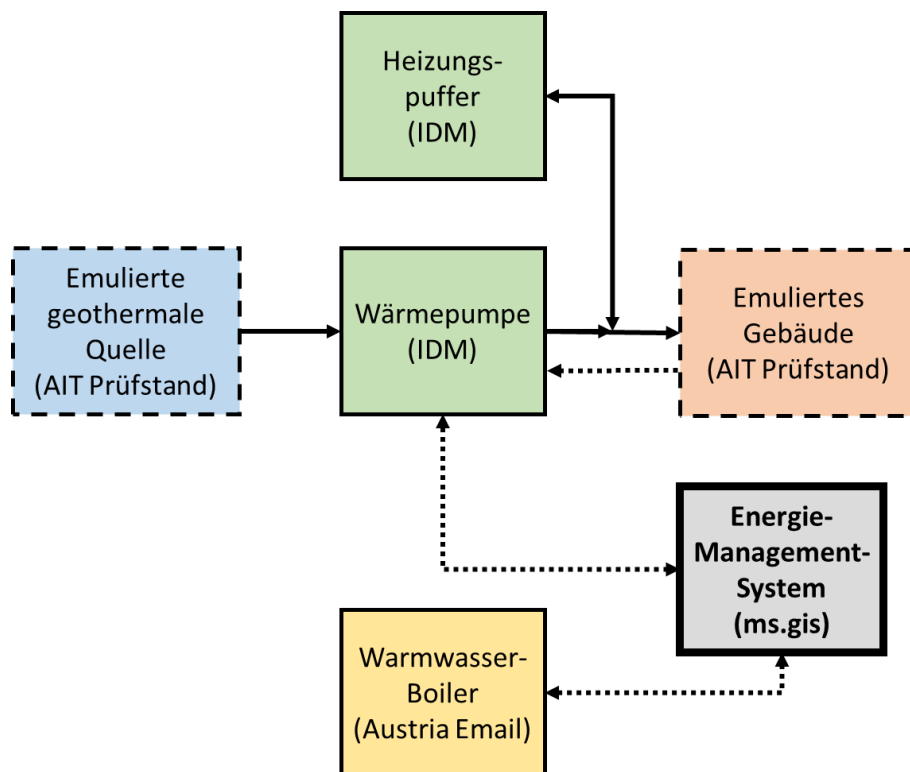
Neben den Hardware-in-the-Loop-Tests wurde das Gebäudemodell auch für die Erstellung der Heizkurve verwendet, die in der Regelung der Wärmepumpe hinterlegt wurde. In der Simulation wurde dazu die Innenraumtemperatur mit einem Regler konstant gehalten, der die Eintrittstemperatur in die Fußbodenheizung als Stellgröße nutzt. Abbildung 7 zeigt den instationären Verlauf der Eintrittstemperatur in die Fußbodenheizung, wie sie sich in Abhängigkeit der Außentemperatur über die Zeit ergibt. Würde man sich auf stationäre Zustände beschränken, ergibt sich die Heizkurve.

<sup>4</sup> Dassault Systèmes®: DYMOLA Systems Engineering - Multi-Engineering-Modellierung und -Simulation auf Basis von Modelica und FMI, <https://www.3ds.com/de/produkte-und-services/catia/produkte/dymola/>



**Abbildung 7: Eintrittstemperatur in die Fußbodenheizung in Abhängigkeit der Außentemperatur**

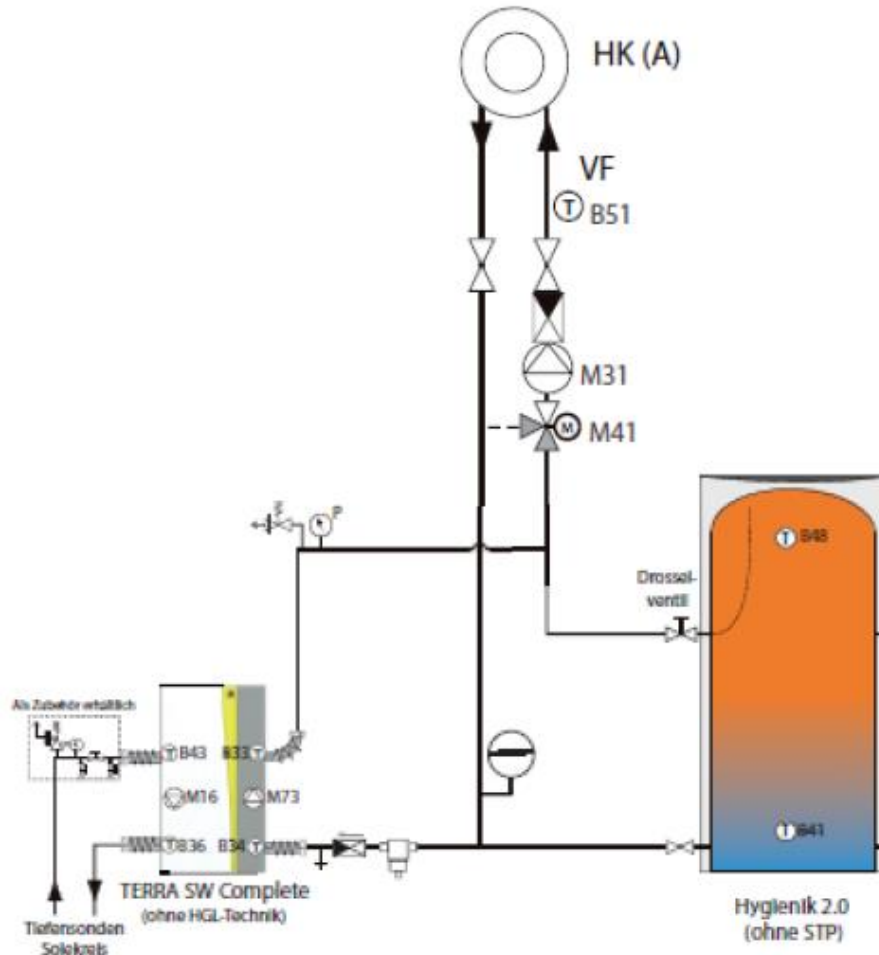
### Hardware-in-the-Loop Tests



**Abbildung 8: HiL-Tests: Hardware, Prüfstand (strichlierte Kästen) und Energie-Management-System sowie Wärme- und Informationsflüsse (durchgezogen bzw. punktiert)**

Abbildung 8 zeigt den Aufbau der Hardware-in-the-Loop-Tests (HiL) im AIT-Labor: Wärmepumpe, Heizungspuffer sowie Warmwasser-Boiler waren real aufgebaut. Der AIT-

Prüfstand emulierte sowohl die geothermale Quelle der Wärmepumpe als auch das Gebäude. Das Energie-Managementsystem tauschte Daten (Messdaten sowie Kommandos) mit der Wärmepumpe, dem Warmwasser-Boiler und dem (emulierten) Gebäude aus. Zur Übertragung der Daten aus dem simulierten Gebäude (Innen- und Außentemperatur) wurde im Versuch die bereits verfügbare Datenverbindung zwischen Gebäude und Wärmepumpe genutzt.



**Abbildung 9: IDM-Verrohrungsschema von Wärmepumpe (links), Heizungspuffer (rechts) und Fußbodenheizung (oben)**

Abbildung 9 zeigt das Verrohrungsschema von IDM für die Wärmepumpe, den Heizungspuffer und die Fußbodenheizung. Die Wärmepumpe belädt den Heizungspuffer, die Fußbodenheizung entzieht diesem Kreislauf Wärme.

### **Ablauf der Tests**

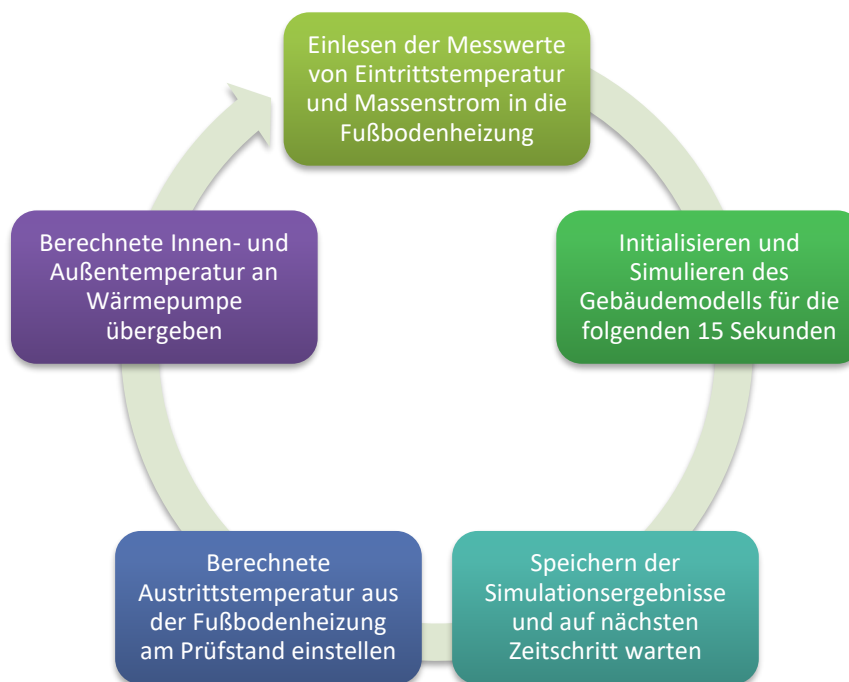
Die HiL-Tests wurden mithilfe folgender parallellaufender Python<sup>5</sup> Skripts durchgeführt:

- „Hauptskript“ (siehe Abbildung 10) zum regelmäßigen Simulieren des Gebäudes mit aktuellen Messdaten

<sup>5</sup> Python is a programming language that let you work quickly and integrate systems more effectively, [www.python.org](http://www.python.org)

- „IDM-connection“ zum Schreiben der mittels Simulation ermittelten Innen- und Außentemperatur des Gebäudes in Speicherplätze der Wärmepumpe (Update jede Sekunde) zur Weiterleitung an das Energiemanagement-System
- „TAC-connection“ zum Schreiben der mittels Simulation ermittelten Austrittstemperatur aus der Fußbodenheizung des Gebäudes an den Prüfstand als dessen neuen Sollwert (Update alle 2 Sekunden)

Im Hauptskript läuft nach Auswahl des zu simulierenden Startzeitpunkts, der Simulationsdauer (2 Tage) sowie dem Raster der Simulationen (15 Sekunden) die in Abbildung 10 dargestellte Schleife automatisiert ab. Die Messwerte von Eintrittstemperatur und Massenstrom in die Fußbodenheizung werden via OPC UA<sup>6</sup> aus einem LabVIEW-Skript<sup>7</sup>, das am AIT-Prüfstand für akkreditierte Wärmepumpenprüfungen läuft, ausgelesen. Die Messdaten wurden sowohl in einer PostgreSQL-Datenbank<sup>8</sup> als auch in csv-Dateien abgespeichert.



**Abbildung 10: Ablauf der HiL-Tests**

### 3.2 Szenarien

Die HiL-Tests dienen vor allem als Funktionsüberprüfung (Schnittstellen, Kommunikation zwischen den Komponenten usw.) und wurden für zwei ausgewählte Tage durchgeführt:

- Sommertag mit hoher Sonneneinstrahlung (5.Juli)
- Tag in der Übergangszeit mit hoher Sonneneinstrahlung (31.März)

<sup>6</sup> OPC Unified Architecture ist ein Standard für den Datenaustausch als plattformunabhängige, service-orientierte Architektur, <https://opcfoundation.org/>

<sup>7</sup> National Instruments: LabVIEW ist eine Systementwicklungssoftware für Anwendungen, die Mess-, Prüf-, Steuer- und Regelungsschritte mit schnellem Zugriff auf Hardware und Erkenntnisse aus Daten erfordern, <https://www.ni.com/de-at/shop/labview.html>

<sup>8</sup> PostgreSQL, oft kurz Postgres genannt, ist ein freies, objektrelationales Datenbankmanagementsystem, <https://www.postgresql.org/>

Für diese Tage wurde das System jeweils ohne energy management system (EMS) als Referenz, und mit EMS durchgeführt:

- Referenztag ohne EMS: Die Komponenten bekamen keinen externen Input vom EMS und arbeiteten mit der eingebauten Standardregelung
- Mit EMS: Das energy management system steuert die Komponenten an mit Optimierung für den Day-ahead-Markt

Die Labortests verliefen in Echtzeit und dauerten daher jeweils 24 Stunden. Sie wurden im Oktober 2019 im Wärmepumpenlabor und SmartEST des AIT durchgeführt.

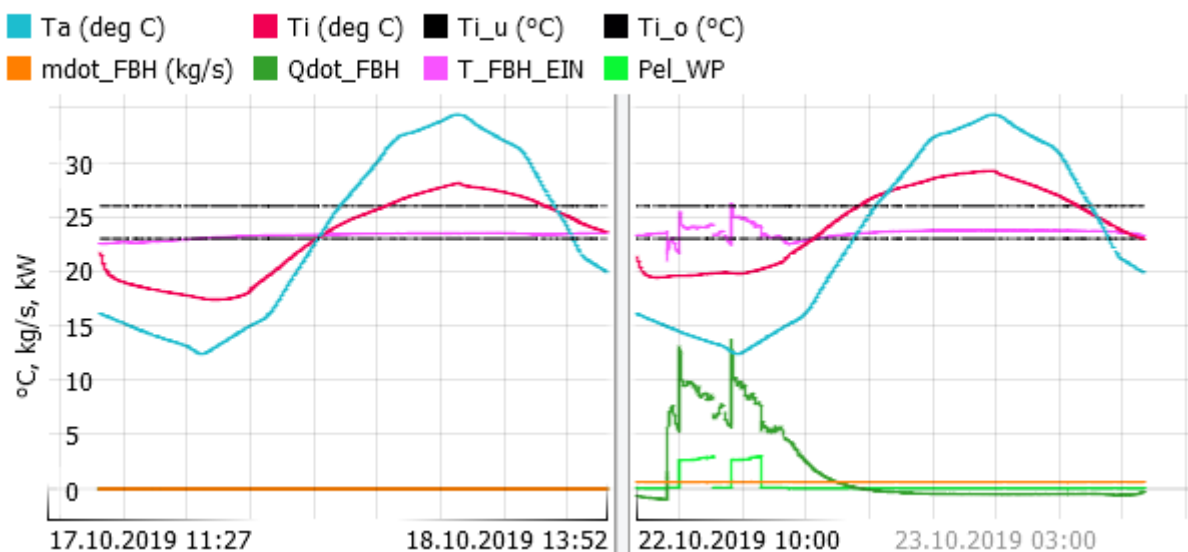
### 3.2.1 Sommertag

Abbildung 11 zeigt die Versuchsergebnisse der Gebäudeheizung für den simulierten Sommertag, links ohne EMS, rechts mit EMS. Die Außentemperatur (blau) stimmte in beiden Fällen überein.

Anhand des Massenstroms durch die Fußbodenheizung (orange) erkennt man, dass die zugehörige Umwälzpumpe ohne EMS generell außer Betrieb war und daher keine Beheizung stattgefunden hat. Das Gebäude wurde durch Sonneneinstrahlung erwärmt.

Hingegen mit EMS wurde das Gebäude ab etwa 1:30 Uhr Simulationszeit für etwa 6 Stunden lang mit einer Leistung von bis zu etwa 14 kW beheizt (dunkelgrün). Dabei schaltete sich die Wärmepumpe zweimal für jeweils etwa 1,5 h mit einer elektrischen Aufnahmeleistung von etwa 2,8 kW ein. Die Vorlauftemperatur der Fußbodenheizung, die mithilfe des Mischventils automatisch eingestellt wurde, betrug bei Leistungsabgabe ca. 23-25 °C (violett).

Die Innentemperatur (rot) lag sowohl mit als auch ohne EMS meist außerhalb des zulässigen operativen Temperaturbereichs für die Kühlungsperiode gem. [ISO 7730], der 24,5 °C  $\pm$  1,5 K beträgt (schwarz). Mit EMS lag die Innentemperatur generell höher, was nach Mitternacht Simulationszeit noch zu einer angenehmen Temperatur führte (knapp unter 20 °C), am Nachmittag und Abend jedoch zu einer stärkeren Überhitzung führte als ohne EMS. Diese Überhitzung mit EMS kann von einer Diskrepanz zwischen dem Simulationsmodell des Gebäudes (Emulation) und dem Gebäudemodell im EMS herrühren.

