

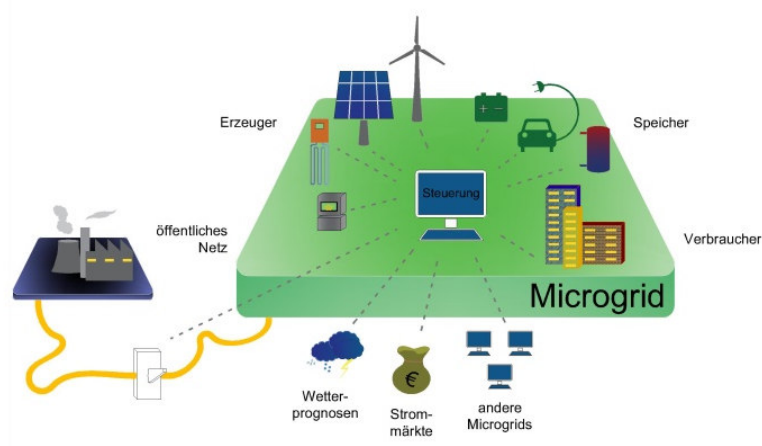
E3 Ergebnisbericht (01.01.2019 bis 30.04.2021)

„Microgrid Forschungslabor für 100% dezentrale Energieversorgung“

aus den Mitteln des niederösterreichischen FTI PROGRAMMs

WST3-F-5030635/005-2018

K3-F-760/003-2018



Projektteams:

BEST – Bioenergy and Sustainable Technologies:

Michael Stadler, Michael Zellinger, Stefan Aigenbauer, Armin Cosic, Muhammad Mansoor, Pascal Liedtke, Christian Oberbauer

FH Wiener Neustadt Campus Wieselburg:

Franz Theuretzbacher, Josef Walch, Lena Maitz, Zahra Reutner, Robert Fina, Michael Wölk

Forschungsstandort

Technopol Wieselburg

Kontakt:

DI(FH) Stefan Aigenbauer; stefan.aigenbauer@best-research.eu; Tel: +43 5 02378-9447

Wieselburg, am 30.04.2020

BEST - Bioenergy and Sustainable Technologies GmbH

| | A
T | F | office@best-research.eu | www.best-research.eu
Firmensitz Graz | Inffeldgasse 21b | A 8010 Graz
FN 232244k | Landesgericht für ZRS Graz | UID-Nr. ATU 56877044 | Seite 1 von 25

Inhalt

1	Einleitung	3
2	Technologien und Messgeräte	3
3	Datenerfassung und -speicherung	10
4	Datenvisualisierung	16
5	Marktdaten	20

1 Einleitung

Dieser Ergebnisbericht zeigt die Ergebnisse zu den gesammelten Lastkurven und Datensätzen im Microgrid Forschungslabor in Wieselburg (Microgrid Lab). Die Ergebnisse beziehen sich auf die Technologien, Messgeräte, Strom-, Heiz- und Kühllasten und Marktdaten wie z.B. Stromtarife und verschiedene Energie- und Brennstoffpreise.

Der schematische Aufbau des Microgrid Labs in Wieselburg ist in Abbildung 1 dargestellt. Die Infrastruktur des Microgrid-Testbeds besteht hauptsächlich aus einer PV-Anlage, einem Batteriespeicher, Ladestationen für Elektrofahrzeuge (sollen im Juni/Juli 2021 installiert und in Betrieb genommen werden), einem Notstromdieselgenerator, einem gemeinsamen Kopplungspunkt für den Netzbezug bzw. Netzeinspeisung, Biomassekesseln, Wärmespeichern sowie eine Absorptionskälte- und Kompressionskältetechnologien, die in den drei Hauptgebäuden des Standorts verteilt sind.

Um die Echtzeitdaten der Technologien des Microgrid-Labors zu erfassen, werden verschiedene Messgeräte und Sensoren benötigt. Diese benötigen spezielle Protokolle zur Kommunikation mit dem Datenerfassungssystem und sind somit das Rückgrat der Echtzeitmessung des Microgrid Labs. Auf diese Protokolle wird in den nächsten Abschnitten noch näher eingegangen.

Die von den Messgeräten und Sensoren erfassten Daten werden in einer Zeitreihendatenbank gespeichert, die auf einer MySQL-MariaDB Datenbank basiert. Weiters wurde die Zeitreihendatenbank mit einer HTML-basierten Grafana-Umgebung für die Visualisierung der erfassten Rohdaten und weiteren Analysen verbunden. Diese Daten werden für die Überwachung und Analyse für den übergeordneten Microgrid-Regler, verschiedene Testzyklen, die Überwachung von Ausfällen und die Interaktion zwischen Versorgungsunternehmen und Netz usw. verwendet. Ohne diese Daten könnte der Microgrid-Regler nicht in Echtzeit betrieben werden bzw. müsste beim Auftreten von Datenausfällen auf ein einfaches regelbasiertes Energiemanagementsystem zurückgegriffen werden, wodurch keine Optimierungsziele (Kosten- oder CO₂-Minimierung) verfolgt werden können.

Ziel dieses Projekts ist es ein Microgrid-Testlabor zu etablieren, das über einen übergeordneten Microgrid-Regler verfügt und die Methodik bzw. das Know-How zu Microgrids für Dienstleister und Entwickler von Systemkomponenten (z.B.: Daten-Monitoring, Energiemanagementsysteme, E-Laderegler, etc.) zugänglich macht. Über einen offenen Zugang zum Forschungslabor können verschiedene Testzyklen unter der Verwendung von gemessenen Echtzeit-Lastdaten, Wetterdaten und Prognosedaten von entsprechenden Anwendern durchgeführt werden. Diese Testzyklen können zum Beispiel aus einem einfachen Microgrid-Szenario bestehen, in dem bspw. eine PV-Anlage in Kombination mit einem Batteriespeicher für den Eigenverbrauch optimal genutzt werden wodurch Kosten und CO₂-Emissionen innerhalb des Energiesystems gespart werden.

Ferner ist es möglich über einen koordinierten Einsatzplan der verfügbaren Energietechnologien (wie PV und Batterie) verschiedene Ladeszenarien an Wochenendtagen und Entladeszenarien an den Wochentagen zu realisieren. Elektrofahrzeuge (EVs) können so ebenfalls in den Testzyklen berücksichtigt werden, wobei der vorhergesagte Zeitplan für die E-Ladezeiten verwendet werden kann. So können das PV- und Batteriespeichersystem optimal genutzt werden um E-Autos zu laden und Lastspitzen zu vermeiden. Dabei würden die

definierten Zielfunktionen der verwendeten Steuerungsalgorithmen (Kosten- und/oder CO₂-Minimierung des Microgrids) in allen Testzyklen in Echtzeit zum Einsatz kommen.

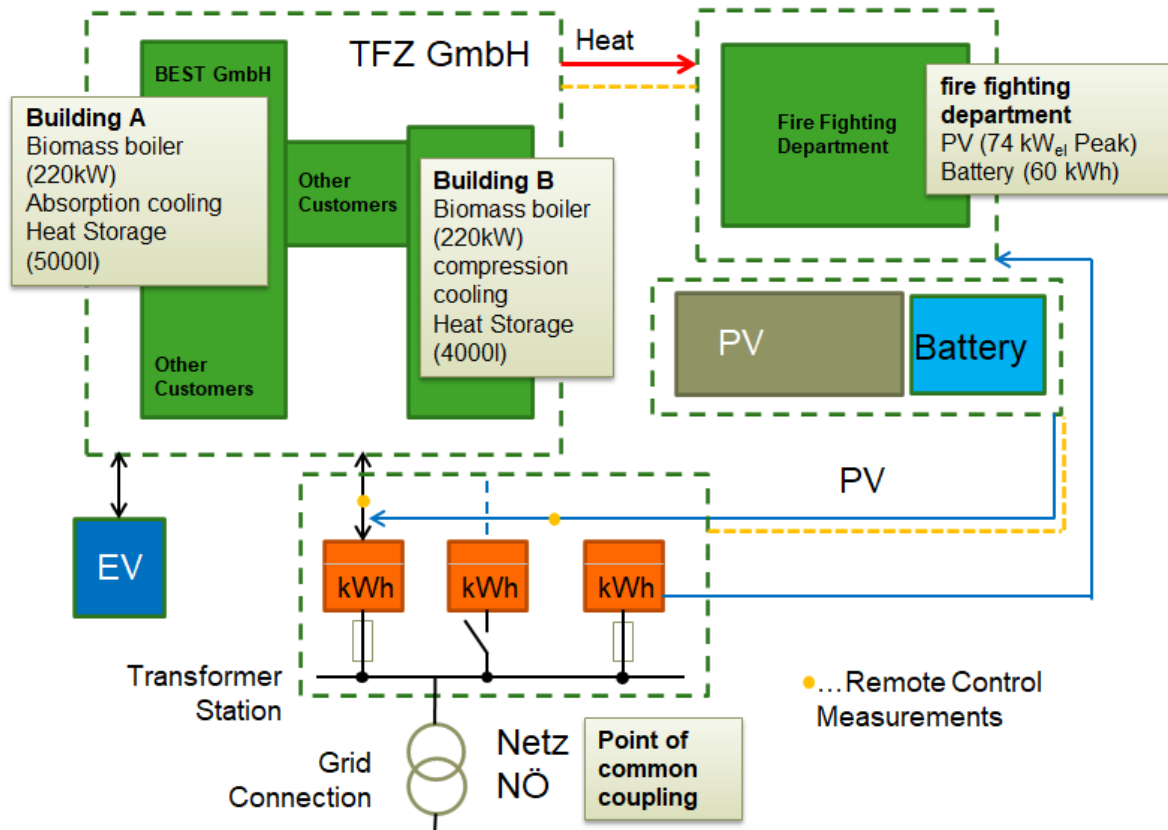


Abbildung 1: Konstruktionsschema des Microgrid Research Lab in Wieselburg (Quelle: BEST GmbH)

