



Ergebnisdokument

Regelungskonzepte / Betriebsstrategien zur Flexibilitätsbereitstellung

High-Level-Use-Case 050F

TP5, AP 5.4, C/Sells-Blaupause: Grün/Gelb

Autoren:

Peter Tzscheuschler, ptzscheu@tum.de

Michel Zadé, michel.zade@tum.de

Zhengjie You, zhengjie.you@tum.de

Babu Kumaran Nalini, babu.kumaran-nalini@tum.de

Miriam Feil, feil@stuttgart-airport.com

Joachim Glatz Reichenbach,
joachim.glatz-reichenbach@isc-konstanz.de

Elena Chvanova, elena.chvanova-galstyan@energieanalyse.net



München, Stuttgart, Konstanz, Mannheim

März 2021

Abstract

This document describes strategies that can be used to optimize the operation of energy systems in properties and also provide flexibility to support stable operation of the power grid.

Central component is an energy management system (EMS) that generates schedules for the various controllable energy systems of a property based on user specifications, system parameters, forecasts and historical data. The EMS is connected to the Infrastructure Information System (IIS) and exchanges information with energy markets and flexibility platforms. If there are no bottlenecks in the power grid (green traffic light phase), the property's plants are operated according to economic aspects. If bottlenecks occur (yellow traffic light phase), the plant operation is adjusted by calling up the offered flexibility.

This requires a sufficiently accurate modelling of the property and its plant technology. However, a compromise between the accuracy of the modelling and the computing time has to be found. Therefore, in the following, a linear model is used.

Similarly, the quality of the input data is crucial for the resilience of the plant schedules. Therefore, sufficiently good forecasts must be made for the heat and electricity demand of the property.

In principle, the energy demand of the property should be covered as close as possible to the economic optimum. However, it is also possible to include climate gas emissions or the share of renewable energy as target parameters.

The OpenTUMFlex model presented in chapter 2 enables the calculation of flexibility options of the plants and their pricing, based on optimized plant operation. In addition, this model can be used to simulate a wide range of scenarios and to conduct case studies that allow the analysis of various factors influencing the operation strategies and flexibility offers of decentralized plants. OpenTUMFlex thus expands the model landscape in order to be able to investigate novel tariff structures, regulatory approaches, and much more in the future.

Kurzfassung

Das vorliegende Dokument beschreibt Betriebsstrategien, mit denen in Liegenschaften der Betrieb der energietechnischen Anlagen optimiert werden kann und darüber hinaus Flexibilität für einen stabilen Betrieb des Stromnetzes bereitgestellt werden kann.

Zentrale Komponente ist hierfür ein Energiemanagementsystem (EMS), das anhand von Nutzervorgaben, Anlagenparametern, Prognosen und historischen Daten Fahrpläne für die verschiedenen steuerbaren energietechnischen Anlagen erzeugt. Das EMS ist an das Infrastruktur Informationssystem (IIS) angebunden und tauscht Informationen mit Energiemärkten und Flexibilitätsplattformen aus **Abbildung 1-1**. Bestehen keine Engpässe im Stromnetz (grüne Ampelphase) werden die Anlagen der Liegenschaft nach ökonomischen Gesichtspunkten betrieben. Treten im Stromnetz Engpässe auf (gelbe Ampelphase), wird durch den Abruf angebotener Flexibilität der Anlagenbetrieb angepasst und zur Entlastung des Stromnetzes beigetragen.

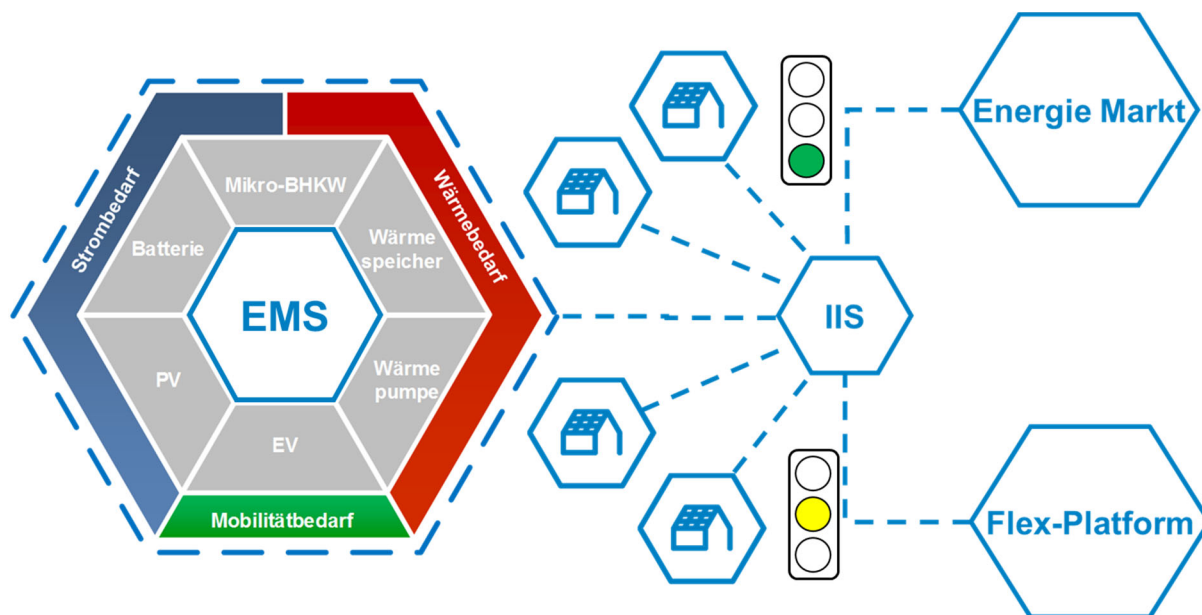


Abbildung 1-1: Einbindung des EMS in das Gesamtsystem

Dies setzt eine hinreichend genaue Modellierung der Liegenschaft und ihrer Anlagentechnik voraus. Es ist jedoch notwendig, einen Kompromiss zwischen der Genauigkeit der Modellierung und der Rechenzeit einzugehen. Im Folgenden wird daher beispielsweise ein lineares Modell mit speziell eingestellten Parametern für die Liegenschaft verwendet.