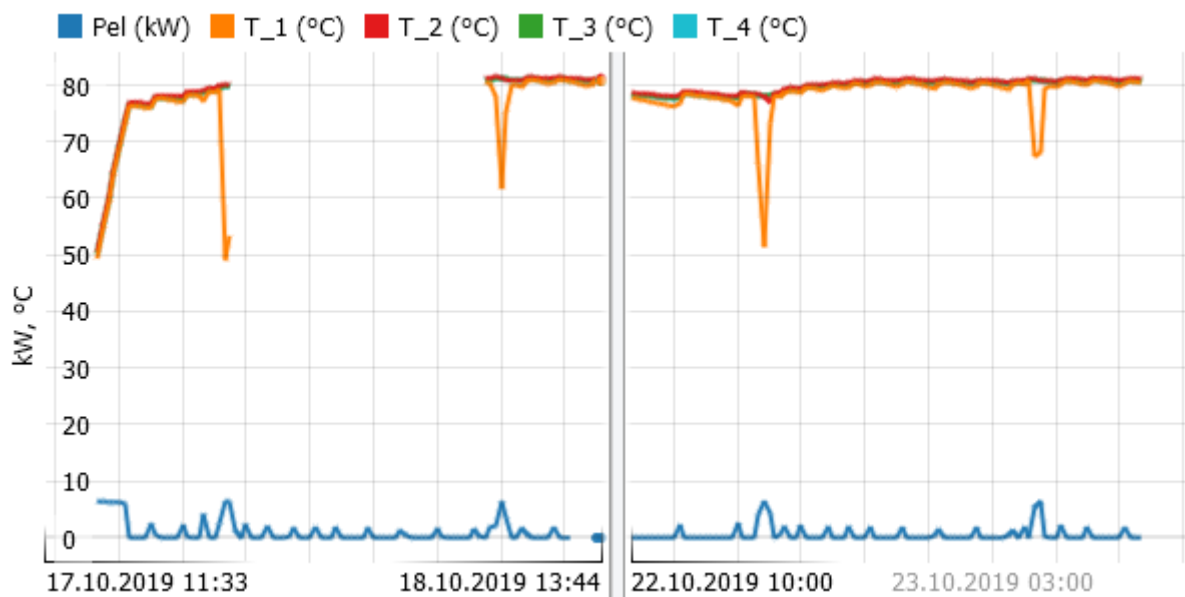


**Abbildung 11: Simulierter Sommertag (Realzeit als Zeitachse): Links: Referenztag ohne EMS; Rechts: Mit EMS. Zeitverläufe des Gebäudes (Außen-, Innentemperatur) und zulässige operative Temperaturgrenzen (24,5°C  $\pm$  1,5K) in der Kühlungsperiode gem. [ISO 7730]**



### 7730], der Fußbodenheizung (Massenstrom, Leistung, Aus-, Eintrittstemperatur) und elektrische Leistung der Wärmepumpe

Abbildung 12 zeigt die Versuchsergebnisse der Warmwasserbereitung für den simulierten Sommertag, links ohne EMS, rechts mit EMS. An den jeweiligen Starttemperaturen (orange, rot, grün, hellblau) ist die unterschiedliche Initialisierung des Boilers in den beiden Versuche zu erkennen. Vor allem am Temperaturverlauf T1 (orange) zeigt sich die stark abkühlende Wirkung bei Warmwasserentnahme. Diese Entnahmen waren bei beiden Versuchen sehr ähnlich. Anhand der elektrischen Aufnahmeleistung des Boilers (dunkelblau) lassen sich die Nachheizphasen (bis zu 6,5 kW) erkennen, die eine sehr gleichmäßige Temperatur im Boiler von um 80 °C sicherstellten. Abgesehen von der unterschiedlichen Initialisierungsphase lassen sich keine signifikanten Unterschiede zwischen den beiden Versuchen (ohne/mit EMS) erkennen.



**Abbildung 12: Simulierter Sommertag (Realzeit als Zeitachse): Links: Referenztag ohne EMS; Rechts: Mit EMS. Leistungsaufnahme und Temperaturen des Warmwasser-Boilers**

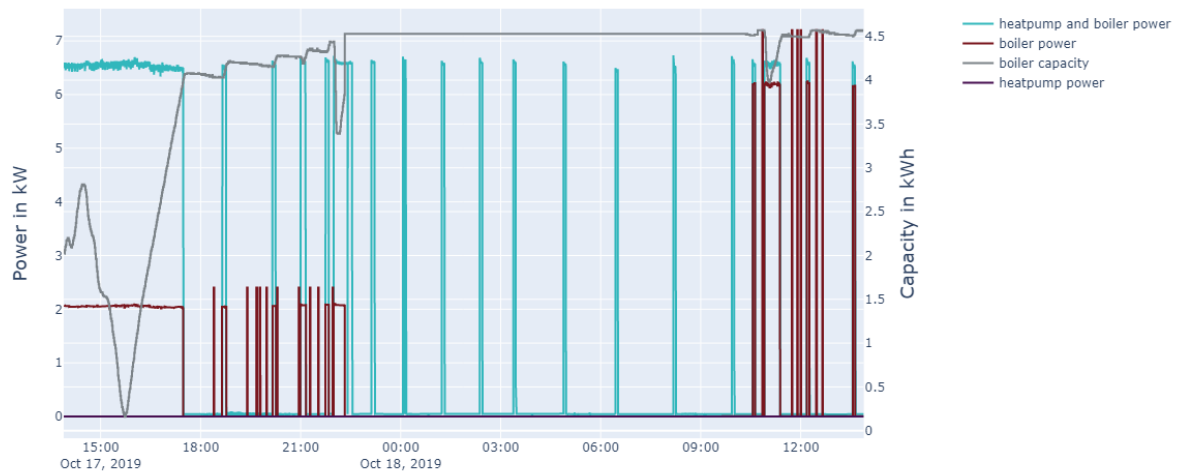
Abbildung 13 und Abbildung 14 zeigen die Messdaten der thermischen Komponenten, die auf die Last in das elektrische Labor im SmartEST in Echtzeit während der Labortests zur Sommerzeit durchgeführt worden sind.

In Abbildung 13 sieht man, dass die Leistung des Boilers sich während des Experiments verändert hat. Die Messung wurde nur an einer Phase des 3 phasigen Heizelements im Boiler durchgeführt und war anfangs deswegen fehlerhaft abgespeichert. Diese Änderung wurde von World Direct direkt am Backend des Systems vorgenommen und fand deswegen während eines Versuchslaufs statt. Da die Wärmepumpe aber ein On/Off Verhalten hat ist selbst mit der Messung von nur einer der 3 Phasen ersichtlich wann das Gerät den Boiler geheizt hat.

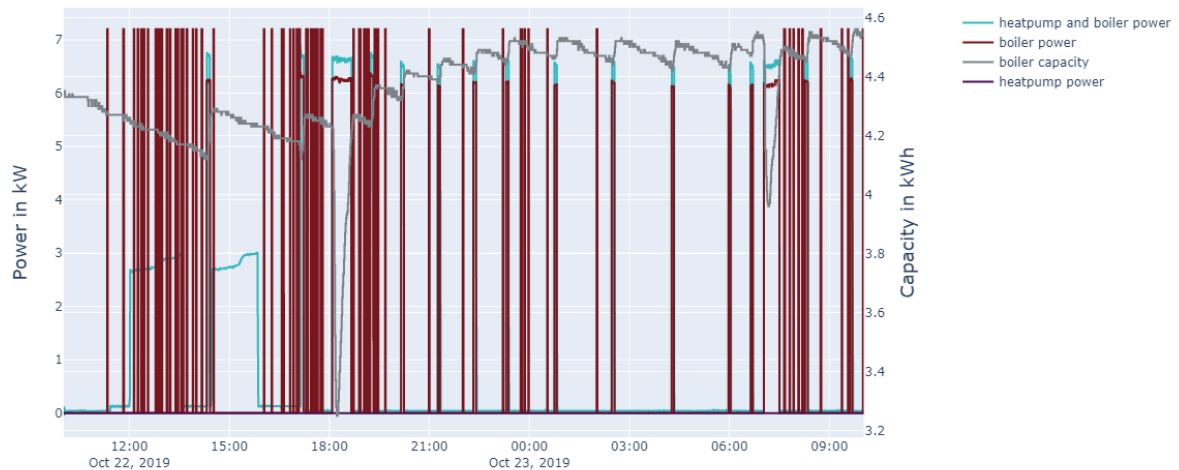
Außerdem erkennt man, dass während des Versuchs zur Referenzzeit die Wärmepumpe nicht aktiv war, auf Grund der hohen Außentemperatur im Sommerszenario war dies nicht notwendig.

Die kumulierte Leistung von Wärmepumpe und Boiler ist in blau dargestellt & diese wurde ins elektrische Labor übertragen, um dort auf einer Last für das restliche System nachgefahren zu werden. Die maximale Leistung einer Phase der RLC-Last im elektrischen Labor betrug 7.36kW, somit konnte nicht die komplette Leistung nachgestellt werden, wenn Wärmepumpe und Boiler zur gleichen Zeit die volle Leistung abgerufen haben. In solchen Situationen wurde die Leistung mit der Maximalleistung nachgebildet.

In Abbildung 14 lässt sich erkennen, dass sogar im Sommerszenario die Wärmepumpe aktiv war. Die Zeitpunkte, an denen das der Fall war sind jene an denen die Boiler Leistung 0 ist aber die Leistung von Boiler und Wärmepumpe gemeinsam trotzdem zwischen 2 und 3 kW beträgt. Die Heizung ist erfolgt, um die strikten Temperaturvorgaben des EMS zu befolgen und wie in Abbildung 11 ersichtlich innerhalb der Toleranzgrenzen zu halten. Somit ist klar, dass das EMS die Wärmepumpe erfolgreich steuern kann und das auch Eingriffe zu Zeitpunkten erfolgen, an denen im Referenzzeitraum keine Heizung notwendig war. Diese Fähigkeit ist wichtig, damit die Wärmepumpe frei auf Preissignale reagieren kann ohne Komfortgrenzen der Endnutzer zu verletzen.



**Abbildung 13: Messung von Leistung und Kapazität der thermischen Komponenten im Sommerszenario ohne EMS.**



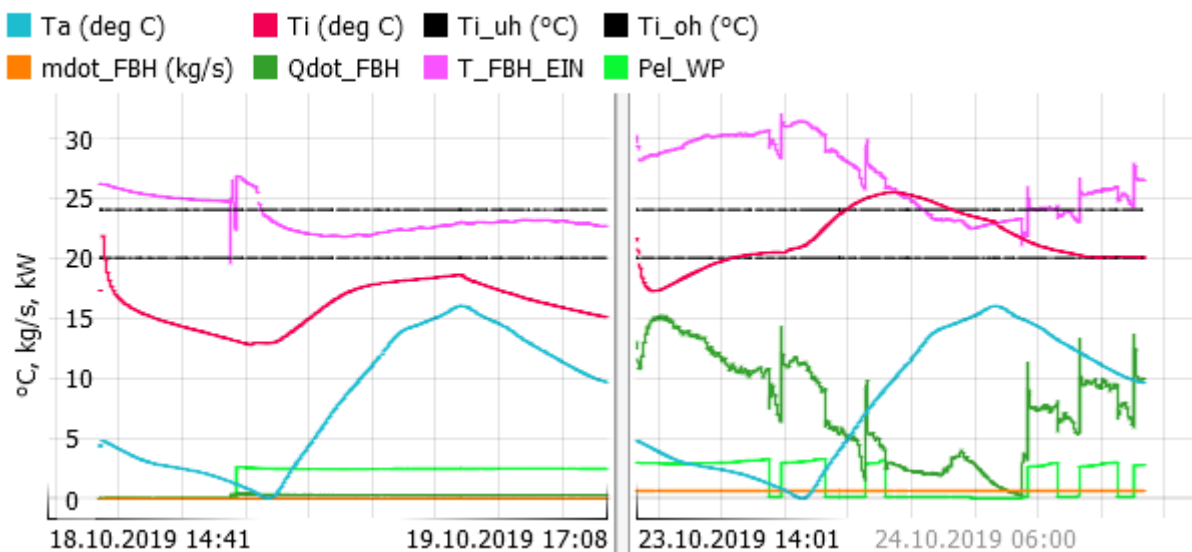
**Abbildung 14: Messdaten von Leistung und Kapazität der thermischen Komponenten im Sommerszenario mit EMS.**

### 3.2.2 Tag in der Übergangszeit

Abbildung 15 zeigt die Versuchsergebnisse der Gebäudeheizung für den simulierten Tag in der Übergangszeit, links ohne EMS, rechts mit EMS. Die Außentemperatur (blau) stimmte in beiden Fällen überein.

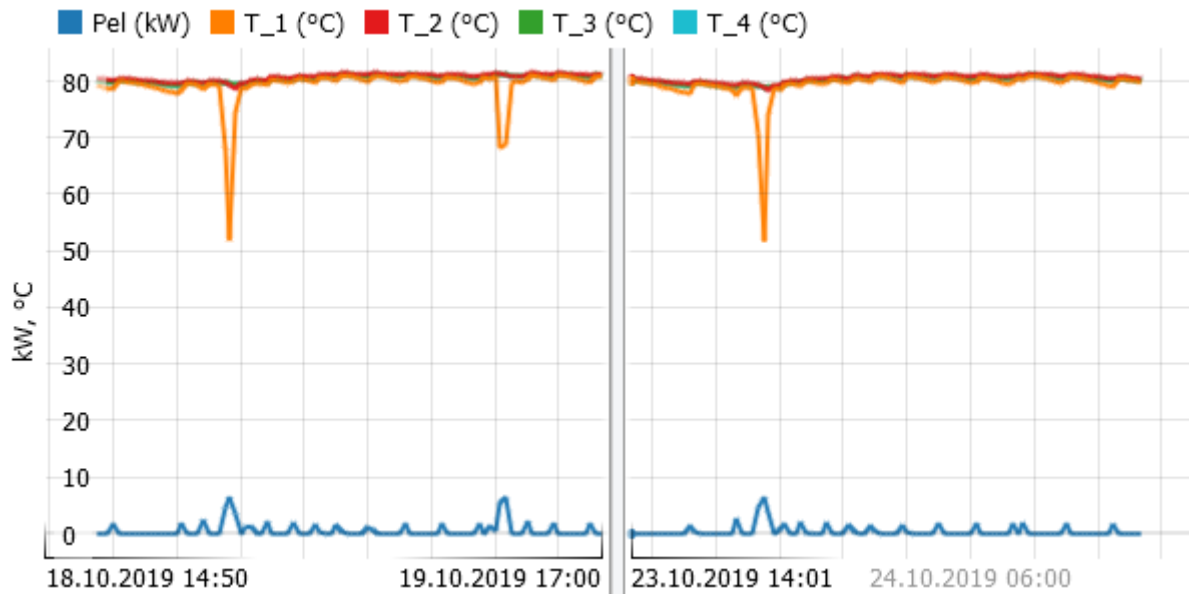
Anhand des Massenstroms durch die Fußbodenheizung (orange) erkennt man, dass die zugehörige Umwälzpumpe ohne EMS generell außer Betrieb war und daher praktisch keine Beheizung stattgefunden hat (dunkelgrün), obwohl eine Vorlauftemperatur von ca. 22-26 °C zur Verfügung gestanden wäre (violett). Die Innenraumtemperatur (rot) sank dadurch auf minimal etwa 13 °C ab und folgte qualitativ in etwa der Außentemperatur. Das Gebäude wurde durch Sonneneinstrahlung erwärmt und die Innentemperatur (rot) lag unterhalb des zulässigen operativen Temperaturbereichs für die Heizperiode gem. [ISO 7730], der 22 °C  $\pm$  2 K beträgt (schwarz). Die Wärmepumpe ging in den frühen Morgenstunden (Simulationszeit) in Betrieb und lief den ganzen Tag mit einer Aufnahmeleistung von etwa 2,5 kW durch (hellgrün).

Mit EMS war die Umwälzpumpe der Fußbodenheizung ständig in Betrieb (orange). Das Gebäude wurde praktisch durchgehend mit einer Leistung von 0-15 kW beheizt (dunkelgrün). Die Wärmepumpe schaltete sich dabei fünf Mal für unterschiedliche Dauer ab. Die elektrische Aufnahmeleistung, die von dem Temperaturunterschied zwischen Quelle und Senke abhängt, betrug zwischen etwa 2,5 und 3 kW (hellgrün). Die Vorlauftemperatur der Fußbodenheizung, die mithilfe des Mischventils automatisch eingestellt wurde, betrug zwischen etwa 23 und 31 °C (violett). Die Innentemperatur (rot) lag meist innerhalb des zulässigen operativen Temperaturbereichs für die Heizperiode gem. [ISO 7730], der 22 °C  $\pm$  2 K beträgt (schwarz). Die Unterkühlung in den ersten Stunden des Versuchs wird auf die Initialisierung des Laboraufbaus (im speziellen die Temperatur des Pufferspeichers) zurückzuführen. Für künftige derartige Versuche werden längere und genauer definierte Initialisierungsphasen empfohlen.



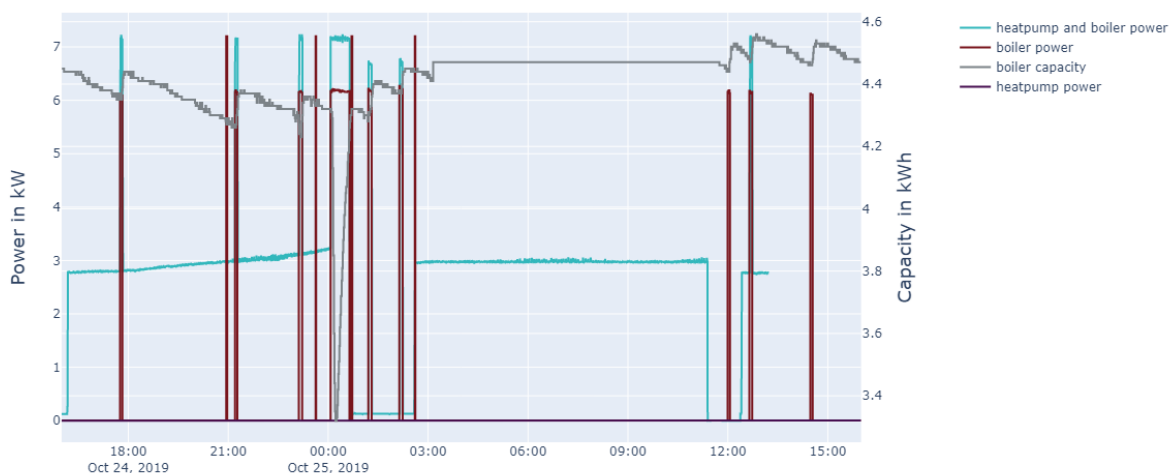
**Abbildung 15: Simulierter Tag in der Übergangszeit (Realzeit als Zeitachse): Links: Referenztag ohne EMS; Rechts: Mit EMS. Zeitverläufe des Gebäudes (Außen-, Innentemperatur) und zulässige operative Temperaturgrenzen (22°C  $\pm$  2K) in der Heizperiode gem. [ISO 7730], der Fußbodenheizung (Massenstrom, Leistung, Aus-, Eintrittstemperatur) und elektrische Leistung der Wärmepumpe**

Abbildung 16 zeigt die Versuchsergebnisse der Warmwasserbereitung für den simulierten Tag in der Übergangszeit, links ohne EMS, rechts mit EMS. Die Boilertemperaturen (orange, rot, grün, hellblau) waren praktisch identisch bis auf die zweite Warmwasserentnahme, die beim Versuch mit EMS nicht durchgeführt worden ist (siehe Temperaturverlauf T1 (orange)). Anhand der elektrischen Aufnahmeleistung des Boilers (dunkelblau) lassen sich die Nachheizphasen (bis zu 6,5 kW) erkennen, die eine sehr gleichmäßige Temperatur im Boiler von um 80 °C sicherstellten. Abgesehen von der zweiten Warmwasserentnahme lassen sich keine signifikanten Unterschiede zwischen den beiden Versuchen (ohne/mit EMS) erkennen.