Das Microgrid-Testbed in Wieselburg ist das erste Microgrid-Forschungslabor in Österreich, das erneuerbare Energien, Versorgungsstrom, Wärmetechnologien, Biomasetechnologien, Elektromobilität, Speichertechnologien, Gebäudesteuerung sowie intelligente Netzwerkkommunikation integriert und das Testen und Evaluieren verschiedener Regelungsstrategien sowie Supervisory Microgrid Controller Ansätze ermöglicht. Der aktuell im Microgrid Lab im Test befindliche Supervisory Microgrid Controller (ein auf Mixed-Integer Linear Programming (MILP) basierte Model Predictive Control (MPC)) ist für die Optimierung verschiedener verteilter Energieressourcen und deren koordinierten Echtzeitbetrieb innerhalb des Systems verantwortlich.

Diese im Grundlagenforschungsprojekt Smart- und Microgrids (Nr.: K3-F-755/001-2017, gefördert vom Land NÖ) theoretisch entwickelten Model Predictive Controller Algorithmen werden im vorliegenden Projekt Microgrid Lab nun unter Laborbedingungen mit Echtzeitdaten getestet und weiterentwickelt. Die Echtzeitdaten zeigen dabei verschiedene Realbedingungen, wie zum Beispiel eine unzureichende Datenqualität oder Datenlücken auf, die in der weiteren

Programmierung des Supervisory Microgrid Controllers berücksichtigt werden müssen. Das Regelmanagement wird insgesamt um Ausfallstrategien und fallback Lösungen erweitert. Eine schematische Darstellung des MPC-Controller Workflows ist in Abbildung 2 dargestellt:

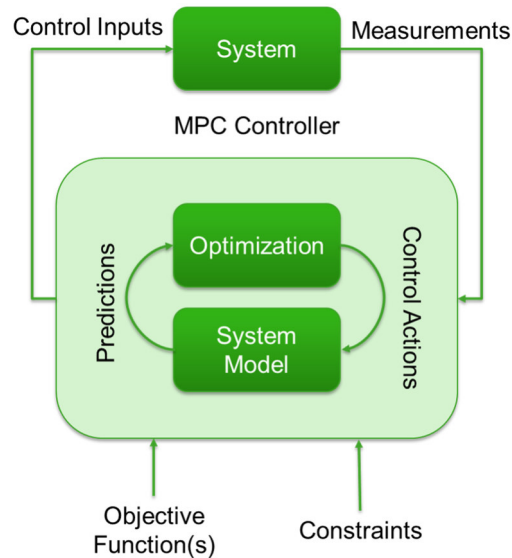


Abbildung 2: Model Predictive Control (MPC) Workflow (Quelle: BEST GmbH)

Bei jedem Zeitschritt berechnet der MPC-Controller die Regelsollwerte durch das Lösen eines Open-Loop-Optimierungsproblems für den Vorhersagehorizont und wendet dann die ersten Werte der berechneten Regelsequenzen auf das System an. Beim nächsten Zeitschritt werden die aktualisierten Zustände und Messwerte des Gesamtsystems vom Regler erfasst und der Optimierungsschritt wiederholt. In der aktuellen Entwicklung werden 5-min- bis 15-min-Zeitschritte betrachtet und der Vorhersagehorizont beträgt 24 Stunden (Day-Ahead-Optimierung).

Das Optimierungsproblem wurde als Mixed-Integer Linear Programming (MILP) modelliert wobei zwei verschiedene Zielfunktionen zur Minimierung der gesamten Energiekosten und der gesamten CO₂-Emissionen des Systems berücksichtigt wurden. Dabei wurde die algebraische Modellierungssprache Generic Algebraic Modeling System (GAMS) verwendet. Zum Lösen des Optimierungsproblems wird der CPLEX-Solver von IBM verwendet.

Das aktuelle Testsystem des übergeordneten Microgrid-Reglers enthält eine 74 kWp PV-Anlage, ein 60 kWh Batteriespeichersystem, eine Verbrauchslastzentrale und einen Zugangspunkt zum Versorgungsnetz. Die Modellierung des E-Ladeverhaltens befindet sich in der Entwicklung und wird in einer späteren Projektphase ebenfalls in die Modellierung des übergeordneten Reglers integriert (siehe Abbildung 3).

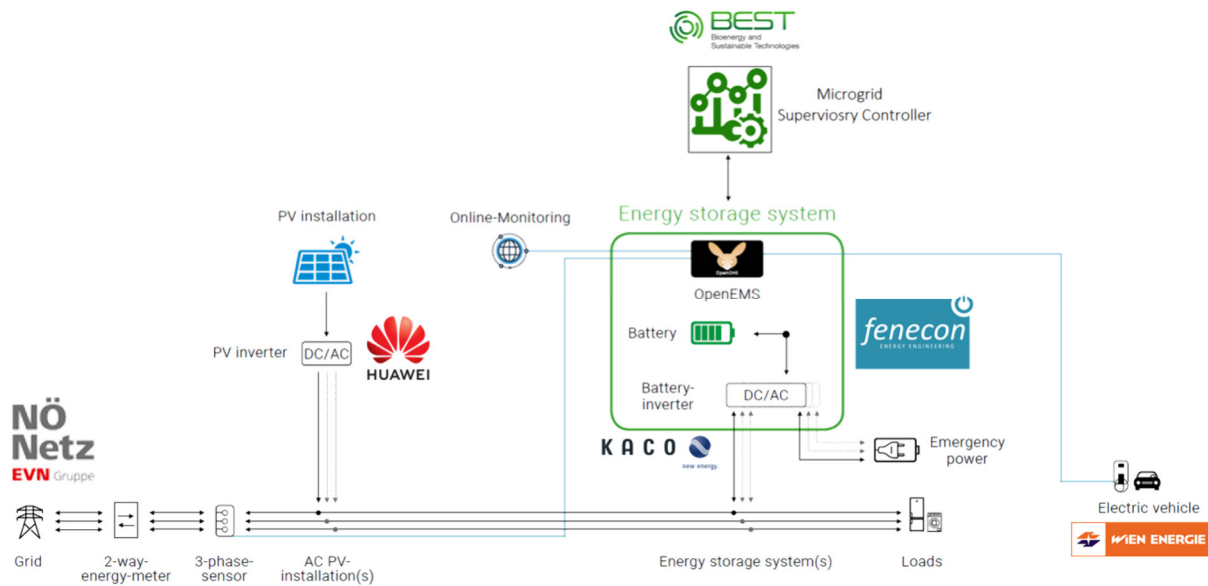


Abbildung 3: Darstellung des übergeordneten Microgrid Controller (Microgrid Supervisory Controller) Testsystems mit FEMS und der externen Hardware am Microgrid Lab, Wieselburg (Quelle: OpenEMS, angepasst mit unserer Lösung)

Die Systemarchitektur des übergeordneten Microgrid Controllers ist in Abbildung 4 dargestellt. Diese wird dabei in drei Hauptkomponenten unterteilt, die sich derzeit in Entwicklung befinden:

1. Python and GAMS Module
2. Fenecon Energy Management System (FEMS) Box
3. Externe Hardware

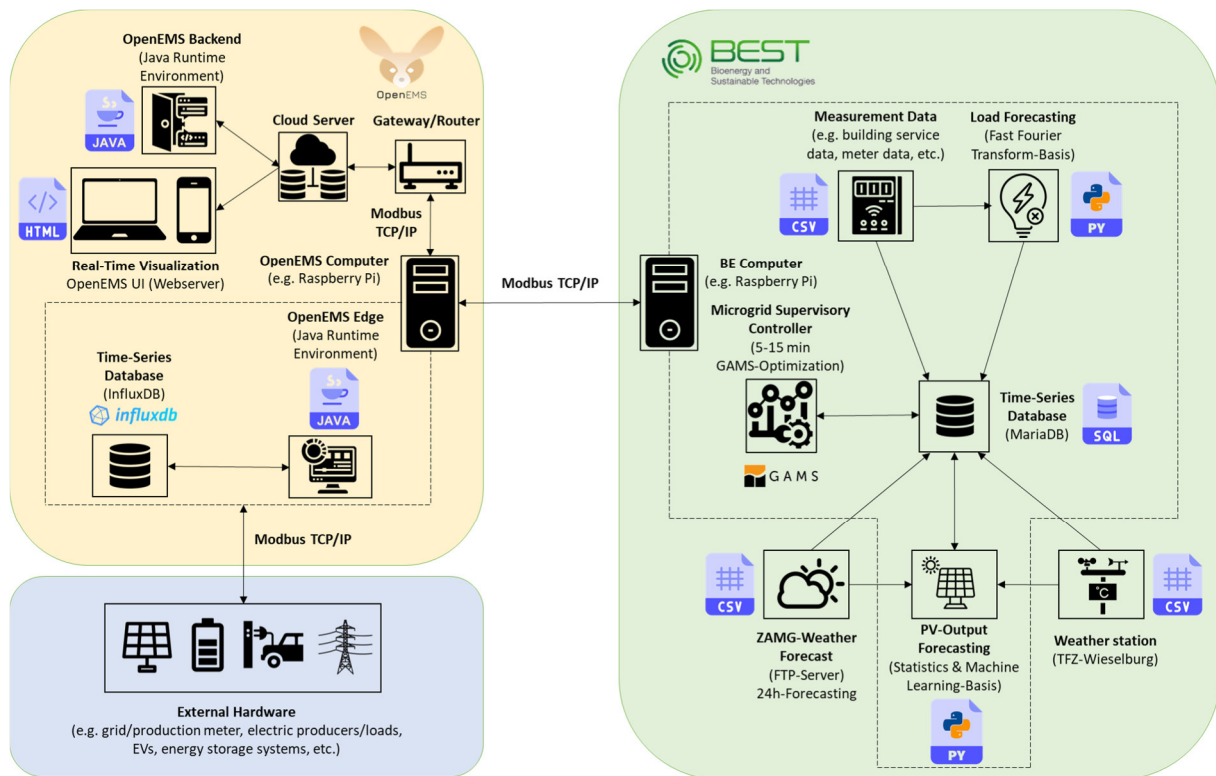


Abbildung 4: Systemarchitektur des übergeordneten Microgrid-Controllers (Quelle: BEST GmbH)

Die erste Komponente besteht hauptsächlich aus den auf Python und GAMS basierenden Programmiermodulen. Diese interagieren mit den verschiedenen Gebäudesensoren, um die Echtzeit-Messdaten zu erfassen, wie z. B. Last- und Erzeugungsdaten, ZAMG-Wettervorhersagen, Echtzeit-Wetterdaten einer physischen Wetterstation am Microgrid Lab, usw. Zwei spezielle Programmiermodule sind für die Last- und PV-Prognose vorgesehen, die die aktuellen und historischen Daten verwenden, um die nächsten 24-Stunden-basierten Last- und PV-Prognosen vorherzusagen. Die aktuellen und historischen Messdaten sowie die Prognosedaten werden dann in die interne MySQL Datenbank gespeichert. Das GAMS-Programmiermodul greift auf diese Daten zu, führt die Optimierung in 5-Minuten- bis 15-Minuten-Zeitschritten durch und generiert die übergeordneten Steuerungs-Sollwerte. Diese Sollwerte werden dann über das Modbus-TCP/IP-Kommunikationsprotokoll vom Systemrechner der BEST GmbH an die FEMS-Box für weitere Aktionen gesendet.

Die FEMS-Box ist für die Interaktion mit dem OpenEMS verantwortlich, um die ermittelten Optimierungssollwerte zu empfangen und sie zur Steuerung an die externe Hardware zu senden. OpenEMS ist eine modulare Open Source Plattform für Energiemanagement-Anwendungen. Es erfüllt die Anforderungen für die Steuerung, Überwachung und Integration von elektrischen Energiespeichern, Lasten und Generatoren zusammen mit ergänzenden Schnittstellen und Diensten und ist zudem - je nach Anwendungsfall - beliebig erweiterbar.

2 Technologien und Messgeräte

Folgende Technologien, Kommunikationsinfrastruktur, Messgeräte-Komponenten und WEB-Schnittstellen wurden installiert, konfiguriert und zum automatischen Auslesen für die Datenerfassung programmiert:

Strom:

Technologien und Managementsysteme:

- **74 kWp PV-Anlage** des Herstellers AXITEC vom Typ: AC 380M am Dach des Feuerwehrhauses, mit HUAWEI-Wechselrichter Typ: Sun2000-60KTL-M und dem Smart Logger 1000 A zum Erfassen der PV-Daten
- **60 kWh Batteriespeicher** (Commercial 50) mit mit KACO-Batteriewechselrichter: Wechselrichter KACO Typ: blueplanetgs 50.0TL3-SB1
- FENECON-Energiemanagementsystem FEMS

Messgeräte (Stromzähler):

- **3 SIEMENS SEM 3** Energiemonitoringmessgeräte zur Erfassung der elektrischen Energie, Blind-/Schein-/Wirkleistung, Frequenz und Leistungsfaktor von **PV / Batterie** und des **Gesamtverbrauches** des Technologie- und Forschungszentrums (TFZ)
- **1 Smart Logger A1000** zur direkten Erfassung der **PV-Stromproduktion** vom HUAWEI-Wechselrichter
- **3 Diris A 10** Stromzähler zur Messung der **PV-Überschusseinspeisung** ins Netz, der **PV-Produktion**, sowie des **Netzbezugs**
- **20 Impulszähler** zur Erfassung der **Stromverbrauchswerte** der Sub-Stromzähler im TFZ
- **1 Shelly 3EM** Energiemesser zur Erfassung des **Stromverbrauchs** im Feuerwehrhaus

Wärme:

Messgeräte (Wärmemengenzähler und Sensoren):

- **7 Wärmemengenzähler/Rechenwerke** Typ: Sharky (davon **5** Stk. neue Rechenwerke zur Realisierung der M-Bus-Kommunikation und **2** Wärmemengenzähler-Sets) zur Erfassung des **Wärmebedarfs** im Bauteil A des TFZ
- **11 bestehende Wärmemengenzähler/Rechenwerke** Typ: Sharky, die über die Plattform Sauter moduweb ausgelesen werden

- **2** Ultraschallwärmemengenzähler (Strasser Tyrol) zum Auslesen der **Kesselnennleistung** der beiden **Hackgutkessel** in Bauteil A und Bauteil B des TFZ
- **12** Widerstandstemperatursensoren zur Bestimmung des **Speicherzustandes** des 5000 Liter **Pufferspeicher** in Bauteil A und der 2 x 2200 Liter **Pufferspeichers** in Bauteil B
- **1** Danfoss Wärmeübergabestation mit Energiezähler zur Erfassung der **Wärmeversorgung** des **Feuerwehrhauses**

Kälte:

Messgeräte (Kältezähler und Sensoren):

- **6** Widerstandstemperatursensoren zur Bestimmung des **Speicherzustandes** des **Kältespeichers** in Bauteil B
- **6** Kältezähler zur Erfassung des Kaltwassers zur Absorptionskältemaschine im Bauteil A und der Kaltwasserenergieströme in Bauteil B

Wetterdaten:

- **1** Wetterstation am TFZ zur Erfassung aller **gemessenen Wetterparameter** am Standort Wieselburg
- Online-Zugang zu **ZAMG-Wetterprognosedaten** für den Standort Wieselburg

3 Datenerfassung und -speicherung

Um die Datenerfassung und -speicherung zu ermöglichen wurde ein Netzwerkplan für die Mess-, Regelungs- und Kommunikationsinfrastruktur im Microgrid Forschungslabor Wieselburg erstellt und realisiert. Dabei wurden sämtliche Energietechnologien (PV-, Batterie-Wechselrichter, usw.), Zähler, Sensoren und externe Dienste (z.B. ZAMG-Wetterdienst) in das Microgrid Lab IT-Netzwerk integriert, wobei die Daten primär über die Kommunikationsschnittstellen **Modbus TCP**, **M-Bus**, **REST/JSON** und **FTP/CSV** ausgelesen werden. Auf diese Kommunikationsschnittstellen wird im Folgenden näher eingegangen:

Modbus ist ein serielles Kommunikationsprotokoll, das für die Übertragung von Informationen über serielle Leitungen zwischen elektronischen Geräten verwendet wird. Modbus ist ein offenes Protokoll, d. h., Hersteller können es kostenlos in ihre Geräte einbauen, ohne Lizenzgebühren zahlen zu müssen. Es hat sich zu einem Standard-Kommunikationsprotokoll in der Industrie entwickelt und ist heute das am weitesten verbreitete Mittel zur Verbindung von industriellen elektronischen Geräten. Es wird von vielen Herstellern in vielen Branchen eingesetzt.

Modbus TCP/IP ist eine Variante der Modbus-Familie von einfachen, herstellerunabhängigen Kommunikationsprotokollen, die für die Überwachung und Steuerung von Automatisierungsgeräten vorgesehen sind. Durch die Kombination eines vielseitigen, skalierbaren und allgegenwärtigen physikalischen Netzwerks (Ethernet) mit einem universellen Netzwerkstandard (TCP/IP) und einer herstellerunabhängigen Datendarstellung bietet Modbus ein wirklich offenes, zugängliches Netzwerk für den Austausch von Prozessdaten. Es ist prinzipiell für jedes Gerät, das TCP/IP-Sockets unterstützt, einfach zu implementieren. Eine typische Modbus-TCP-Kommunikation über Ethernet mit Modbus-Master- und Slave-Servern ist in Abbildung 5 dargestellt.