Ebenso ist die Qualität der Eingangsdaten ausschlaggebend für die Belastbarkeit der Anlagenfahrpläne. Daher müssen für den Wärme- und Strombedarf der Liegenschaft ausreichend gute Prognosen erstellt werden.

In der Regel soll die Energiebedarfsdeckung der Liegenschaft möglichst nahe am ökonomischen Optimum erfolgen. Es ist aber auch möglich, den Klimagasausstoß oder den Anteil erneuerbarer Energien als Zielgrößen einzubeziehen.



Das in Kapitel 2 vorgestellte Modell OpenTUMFlex ermöglicht, ausgehend vom optimierten Anlagenbetrieb, die Berechnung von Flexibilitätsoptionen der Anlagen in Liegenschaften und ihre Bepreisung. Darüber hinaus lassen sich mit diesem Modell vielfältige Szenarien simulieren und Case Studies durchführen, die die Analyse von verschiedenen Einflussfaktoren auf die Betriebsstrategien und Flexibilitätsangebote von dezentralen Anlagen erlauben. OpenTUMFlex erweitert somit die Modelllandschaft, um in der Zukunft neuartige Tarifstrukturen, Regulierungsansätze u.v.m. untersuchen zu können.

Inhalt

Abstract	2
Kurzfassung	3
Inhalt.....	5
1. Einleitung	6
2. Technische Universität München – TUM	8
2.1. Modellierung der Liegenschaft.....	8
2.2. Eingangsdaten	10
2.2.1. Rahmenbedingungen und Nutzervorgaben / -verhalten	10
2.2.2. Prognosen von Last und Erzeugung	12
2.3. Optimierung des Anlagenbetriebs.....	15
2.3.1. Mixed Integer Linear Programming MILP	16
2.3.2. Erstellen der Anlagenfahrpläne	17
2.3.3. Weitere Optimierungsansätze	18
2.4. Ermitteln von Flexibilitätsangeboten	19
2.5. Kommunikation und Ausführung von Flexibilität	22
2.6. Ablaufspezifikation	23
2.7. OpenTUMFlex.....	25
3. Flughafen Stuttgart GmbH - FHS.....	26
3.1. Netzersatzanlagen	26
3.2. BHKW	27
3.3. Photovoltaik-Anlagen	28
4. International Solar Energy Research Center - ISC	30
5. Wircon GmbH, OLI Systems GmbH, Dr. Langniß – Energie & Analyse	31
Literaturverzeichnis	33

1. Einleitung

Durch entsprechende Regelungskonzepte / Betriebsstrategien eines Energiemanagementsystems soll die Energieversorgung von Liegenschaften optimiert werden und gleichzeitig Flexibilität bereitgestellt werden:

- Als **Liegenschaften** werden hier Wohn- und Nichtwohngebäude oder Gruppen von Gebäuden verstanden, bei denen die für die Energieversorgung relevanten Anlagen in der Verantwortung einer Instanz (z.B. Eigentümer, Betreiber) liegen.
- Das **Energie-Management-System (EMS)** der Liegenschaft erstellt unter Einbezug der Stammdaten der jeweiligen Liegenschaft (Anlagentypen, -leistungen, Nutzer, etc.) ein Modell. Dazu werden Daten des IIS einbezogen.
- Anhand von **Prognosen** (siehe auch HLUV 050A z.B. Wetterprognosen, Flexibilitätsbedarfsprognosen, etc., die u.U. von externen Prognoseanbietern bereitgestellt werden), des Ist-Zustands der Anlagen (Speicherladung, etc.) und Vorgaben durch den Prosumenten werden zunächst Lastprognosen des Strom-, Wärme und Kältebedarfs der Liegenschaft erstellt. Dazu werden auch gespeicherte Daten aus der Vergangenheit herangezogen.
- Anhand von Preisdaten (Energiepreise, Einspeisetarife) wird durch das EMS dann ein **Optimierungsprozess** durchgeführt, der eine Betriebsstrategie und Anlagenfahrpläne zum Ziel hat. Das EMS übermittelt die Fahrpläne an die Geräte und Anlagen des Prosumenten. Das Ziel der Optimierung ist die wirtschaftliche optimale Deckung der Energiebedarfe der Liegenschaft. Da den auftretenden Kosten, für z.B. Brennstoffe, Erlöse, z.B. aus der Einspeisung von elektrischer Energie, entgegen stehen, ist Zielfunktion der Optimierung daher eine Gewinnfunktion.
- Anschließend werden vom EMS die mögliche **Flexibilität** (Leistung und Energiemenge) und Preise für deren Bereitstellung ermittelt. Grundlage für die Preisermittlung sind die Zusatzkosten, die mit der Abweichung von der optimalen Betriebsstrategie durch die Bereitstellung von flexibler Leistung verbunden sind. Die Flexibilitätsangebote werden an den Aggregator übermittelt
- Bei Abruf von Flexibilität greift der Aggregator direkt oder über das EMS auf die zu beeinflussenden Anlagen zu.
- Betriebsstrategie und Flexibilitätsoptionen sind mittels aktualisierter Daten, insbesondere bei Flexibilitätsabruf und Eingriffen durch den Prosumenten, fortwährend durch wiederholte Optimierung anzupassen.
- Der **Prosument** beeinflusst durch seine Vorgaben (z.B. durch ein User-Interface siehe auch HLUC050C) die Optimierung:
 - Wann stehen welche Anlagen/Geräte zur Verfügung?
 - Welches Gewicht wird auf Kosten, Emissionsvermeidung, Autarkie gelegt?
 - Welches Verbrauchsverhalten hat der Prosument?