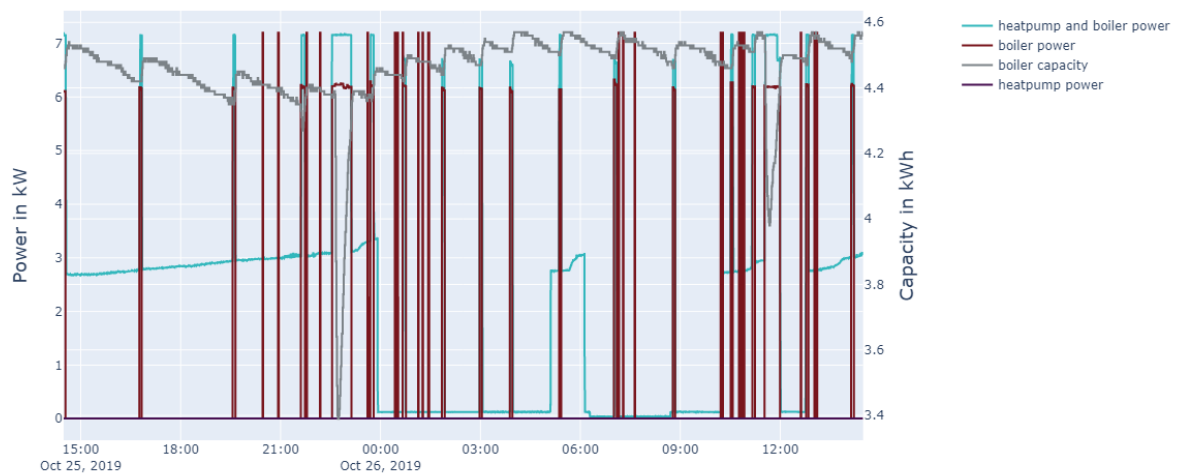


**Abbildung 16: Simulierter Tag in der Übergangszeit (Realzeit als Zeitachse): Links: Referenztag ohne EMS; Rechts: Mit EMS. Leistungsaufnahme und Temperaturen des Warmwasser-Boilers**

In Abbildung 17 sind die elektrischen Messdaten des Laborversuchs im Übergangsszenario zu sehen. Es ist erkennbar, dass die Kurve für Wärmepumpen- und Boilerleistung sowohl größere Plateaus zwischen 2.5 und 3.3 kW als auch kürzere Leistungsspitzen über 6 kW zu sehen. Die Längeren Zeiträume in denen Leistungen von ungefähr 3kW zu sehen sind entsprechen den Zeitpunkten zu denen die Wärmepumpe im Betrieb ist. Zu den Zeiten an denen kürzere Lastspitzen von 6-7kW zu sehen sind entsprechen den Zeiten an denen das Heizelement des Boilers angeschaltet ist. Diesen Zustand erkennt man auch daran, dass die Leistungsmessung des Boilers (in Rot) zur gleichen Zeit Werte liefert.



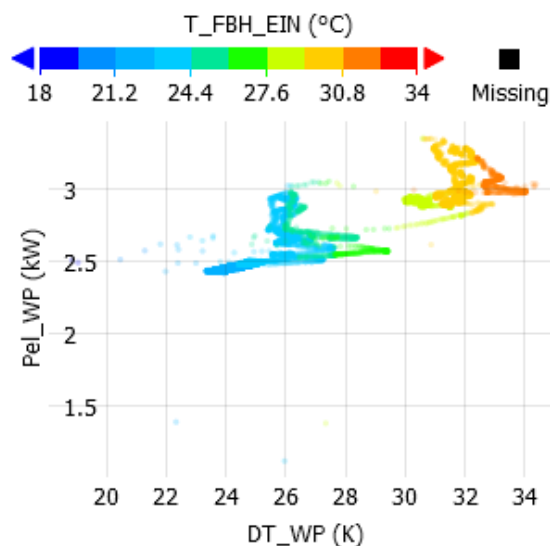
**Abbildung 17: Messung von Leistung und Kapazität der thermischen Komponenten im Übergangsszenario ohne EMS.**



**Abbildung 18: Messung von Leistung und Kapazität der thermischen Komponenten im Übergangsszenario mit EMS.**

### 3.2.3 Wärmepumpe

Abbildung 19 zeigt die elektrische Aufnahmeleistung der Wärmepumpe im Betrieb über dem angenäherten Temperaturhub zwischen ihrer Senke und Quelle. Der Hub ist üblicherweise die Differenz von Senken- und Quellenaustrittstemperatur. Für die Senkenseite steht dieser Messwert allerdings nicht zur Verfügung, daher wurde für diese Darstellung behelfsmäßig die Eintrittstemperatur der Fußbodenheizung herangezogen. Diese ist potentiell durch die Mischerregelung und die tatsächliche Heizungspuffertemperatur beeinflusst. Nichtsdestotrotz ist die erwartete Tendenz einer steigenden Stromaufnahme mit größer werdendem Hub deutlich erkennbar.



**Abbildung 19: Elektrische Aufnahmeleistung der Wärmepumpe über angenäherten Temperaturhub zwischen Senke und Quelle mit der Eintrittstemperatur der Fußbodenheizung als Farbparameter**

### 3.3 Ergebnisse Elektrisches Labor

Auf Grund der räumlichen Trennung der Gebäudesimulatoren sowie der PV und Last Simulatoren, wurden die thermischen Komponenten (Boiler und Wärmepumpe) räumlich getrennt von den elektrischen Komponenten (Batterie, Wechselrichter und Ladestation) aufgestellt und überwacht. Die Messdaten der elektrischen Komponenten werden im folgenden Kapitel dargestellt und diskutiert.

Es werden die gleichen zwei Szenarien beschrieben, die schon im Kapitel der thermischen Komponenten behandelt wurden.

Für jede Simulation mit EMS wurden vorab Day-Ahead (DA) Optimierungen durchgeführt mit den Input Daten die daraufhin auch im Labor eingestellt worden sind. Diese Optimierungsergebnisse wurden auf dem EMS als fixe Regelungsabläufe für die Komponenten hinterlegt.

Der Verbrauch der thermischen Komponenten (Wärmepumpe und Boiler) wurde für den Versuchszeitraum mit einem mobilen Messaufbau im thermischen Labor gemessen und in Echtzeit auf einer flexiblen RLC Last im elektrischen Labor nachgestellt. Dieser Ablauf ermöglichte es den anderen Komponenten (besonders dem Smart Meter und dem EMS) vorzutäuschen, dass die Komponenten die gleiche Versorgung nutzen.

Die Übertragung der Messung auf die RLC Lasten fand jede Sekunde statt.

Die Versuche wurden für 2 unterschiedliche Szenarien durchgeführt. Zuerst wurde ein Tag im Sommer mit hohen Temperaturen und hoher PV Einstrahlung betrachtet. Danach wurde der 24h Versuch für einen Tag in der Übergangszeit mit hoher PV Einstrahlung wiederholt.

Beide Szenarien wurden jeweils mit aktivem EMS und ohne EMS im Labor emuliert und die elektrischen Leistungen der Systeme so wie das Verhalten der Systeme mitgemessen.

#### 3.3.1 Sommertag

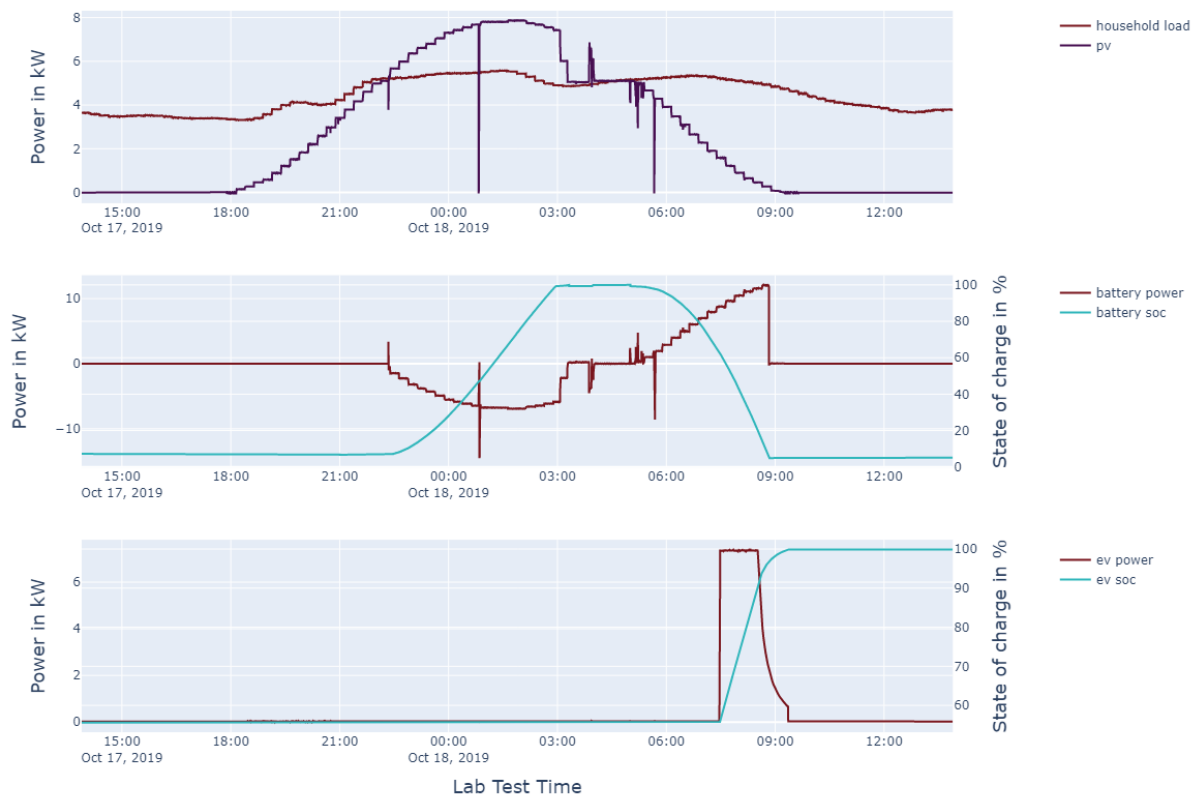
Das Szenario Mit einem Sommertag war so gewählt, dass sowohl hohe Einstrahlung und damit hohe Erzeugung durch die PV Anlage vorhanden war als auch, dass die Außentemperaturen so hoch gewählt waren, dass kein Heizbetrieb notwendig war.

In Abbildung 20 sind die Messergebnisse der elektrischen Komponenten PV, Batteriespeicher und Elektroauto zu sehen. Anhand der obersten Grafik ist gut erkennbar, dass der Wechselrichter unterschiedliche maximale Leistungen auf DC und AC Seite aufweist. Solange die Batterie beladen wurde, wurden Leistungen von fast 8kW von der simulierten PV Anlage bezogen. Ab dem Moment, wo der Batteriespeicher voll beladen war, konnten nur mehr 5kW (maximale AC Ausgangsleistung des Wechselrichters) von der PV Anlage bezogen werden. In dieser Zeit wurde Leistung regelungstechnisch begrenzt indem die Anlage ihren Arbeitspunkt weg vom MPP (maximum power point) bewegt hat.

Zusätzlich dazu erkennt man, dass das Elektroauto teilweise mit Energie aus der Batterie beladen wurde, nachdem die PV Anlage nicht mehr genug Leistung liefern konnte.

Auf Grund der 24h Laufzeit der Versuche wäre eine Überwachung der Versuche aus Arbeitsrechtlicher Sicht nur sehr schwer zu realisieren gewesen. Somit war klar, dass die Steuerung der Laborkomponenten vollautomatisiert ablaufen muss. Dieser Umstand führte zu einer erhöhten Komplexität des Laboraufbaus, insbesondere im Hinblick auf die Planung des Betriebs von Komponenten, die erst zu einem späten Zeitpunkt während eines Versuchs starten mussten. Ist es zu einem Netzwerk- oder anderem Fehler gekommen so starteten Komponenten entweder nicht zur richtigen Zeit oder gar nicht. Ein Beispiel davon ist im Unterschied der Abbildung 20 und Abbildung 21 ersichtlich. Während die Ladesäule im Versuch ohne EMS das Laden des Elektroautos zum richtigen Zeitpunkt aktivierte, blieb der Ladevorgang in der Versuchsreihe mit EMS komplett aus und es wurde keine Ladung

vorgenommen. Dieser Ladevorgang wurde jedoch vom EMS erwartet und dieses hat die Batterie ohne ersichtlichen Grund in dem Zeitraum, in dem das Elektroauto laden hätte sollen, entladen.



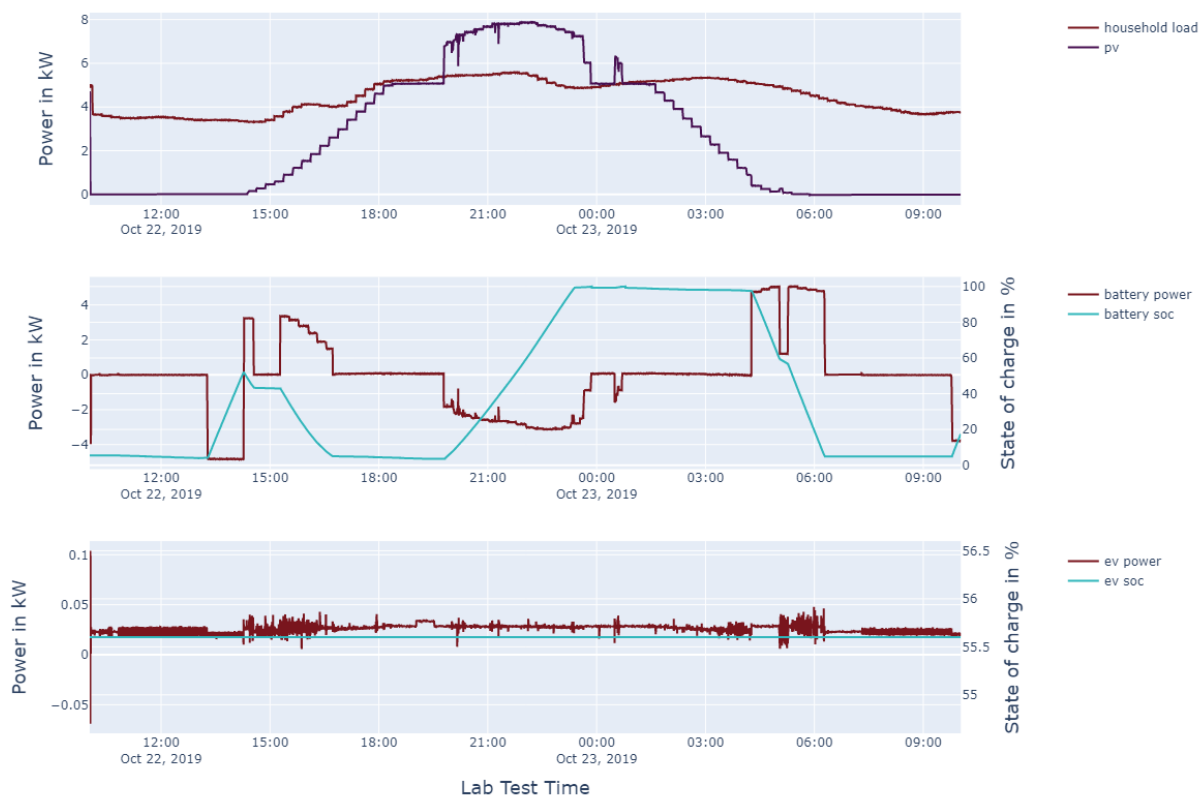
**Abbildung 20: Messzeitreihe des simulierten Sommertags für die elektrischen Komponenten – ohne EMS.**

In Abbildung 21 sind die Ergebnisse der Messung für das Sommerszenario mit EMS zu sehen. Man erkennt, dass die Ladung der Batterie nicht sofort erfolgt, wenn Überschuss von der PV Anlage zur Verfügung steht. Außerdem kann man erkennen, dass das EMS die Entladung der Batterie verzögert hat um während des erwarteten hohen Verbrauchs auf Grund der Beladung des Elektroautos die Energie aus der Batterie nutzen zu können.