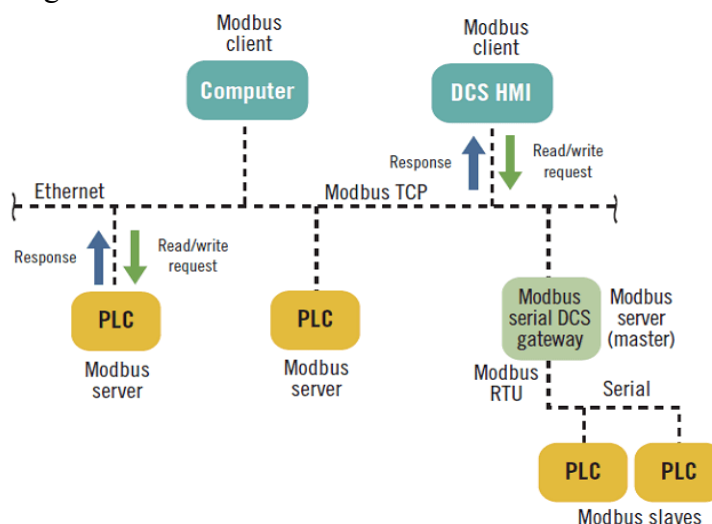


Abbildung 3: Eine typische Modbus-TCP-Kommunikation über Ethernet¹

M-Bus "Meter-Bus" ist ein europäischer Standard, der hauptsächlich für den ein- oder zweiseitigen Datenaustausch mit Versorgungszählern (Wasser, Gas oder Strom) verwendet

¹ Quelle: controlglobal; <https://www.controlglobal.com/articles/2019/introduction-to-modbus/>

wird. M-Bus wird typischerweise für Zähleranwendungen wie etwa Wärmemengenzähler verwendet. Er kann auch für verschiedene Sensoren und andere Aktoren verwendet werden. Er ist durch die Normungsgruppe CEN TC 294, "Kommunikationssysteme für Zähler und Fernauslesung von Zählern" in der EN 13757 Reihe genormt. Ein typisches Diagramm eines M-Bus-basierten Kommunikationsnetzwerks ist in Abbildung 6 dargestellt.

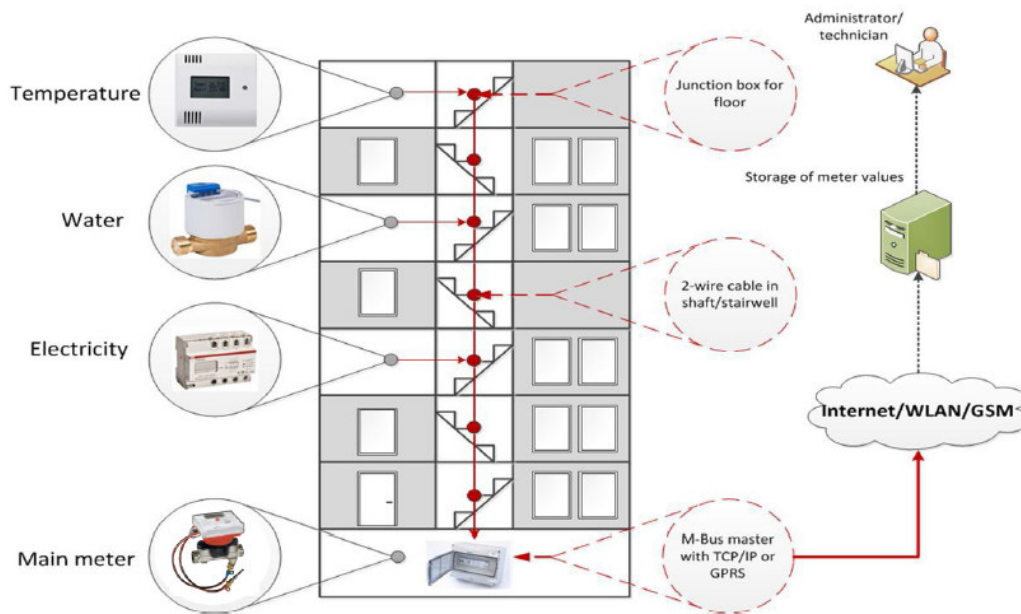


Abbildung 4: M-Bus Communication Network²

Mit dem **File Transfer Protocol (FTP)** können Benutzer Dateien von einem Gerät auf ein anderes Gerät übertragen. Zu den Dateitypen können Programmdateien, Multimediadateien, Textdateien und Dokumente usw. gehören. FTP ist ein Standard-Internetprotokoll zur Übertragung von Dateien zwischen Computern im Internet über TCP/IP-Verbindungen. Der Rechner des Endanwenders wird in der Regel als lokaler Host-Rechner bezeichnet, der über das Internet mit dem Remote-Host verbunden ist - das ist der zweite Rechner, auf dem die FTP-Software läuft. Eine typische FTP-Kommunikation ist in Abbildung 7 dargestellt.

² Quelle: engineering-update; <https://engineering-update.co.uk/2020/12/14/what-is-difference-between-m-bus-and-modbus-communication-outputs/>

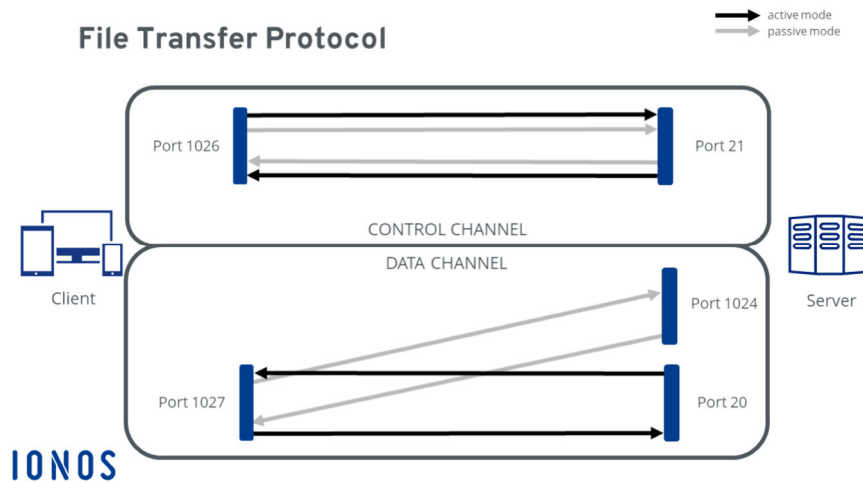


Abbildung 5: FTP Kommunikation³

Representational State Transfer (REST) ist ein Software-Architekturstil, der eine Teilmenge von HTTP verwendet und schwerpunktmäßig oft in der automatisierten Maschine-zu-Maschine Kommunikation eingesetzt wird. Es wird häufig für interaktiv erstellte Anwendungen verwendet, die Webdienste nutzen. Ein Webdienst, der diesen Richtlinien folgt, wird als RESTful bezeichnet. Webservice-Anwendungsprogrammierschnittstellen (APIs), die sich an die REST-Architekturvorgaben halten, werden als RESTful APIs bezeichnet. Wenn eine Client-Anforderung über eine RESTful-API gestellt wird, wird eine Repräsentation des Zustands der Ressource an den Anforderer oder Endpunkt übertragen. Diese Information bzw. Repräsentation wird in einem von mehreren Formaten über HTTP geliefert: JSON (Javascript Object Notation), HTML, XLT, Python, PHP oder als einfacher Text. JSON ist hier jedoch die am häufigsten verwendete Programmiersprache, da sie trotz ihres Namens sprachunabhängig ist und sowohl von Menschen als auch von Maschinen leicht gelesen werden kann. Ein typisches REST-API-Kommunikationsdiagramm über JSON/XML/HTML ist in Abbildung 8 dargestellt.

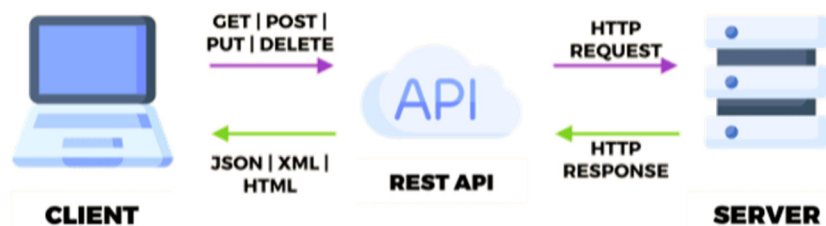


Abbildung 6: Schematische Darstellung einer REST API Kommunikation⁴

Für die Datenauslesung wurden Python-basierte Module bzw. Services erstellt, die die Daten in einem Zeitintervall von 30s (bzw. 1h bei den ZAMG-Wetterprognosedaten) automatisiert auslesen und in die interne MySQL-Datenbanken speichern. Diese Datenbanken sind aus

³ Quelle: IONOS; <https://www.ionos.com/digitalguide/server/know-how/file-transfer-protocol/>

⁴ Quelle: Dev Community; <https://dev.to/duomly/rest-api-vs-graphql-comparison-3j6g>

sicherheitstechnischen Gründen prinzipiell nur über das Microgrid Lab IT-Netzwerk erreichbar.