Nachfolgende **Abbildung 1-1** zeigt das Zusammenwirken der verschiedenen Akteure in ihren Use Cases. Dieses Dokument bezieht sich auf die Vorgänge im Energiemanagementsystem (grau hinterlegter Bereich).

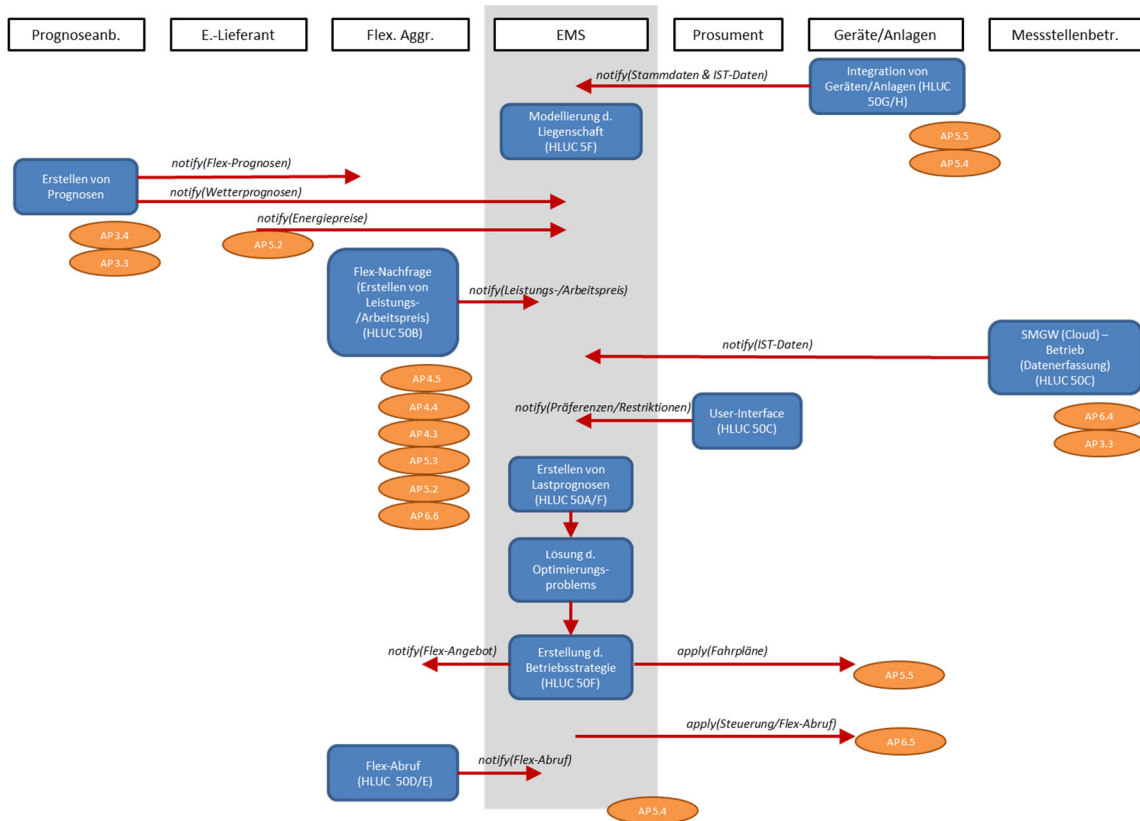


Abbildung 1-1: Schema der Einbindung des Energiemanagementsystems (EMS)

Nachfolgend werden die Beiträge der einzelnen Partner zum HLUC 5F dargestellt.

2. Technische Universität München – TUM

Mit OpenTUMFlex wurde ein Modell entwickelt und als Python Code umgesetzt, das es erlaubt, die Strom- und Wärmebedarfsdeckung von Liegenschaften zu optimieren und darüber hinaus Flexibilitätsoptionen zu ermitteln und dem Netzbetreiber anzubieten.

Die prinzipielle Ablauf zur Ermittlung von Anlagenfahrplänen und Flexibilitätsangeboten ist in **Abbildung 2-1** dargestellt und wird in den folgenden Abschnitten detaillierter beschrieben.