Eine weitere Abweichung vom Referenzfall ohne EMS ist am vor dem Zeitraum mit PV Erzeugung zu erkennen. Hier entscheidet das EMS, dass es vorteilhaft ist die Batterie vom Netz zu beladen und sie dann wieder entladen zu können.

Dieses Verhalten lässt darauf schließen, dass sich die Preise in dem Zeitraum so entwickelt haben, dass es günstiger ist zuerst die Batterie zu laden um später wieder die günstig eingekaufte Energie zu Zeiten mit höheren Energiepreisen nutzen zu können.

Während der Durchführung des Versuchs mit dem Sommertag mit EMS trat ein Netzwerkfehler bei der Steuerung der Elektroautoemulation auf und der Emulator startete nicht wie geplant. Deswegen sind hierfür in Abbildung 21 auch keine Messdaten vorhanden. Wegen der zeitlich sehr knappen Nachfolge der Feldtests mit denselben Komponenten die auch im Labortest im Einsatz waren konnte leider kein Ersatzzeitraum gefunden werden an dem fehlerhafte Versuche erneut durchgeführt werden konnten.



**Abbildung 21: Messzeitreihe des simulierten Sommertags für die elektrischen Komponenten – mit EMS.**

### 3.3.2 Tag in der Übergangszeit

Für das zweite Szenario, den Tag in der Übergangszeit mit hoher PV Einspeisung, wurde ebenso eine Versuchsreihe ohne EMS als Referenz und eine mit EMS durchgeführt.

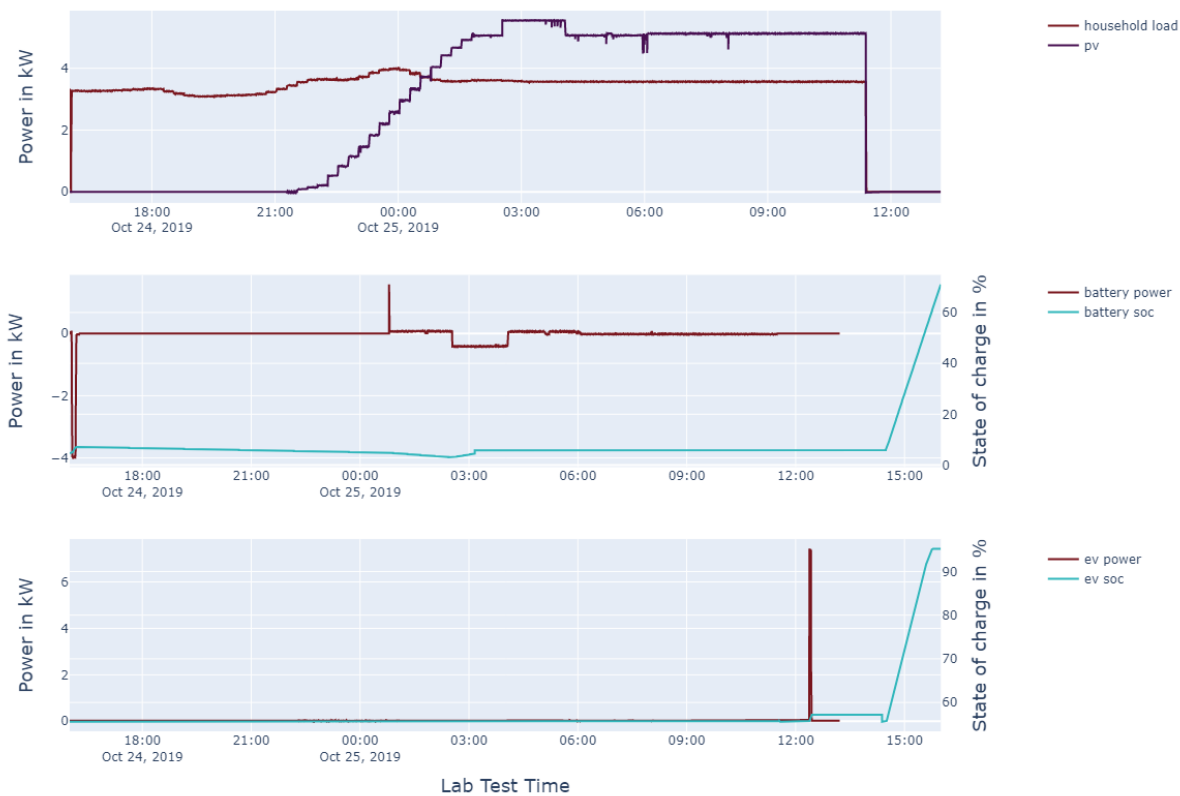
In Abbildung 22 ist der Versuchszeitraum ohne EMS zu sehen. Der Versuch wurde leider von einem Neustart eines Kontroll-PCs unterbrochen und beinhaltet wenig verwertbare Daten. Sowohl die Steuerung der Komponenten als auch der Laborinfrastruktur war von dem Zwischenfall beeinträchtigt.

Der Versuch konnte wegen strikten Zeitrestriktionen für die Verfügbarkeit der Komponenten in den AIT-Labors nicht erneut durchgeführt werden & ist somit auch nicht weiter wissenschaftlich verwertbar.

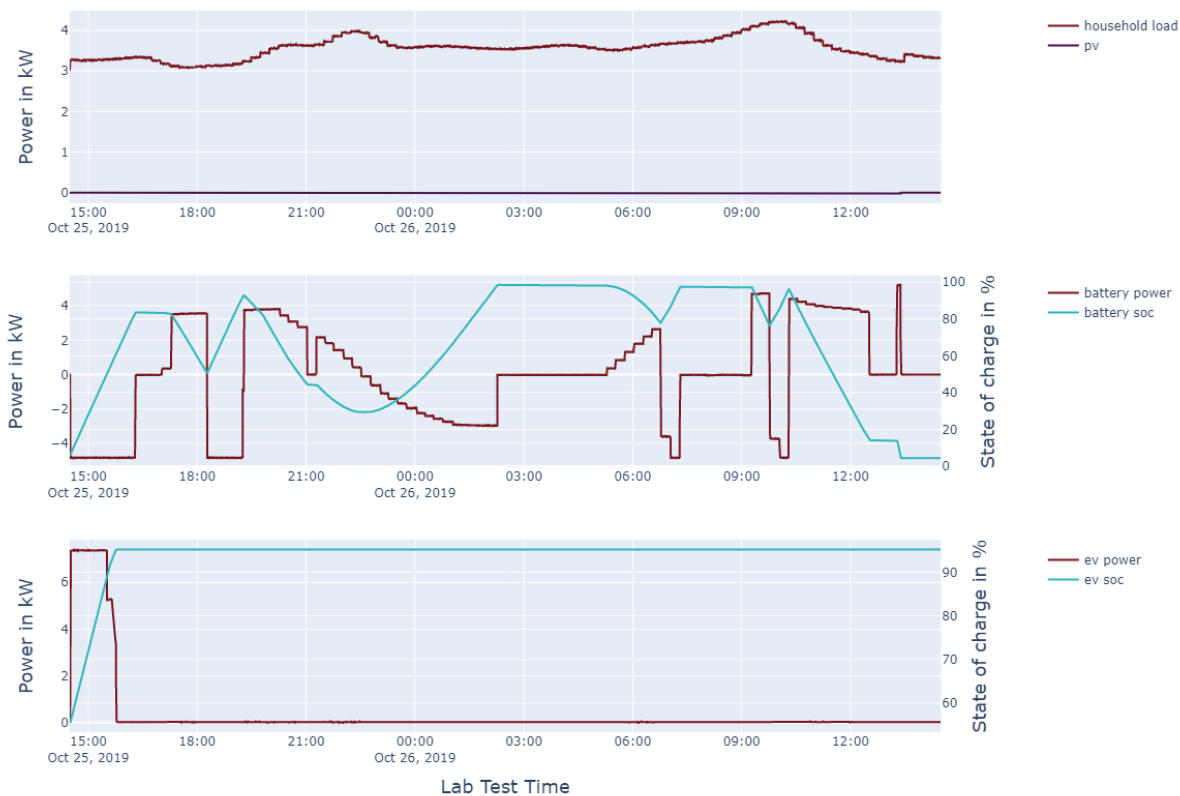
In Abbildung 23 sind die Ergebnisse des Szenarios an einem Tag in der Übergangszeit mit EMS zu sehen. Während diesem Versuch wurde die Messung zwar nicht komplett abgebrochen, aber bei der Emulation der PV Anlage ist ein Netzwerkfehler aufgetreten und die Anlage wurde nicht korrekt aktiviert. Somit wurde keine Einspeisung am Wechselrichter gemessen. Von diesem Umstand war die Regelung der Batterie jedoch nicht betroffen, da diese, wie weiter oben beschrieben, anhand einer vorab ausgeführten Optimierung vorgenommen wurde. Die Batterie hat sich also so verhalten, als ob PV Erzeugung vorhanden gewesen wäre.

Zusätzlich zu diesem Umstand wurde während dem Versuch mit EMS in der Übergangszeit das emulierte Elektroauto fälschlicherweise zu früh geladen, so dass es zu dem Zeitpunkt wo die Ladung vom EMS erwartet wurde bereits eine volle Batterie hatte.





**Abbildung 22: Messzeitreihe des simulierten Tages in der Übergangszeit für die elektrischen Komponenten – ohne EMS.**



**Abbildung 23: Messzeitreihe des simulierten Tages in der Übergangszeit für die elektrischen Komponenten – mit EMS.**

### **3.4 Fazit Labortests**

Die Labortests konnten erfolgreich durchgeführt werden und während der Labortestperiode fand eine gute Zusammenarbeit zwischen Laborpersonal und Komponentenhersteller sowie EMS-Betreiber statt. Es wurden mehrere Teile des Zusammenspiels zwischen EMS Komponenten erfolgreich validiert und die Installation des Feldtests, bei dem kein Supportpersonal vor Ort war, vorbereitet. So konnten Kommunikationsprobleme und mögliche Fehlerquellen bereits im Labor erkannt und zum größten Teil auch gebannt werden.

Der geplante Testzeitraum für die Labortests im Flex+ Projekt war von Anfang an sehr ambitioniert. Der tatsächlich nutzbare Testzeitraum wurde weiter reduziert durch komplexe Konstellationen für die Lieferung der einzelnen Komponenten und dem Umstand, dass dieselben Komponenten direkt im Anschluss an die Labortests im Feld installiert werden mussten, was somit den möglichen Testzeitraum nach hinten begrenzt hat.

Dieser kurze zeitliche Rahmen zusammen mit der hohen Komplexität des Aufbaus (2 involvierte Labors, 5 Komponenten von unterschiedlichen Herstellern, erstmaliges ganzheitliches Smart Home Testszenario) führte zur geringen Fehlertoleranz während der Labortests. Leider kam es bei mehreren Versuchsreihen doch zu Fehlern, woraufhin leider keine wissenschaftlich verwertbaren Ergebnisse erbracht wurden. Wegen des begrenzten Versuchszeitraums konnten diese Versuchsreihen nicht erneut durchgeführt werden.

Mit diesem Risiko während der Labortests wurde jedoch das Risiko für die Feldtests reduziert und die Fehler bei ebendiesem reduziert.

## 4 Feldtest-Ergebnisse

Zur Untersuchung von Energiemanagementsystemen wurden zwei Feldtests konzipiert bei denen sowohl Day-ahead als auch Intraday/Day-Ahead Use Cases umgesetzt und untersucht wurden.

### 4.1 Ergebnisse Großschönau

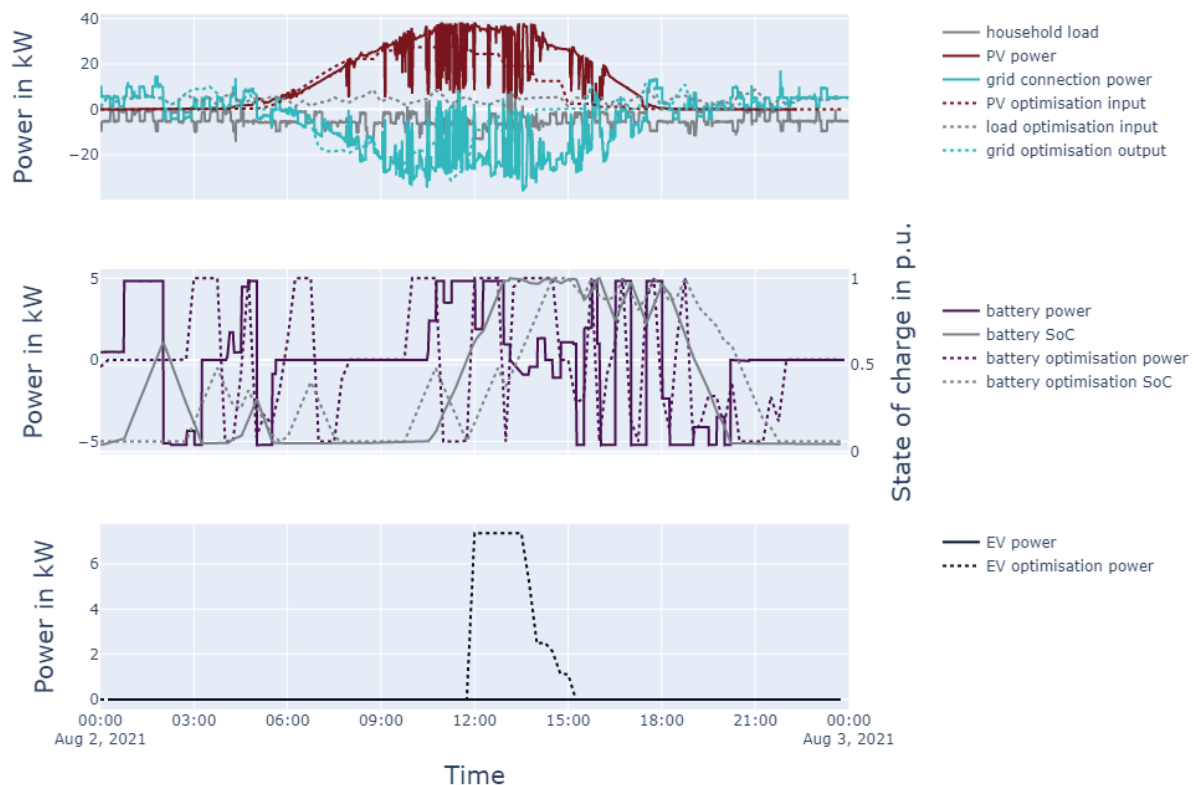
Zur Demonstration der Smart Home Lösung mit mehreren unterschiedlichen Systemen die über ein zentrales Energiemanagement gesteuert werden, wurden die von den Projektpartner bereitgestellten Komponenten in der Kläranlage in Großschönau installiert und in Betrieb genommen.

Die in Großschönau eingesetzten Komponenten waren dieselben die zuvor am AIT im Labor untersucht worden sind. Durch den vorherigen Aufbau in den Labors am AIT konnte die Kommunikation zwischen EMS und Komponenten vorab getestet werden und die Implementierung im Laborbetrieb ergänzt und verifiziert werden.

Ergänzend zu den Bemerkungen in diesem Kapitel gibt das Deliverable D12 einen Überblick über die relevanten KPIs die zur Verifizierung der Feldtestergebnisse herangezogen wurden und es wird präsentiert wie diese sich im Vergleich zum Referenz Use Case verändert haben. Auf den Seiten 68 bis 72 werden die KPIs für den DA Use Case präsentiert und auf den Seiten 79 bis 84 die für den Intraday/Day-Ahead Use Case.

#### 4.1.1 Day-Ahead Use Case

Im Day-Ahead (DA) Use-Case wurde am Vortag eine Optimierung, mit den den Preisen am DA Markt und den Vorhersagen zu Erzeugung und Verbrauch, durchgeführt. Dieses Optimierungsergebnis war daraufhin verantwortlich für die Steuerung der Komponenten über das periodische Setzen von Steuersignalen.



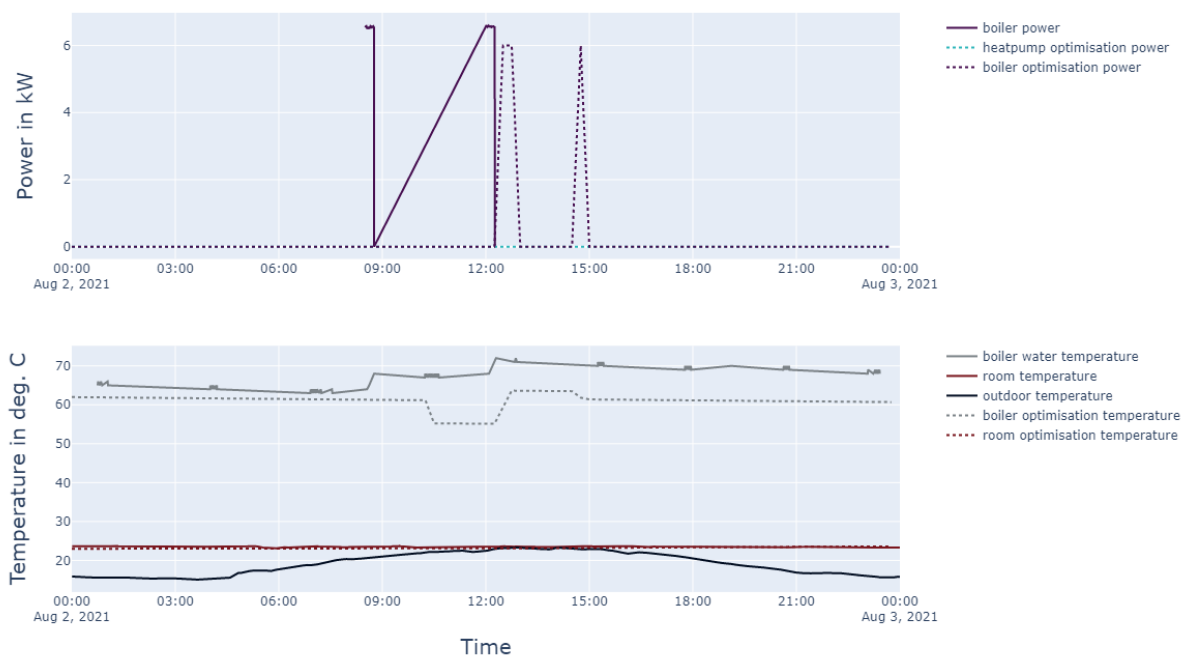
**Abbildung 24: Messdaten der elektrischen Komponenten während einer Day-Ahead Testwoche des Feldtests in Großschönau.**

Abbildung 24 zeigt die Messdaten eines Tages in der Day-Ahead Testwoche Anfang August 2021. In der obersten der 3 Grafiken sind die gemessene Last und Einspeisung so wie deren Optimierungsinputs zu sehen. Die mittlere Grafik zeigt die Betriebsführung der Batterie, mit Beladungsgrad (state of charge) und Leistung, beides sowohl als Messdaten und Optimierungoutput. In der untersten der drei Grafiken ist die erwartete EV-Leistung mit der tatsächlichen EV-Ladeleistung gegenübergestellt.