Folgende Datensätze des Microgrid Labs werden seit dem 2. Projektjahr bereits erfasst:

Strom:

FENECON-Energiemanagementsystem - TFZ (Diris A10 Stromzähler):

Parameter	Einheit	Kommunikationsschnittstelle
Netzbezug/-einspeisung	Echtzeit: [kW] Zählerstand: [kWh]	Modbus TCP
Verbrauch	Echtzeit: [kW], Zählerstand: [kWh]	Modbus TCP
PV-Erzeugung	Echtzeit: [kW], Zählerstand: [kWh]	Modbus TCP
Batteriespeicher Be-/Entladung	Echtzeit: [kW], Zählerstand: [kWh]	Modbus TCP
Batteriespeicher Ladezustand (SoC)	[%]	Modbus TCP

Tabelle 1: FENECON-Energiemanagementsystem - Datensätze

SIEMENS SEM 3 Energiemonitoringmessgeräte - TFZ (Verbrauch und Produktion):

Parameter	Einheit	Kommunikationsschnittstelle
Spannung (Durchschnitt)	[V]	Modbus TCP
Stromstärke (Durchschnitt)	[A]	Modbus TCP
Wirkleistung (alle 3 Phasen einzeln)	[kW]	Modbus TCP
Gesamt-Wirkleistung	Echtzeit: [kW], Zählerstand: [kWh]	Modbus TCP
Gesamt-Blindleistung	[kvar]	Modbus TCP
Gesamt-Scheinleistung	[kVA]	Modbus TCP
Leistungsfaktor (alle 3 Phasen einzeln)	[-]	Modbus TCP
Frequenz (alle 3 Phasen einzeln)	[Hz]	Modbus TCP

Tabelle 2: SIEMENS SEM 3 Energiemonitoringmessgeräte - Datensätze

Sub-Stromzähler - Bauteil A & B (Impulszähler):

Parameter	Einheit	Kommunikationsschnittstelle
Verbrauch	Echtzeit: [kW], Zählerstand: [kWh]	Modbus TCP

Tabelle 3: Sub-Stromzähler (Bauteil A & B) - Datensätze

Shelly 3EM Energiemesser – Feuerwehrhaus (alle 3 Phasen einzeln):

Parameter	Einheit	Kommunikationsschnittstelle
Verbrauch (Leistung)	[kW]	REST/JSON
Gesamtverbrauch - Energie	[kWh]	REST/JSON
Stromstärke	[A]	REST/JSON
Spannung (RMS)	[V]	REST/JSON
Leistungsfaktor	[-]	REST/JSON

Tabelle 4: Shelly 3EM Energiemesser (Feuerwehrhaus) - Datensätze

Wärme:

Wärmemengenzähler:

Parameter	Einheit	Kommunikationsschnittstelle
Leistung	[kW]	M-Bus
Energie	[kWh]	M-Bus
Vorlauftemperatur	[°C]	M-Bus
Rücklauftemperatur	[°C]	M-Bus
Volumenstrom	[m³/h]	M-Bus
Volumen	[m³]	M-Bus

Tabelle 5: Wärmemengenzähler - Datensätze

Widerstandstemperatursensoren (Pufferspeicher):

Parameter	Einheit	Kommunikationsschnittstelle
Temperatur	[°C]	Modbus TCP

Tabelle 6: Widerstandstemperatursensoren (Pufferspeicher) - Datensätze

Kälte:

Kältezähler:

Parameter	Einheit	Kommunikationsprotokoll
Leistung	[kW]	M-Bus
Energie	[kWh]	M-Bus
Vorlauftemperatur	[°C]	M-Bus
Rücklauftemperatur	[°C]	M-Bus
Volumenstrom	[m³/h]	M-Bus
Volumen	[m³]	M-Bus

Tabelle 7: Kältezähler - Datensätze

Widerstandstemperatursensoren (Kältespeicher):

Parameter	Einheit	Kommunikationsschnittstelle
Temperatur	[°C]	Modbus TCP

Tabelle 8: Widerstandstemperatursensoren (Kältespeicher)- Datensätze

Wetterdaten:

Wetterstation (Messdaten):

Parameter	Einheit	Kommunikationsschnittstelle
Relative Luftfeuchte	[%]	Modbus TCP
Windrichtung	[°]	Modbus TCP
Niederschlagsart	[-]	Modbus TCP
Globalstrahlung	[W/m ²]	Modbus TCP
Lufttemperatur	[°C]	Modbus TCP
Windgeschwindigkeit	[m/s]	Modbus TCP
Niederschlagsintensität	[mm/h]	Modbus TCP
Absoluter Luftdruck	[h/Pa]	Modbus TCP

Tabelle 9: Wetterdaten - Datensätze

ZAMG-Wetterprognosedaten:

24h-Prognosehorizont mit stündlicher Auflösung und stündlicher Aktualisierung

Parameter	Einheit	Kommunikationsschnittstelle
Lufttemperatur in 2 m	[°C]	FTP/CSV
Windgeschwindigkeit in 10 m	[m/s]	FTP/CSV
Windrichtung in 10 m	[°]	FTP/CSV
Globalstrahlung	[W/m ²]	FTP/CSV
Bedeckungsgrad	[1/8]	FTP/CSV

Tabelle 10: ZAMG-Wetterprognosedaten - Datensätze

4 Datenvisualisierung

Die in den internen MySQL-Datenbanken erfassten Rohdaten werden über die plattformunabhängige Open-Source-Anwendung „Grafana“ grafisch dargestellt und können über einen Web-Browser unter folgendem Link aufgerufen werden: <https://show.microgrid-lab.eu>.

Die erfassten Daten der verschiedenen Technologien am Microgrid Lab wurden über verschiedene Anzeigeformen (Diagramme, Tabellen, einzelne Werte, etc.) visualisiert. Außerdem sind die Daten nach dem entsprechenden Energiesektor kategorisiert und zu so genannten „Dashboards“ zusammengefügt, was in den nachfolgenden Abbildungen beispielhaft zu sehen ist. Die Darstellungen auf den Grafana-Dashboards werden zudem alle 30 Sekunden aktualisiert, so dass die gespeicherten Werte in der Datenbank laufend aktualisiert und angezeigt werden.

Strom:

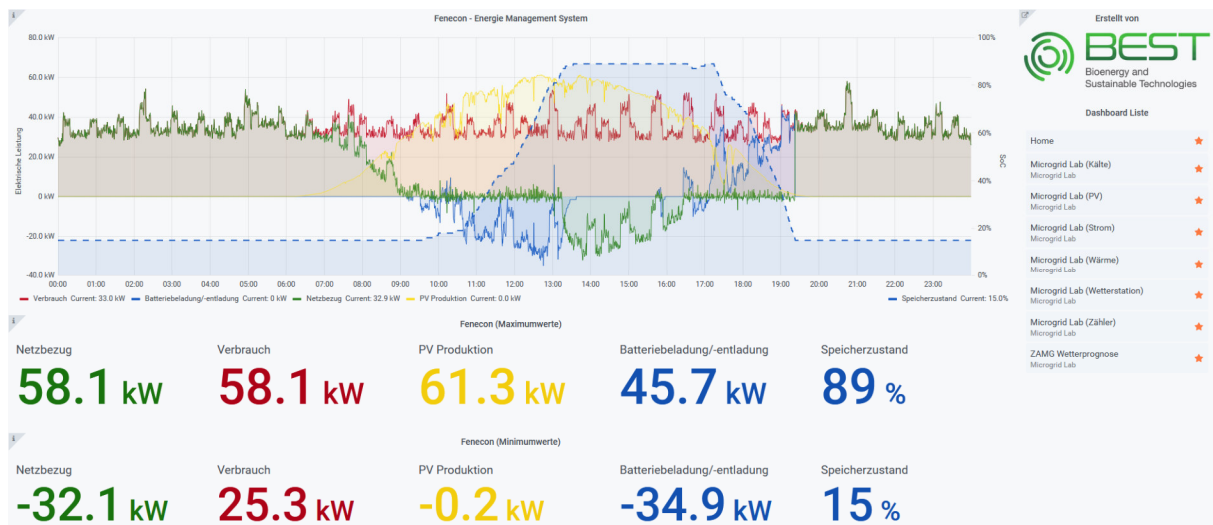


Abbildung 9: Darstellung der elektrischen Energiemonitoringdaten. Die blaue Linie entspricht der Lade-/Entladeleistung der Batterie bzw. dem Ladezustand (SOC), die gelbe Linie der PV Leistung, die grüne Linie entspricht dem Netzbezug bzw. der Netzeinspeisung und die rote Linie dem Stromverbrauch.