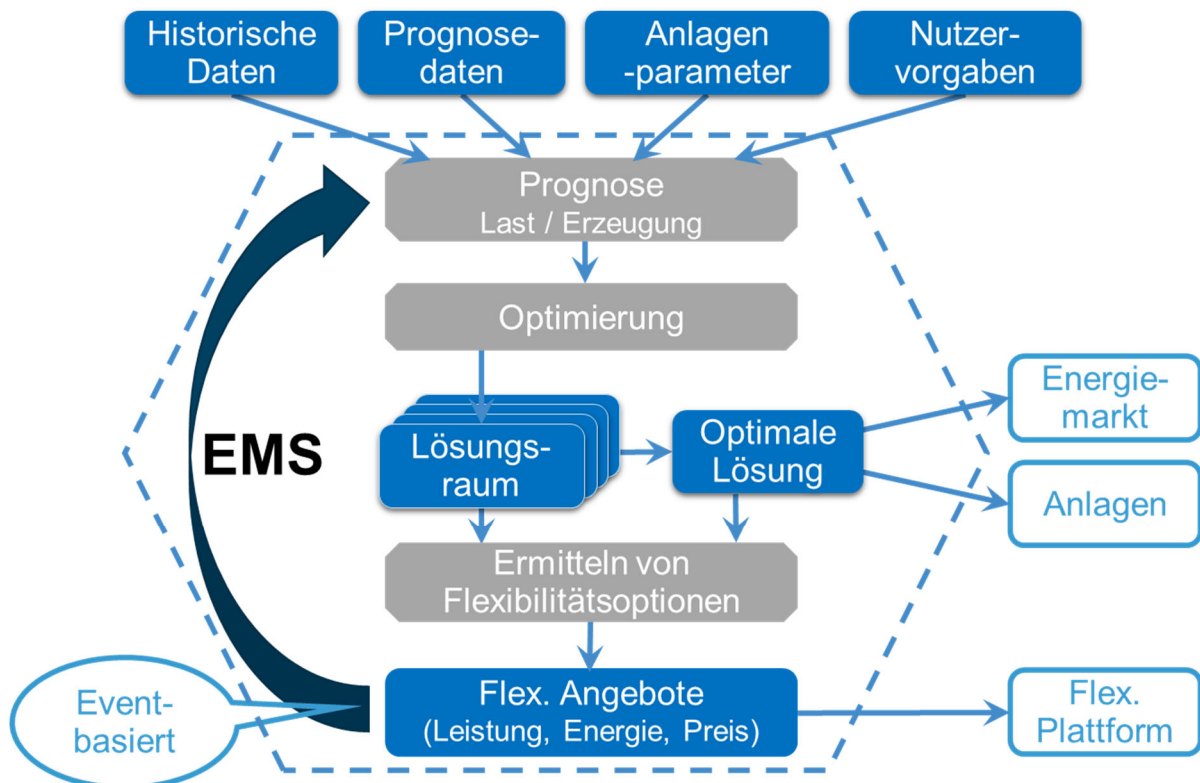


Abbildung 2-1: Prinzipschema des Energiemanagementsystems in OpenTUMFlex

2.1. Modellierung der Liegenschaft

Basis für die Optimierung des Anlagenbetriebs und für die Erstellung von Flexibilitätsangeboten ist die Modellierung des Energiesystems der Liegenschaft. Diese Modellierung muss die relevanten Komponenten ausreichend genau abbilden, um eine aussagekräftige Optimierung zu ermöglichen, darf aber nicht zu detailliert sein, da ansonsten die Anpassung der Parameter zu umfangreich wäre und die Rechenzeit der Optimierung zu lang.

Folgende Komponenten haben Eingang die die Modellierung gefunden:

- Photovoltaikanlage
PV Anlagen werden über Prognosen der Erzeugung modelliert und als Eingangsdaten in die Optimierung einbezogen. In OpenTUMFlex kann die PV-Anlage nur einen Typ

von Flexibilität bieten, indem sie die Einspeiseenergie in das Netz reduziert. Dies kann durch die Variation der Wechselrichterparameter der PV-Anlage erreicht werden.

- Batteriespeicher
Der Batteriespeicher wird in die Betriebsoptimierung einbezogen. Tendenziell lädt er mit Strom aus Eigenerzeugung und stellt diese Strommengen später zu Zeiten hoher Bezugspreise der Liegenschaft zur Verfügung. Davon Abweichend kann die Lade- und Entladeleistung auch für die Bereitstellung von Flexibilität angepasst werden. Der Batteriespeicher geht mit seinen Kenndaten, wie Speicherkapazität, Lade- und Entladeleistung sowie Lade- und Entladewirkungsgrad in die Modellierung ein.
- Wärmepumpe
Die Wärmepumpe trägt dazu bei, den Heizwärme- und Warmwasserbedarf der Liegenschaft zu decken. Ihr Betrieb ist abhängig vom Wärmebedarf und ggf. dem Wetter. In der Modellierung werden vor allem die Wärmeleistung und die Arbeitszahl abhängig von der Temperatur der Wärmequelle berücksichtigt. Darüber hinaus können optionale Einschränkungen wie min. Lauf- und Stillstandszeit hinzugefügt werden, um häufiges Schalten der Wärmepumpe zu vermeiden.
- Blockheizkraftwerk (BHKW)
Ein BHKW stellt Wärme und Strom für die Liegenschaft bereit. In der Modellierung werden elektrische und thermische Leistung, sowie elektrischer und thermischer Wirkungsgrad berücksichtigt. Die Stromkennzahl wird als konstant angenommen.
- Gaskessel
Für Liegenschaften, in denen weder BHKW noch Wärmepumpe vorhanden sind, bzw. diese den Wärmebedarf nicht vollständig decken können, wurden Gaskessel in die Modellierung aufgenommen. Hierbei wird vor allem der thermische Wirkungsgrad in der Modellierung abgebildet.
- Wärmespeicher
Wärmespeicher ermöglichen es, Zeiträume von Wärmebereitstellung und Wärmebedarf zu entkoppeln und den Betrieb der Wärmeerzeuger zu vergleichmäßigen. Neben dem Volumen und Ladezustand wird auch die Selbstentladung in der Modellierung berücksichtigt.
- Ladestation für ein Elektrofahrzeug
Die Ladestation (Wallbox) für ein Elektrofahrzeug stellt, insbesondere in kleinen Liegenschaften, einen signifikanten Verbraucher dar. In der Modellierung wird sie ihrer Ladeleistung, Verfügbarkeit und ihrem Ladezustand berücksichtigt.