Man erkennt, dass obwohl ein Elektroauto zu Mittag erwartet wurde, sich keines angesteckt hat am Testtag und somit auch keines geladen werden musste.

Des Weiteren kann man in Abbildung 24 erkennen, dass die Vorhersagen zu PV Erzeugung und Verbrauch des Haushalts nicht perfekt übereinstimmen. Zum Beispiel kommt es zu starken Abweichungen in dem Zeitraum wo das Laden des Elektroautos erwartet wurde, aber keine Ladung durchgeführt wurde. Deswegen sieht die vorhergesagte Batterieleistung auch etwas anders aus als die Gemessene. Hier könnte man das Ergebnis verbessern durch eine genauere Vorhersage, oder eine andere Integration von Elektroautos in den Optimierungsprozess.

Gut ist zu erkennen, dass unterschiedliche Preise für den Betrieb der Batterie ausschlaggebend waren, da die Batterie selbst zu Zeitpunkten ohne PV Erzeugung oder Last be- und entladen wird.



**Abbildung 25: Messdaten der thermischen Komponenten während einer Day-Ahead Testwoche des Feldtests in Großschönau.**

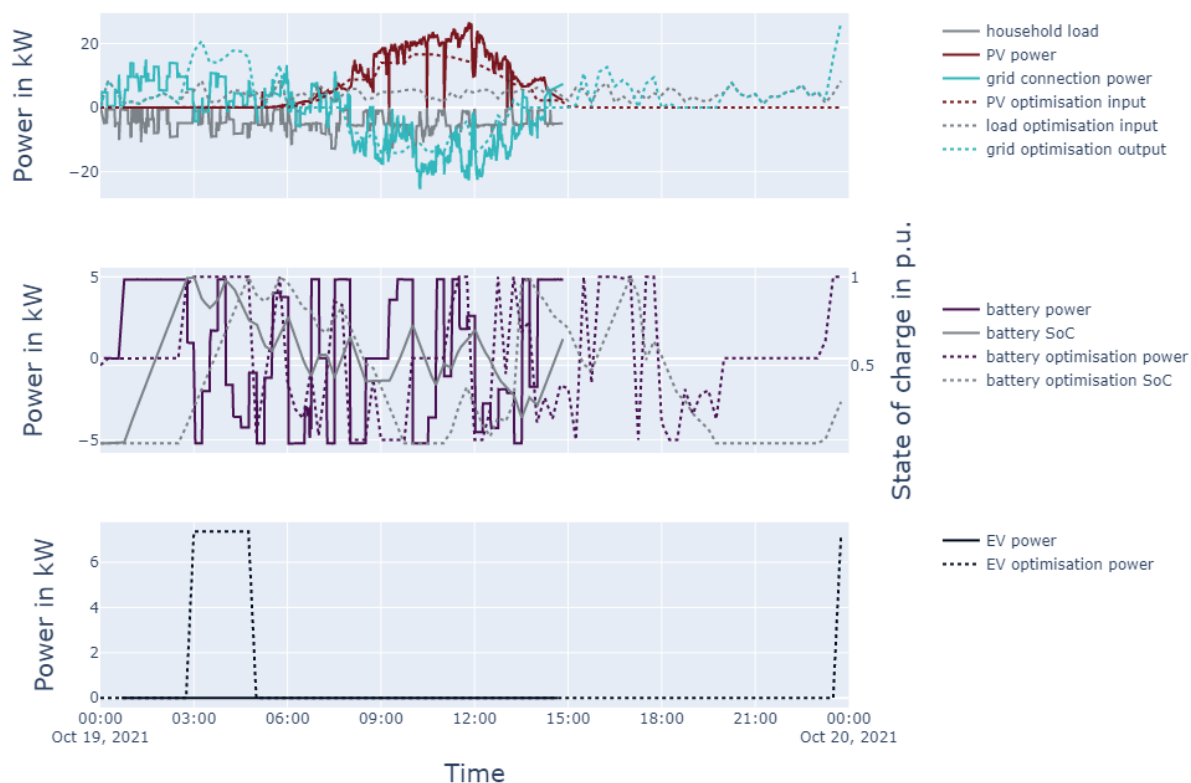
Das Verhalten der Thermischen Komponenten während des Day-Ahead Versuches ist in Abbildung 25 dargestellt. In der oberen Grafik sind die Leistungen von Wärmepumpe und Boiler dargestellt, während der untere Teil der Abbildung die Temperaturen im Haushalt und im Boiler zeigt.

Es ist ersichtlich, dass die Wärmepumpe an diesem Tag nicht in Betrieb war auf Grund der ausreichend hohen Raum und Außentemperaturen. Die vorhergesagten Zeitpunkte der Boiler Aufheizung stimmen nicht genau mit den wirklichen Zeitpunkten überein, die Menge der notwendigen Heizenergie und das Temperaturprofil wurde jedoch relativ gut vorhergesagt. Da das sehr stark mit der Warmwasserentnahme durch die Nutzer des Gebäudes zusammenhängt ist das jedoch schwer vorhersehbar. Der Boiler wurde jedoch kaum als Flexibilität genutzt, obwohl nicht auszuschließen ist, dass die Nachheizungen auf Grund der Optimierung und nicht der Warmwasserentnahme stattgefunden haben.

#### 4.1.2 Intraday/Day Ahead Use Case.

Für den Intraday/ Day Ahead Use Case wurde sowohl am Vortag eine Optimierung durchgeführt, um den Verkauf am Day-Ahead Markt abzubilden wie im vorhergehenden Kapitel beschrieben, als auch zusätzlich dazu bei Vorteilhaften Preisen am Intraday Markt Intraday Optimierungen durchgeführt und die daraus resultierenden Steuerungsgrößen für kleinere Zeiträume genutzt.

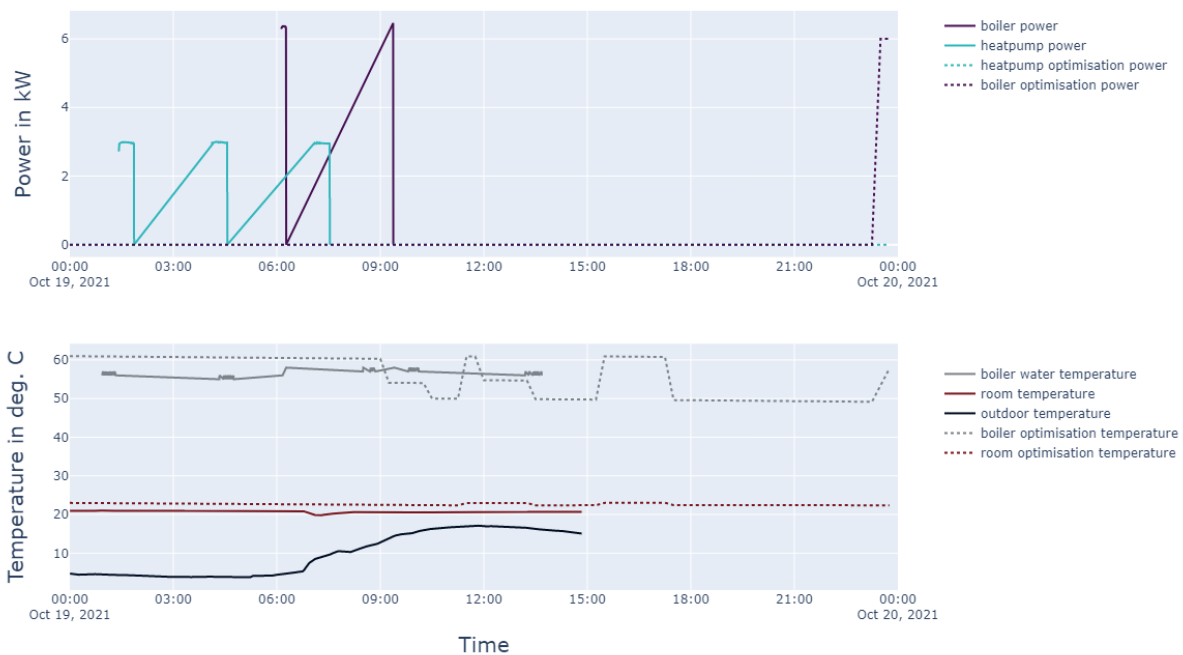
Leider sind während dem Zeitraum der Intraday Testwoche Fehler in der Datenaufzeichnung aufgetreten, und es fehlen Messpunkte für die Tage an denen Intraday Optimierungen stattgefunden haben. Am 19.10, der in Abbildung 26 dargestellt ist, fiel die Messung kurz vor 15h aus. Intraday Änderungen am Betriebsplan haben von 11:30 bis 13:15 stattgefunden an diesem Tag. Ebenso wurde der Fahrplan von 15:30 bis 17:15 geändert, für diesen Zeitraum sind leider aufgrund des Aufzeichnungsfehlers keine Messdaten vorhanden.



**Abbildung 26: Messdaten der elektrischen Komponenten während einer Intraday/Day-Ahead Testwoche des Feldtests in Großschönau.**

Wie im vorhergehenden Kapitel beschrieben wurde ebenfalls eine Beladung des Elektroautos angenommen, die dann aber nicht stattgefunden hat. Dieser Umstand hat zu einer relativ Großen Abweichung zwischen der prognostizierten Netzleistung und der tatsächlich gemessenen geführt.

Es ist ersichtlich, dass die Komponenten nicht ausschließlich nach Verfügbarkeit von PV Erzeugung geregelt wurden, wie man das bei technischer Eigenverbrauchsoptimierung erwarten würde, sondern Steuerungseingriffe durchgeführt wurden, die rein Kostenoptimiert waren. Für den Intraday/ Day-Ahead Use Case stimmt die Netzanschlussleistung, wegen der geringeren Abweichung von PV Forecast zur echten Erzeugung, besser mit der Vorhersage überein als im Day-Ahead Use Case.



**Abbildung 27: Messdaten der thermischen Komponenten während einer Intraday/Day-Ahead Testwoche des Feldtests in Großschönau.**

Abbildung 27 zeigt die Messdaten der thermischen Komponenten für den Intraday/Day-Ahead Use Case. Wie für die elektrischen Komponenten sind nur Daten bis 15 Uhr vorhanden, die restlichen Daten gingen wegen des oben erwähnten Aufzeichnungsfehlers verloren.

Anders also für den reinen Day-Ahead Use Case, ist im Intraday/Day-Ahead Use Case auch die Wärmepumpe aktiv.

Die thermischen Komponenten wurden, laut den Daten aus der Optimierung, kaum eingesetzt. Nur am Ende des Tages hätte die Wärmepumpe aktiviert werden sollen, zu dem Zeitpunkt gibt es aber keine Messdaten mehr.

## 4.2 Ergebnisse WEB

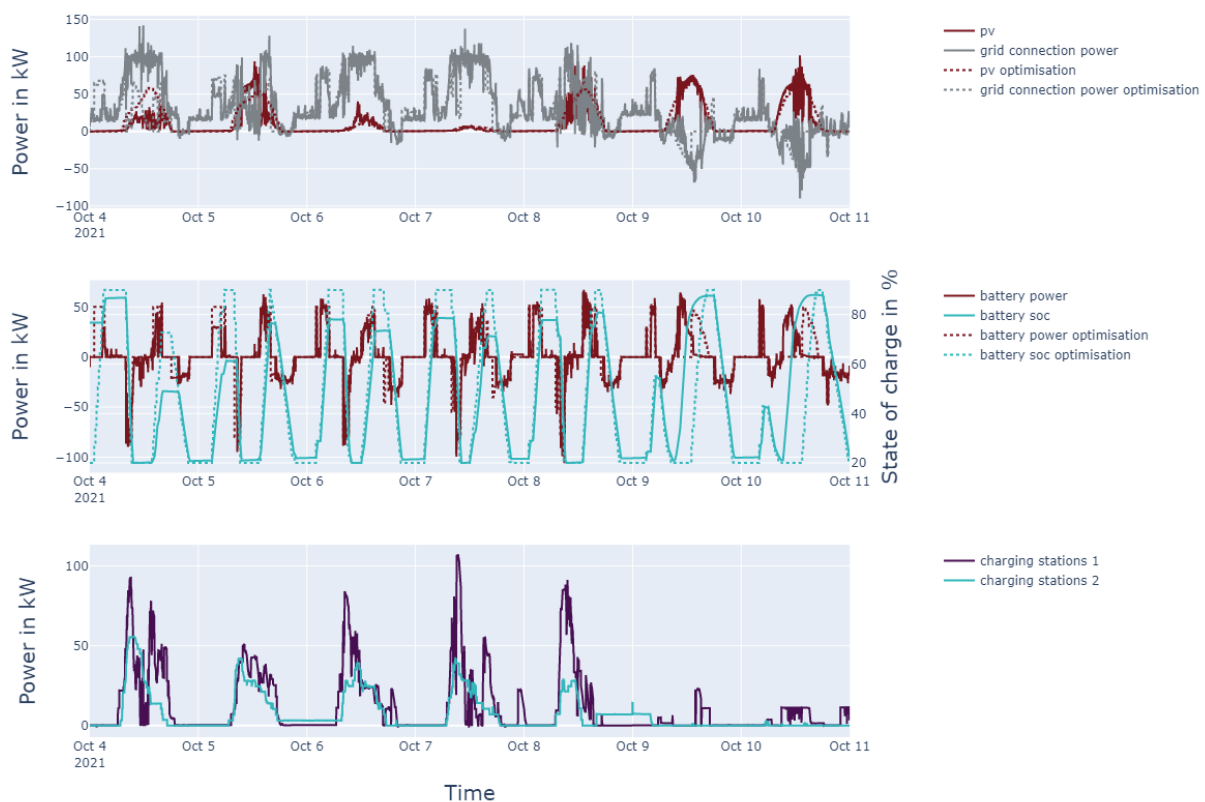
Für den zweiten Feldtest wurde das Setup bei der WEB Windenergie GmbH eingesetzt, das in Kapitel 2.2 beschrieben wurde. Wie beim Feldtest in Großschönau wurden in unterschiedlichen Testwochen Intraday/Day-Ahead und Day-Ahead Use Cases untersucht.

Die Beschreibung des Setups ist im Kapitel 2.2 zu finden. Anders als in der Demo in Großschönau wurden die Komponenten des W.E.B. Feldtests nicht vorab im AIT-Labor evaluiert.

Ergänzend zu den Plots & Bemerkungen in diesem Kapitel gibt das Deliverable D12 einen Überblick über die relevanten KPIs die zur Verifizierung der Feldtestergebnisse herangezogen wurden und es wird präsentiert wie diese sich im Vergleich zum Referenz Use Case verändert haben. Auf den Seiten 62 bis 67 werden die KPIs für den DA Use Case präsentiert und auf den Seiten 72 bis 78 die für den Intraday/Day-Ahead Use Case.

### 4.2.1 Day-Ahead Use Case

Abbildung 28 gibt einen Überblick über die Messdaten für die Day-Ahead Testwoche vom 4.10. bis zum 10.10.2021 am W.E.B. Standort. In der obersten Grafik ist ein Überblick über PV Einspeisung, Last und Netzanschlussleistung zu sehen. Die mittlere Grafik zeigt eine Gegenüberstellung von gemessener Batterieleistung und Ladestand der Batterie und der jeweiligen Vorhergesagten Leistung, bzw. dem Output aus der Optimierung.



**Abbildung 28: Messdaten der Komponenten während einer Day-Ahead Testwoche des Feldtests bei der W.E.B.**

Die unterste der 3 Grafiken zeigt die nicht verschiebbare Last der Ladesäulen am Standort der W.E.B., unterschieden nach den zwei EV-Großparkplätzen. Die Lastkurve der Elektro-

autos wurde in die Vorhersage der nicht-flexiblen Last integriert. Zur Prognose der Ladekurven wurde ein regressives gleitendes Durchschnittsverfahren namens SARIMAX (Seasonal auto-regressive integrated moving average) angewandt. Bei diesem Verfahren werden auf Grund von historischen Daten zukünftige Daten vorhergesagt, wobei auch saisonale Effekte betrachtet werden. In Abbildung 29 ist gut erkennbar, dass die Vorhersage, der nicht flexiblen Last sehr gut funktioniert, da die vorhergesagte Leistung (Einspeisung und Bezug) am Netzanschlusspunkt mit hoher Genauigkeit der gemessenen Leistung am Netzanschlusspunkt entspricht.