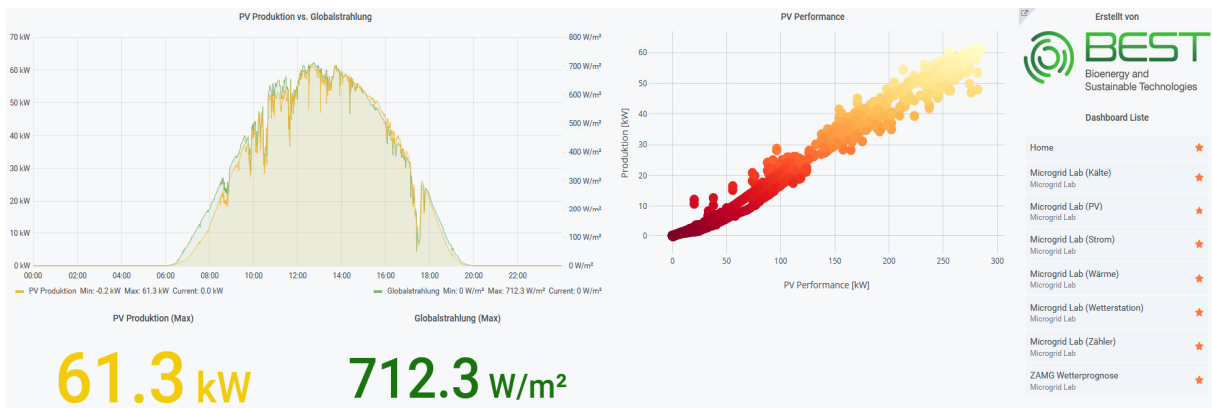


Abbildung 10: Darstellung der PV Leistung (gelb), der gemessenen Globalstrahlung (grün) und der PV Performance Ratio (rechte Abbildung).

Wärme:

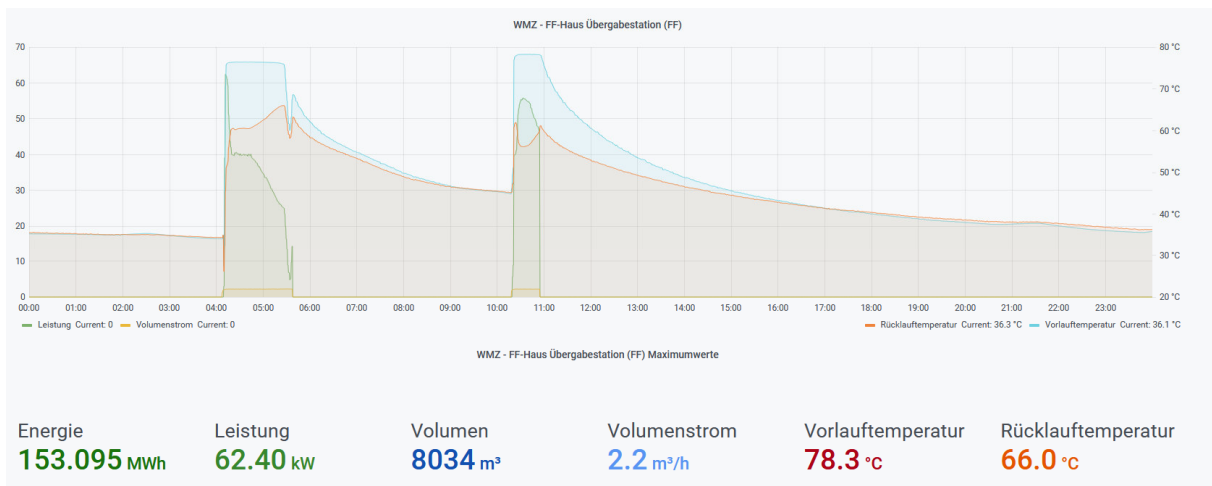


Abbildung 11: Darstellung der gemessenen Energiezählerwerte der Wärmeversorgung zum Feuerwehrhaus: Energie und Leistung (grün), Volumen und Volumenstrom (blau), Vorlauf- und Rücklauftemperatur (rot bzw. orange).

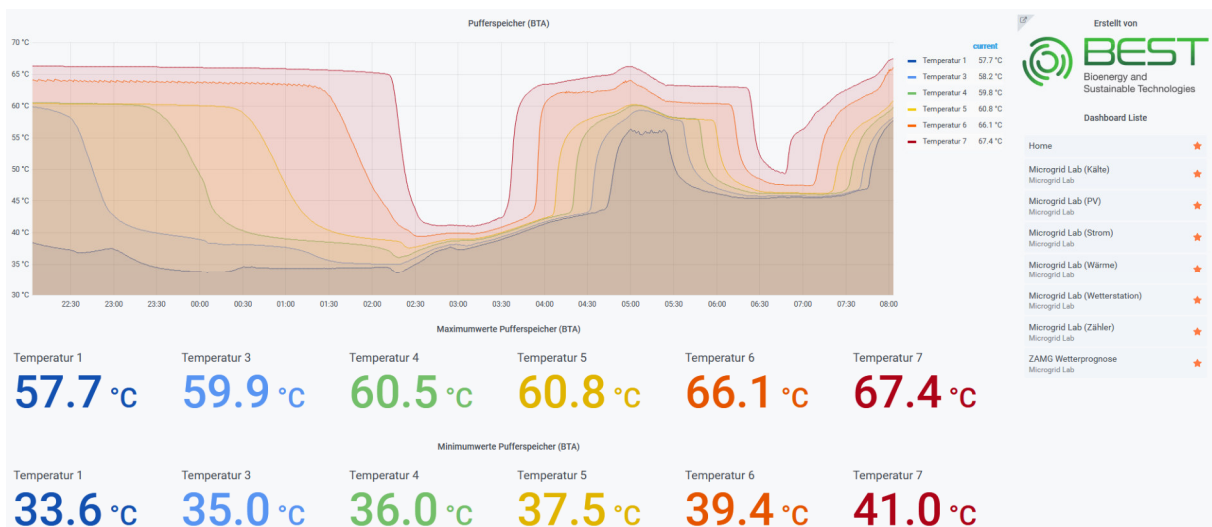


Abbildung 12: Darstellung der gemessenen Pufferspeichertemperaturen: Farblich sind die verschiedenen Temperaturniveaus des thermischen Pufferspeichers dargestellt (insgesamt sechs verschiedene Niveaus).

Kälte:

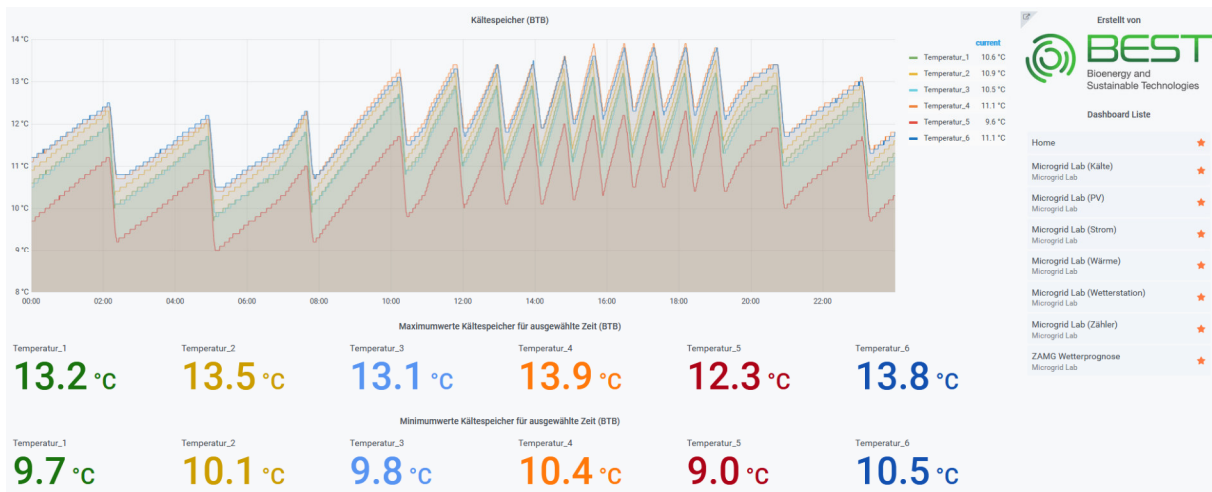


Abbildung 13: Darstellung der gemessenen Kältespeichertemperaturen: Farblich sind die verschiedenen Temperaturniveaus des Kältespeichers dargestellt (insgesamt sechs verschiedene Niveaus).

Wetterdaten:

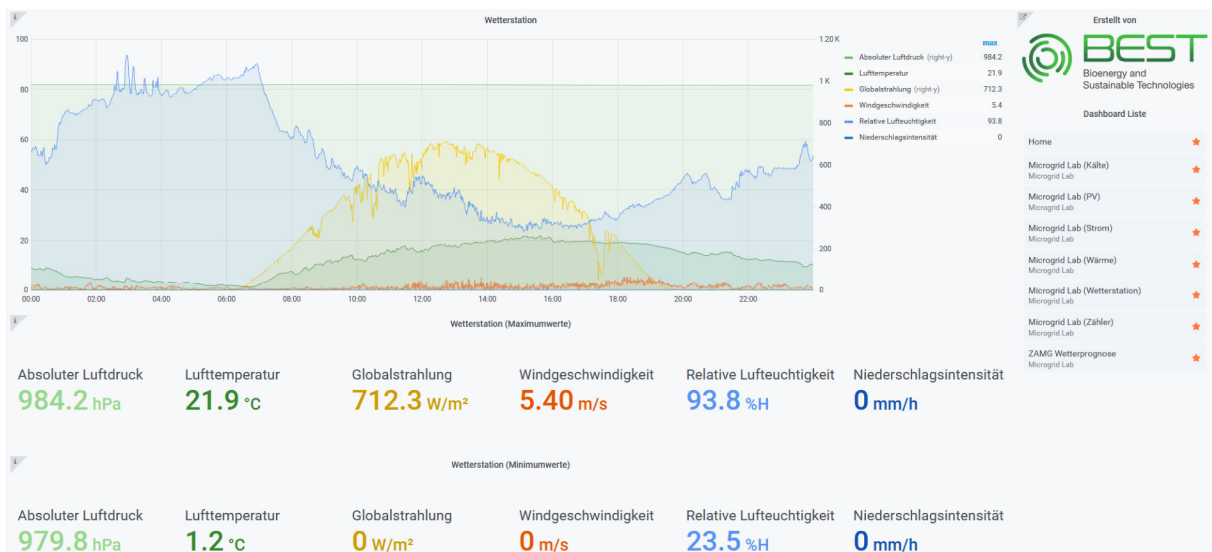


Abbildung 14: Darstellung der gemessenen Wetterdaten: Absoluter Luftdruck (grün), Lufttemperatur (gelb), Globalstrahlung (hellblau), Windgeschwindigkeit (orange), relative Feuchtigkeit (rot), Niederschlagsintensität (dunkelblau).