Um die Rechenzeit der Optimierung einzuschränken, werden bei der Modellierung lineare Modelle verwendet. Dafür wurden manche Geräteeigenschaften vereinfacht, z.B. die Annahme einer konstanten Vorlauftemperatur beim Wärmepumpe-Modell. Durch vernünftige Einstellung der Parameter kann die Modellgenauigkeit noch hinreichend gewährleistet werden.

2.2. Eingangsdaten

2.2.1. Rahmenbedingungen und Nutzervorgaben / -verhalten

Das Energiemanagement soll weitgehend automatisiert ablaufen, wird jedoch von Rahmenbedingungen, Nutzervorgaben und Nutzerverhalten beeinflusst. Das OpenTUMFlex-Modell berücksichtigt verschiedene Datensätze von Prognosedaten, Benutzeranforderungen und Gerätespezifikationen als Eingabe. Die folgende **Abbildung 2-2** zeigt die verschiedenen Typen von Prognosedaten, die für den Eingabeprozess berücksichtigt werden.

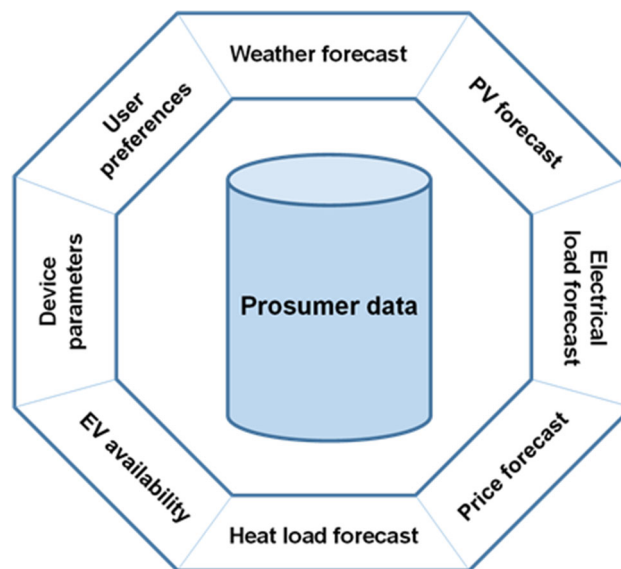


Abbildung 2-2: Prognosedaten für OpenTUMFlex

Die Vorhersagedaten und deren Prognose werden in diesem Kapitel detailliert besprochen und einige Methoden zur Erstellung von Prognosedaten werden diskutiert. Die Gerätespezifikation bezieht sich hier auf die Parameter wie Kapazität bei Speichern, maximale Leistung bei PV-Systemen. Der Benutzer kann seine Präferenzen einstellen, wie z. B. Komforttemperatur, minimaler SOC, der im Batteriesystem unabhängig von der angebotenen Flexibilität eingehalten werden muss. Der Benutzer kann auch den Risikoaufschlag für die Flexibilitätsangebote festlegen.

Bezug von Energieträgern

Das Energiemanagementsystem nutzt für die Optimierung verschiedene Energiequellen wie Strom aus dem Versorgungsnetz, Wärme aus einem Nahwärmenetz und Erdgas für BHKWs und ggf. Gaskessel.

- **Bezug von elektrischer Energie:** Der Prosumer kann Strom direkt von einem Energieversorger beziehen. Der Bezugspreis kann dabei auf einem Festtarif, einem zeitlich variablen Tarif oder einer Strompreisprognose Prognose basieren.
- **Bezug von Erdgas:** Ebenso wie beim Strombezug können auch für Gasbezug konstante oder variable Preise für die Modellierung hinterlegt werden.

- **Bezug von Nahwärme:** Der Wärmebezug aus thermischen Netzen erfolgt zumeist auf Basis konstanter Tarife, da der Bezug nur in höheren zeitlichen Abständen (monatlich oder quartalsweise) erfasst wird. In der Modellierung ist es aber auch hier möglich zeitlich variable Preise zu hinterlegen.

Einspeisung von elektrischer Energie

- Das Modell berücksichtigt den Export von PV-Strom in das örtliche Stromverteilnetz. Dabei kann die EEG Einspeisevergütung als fester Abnahmepreis zugrunde gelegt werden. Es ist jedoch auch möglich, einen zeitlich variierenden Abnahmepreis in der Modellierung zu hinterlegen.
- Für die Einspeisung von Strom aus dem Betrieb eines BHKWs kann die Vergütung nach KWKG im Modell hinterlegt werden; ebenso aber auch ein zeitlich variabler Abnahmepreis.

Nutzervorgaben zum Komfort im Gebäude

Über Temperaturprofilen kann der Nutzer die gewünschten Raumtemperaturen im Gebäude aggregiert oder auch nach Räumen getrennt vorgeben. Ebenso kann er über das gewünschte Komfortniveau die möglichen Komfortverluste einschränken.