So wie für den Feldtest in Großschönau wurde die Optimierung tags zuvor mit Forecasts für Preise sowie Lasten und Einspeisungen durchgeführt und das Ergebnis dann als Fahrplan für die flexiblen Komponenten verwendet.

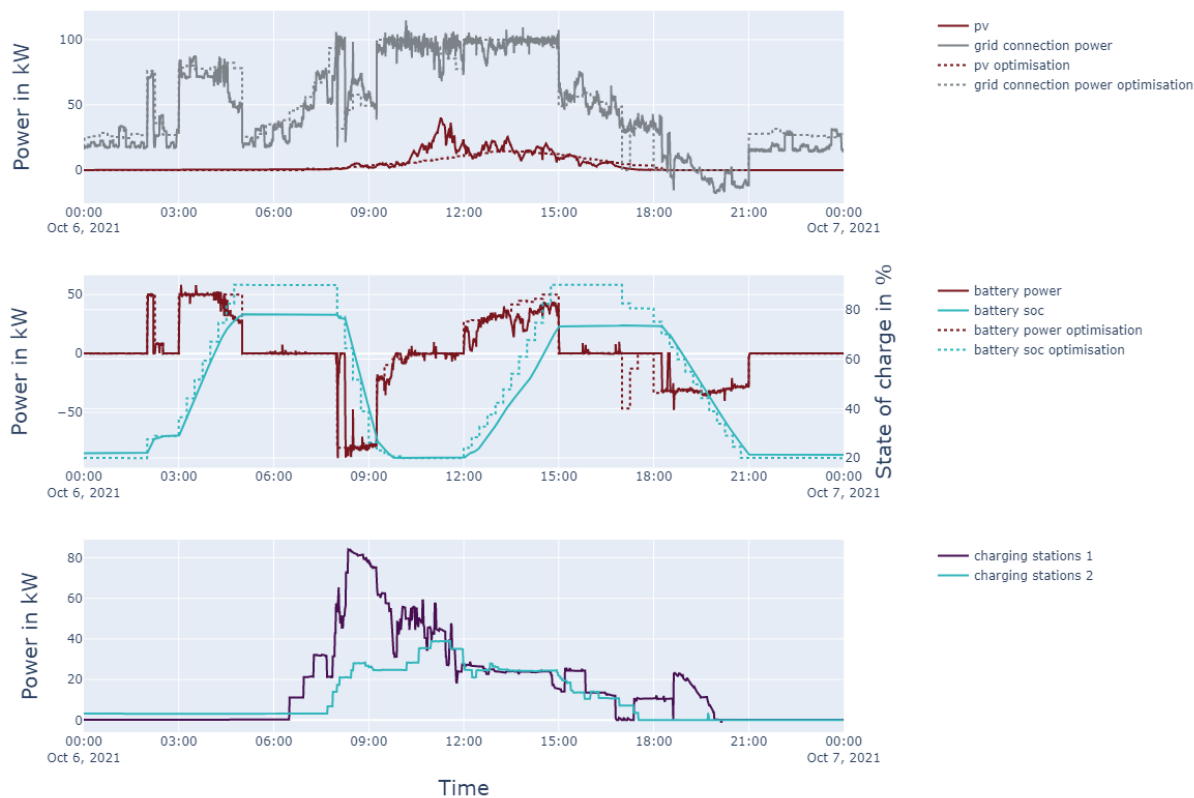
Die Abbildung 28 zeigt die gesamte Testwoche für Day-Ahead, wobei für die Evaluierung des Use Cases nur die Wochentage herangezogen wurden, und auch nur Daten von diesen mit in die KPI Berechnung geflossen sind.

An den Wochenendtagen lässt sich erkennen das bei weniger Last und hoher PV Produktion die Batterie bereits vor dem optimalen Ladezeitpunkt geladen wird, da so die vorhandene PV-Leistung nicht ins Netz eingespeist werden muss. Das System befindet sich hier in einer Eigenverbrauchsoptimierung, da diese Mengen nicht von der Optimierung am DA-Markt verkauft wurden, fährt aber weiter den vorgegebenen Fahrplan sobald es zur Entladung kommen soll.

In Abbildung 29 ist der Ausschnitt eines Tages während der Day-Ahead Testwoche dargestellt. In dieser Abbildung kann man selten leichte Abweichungen der gemessenen Leistung der Batterie von der vorhergesagten Leistung der Batterie erkennen. Der Bereich in dem die größten Abweichungen der Batterieleistung vom Optimierungoutput festgestellt werden können, ist der Bereich in dem der Ladestand (State of Charge) der Batterie hoch ist.

Diese Abweichung ist hauptsächlich zurückzuführen auf die Linearität des eingesetzten Batteriemodells. Reale Lithium-Ionen-Batterien durchlaufen während eines Ladezyklus 2 Phasen. Die Constant Current (CC) Phase und die Constant Voltage (CV) Phase. Die CC Phase tritt vom Beginn der Ladephase auf bis zu dem Punkt, an dem die Ladespannung die Maximalspannung der Batterie übertritt. In dieser Phase sind alle vorgegebenen Leistungen konstant, da die Leistung konstant ist, unabhängig vom Ladestand. In der CV Phase wird die Ladespannung konstant auf der Maximalspannung der Batterie gehalten, und somit verringert sich mit der Zeit die Ladeleistung da die Spannungsdifferenz zwischen Laderegler und Akku abnimmt und damit auch der Ladestrom und die Ladeleistung.





**Abbildung 29: Ausschnitt eines Tages der Messdaten der Komponenten während einer Day-Ahead Testwoche des Feldtests bei der W.E.B.**

Bei einem genaueren Modell für die Batterie wäre es möglich diese Abweichungen im Bereich hoher Ladestände zu beseitigen. Da die Regelung der Batterie so implementiert war, dass dem State-of-Charge (SoC) gefolgt wurde (Energietreue Implementierung und nicht Leistungstreue Implementierung) werden zwar ganz hohe Ladestände nie erreicht, aber sobald der Ladestand den prognostizierten SoC unterschreitet, wird dem Optimierungspotential wieder genau gefolgt.

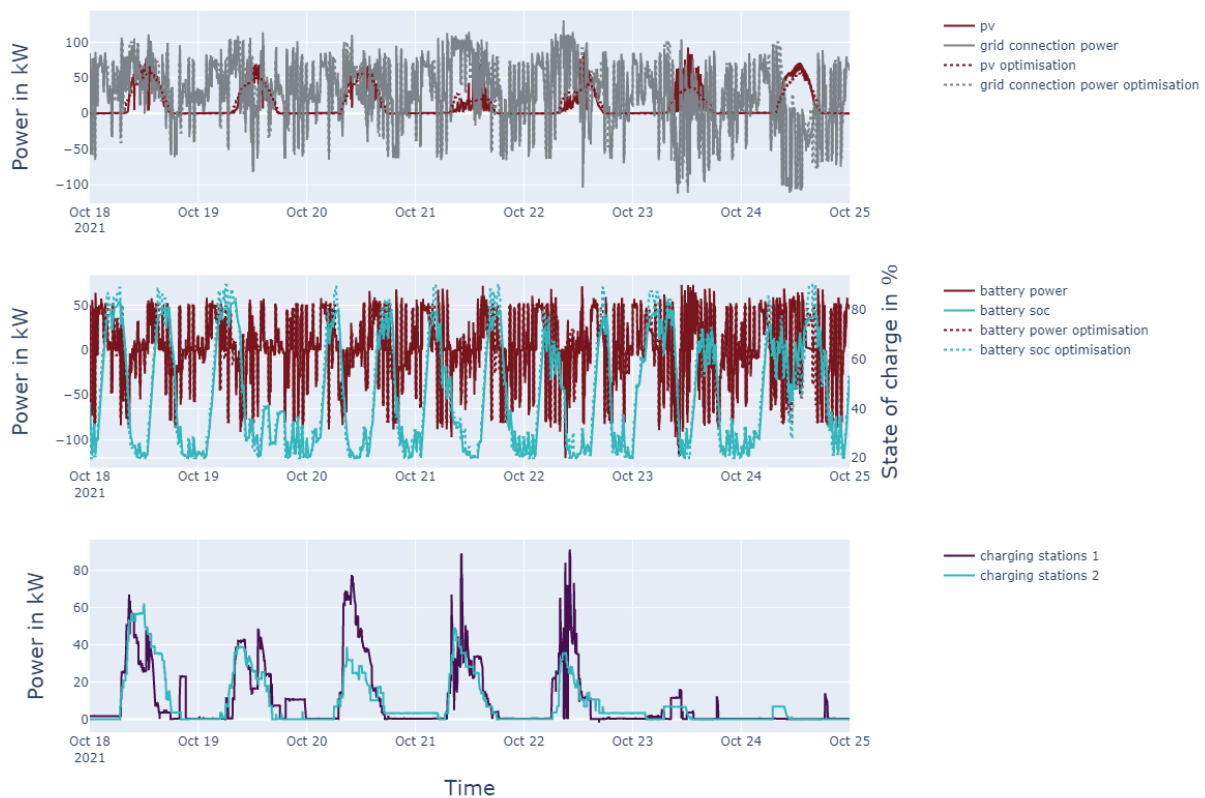
Um einen Wechsel des Batteriemodells zu vollziehen, wäre ein Architekturwechsel von Nöten gewesen, der zu dem Zeitpunkt der Durchführung nicht mehr durchführbar war. In etwaigen Folgeaktivitäten wird dieser Punkt zur Verbesserung der Genauigkeit der Optimierungsergebnisse berücksichtigt werden.

#### 4.2.2 Intraday use case.

In Abbildung 30 sind die Messdaten des gesamten Testzeitraums der Intraday/Day-Ahead Testwoche dargestellt. In der oberen Grafik werden Last, PV und Leistung am Einspeisepunkt aus der Optimierung gegenübergestellt. Die mittlere Grafik zeigt Batterieleistung und State of Charge als gemessene Werte und als Output aus der Optimierung. In der untersten Grafik sind die Leistungen der zwei Parkplätze mit Elektroauto Ladestationen zu sehen.

Man erkennt sofort, dass, im Unterschied zum reinen Day-Ahead Use Case, die Batterie viel häufiger beladen und entladen wurde. Wegen dieser häufigen Be- und Entladung tritt der Fall der Abweichung des Ladestands seltener auf und es kommt zu keinen so großen Abweichungen.

Die häufige Be- und Entladung hat stattgefunden da es für den Optimierungsalgorithmus möglich war bessere Strompreise am Intraday Markt auszunutzen, und genauere Prognosen für nicht flexible Lasten zu beachten.



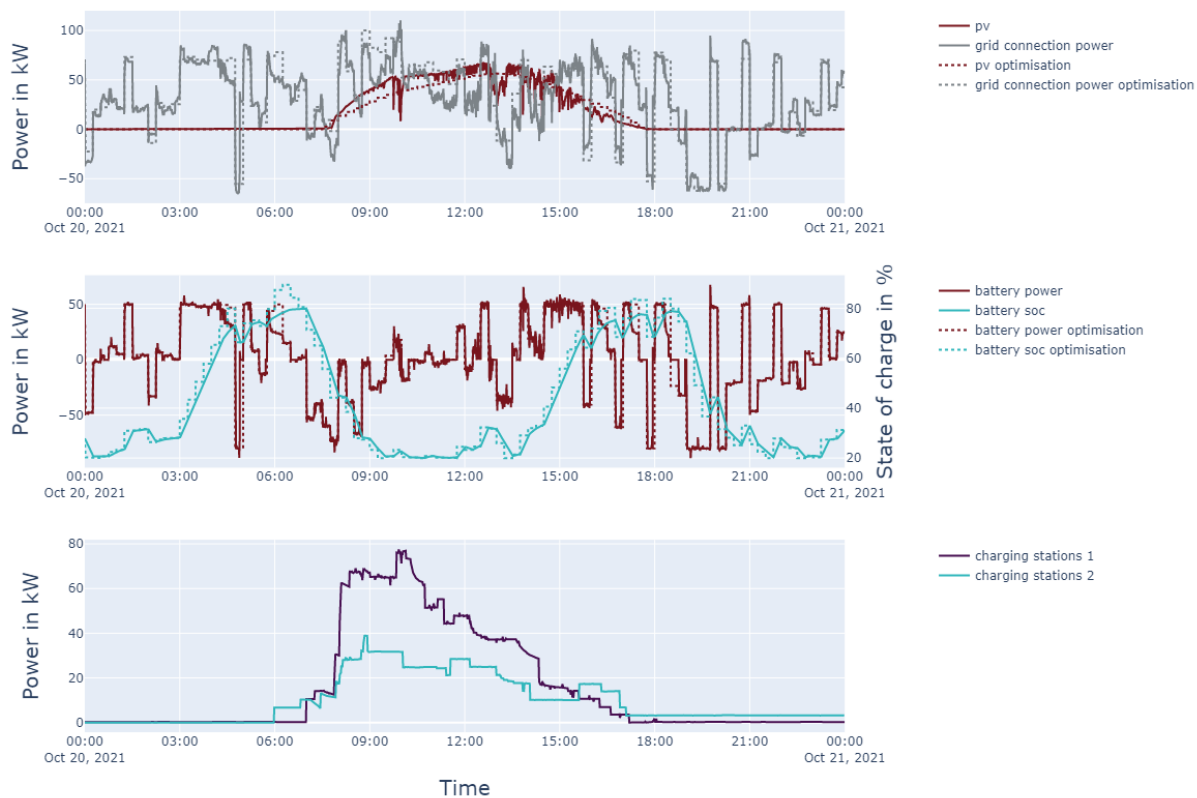
**Abbildung 30: Messdaten der Komponenten während einer Intraday/Day-Ahead Testwoche des Feldtests bei der W.E.B.**

So wie für den Day-Ahead Use Case wurden für die KPI Berechnung nur die Wochentage herangezogen, da an diesen die Prognosen genauer waren und mehr Lastverschiebungspotential vorhanden war.

Wie für den Day-Ahead Use Case, wurde die Messung für die gesamte Woche durchgeführt, obwohl das Hauptaugenmerk den Wochentagen galt. Anders als für den Day-Ahead Use Case ging die Batterie jedoch weniger in den Eigenverbrauchsoptimierungsmodus über, da auch am Wochenende Preisunterschiede genutzt werden, um kurzfristige Last- oder PV-Produktionsänderungen im Intradayhandel unterzubringen. Die Batterie wird so auch am Wochenende aktiver genutzt und laufend be- und entladen.

Abbildung 31 zeigt den Ausschnitt eines Wochentages während der Intraday/Day-Ahead Testwoche. Man sieht, dass der Optimierungoutput zur Leistung am Netzanschlusspunkt nur selten leicht vom gemessenen Wert für die Leistung am Netzknotenpunkt abweicht. Die Residuallastkurve des lokalen Energiesystems konnte mit hoher Genauigkeit nachgefahren werden, durch den Einsatz der Batterie.

Anders als für den reinen Day-Ahead Use Case tritt hier keine große Abweichung zwischen Optimierungoutput zum Ladestand der Batterie auf. Das war der Fall, da die Batterie häufiger be- und entladen wurde. Dieser Umstand führt dazu, dass es seltener auftritt, dass die Batterie lange Zeit in einem Bereich betrieben wird, in dem die tatsächliche Ladeleistung viel geringer ist als vom linearen Modell erwartet.



**Abbildung 31: Ausschnitt eines Tages der Messdaten der Komponenten während einer Intraday/Day-Ahead Testwoche des Feldtests bei der W.E.B.**

## 5 Vergleich Labortests vs. Feldtests

### 5.1 Ziele Labortests

Die Ziele der Labortests waren einerseits die Validierung des Zusammenspiels der Komponenten, die im Anschluss an die Labortests in Großschönau installiert wurden, sowie ein erstmaliger Einsatz der Optimierungsalgorithmen, bevor diese im Feld zum Einsatz gekommen sind.

Als weiteres Ziel wurde anfänglich die wissenschaftliche Evaluierung der im Projekt entwickelten Lösungen gesetzt. Dieses Ziel erwies sich jedoch, auf Grund von sehr knapper Zeit und früher Durchführung innerhalb der Projektlaufzeit, als sehr ambitioniert.

Wegen der eben angeführten Herausforderungen konnten vor allem der Support für die Entwicklung von Lösungen umgesetzt werden, aber die wissenschaftliche Evaluierung wurde dann im Feld durchgeführt. Die Auswertung der KPIs der Feldtests im Deliverable D12 geht ausführlicher auf die Eignung der, innerhalb des Flex+ Projekts, entwickelten Lösungen ein.

### 5.2 Ziele Feldtests

Erklärte Ziele der Feldtests waren die Umsetzung von einem optimierten Betrieb der EMS Lösungen zusammen mit der Integration mit der Flex+ Plattform.

Die Feldtests stellten einen echten integrierten Betrieb der EMS-Lösungen zusammen mit der Flex+ Optimierung und Plattform dar. Als solches konnten sie auch besser zur Validierung verwendet werden.

Die Umsetzung der EMS Lösung in Großschönau wurde von den vorherigen Labortests stark begünstigt, und es wurde viel Supportarbeit von Großschönau ins Labor nach Wien verlagert.

### 5.3 Vergleich

Sowohl im Feld als auch im Labor wurden Lösungen mit einem EMS, dezentralen Energieerzeugern, flexiblen Verbrauchern und flexiblen Speicherlösungen untersucht und evaluiert.

Der prinzipielle Funktionsablauf im Energiesystems wurde im Labor gezeigt, parallel weiterentwickelt und in den Feldtest ausführlich getestet.