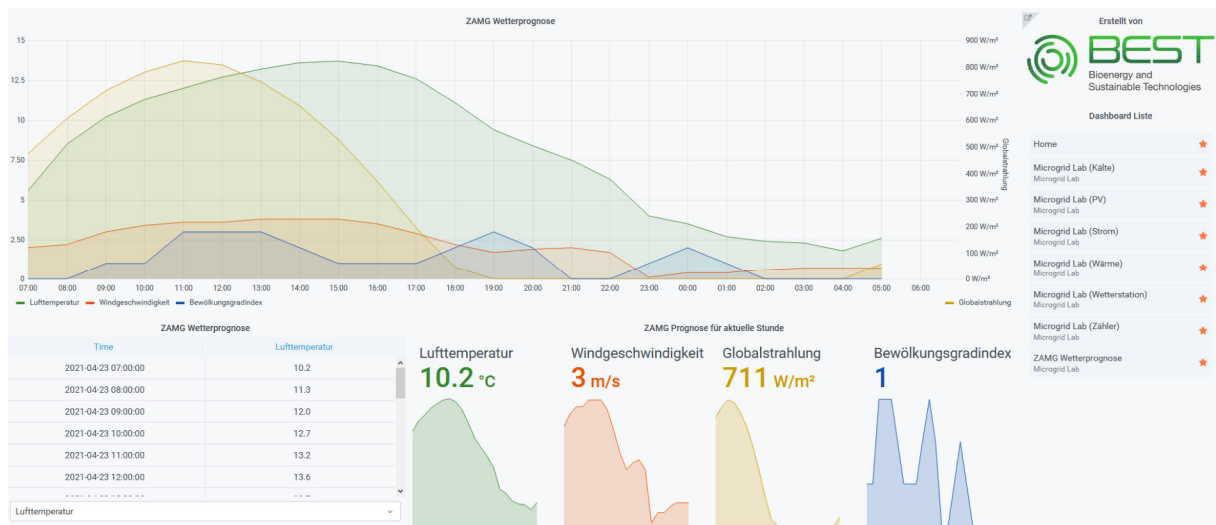


Abbildung 15: Darstellung der ZAMG-Prognosedaten: Lufttemperatur (grün), Globalstrahlung (gelb), Windgeschwindigkeit (orange), Bewölkungsgrad (blau).

5 Marktdaten

Das im Jahr 2020 in Betrieb genommene Microgrid Lab bezieht die benötigte Energie für den elektrischen Verbrauch sowie Wärme- und Kälteverbrauch aus drei Quellen:

- Biomasse: Hackgut für die Bereitstellung von Raumwärme und Kälte
- PV-Solarenergie (über PV-Strom und Batteriespeicher) für elektrische Verbraucher
- Elektrische Energie vom öffentlichen Netz für elektrische Verbraucher

Für diese Bezugsquellen werden in diesem Kapitel aktuelle Marktdaten (Biomassepreis, PV-Einspeisetarif, Gesamtstrompreis vom öffentlichen Netz) dargestellt. Die aktuellen Marktdaten beziehen sich auf den aktuellen österreichischen Energiepreis von elektrischem Strom, Energiepreis biogener Brennstoffe (Waldhackgut) sowie die aktuellen Einspeisetarife für PV-Anlagen.

Die allgemeinen Marktdaten für das Jahr 2020, die über verschiedene Literaturquellen verfügbar sind werden den tatsächlichen Energiepreisen des Jahres 2020 im Microgrid Lab gegenübergestellt. Konkret wird der Waldhackgutpreis in EURO-cent (€-cent) pro Kilowattstunde (kWh), der Strombezugspreis in €-cent/kWh inkl. Netzgebühr und Abgaben, der Einspeisetarif in €-cent/kWh mit den Marktdaten verglichen. Dadurch ist es möglich die Abweichung zwischen allg. Marktdaten und tatsächlichen Energiepreisen gegenüberzustellen. Die Höhe der Abweichung kann dann für spätere Optimierungsberechnungen, z.B. als Schwankungsbreite, entsprechend berücksichtigt werden.

Strombezug vom öffentlichen Netz

Die Energiepreise für 2020 betragen im Durchschnitt laut der Veröffentlichungen des Österreichischen Biomasse-Verbands für Strom bei Haushaltskunden bei 21,88 €-cent/kWh. Basis: Bezugswert 3500 kWh Strom/a, inkl. MWSt⁵.

⁵ proPellets, Landwirtschaftskammer Österreich, E-Control, IWO; <https://www.biomasseverband.at/energetraegervergleich/>

Monat im Jahr 2020	Strom in ct/kWh (Haushalte)
Jänner	21,66
Februar	21,67
März	21,85
April	21,85
Mai	21,85
Juni	21,90
Juli	21,90
August	21,97
September	21,97
Oktober	21,97
November	21,97
Dezember	21,97
Jahresdurchschnitt	21,88

Tabelle 11: Strom für Haushaltskunden (Quelle: Biomasseverband, proPellets, Landwirtschaftskammer Österreich, E-Control, IWO)

Die Strompreise für Industriekunden in Abhängigkeit der Verbrauchsmenge im Jahr 2020 lag laut E-Control⁶ für Nicht-Haushalte mit einer Abnahmemenge von 20.000 kWh/a bis 500.000 kWh/a bei einem durchschnittlichen Gesamtpreis von 16,19 ct/kWh.

Nicht Haushalte von 20 MWh/a bis 500 MWh/a	1. Halbjahr	2. Halbjahr
Energiepreis (mengengewichteter Mittelwert)	5,842	5,821
Netzpreis	4,513	4,534
Steuern	5,779	5,885
Gesamtpreis (brutto)	16,134	16,240
Gesamtpreis (brutto) – Jahresmittelwert	16,19	

Tabelle 12: Gesamtstrompreis für Industriekunden 2020 mit einer Abnahmemenge von 20 000 kWh/a bis 500 000 kWh/a (Quelle: E-Control)

In einer Grafik von Österreichs Energie und Eurostat⁷ wird für österreichische Industriekunden im 2. Quartal 2020 ein Energie- und Netzpreis von 8,77 ct/kWh und für die Steuern und Abgaben 5,53 ct/kWh angeführt. Der Gesamtpreis liegt bei 14,3 ct/kWh.

Im Microgrid Lab 100% liegt der übliche Jahresstrombedarf bei 380.000 kWh bis 400.000 kWh. Der Gesamtenergiepreis entwickelte sich in den Jahren 2018 bis 2020 wie folgt⁸:

⁶ <https://www.e-control.at/statistik/strom/marktstatistik/preisentwicklung>

⁷ <https://oesterreichsenergie.at/downloads/grafiken/detailseite/strompreise-fuer-industriekunden-in-europa>

⁸ Quelle: TFZ Betriebs GmbH, Netzbetreiber Netz NÖ und EVU

Jahr	2018	2019	2020
Energiepreis in ct/kWh	4,20	4,24	4,30
Netzpreis in ct/kWh	2,89	2,73	2,79
Steuern in ct/kWh	2,43	2,23	2,74
Gesamtpreis (netto) in ct/kWh	9,52	9,19	9,83
Gesamtpreis (brutto) Ust. 20% berechnet in ct/kWh	11,42	11,03	11,80

Tabelle 13: Zusammenstellung des spez. Gesamtstrompreis im Microgrid Lab für die Jahre 2018, 2019 und 2020 (Quelle: TFZ Betriebs GmbH, Netzbetreiber Netz NÖ)

Laut Quelle Stromliste.at⁹ ist für gewerbliche und industrielle Nutzer bereits seit 1998 die Wahl der Stromlieferanten frei. „Durch die positive Preisentwicklung als Konsequenz der Liberalisierung haben insbesondere die industriellen Energieverbraucher profitiert, denn sie können nunmehr die Preisverhandlung selber in die Hand nehmen“. Ab einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 kWh können die Lieferkonditionen direkt mit den Energielieferanten verhandelt werden, weshalb keine pauschalen Marktpreise für Großabnehmer angegeben werden.