Laden von Elektrofahrzeugen

Der Nutzer kann über ein geeignetes System Vorgaben machen, mit welchem Ladegrad das Elektrofahrzeug zu einem bestimmten Zeitpunkt zur Verfügung stehen muss (siehe auch HLUC 5H).

Ausgehend vom Batterieladegrad, mit dem das Fahrzeug an die Ladestation angeschlossen wurde (oder einer entsprechenden Prognose) kann die benötigte Energiemenge kalkuliert werden, die im vorgegebenen Zeitraum geladen werden muss.

Über historische Daten kann auf das Nutzerverhalten geschlossen werden, in welchen Zeiträumen das Fahrzeug an der Ladestation angeschlossen ist, mit welchem Ladegrad es üblicherweise angeschlossen wird.

Strombezug der Wärmepumpe

Die Wärmepumpe kann als steuerbarer Verbraucher von Vergünstigungen bei Strompreisen und Netzentgelten profitieren. Im Gegenzug müssen Sperrzeiten in Kauf genommen werden, die dem Netzbetreiber erlauben, die Wärmepumpe in bestimmten Zeitbereichen abzuschalten.

2.2.2. Prognosen von Last und Erzeugung

Für die Optimierung des Anlagenbetriebs werden Prognosen des Bedarfs an Strom und Wärme, der möglichen Erzeugung aus erneuerbaren Energien, des möglichen Betriebs von steuerbaren Erzeugern (z.B. BHKW) und Verbrauchern (z.B. Wärmepumpe) benötigt. Ihre zeitliche Auflösung und Spanne richten sich nach den Erfordernissen der Optimierung.

Die Optimierung erfordert mehrere Prognosen, z.B. Wetterprognosen, PV-Prognosen, elektrische und thermische Lastprognosen, Strompreisprognosen, EV-Ladezustand. Entsprechend der derzeitigen Regularien wird die Optimierung mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten und einer Spanne von bis zu 36 Stunden durchgeführt. Das Ziel ist um 12 Uhr des Vortags erste Flexibilitätsangebote für den Folgetag zur Verfügung zu stellen.

Jedes Mal, wenn ein Flexibilitätsangebot abgerufen wird, findet eine komplette Neuoptimierung statt. Das Modell berechnet die Fahrpläne aller Anlagen neu, um den Einfluss des Flexibilitätsabrufs zu berücksichtigen und neue Flexibilitätsangebote zu erstellen. Hierzu ist auch ein aktualisierter Prognosedatensatz erforderlich. Prognosen können auch von externen Diensten bezogen werden, siehe HLUC 050A „Bereitstellung von Prognosediensten“.

Wetterprognosen

Das Modell berücksichtigt Wettervorhersagen, da diese über die Lufttemperatur den Heizwärmebedarf der Liegenschaft beeinflussen aber über den Bewölkungsgrad auch die Erzeugung der PV-Anlage.

Prognose des thermischen Lastprofils

Das thermische Lastprofil ist ein wichtiger Bestandteil der Optimierung. Es setzt sich aus dem Bedarf für Raumwärme und Brauchwarmwasser zusammen. In unserer Modellierung haben wir Datensätze aus Heatmaps verwendet, um Wärmelasten darzustellen [1].

Die Modelle zur Vorhersage von Wärmelasten für Privathaushalte werden mit Hilfe verschiedener Regressionstechniken oder maschinellem Lernen vorhergesagt. Zu den häufig verwendeten Methoden gehören Methoden der Künstlichen Neuronalen Netze (KNN), Support-Vektor-Regression und Gradient-Descent-Verfahren. Gao et al. [2] hat detailliert über die Vorhersage der Heizlast für Wohngebäude unter Verwendung der Support-Vektor-Regression diskutiert. Jihad et al. [3] verwendeten ANN-Methoden zur Vorhersage von HLK-Lasten für Wohngebäude. Eine viel einfachere Methode wurde in Bacher et al. [4] und Lu et al. [5] zur Vorhersage der Wärmelast für Einfamilienhäuser verwendet.

Prognose des elektrischen Lastprofils für „sonstige Verbraucher“

Es reichlich Literatur zur Vorhersage der Stromlast auf Haushaltsebene. Eine zusammenfassende Analyse wurde von Nti et al. [6] durchgeführt, die die relevante Literatur von letzten 10 Jahren beschreibt. Die folgende **Abbildung 2-3** zeigt den Klassifikationsbaum, der entwickelt wurde, um die verschiedenen Möglichkeiten der elektrischen Lastprognose gegenüber ihren Bewertungsmetriken zu klassifizieren.