Für die Ergebnisse der Labortests sind KPI Berechnungen nicht sinnvoll und auch nicht geeignet, um diese mit den Feldtests zu vergleichen. Wie zuvor beschrieben sind manche der Tests unvollständig und die Versuche in manchen Fällen nur zum Teil geglückt.

Wegen der unterschiedlichen Voraussetzungen im Feld und während des Feldtests sind die Ergebnisse nur bedingt vergleichbar. Um eine bessere Vergleichbarkeit der Feld- und Labortests in einem möglichen Folgeprojekt zu gewährleisten wäre es denkbar 2 Labortestperioden durchzuführen, oder nur eine Labortestperiode nach den Feldtests durchzuführen. Bei dieser Könnte man im Labor die realen Bedingungen während des Feldtests nachstellen und die entwickelte Steuerung optimieren bzw. weiterentwickeln.

Da diese weiteren Labortests den Projektzeitraum erheblich erhöht hätten, wäre dieses Vorgehen keine Möglichkeit für das Flex+ Projekt gewesen. Die ausführlichen Tests der entwickelten Methoden im Feld erlaubte es die notwendigen Validierungen im Feld durchzuführen.

Ein Labortest nach dem Feldtest hätte wiederum den Nachteil, dass die Labortests in diesem Fall nicht dazu genutzt werden können, um die Entwicklung von einem Energiemanagementsystem zu unterstützen oder Interoperabilität zwischen Endgeräten zu validieren.

## 6 Verbesserung Portfoliooptimierung und Aktivierung

Aufgabe 6.4 befasst sich mit der Verbesserung der Portfolio-Optimierung, so dass auch alternative Eigeninteressen und Restriktionen der Prosumenten integriert werden können. In den folgenden Abschnitten werden wir die verschiedenen Kategorien von Eigeninteressen und Restriktionen, die berücksichtigt werden, im Detail beschreiben. Des Weiteren wird beschrieben, wie diese Eigeninteressen und Einschränkungen in die bestehende Portfoliooptimierung des Proof-of-Concept und in die Simulationen des Deliverable D9 integriert werden können. Diese Analyse wird für jeden der Pools unabhängig dargestellt, da mehrere Klassen von Eigeninteressen und Restriktionen nicht für alle Pools relevant sind oder eine andere Behandlung erfordern. Für jede der Eigeninteressen und Nebenbedingungen werden mehrere Varianten ihrer Integration in die Portfoliooptimierung vorgestellt. Im weiteren Verlauf dieses Abschnitts werden in Unterabschnitt 1.2 die betrachteten Klassen von Eigeninteressen und Restriktionen sowie deren Kombinationen vorgestellt. In den Unterkapiteln 1.3, 1.4 und 1.5 wird dargestellt, wie die betrachteten Klassen von Eigeninteressen und Restriktionen im Falle des Batteriepool, des Energiemanagementpools bzw. des E-Mobilitätspools in die bestehende Portfoliooptimierung integriert werden können. Der Fall des Wärmepumpenpools und des Boilerpools kann in ähnlicher Weise behandelt werden wie der Energiemanagementpool, daher wird die Darstellung übersprungen.

### Eigeninteressen und Restriktionen der Prosumenten

In diesem Abschnitt stellen wir die verschiedenen Kategorien von Eigeninteressen und Restriktionen der Prosumenten vor, die in allen Pools berücksichtigt werden. Wir berücksichtigen auch mögliche Kombinationen von Eigeninteressen und Restriktionen. Zum Beispiel entspricht "Profit+Komfort" einem kombinierten Zielkriterium, das sowohl den Gewinn (oder die Kostenreduzierung) als auch den Komfort (z. B. die Aufrechterhaltung der gewünschten Wassertemperatur) berücksichtigt.

**Tabelle 2 Beschreibung der für alle Pools relevanten Eigeninteressen und Restriktionen**

Eigeninteressen und Restriktionen	Beschreibung
<b>Komfort</b>	Er bezieht sich in erster Linie auf den thermischen Komfort und ist ein relevantes Kriterium für den Wärmepumpenpool (WP), den Boilerpool (EB) und das Energiemanagement (EM). Potenziell kann er auch für die Optimierung der Elektromobilität relevant sein, wenn der Komfort die Abschlusszeit des Ladevorgangs oder den endgültigen SOC der Batterie widerspiegelt.
<b>Profit+Komfort</b>	Es geht um eine abgewogene Optimierung von Profit und Komfort. Sie ist relevant für WP, EB und EM.
<b>CO<sup>2</sup></b>	Relevant für alle Pools. Der Prosumer kann die CO <sup>2</sup> -Emissionen des gehandelten Stroms minimieren und gleichzeitig die gewünschten (festgelegten) Komfortstufen beibehalten.
<b>Profit+CO<sup>2</sup></b>	Relevant für alle Pools. Der Prosumer kann ein optimales Gleichgewicht zwischen Profit

	und CO <sup>2</sup> -Reduktion herstellen. Es spiegelt den Anreiz des Prosumers wider, Emissionen zu minimieren und einen höheren Anteil an PV-Strom zu nutzen.
<b>Profit+CO<sup>2</sup>+Komfort</b>	Relevant für den WP-, EB- und EM-Pool. Der Prosumer kann optimal zwischen Profit, CO <sup>2</sup> -Reduktion und Komfort abwägen. Es spiegelt den Anreiz der Prosumenten wider, ein Gleichgewicht zwischen CO <sup>2</sup> -Emissionen, Komfort und Profit zu finden.
<b>Autarkie</b>	Relevant für den Batteriepool. Er spiegelt den Anreiz der Prosumenten für ein höheres Maß an Autonomie wider.
<b>Profit+Autarkie</b>	Relevant für die Optimierung des Batteriepools. Der Prosumer kann optimal zwischen Profit (oder Kostenreduktion) und Autarkie balancieren.
<b>Profit+ Netzkosten (Kapazitätsgrenze)</b>	Relevant für alle Pools. Sie gilt für Prosumer, die Netzkosten auf der Grundlage der maximalen Stromabnahme pro Monat zahlen. Sie spiegelt das Bedürfnis dieser Prosumer wider, die Netzkosten zu senken. Die Prosumer können zeitlich zwischen Profit und Netzkostensenkung abwägen.
<b>Profit+Komfort+Netzkosten</b>	Relevant für alle Pools. Die Prosumenten können zwischen Profit, Komfort und Netzkostensenkung abwägen.

### Eigeninteressen und Restriktionen im Batteriepool

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Formulierung der verschiedenen Eigeninteressen oder Restriktionen innerhalb der Batteriepooloptimierung. Der Vergleich wird immer in Bezug auf die Simulationsszenarien durchgeführt, die in Deliverable D9 betrachtet wurden.

**Tabelle 3 Beschreibung möglicher Varianten zur Integration von Eigeninteressen und Restriktionen, die für die Batteriepool-Optimierung relevant sind**

<b>Eigeninteressen und Restriktionen</b>	<b>Variante 1</b>	<b>Variante 2</b>	<b>Variante 3</b>
<b>Komfort</b>	Nicht relevant		
<b>Profit+Komfort</b>	Nicht relevant		
<b>CO<sup>2</sup></b>	Bereits in den Simulationen berücksichtigt		

<b>Profit+CO<sup>2</sup></b>	<p>Wir definieren zunächst eine historische Referenz der CO<sup>2</sup>-Emissionen, <math>g_{CO_2\_ref}</math>. Die Referenzemissionen entsprechen den Emissionen unter dem Referenzregler, die über den Optimierungszeitraum simuliert werden. Dann legen wir eine harte Bedingung der Form:</p> $a_1 * g_{CO_2\_ref} < g_{CO_2},$ $a_2 * g_{CO_2\_ref} > g_{CO_2},$ $0 < a_1 < 1 \text{ und } 0 < a_1 < a_2,$ wobei $g_{CO_2}$ die CO <sup>2</sup> -Emissionen des von uns gewählten Fahrplans über den Optimierungszeitraum ist. Wenn $a_2 > 1$ ist, dann gibt es immer machbare Lösungen. Wenn $a_2 < 1$ ist, d.h. wenn der Prosumer die CO <sup>2</sup> -Emissionen strikt reduzieren möchte, dann kann das Optimierungsproblem nicht durchführbar sein.	<p>Zunächst lösen wir die Optimierung in Bezug auf den Profit (ohne Berücksichtigung der CO<sup>2</sup>-Emissionen der erzeugten Lösung). Den resultierenden Kostenwert bezeichnen wir mit <math>g_{cost\_opt}</math>. Dann stellen wir ein Optimierungsproblem nur in Bezug auf die CO<sup>2</sup>-Emissionen auf und fügen eine harte Bedingung der Form</p> $g_{cost} > a * g_{cost\_opt},$ für einige $a > 1$ . Der Vorteil dieser Formulierung wäre eine direkte Quantifizierung der Kosten für die Reduzierung der CO <sup>2</sup> -Emissionen. Das Problem könnte sein, dass ein großer Wert für den Parameter "a" zu einer Undurchführbarkeit führen könnte.	<p>Wir führen eine weiche Einschränkung ein, indem wir eine Zielfunktion der Form</p> $(g_{cost} - g_{cost\_ref}) + a * (g_{CO_2} - g_{CO_2\_ref}),$ für einen Parameter $a > 0$ (mit den entsprechenden Einheiten). Die Referenz $g_{CO_2\_ref}$ entspricht den CO <sup>2</sup> -Emissionen unter dem Referenzregler, die über den Optimierungszeitraum simuliert wurden. Analog dazu sind $g_{cost\_ref}$ die Kosten des Referenzreglers. Der Parameter "a" gibt die relative Bedeutung an, die der Benutzer den zusätzlichen CO <sup>2</sup> -Emissionen im Vergleich zur Kostenreduzierung beimisst. Ist $a > 0$ klein, ist eine Lösung optimal, die die Kosten reduziert, ohne die CO <sup>2</sup> -Emissionen (wesentlich) zu erhöhen. Ist $a > 0$ groß, so ist eine Lösung, die die CO <sup>2</sup> -Emissionen deutlich reduziert, optimal. Die Optimierung liefert immer machbare Lösungen.
<b>Profit+CO<sup>2</sup>+Komfort</b>	Nicht relevant		
<b>Autarkie</b>	Bereits in den Simulationen berücksichtigt		
<b>Profit+Autarkie</b>	Teilweise im Simulationszenario berücksichtigt. Wir maximieren den Profit, während wir ein SOC-Profil beibehalten, das dem Referenzprofil sehr nahe kommt. Dieses Kriterium wird derzeit in den Anwendungsfällen der DA/ID-Optimierung verwendet. Bei der SRL-Optimierung wird stattdessen die Einschränkung gemacht, dass die Optimierung nicht mit dem Prosumer interferieren sollte (d.h. die Batterie sollte nicht in Gebrauch sein, wenn es SRL-Aktivierungen gibt).	Wir könnten eine Variante in Betracht ziehen, die ein besseres Gleichgewicht zwischen Autarkie und Profit herstellt. Bei der SRL-Optimierung mit Einschränkungen könnten wir zum Beispiel die Anforderungen an eine volle/leere Batterie herabsetzen, um die verfügbare Flexibilität für die SRL-Optimierung zu erhöhen. In diesem Fall wird der SOC-Schwellenwert zu einem einstellbaren Parameter.	
<b>Profit+Netzkosten</b>	Zunächst definieren wir $g_{gc\_ref}$ als die Referenznetzkosten (anteilig an der Pickleistung) innerhalb eines Zeitraums von 1 Monat. Dies kann mit Bezug auf die historischen Daten der vorangegangenen Monate definiert werden. An	Zunächst definieren wir $g_{gc\_ref}$ als die Referenznetzkosten (proportional zur Pickleistung) innerhalb eines Zeitraums von 1 Monat. Dies kann in Bezug auf die historischen Daten der vorangegangenen	

	<p>jedem Optimierungstag wird dann eine harte Bedingung der folgenden Form auferlegt</p> $g\_gc < a * g\_gc\_ref,$ <p>für einige <math>0 &lt; a &lt; 1</math>, wobei <math>g\_gc</math> den Netzkosten entspricht, die auf der Grundlage der Entnahmeleistung während des Optimierungstages berechnet werden. (Alternativ könnte dies auch eine Einschränkung der Entnahmeleistung sein.) Mit diesem Ansatz sind zwei Probleme verbunden: a) ein kleiner Wert des Parameters "a" kann zu einer Undurchführbarkeit führen. b) die Einstellung von "a=1" (was bedeutet, dass wir die Kosten minimieren möchten, solange die Netzkosten nicht erhöht werden) scheint eine vernünftige Wahl zu sein, aber wir könnten Möglichkeiten zur Kostensenkung vernachlässigen, deren Nutzen die Auswirkungen auf die Netzkosten übersteigen könnte.</p>	<p>Monate definiert werden. Für jeden Optimierungstag wird dann eine Zielfunktion der Form</p> $\min (g\_cost - g\_cost\_ref) + (g\_gc - g\_gc\_ref)$ <p>vorgegeben, wobei <math>g\_gc</math> den Netzkosten entspricht, die auf der Grundlage der Entnahmeleistung während des Optimierungstages berechnet werden. Da beide Kostensenkungen gleich wichtig sind, halten wir die Zuweisung relativer Gewichte nicht für sinnvoll. Diese Formulierung führt immer zu einer machbaren Lösung. Außerdem schließt sie keine Lösungen aus, bei denen die Netzkosten steigen können, solange die Gesamtkosten gesenkt werden.</p>	
<b>Profit+Komfort+Netzkosten</b>	Nicht relevant		

### Eigeninteressen und Restriktionen im Energiemanagementpool

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Formulierung der verschiedenen Eigeninteressen oder Restriktionen innerhalb der Energiemanagementpool. Der Vergleich wird immer in Bezug auf die Simulationsszenarien durchgeführt, die in Deliverable D9 betrachtet wurden.

**Tabelle 4 Beschreibung möglicher Varianten zur Integration von Eigeninteressen und Randbedingungen, die bei der Optimierung des Energiemanagements relevant sind**

Eigeninteressen und Restriktionen	Variante 1	Variante 2	Variante 3
<b>Komfort</b>	Bereits in den Simulationen berücksichtigt (+/- Grad pro Raum)		
<b>Profit+Komfort</b>	Bereits in den Simulationen berücksichtigt (+/- Grad pro Raum)		
<b>CO<sup>2</sup></b>	Bereits in den Simulationen berücksichtigt		



<p><b>Profit+CO<sup>2</sup></b></p>	<p>Wir definieren zunächst eine historische Referenz der CO<sup>2</sup>-Emissionen, <math>g_{CO_2\_ref}</math>. Die Referenzemissionen entsprechen den Emissionen unter dem Referenzregler, die über den Optimierungszeitraum simuliert werden. Dann legen wir eine harte Bedingung der Form:</p> $a_1 * g_{CO_2\_ref} < g_{CO_2},$ $a_2 * g_{CO_2\_ref} > g_{CO_2},$ <p><math>0 &lt; a_1 &lt; 1</math> und <math>0 &lt; a_1 &lt; a_2</math>, wobei <math>g_{CO_2}</math> die CO<sup>2</sup>-Emissionen des von uns gewählten Fahrplans über den Optimierungszeitraum ist. Wenn <math>a_2 &gt; 1</math> ist, dann gibt es immer machbare Lösungen. Wenn <math>a_2 &lt; 1</math> ist, d.h. wenn der Prosumer die CO<sup>2</sup>-Emissionen strikt reduzieren möchte, dann kann das Optimierungsproblem nicht durchführbar sein.</p>	<p>Zunächst lösen wir die Optimierung in Bezug auf den Profit (ohne Berücksichtigung der CO<sup>2</sup>-Emissionen der erzeugten Lösung). Den resultierenden Kostenwert bezeichnen wir mit <math>g_{cost\_opt}</math>. Dann stellen wir ein Optimierungsproblem nur in Bezug auf die CO<sup>2</sup>-Emissionen auf und fügen eine harte Bedingung der Form</p> $g_{cost} > a * g_{cost\_opt},$ <p>für einige <math>a &gt; 1</math>. Der Vorteil dieser Formulierung wäre eine direkte Quantifizierung der Kosten für die Reduzierung der CO<sup>2</sup>-Emissionen. Das Problem könnte sein, dass ein großer Wert für den Parameter "a" zu einer Undurchführbarkeit führen könnte.</p>	<p>Wir führen eine weiche Einschränkung ein, indem wir eine Zielfunktion der Form</p> $(g_{cost} - g_{cost\_ref}) + a * (g_{CO_2} - g_{CO_2\_ref}),$ <p>für einen Parameter <math>a &gt; 0</math> (mit den entsprechenden Einheiten). Die Referenz <math>g_{CO_2\_ref}</math> entspricht den CO<sup>2</sup>-Emissionen unter dem Referenzregler, die über den Optimierungszeitraum simuliert wurden. Analog dazu sind <math>g_{cost\_ref}</math> die Kosten des Referenzreglers. Der Parameter "a" gibt die relative Bedeutung an, die der Benutzer den zusätzlichen CO<sup>2</sup>-Emissionen im Vergleich zur Kostenreduzierung beimisst. Ist <math>a &gt; 0</math> klein, ist eine Lösung optimal, die die Kosten reduziert, ohne die CO<sup>2</sup>-Emissionen (wesentlich) zu erhöhen. Ist <math>a &gt; 0</math> groß, so ist eine Lösung, die die CO<sup>2</sup>-Emissionen deutlich reduziert, optimal. Die Optimierung liefert immer machbare Lösungen.</p>
<p><b>Profit+CO<sup>2</sup>+Komfort</b></p>	<p>Es müssen zwei Beschränkungen eingeführt werden: a) die erste erzwingt niedrigere CO<sup>2</sup>-Emissionen wie oben beschrieben, und b) die zweite legt die Größe der Temperaturschwankungen bei den Komforttemperaturen fest (WP, EB).</p>	<p>Es müssen zwei Beschränkungen eingeführt werden: a) die erste erzwingt niedrigere CO<sup>2</sup>-Emissionen wie oben beschrieben, und b) die zweite legt die Größe der Temperaturschwankungen bei den Komforttemperaturen fest (WP, EB).</p>	<p>Es müssen zwei Einschränkungen eingeführt werden: a) die erste ist eine weiche Einschränkung, wie oben erläutert, um die CO<sup>2</sup>-Emissionen zu senken, und b) die zweite legt die Größe der Temperaturschwankungen bei den Komforttemperaturen fest (WP, EB).</p>
<p><b>Autarkie</b></p>	<p>Nicht relevant</p>		
<p><b>Profit+Autarkie</b></p>	<p>Nicht relevant</p>		
<p><b>Profit+Netzkosten</b></p>	<p>Zunächst definieren wir <math>g_{gc\_ref}</math> als die Referenznetzkosten (anteilig an der Pickleistung) innerhalb eines Zeitraums von 1</p>	<p>Zunächst definieren wir <math>g_{gc\_ref}</math> als die Referenznetzkosten (proportional zur Pickleistung) innerhalb eines</p>	