PV-Einspeisetarif

Entsprechend der Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2018 ÖSET-VO2018¹⁰ wurde 2019 für die PV-Anlage des Microgrid Lab 100% ein Einspeisetarif für Ökostrom aus Photovoltaikanlagen (§6 ÖSET-VO2018) von **7,67 ct/ kWh** genehmigt.

Durch den Eigennutzungsanteil des erzeugten PV-Stroms am Microgrid Lab kann pro kWh reduziertem Netzzukauf (von 11,8 ct/kWh inkl. Steuern und Abgaben) eine Differenz von 4,13 ct/kWh eingespart werden. Bei einer PV-Nutzung von ca. 79.500 kWh im Jahr 2020 ergibt das einen zusätzlichen Gewinn von € 3.300.- durch die Eigennutzung des PV-Stroms.

Die aktuelle OeMAG Tarifförderung für neu installierte Photovoltaikanlagen von über **5 kWp** bis **200 kWp**, die ausschließlich an oder auf einem Gebäude angebracht wird lautet¹¹:

- Einmalzuschuss: Max. 250 €/kWp, max. 30% der Errichtungskosten
- Erhöhter Einspeisetarif: 7,06 Cent/kWh, 13 Jahre Förderlaufzeit

Beide Teile der Förderung können nur in Kombination beantragt werden.

Wird kein geförderter OeMAG-Tarif für den eingespeisten Photovoltaikstrom ausbezahlt, z.B. wenn der Förderzeitraum bereits abgelaufen ist, wird von verschiedenen Energieversorgungsunternehmen ein Einspeisetarif angeboten. Dieser Einspeisetarif ist von verschiedenen Faktoren abhängig. Höhere Einspeisetarife oder günstigere Konditionen für PV-Überschuss bieten zum Beispiel EVUs, bei denen gleichzeitig auch der Strom bezogen wird.

⁹ <https://stromliste.at/nuetzliche-infos/industrie-energie>

¹⁰ https://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/gesetze/Oekostrom-EinspeisetarifVO_2018.pdf

¹¹ OeMAG, Mai 2021, <https://www.oem-ag.at/de/foerderung/photovoltaik/tariffoerderung/>

Bei einigen Stromanbietern liegt der vergütete PV-Einspeisetarif dann gleich hoch wie der Energiepreis pro kWh Strom laut Tarifblatt.

Welchen PV-Überschuss Einspeisetarif das Microgrid Lab nach Ablauf der Förderlaufzeit von 13 Jahren bekommen könnte ist aktuell noch nicht vorhersehbar.

Der geförderte Einspeisetarif für Ökostrom aus Photovoltaikanlagen des Microgrid Lab in der Höhe von 7,67 ct/kWh liegt aktuell um 33,6 % über dem aktuellen Marktpreis von 5,74 ct/kWh (Marktpreis gemäß §41 Ökostromgesetz 2012)¹¹.

Strommarktpreis

Als Berechnungsgrundlage für den Strommarktpreis gibt es in Österreich drei Varianten:

- OSPI - Österreichischer Strompreisindex (Austrian Energy Agency, 2020)
- EPEX SPOT SE - Europäische Strombörse (EPEX, 2020)
- Marktpreis gemäß §41 Ökostromgesetz 2012¹² (E-Control, 2020)

OSIP - Österreichischer Strompreisindex

Großteils wird OSIP als Basis für die Strompreisberechnung herangezogen. Dieser wird nach einer standardisierten Methode und basierend auf den Strompreis an der EEX bestimmt. Der OSIP gibt an, in welchem Verhältnis sich der Marktpreis im Folgemonat in Vergleich zu jenem im Vormonat und Vorjahr verändert hat. Die Ausgangsbasis bilden die durchschnittlichen Marktpreise von 2016. Bezogen auf das Basisjahr (2006 = 100) erreicht der von der Österreichischen Energieagentur errechnete Index im Mai 2021 einen Stand von **91,52** Punkten¹³.

EPEX SPOT SE - Europäische Strombörse (EPEX, 2020)

Bei der EPEX handelt es sich um eine Börse für kurzfristigen Stromhandel (Geschäfte oft bereits nach einem Tag abgewickelt) für das Marktgebiet Österreich, Deutschland, Frankreich, Luxemburg und die Schweiz. Der aktuelle EPEX SPOT Preis lag am 4.5.2021 um 12:00 Uhr für Österreich bei 4,48 ct/kWh baseload und 3,98 ct/kWh peakload¹⁴.

Marktpreis gemäß §41 Ökostromgesetz 2012:

Laut Energie-Control Austria liegt der Marktpreis im 2. Quartal 2021 bei **5,74 ct/kWh**. Im Jahr 2020 schwankte der Strommarktpreis zwischen 3,24 ct/kWh und 4,51 ct/kWh. Der angegebene Preis ist nicht mit dem Energiepreis für Endkunden gleichzusetzen. Er spiegelt lediglich - wie im Ökostromgesetz vorgegeben - den Großhandelspreis elektrischer Grundlastenergie wieder. Die Berechnung des Marktpreises gemäß § 41 ÖSG erfolgt seit dem 2. Quartal 2019 ausschließlich auf Basis des Phelix-AT¹⁵.

¹² www.ris.bka.gv.at, 2020

¹³ <https://www.energyagency.at/fakten-service/energiepreise/strompreisindex.html>

¹⁴ <https://www.epexspot.com/en>; <https://www.epexspot.com/en/market-data>

¹⁵ Energie-Control Austria: <https://www.e-control.at/industrie/oeko-energie/oekostrommarkt/marktpreise-gem-paragraph-20>

Biomasse – Waldhackgut

Die Energiepreise für 2020 betragen im Durchschnitt laut der Veröffentlichungen des Österreichischen Biomasse-Verbands für Waldhackgut 3,07 €-cent/kWh. (Quelle: Biomasseverband; Bezugswert ist der Heizwert inkl. MWSt., zugestellt).

Monat im Jahr 2020	Waldhackgut in ct/kWh
Jänner	3,32
Februar	3,06
März	3,06
April	3,01
Mai	3,01
Juni	3,01
Juli	3,01
August	3,01
September	3,01
Oktober	3,01
November	3,19
Dezember	3,19
Jahresdurchschnitt	3,07

Tabelle 14: Hackgutpreis 2020 für Haushalte; (Quelle: Biomasseverband, proPellets, Landwirtschaftskammer Österreich, E-Control, IWO)

Für das Microgrid Lab wurde im Jahr 2020 ca. 650 Schüttraummeter (Srm) Hackgut eingekauft. Bei den folgenden Annahmen: Holzhackgut P16, Wassergehalt = w35 ergibt sich ein Umrechnungsfaktor von 0,811 MWh pro Srm (lose)¹⁶. Daraus berechnet sich ein Hackgut-Energieverbrauch im Jahr 2020 von 527.150 kWh. Die jährlichen Kosten für Waldhackgut gemischt lagen bei ca. € 11.400.- Der spezifische Preis für Waldhackgut beträgt ca. 2,2 ct/kWh.

Schlussfolgerung:

Im Vergleich zum Haushaltsstrombezug liegt der Strombezug des Microgrid Lab 100% um knapp 50% niedriger. Wird ein direkter Vergleich von Großabnehmer-Preisen angestellt, so liegt der TFZ-Gesamtstromverbrauch 2020 um 2,5 ct/kWh oder 17,5 % niedriger als der Strompreis für Industriekunden in Österreich (Eurostat, Oesterreichs Energie) bzw. um 4,39 ct/kWh oder 27 % niedriger als bei Nicht-Haushalten mit vergleichbarem Jahresstromverbrauch (E-Control). Der spezifische Einkaufspreis von Holz-Hackgut lag im Microgrid Lab um ca. 28% geringer als der Jahresdurchschnittspreis (Quelle: Biomasseverband).

Für die weiteren Optimierungsrechnungen und Forschungsarbeiten hinsichtlich ökonomischer Bewertung ist eine höhere Schwankung des Strom-Gesamtpreis bei Industrie- und Gewerbekunden ab einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh aufgrund des individuellen

¹⁶ https://www.biomasseverband.at/wp-content/uploads/Basisdaten_Bioenergie_2019.pdf

Verhandlungsspielraums zwischen EVU und Abnehmer zu berücksichtigen. Auch beim Hackgut-Einkaufspreis muss mit einer größeren Abweichung (20% - 30%) der tatsächlichen Kosten im Vergleich zu dem üblichen Marktpreis gerechnet werden.

Bei dem gegebenen Netzbezugsgesamtpreis von 11,8 ct/kWh und dem OeMAG-geförderten Einspeisetarif für PV-Strom sind auch wirtschaftliche Vorteile durch die Steigerung des PV-Eigennutzungsgrades erkennbar. Durch die Eigennutzung kann innerhalb des Microgrid Lab ein zusätzlicher jährlicher Gewinn von ca. € 3.300.- erwirtschaftet werden. Bei den aktuellen Stromgesamtpreisen für Großabnehmer wird jedoch mit zunehmendem Verbrauch der Netzbezugsgesamtpreis immer geringer und die Differenz in €-cent/kWh zu einem geförderten Einspeisetarif, und dadurch der wirtschaftliche Vorteil, immer kleiner.