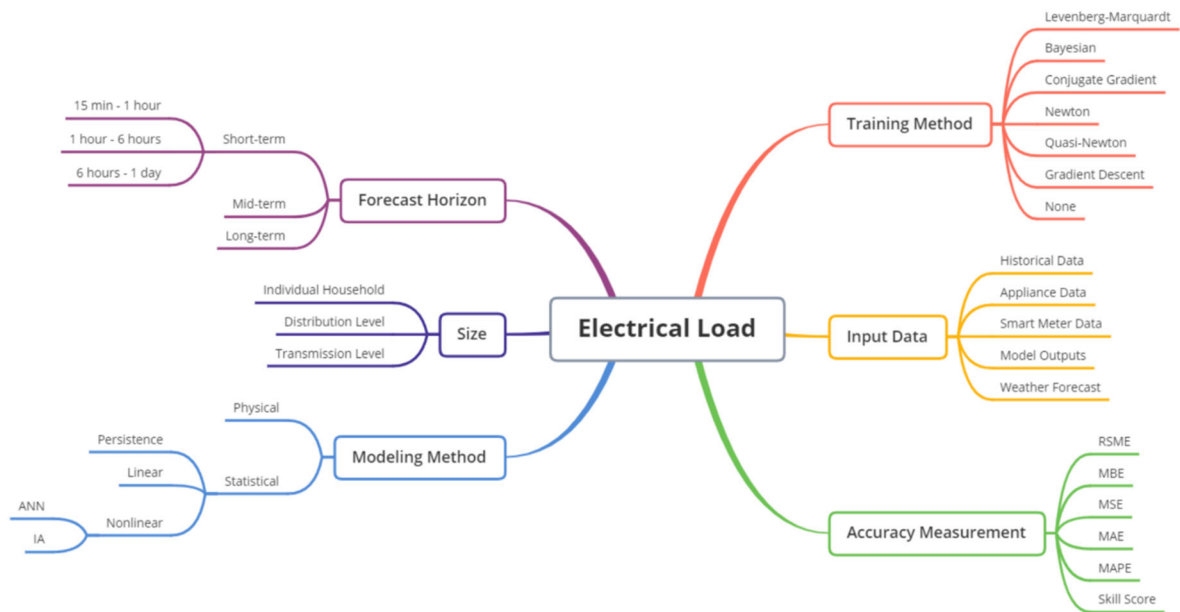


Abbildung 2-3: Klassifizierung für elektrische Lastvorhersage

Prognosen der elektrischen Last für einzelne Haushalte sind mit großen Prognosefehlern behaftet. Daher wurden in einer Vielzahl von Literatur Clustering-Techniken verwendet, um verschiedene repräsentative Haushaltslastprofile zu erstellen.

Prognose des elektrischen Erzeugungsgangs einer PV-Anlage

Die Prognose der Stromerzeugung einer PV-Anlage ist bei der Optimierung von entscheidender Bedeutung, da vor allem der Eigenverbrauch wirtschaftlich günstig ist und daher maximiert werden soll. Hier wird die Wettervorhersage von DarkSkyAPI verwendet, um die verschiedenen Wetterparameter wie Wolkendecke, Temperatur, Niederschlags-Index usw. zu erfassen. Weiterhin gehen historische Daten der Erzeugung in die Prognose ein.

Basierend auf diesen beiden Datensätzen können maschinelle Lernmodelle wie der Random-Forest-Tree Algorithmus oder Zeitreihenvorhersagemodelle wie SARIMA trainiert werden, um eine PV-Prognose für den Haushalt durchzuführen. Eine probabilistische Vorhersage hat Vorteile gegenüber einer deterministischen Vorhersage. Sie kann mit Hilfe von Modellen des maschinellen Lernens oder mit Hilfe von Algorithmen des neuronalen Netzes erreicht werden. Eine Literaturübersicht über die verschiedenen probabilistischen Prognosemodelle wurde in Meer et al. diskutiert [7]. In unserem Fall wird eine einfache Zeitreihenprognose durchgeführt.