	<p>Monat. Dies kann mit Bezug auf die historischen Daten der vorangegangenen Monate definiert werden. An jedem Optimierungstag wird dann eine harte Bedingung der folgenden Form auferlegt</p> $g\_gc < a * g\_gc\_ref,$ <p>für einige <math>0 &lt; a &lt; 1</math>, wobei <math>g\_gc</math> den Netzkosten entspricht, die auf der Grundlage der Entnahmeleistung während des Optimierungstages berechnet werden. (Alternativ könnte dies auch eine Einschränkung der Entnahmeleistung sein.) Mit diesem Ansatz sind zwei Probleme verbunden: a) ein kleiner Wert des Parameters "a" kann zu einer Undurchführbarkeit führen. b) die Einstellung von "a=1" (was bedeutet, dass wir die Kosten minimieren möchten, solange die Netzkosten nicht erhöht werden) scheint eine vernünftige Wahl zu sein, aber wir könnten Möglichkeiten zur Kostensenkung vernachlässigen, deren Nutzen die Auswirkungen auf die Netzkosten übersteigen könnte.</p>	<p>Zeitraums von 1 Monat. Dies kann in Bezug auf die historischen Daten der vorangegangenen Monate definiert werden. Für jeden Optimierungstag wird dann eine Zielfunktion der Form</p> $\min (g\_cost - g\_cost\_ref) + (g\_gc - g\_gc\_ref)$ <p>vorgegeben, wobei <math>g\_gc</math> den Netzkosten entspricht, die auf der Grundlage der Entnahmeleistung während des Optimierungstages berechnet werden. Da beide Kostensenkungen gleich wichtig sind, halten wir die Zuweisung relativer Gewichte nicht für sinnvoll. Diese Formulierung führt immer zu einer machbaren Lösung. Außerdem schließt sie keine Lösungen aus, bei denen die Netzkosten steigen können, solange die Gesamtkosten gesenkt werden.</p>	
<b>Profit+Komfort+Netzkosten</b>	Wie oben, einschließlich der zusätzlichen Einschränkung des Komforts.	Wie oben, einschließlich der zusätzlichen Einschränkung des Komforts.	

### Eigeninteressen und Restriktionen im E-Mobilitätspool

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Formulierung der verschiedenen Eigeninteressen oder Restriktionen innerhalb der E-Mobilitätspool. Der Vergleich wird immer in Bezug auf die Simulationsszenarien durchgeführt, die in Deliverable D9 betrachtet wurden.

**Tabelle 5 Beschreibung möglicher Varianten zur Integration von Eigeninteressen und Zwängen, die bei der E-Mobility-Optimierung relevant sind**

Eigeninteressen und Restriktionen	Variante 1	Variante 2	Variante 3
<b>Komfort</b>	Der Komfort kann durch eine Beschränkung des		

	End-SOC der Batterie eingestellt werden.		
<b>Profit+Komfort</b>	Der Komfort kann durch eine Beschränkung des End-SOC der Batterie eingestellt werden.		
<b>CO<sup>2</sup></b>	Bereits in den Simulationen berücksichtigt.		
<b>Profit+CO<sup>2</sup></b>	<p>Wir definieren zunächst eine historische Referenz der CO<sup>2</sup>-Emissionen, <math>g_{CO_2\_ref}</math>. Die Referenzemissionen entsprechen den Emissionen unter dem Referenzregler, die über den Optimierungszeitraum simuliert werden. Dann legen wir eine harte Bedingung der Form:</p> $a_1 * g_{CO_2\_ref} < g_{CO_2},$ $a_2 * g_{CO_2\_ref} > g_{CO_2},$ <p><math>0 &lt; a_1 &lt; 1</math> und <math>0 &lt; a_1 &lt; a_2</math>, wobei <math>g_{CO_2}</math> die CO<sup>2</sup>-Emissionen des von uns gewählten Fahrplans über den Optimierungszeitraum ist. Wenn <math>a_2 &gt; 1</math> ist, dann gibt es immer machbare Lösungen. Wenn <math>a_2 &lt; 1</math> ist, d.h. wenn der Prosumer die CO<sup>2</sup>-Emissionen strikt reduzieren möchte, dann kann das Optimierungsproblem nicht durchführbar sein.</p>	<p>Zunächst lösen wir die Optimierung in Bezug auf den Profit (ohne Berücksichtigung der CO<sup>2</sup>-Emissionen der erzeugten Lösung). Den resultierenden Kostenwert bezeichnen wir mit <math>g_{cost\_opt}</math>. Dann stellen wir ein Optimierungsproblem nur in Bezug auf die CO<sup>2</sup>-Emissionen auf und fügen eine harte Bedingung der Form</p> $g_{cost} > a * g_{cost\_opt},$ <p>für einige <math>a &gt; 1</math>. Der Vorteil dieser Formulierung wäre eine direkte Quantifizierung der Kosten für die Reduzierung der CO<sup>2</sup>-Emissionen. Das Problem könnte sein, dass ein großer Wert für den Parameter "a" zu einer Undurchführbarkeit führen könnte.</p>	<p>Wir führen eine weiche Einschränkung ein, indem wir eine Zielfunktion der Form</p> $(g_{cost} - g_{cost\_ref}) + a * (g_{CO_2} - g_{CO_2\_ref}),$ <p>für einen Parameter <math>a &gt; 0</math> (mit den entsprechenden Einheiten). Die Referenz <math>g_{CO_2\_ref}</math> entspricht den CO<sup>2</sup>-Emissionen unter dem Referenzregler, die über den Optimierungszeitraum simuliert wurden. Analog dazu sind <math>g_{cost\_ref}</math> die Kosten des Referenzreglers. Der Parameter "a" gibt die relative Bedeutung an, die der Benutzer den zusätzlichen CO<sup>2</sup>-Emissionen im Vergleich zur Kostenreduzierung beimisst. Ist <math>a &gt; 0</math> klein, ist eine Lösung optimal, die die Kosten reduziert, ohne die CO<sup>2</sup>-Emissionen (wesentlich) zu erhöhen. Ist <math>a &gt; 0</math> groß, so ist eine Lösung, die die CO<sup>2</sup>-Emissionen deutlich reduziert, optimal. Die Optimierung liefert immer machbare Lösungen.</p>
<b>Profit+CO<sup>2</sup>+Komfort</b>	Es müssen zwei Beschränkungen eingeführt werden: a) die erste erzwingt niedrigere CO <sup>2</sup> -Emissionen wie oben beschrieben, und b) die zweite legt den endgültigen SOC der Batterie innerhalb der gewünschten Komfortzone fest.	Es müssen zwei Beschränkungen eingeführt werden: a) die erste erzwingt niedrigere CO <sup>2</sup> -Emissionen wie oben beschrieben, und b) die zweite legt den endgültigen SOC der Batterie innerhalb der gewünschten Komfortzone fest.	Es müssen zwei Beschränkungen eingeführt werden: a) die erste ist eine weiche Beschränkung, wie oben erläutert, um die CO <sup>2</sup> -Emissionen zu senken, und b) die zweite legt den endgültigen SOC der Batterie innerhalb der gewünschten Komfortzone fest.
<b>Autarkie</b>	Das Referenzszenario sieht Autarkie als oberste Priorität vor: Die Batterie wird immer geladen, bis sie voll ist.		
<b>Profit+Autarkie</b>	Eine mögliche Variante, die ein Gleichgewicht zwischen Gewinn und Autarkie herstellt, könnte die endgültige SOC-Anforderung anpassen. In diesem Fall kann der Nutzer niedrigere		

	Werte für den endgültigen SOC akzeptieren, um den Gewinn weiter zu erhöhen.		
<b>Profit+Netzkosten</b>	<p>Zunächst definieren wir <math>g\_gc\_ref</math> als die Referenznetzkosten (anteilig an der Pickleistung) innerhalb eines Zeitraums von 1 Monat. Dies kann mit Bezug auf die historischen Daten der vorangegangenen Monate definiert werden. An jedem Optimierungstag wird dann eine harte Bedingung der folgenden Form auferlegt</p> $g\_gc < a * g\_gc\_ref,$ <p>für einige <math>0 &lt; a &lt; 1</math>, wobei <math>g\_gc</math> den Netzkosten entspricht, die auf der Grundlage der Entnahmeleistung während des Optimierungstages berechnet werden. (Alternativ könnte dies auch eine Einschränkung der Entnahmeleistung sein.) Mit diesem Ansatz sind zwei Probleme verbunden: a) ein kleiner Wert des Parameters "a" kann zu einer Undurchführbarkeit führen. b) die Einstellung von "a=1" (was bedeutet, dass wir die Kosten minimieren möchten, solange die Netzkosten nicht erhöht werden) scheint eine vernünftige Wahl zu sein, aber wir könnten Möglichkeiten zur Kostensenkung vernachlässigen, deren Nutzen die Auswirkungen auf die Netzkosten übersteigen könnte.</p>	<p>Zunächst definieren wir <math>g\_gc\_ref</math> als die Referenznetzkosten (proportional zur Pickleistung) innerhalb eines Zeitraums von 1 Monat. Dies kann in Bezug auf die historischen Daten der vorangegangenen Monate definiert werden. Für jeden Optimierungstag wird dann eine Zielfunktion der Form</p> $\min (g\_cost - g\_cost\_ref) + (g\_gc - g\_gc\_ref)$ <p>vorgegeben, wobei <math>g\_gc</math> den Netzkosten entspricht, die auf der Grundlage der Entnahmeleistung während des Optimierungstages berechnet werden. Da beide Kostensenkungen gleich wichtig sind, halten wir die Zuweisung relativer Gewichte nicht für sinnvoll. Diese Formulierung führt immer zu einer machbaren Lösung. Außerdem schließt sie keine Lösungen aus, bei denen die Netzkosten steigen können, solange die Gesamtkosten gesenkt werden.</p>	
<b>Profit+Komfort+Netzkosten</b>	Nicht relevant, es sei denn, wir führen Komfortauflagen ein, die in Bezug auf den endgültigen SOC definiert sind.	Nicht relevant, es sei denn, wir führen Komfortauflagen ein, die in Bezug auf den endgültigen SOC definiert sind.	

## 7 Anhang

### Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Gebäude (schematisch) und Schnittstellen .....	8
Abbildung 2 Ladevorgang Elektroauto (GS) .....	9
Abbildung 3 Smart Home Optimierungsergebnisse .....	10
Abbildung 4: Aufbau der Komponenten und Verbindung mit AIT Laboren .....	15
Abbildung 5: Integrierter Laboraufbau am Forschungsprüfstand des SmartEST Labor .....	16
Abbildung 6: Modelica-Gebäudemodell in der Diagram-Ansicht in Dymola .....	20
Abbildung 7: Eintrittstemperatur in die Fußbodenheizung in Abhängigkeit der Außentemperatur .....	21
Abbildung 8: HiL-Tests: Hardware, Prüfstand (strichlierte Kästen) und Energie-Management-System sowie Wärme- und Informationsflüsse (durchgezogen bzw. punktiert) .....	21
Abbildung 9: IDM-Verrohrungsschema von Wärmepumpe (links), Heizungspuffer (rechts) und Fußbodenheizung (oben) .....	22
Abbildung 10: Ablauf der HiL-Tests .....	23
Abbildung 11: Simulierter Sommertag (Realzeit als Zeitachse): Links: Referenztag ohne EMS; Rechts: Mit EMS. Zeitverläufe des Gebäudes (Außen-, Innentemperatur) und zulässige operative Temperaturgrenzen (24,5°C +-1,5K) in der Kühlungsperiode gem. [ISO 7730], der Fußbodenheizung (Massenstrom, Leistung, Aus-, Eintrittstemperatur) und elektrische Leistung der Wärmepumpe .....	24
Abbildung 12: Simulierter Sommertag (Realzeit als Zeitachse): Links: Referenztag ohne EMS; Rechts: Mit EMS. Leistungsaufnahme und Temperaturen des Warmwasser-Boilers .....	25
Abbildung 13: Messung von Leistung und Kapazität der thermischen Komponenten im Sommerszenario ohne EMS. ....	26
Abbildung 14: Messdaten von Leistung und Kapazität der thermischen Komponenten im Sommerszenario mit EMS. ....	26
Abbildung 15: Simulierter Tag in der Übergangszeit (Realzeit als Zeitachse): Links: Referenztag ohne EMS; Rechts: Mit EMS. Zeitverläufe des Gebäudes (Außen-, Innentemperatur) und zulässige operative Temperaturgrenzen (22°C +-2K) in der Heizperiode gem. [ISO 7730], der Fußbodenheizung (Massenstrom, Leistung, Aus-, Eintrittstemperatur) und elektrische Leistung der Wärmepumpe .....	27
Abbildung 16: Simulierter Tag in der Übergangszeit (Realzeit als Zeitachse): Links: Referenztag ohne EMS; Rechts: Mit EMS. Leistungsaufnahme und Temperaturen des Warmwasser-Boilers .....	28
Abbildung 17: Messung von Leistung und Kapazität der thermischen Komponenten im Übergangsszenario ohne EMS. ....	28
Abbildung 18: Messung von Leistung und Kapazität der thermischen Komponenten im Übergangsszenario mit EMS. ....	29
Abbildung 19: Elektrische Aufnahmeleistung der Wärmepumpe über angenäherten Temperaturhub zwischen Senke und Quelle mit der Eintrittstemperatur der Fußbodenheizung als Farbparameter .....	29
Abbildung 20: Messzeitreihe des simulierten Sommertags für die elektrischen Komponenten – ohne EMS. .	31
Abbildung 21: Messzeitreihe des simulierten Sommertags für die elektrischen Komponenten – mit EMS. ....	32
Abbildung 22: Messzeitreihe des simulierten Tages in der Übergangszeit für die elektrischen Komponenten – ohne EMS. ....	33
Abbildung 23: Messzeitreihe des simulierten Tages in der Übergangszeit für die elektrischen Komponenten – mit EMS. ....	33
Abbildung 24: Messdaten der elektrischen Komponenten während einer Day-Ahead Testwoche des Feldtests in Großschönau. ....	35
Abbildung 25: Messdaten der thermischen Komponenten während einer Day-Ahead Testwoche des Feldtests in Großschönau. ....	36
Abbildung 26: Messdaten der elektrischen Komponenten während einer Intraday/Day-Ahead Testwoche des Feldtests in Großschönau. ....	37
Abbildung 27: Messdaten der thermischen Komponenten während einer Intraday/Day-Ahead Testwoche des Feldtests in Großschönau. ....	38
Abbildung 28: Messdaten der Komponenten während einer Day-Ahead Testwoche des Feldtests bei der W.E.B. ....	39
Abbildung 29: Ausschnitt eines Tages der Messdaten der Komponenten während einer Day-Ahead Testwoche des Feldtests bei der W.E.B. ....	41

Abbildung 30: Messdaten der Komponenten während einer Intraday/Day-Ahead Testwoche des Feldtests bei der W.E.B. ....	42
Abbildung 31: Ausschnitt eines Tages der Messdaten der Komponenten während einer Intraday/Day-Ahead Testwoche des Feldtests bei der W.E.B.....	43

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Eckdaten der Komponenten die bei den Labortests eingesetzt wurden. ....	18
Tabelle 2 Beschreibung der für alle Pools relevanten Eigeninteressen und Restriktionen .....	45
Tabelle 3 Beschreibung möglicher Varianten zur Integration von Eigeninteressen und Restriktionen, die für die Batteriepool-Optimierung relevant sind .....	46
Tabelle 4 Beschreibung möglicher Varianten zur Integration von Eigeninteressen und Randbedingungen, die bei der Optimierung des Energiemanagements relevant sind.....	48
Tabelle 5 Beschreibung möglicher Varianten zur Integration von Eigeninteressen und Zwängen, die bei der E-Mobility-Optimierung relevant sind .....	50

## Kontakt



### Hauptautor

David Reihls,  
AIT Austrian Institute of Technology GmbH  
David.reihls@ait.ac.at  
+43 664 88390029



### Konsortialleitung

Regina Hemm, Dipl.Ing.  
Center for Energy – AIT Austrian Institute of Technology GmbH  
Giefinggasse 4 | 1210 Vienna | Austria  
T +43 50550-6352 | M +43 664 88335515  
regina.hemm@ait.ac.at | www.ait.ac.at