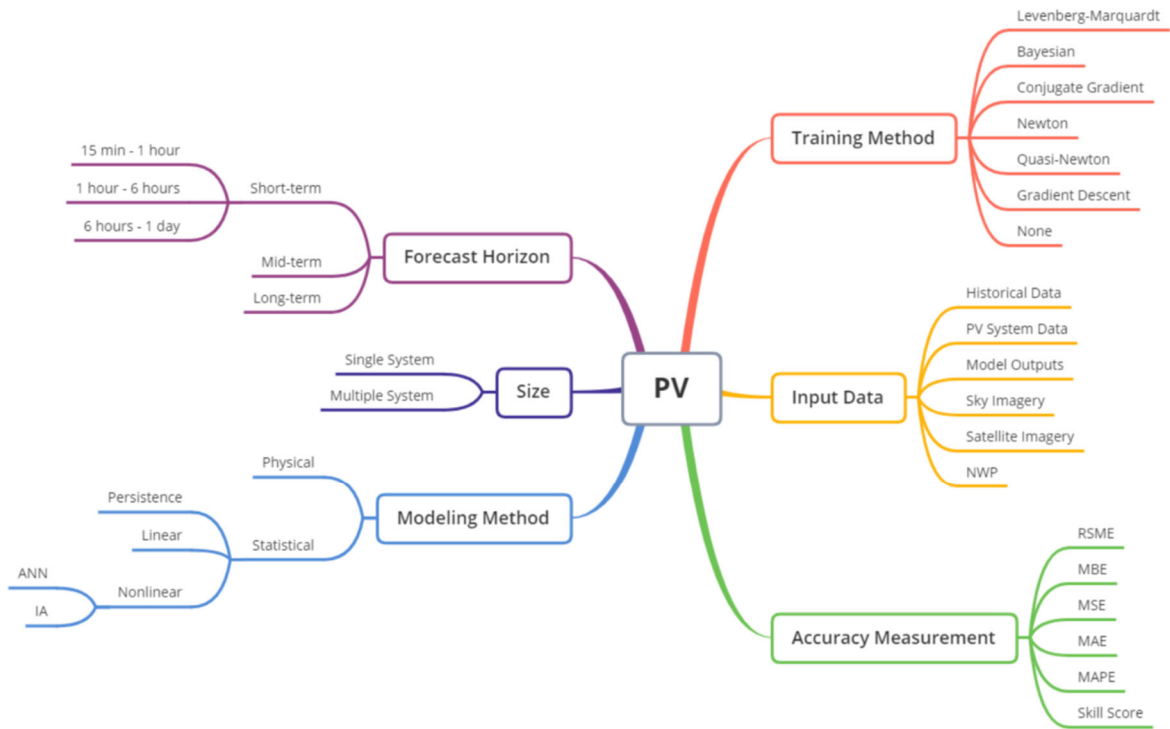


Abbildung 2-4: Klassifizierung für PV vorhersage

Prognose von Strom- und Gaspreisen

Die Strompreisprognose ist für die Optimierung notwendig, um die bestmöglichen Zeitbereiche für den Import und Export von Strom für den Prosumer zu bestimmen. Die Strompreisprognose kann auf der Grundlage von Regressionstechniken unter Verwendung der Datensätze der vergangenen Woche, Monate oder Jahre modelliert werden. Ein sehr einfaches Modell kann ein zeitbasiertes Preisschema sein, bei dem verschiedene Tageszeiten spezifische Preise haben. Ein komplexes Modell kann auch modelliert werden, indem das Stromnetz simuliert wird und der Strom in allen Zeitschritten berechnet wird. **Abbildung 2-5** zeigt die Vielfalt der Preisprognosemodelle, die von Weron et al. [8] überprüft wurden.

Während derzeit die Arbeitspreise für Strombezug und Einspeisung meistens konstante Werte sind, wurden für die Optimierung auch variable Bezugspreise auf Basis der Day-ahead Spotmarkt Ergebnisse verwendet, auf die alle weiteren Preisbestandteile (Netzentgelte, Umlagen, Steuern) aufgerechnet wurden.

Gasbezugspreise für Endkunden können derzeit als konstant angesetzt werden. Die Modellierung kann jedoch auch variable Preise verarbeiten.

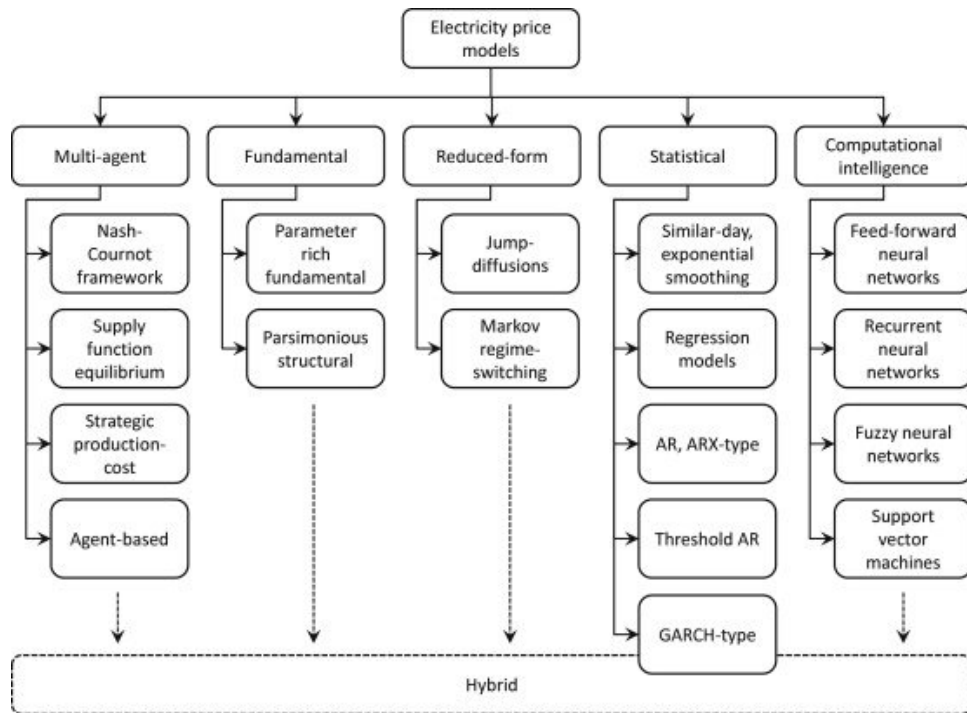


Abbildung 2-5: Modelle zur Strompreisvorhersage [8]

Prognose der Lade-/Entlademöglichkeiten für ein Elektrofahrzeug

Das Laden eines Elektrofahrzeugs setzt voraus, dass dieses an die Ladestation angeschlossen ist und der Ladezustand der Batterie ein weiteres Aufladen zulässt. Um den Ladeprozess in der Optimierung des Anlagenbetriebs zu berücksichtigen, müssen der gewünschte Ladezustand und der Endzeitpunkt vorgegeben werden.

Die Prognose umfasst hierzu eine Zeitreihe mit der Wahrscheinlichkeit, mit der das Fahrzeug an der Ladestation angeschlossen ist und des zu erwartenden Ladegrades der Batterie.

2.3. Optimierung des Anlagenbetriebs

Aufgabe des Energie-Management-Systems ist es, eine optimale Betriebsstrategie der angebotenen Anlagen zu erstellen. Um den Nutzer nicht zu überfordern, soll dies weitgehend automatisiert geschehen, im Rahmen der vom Nutzer gemachten Vorgaben und Ziele. Zu allgemeinen Anforderungen von Nutzern an das EMS gehören u.a. die folgenden:

- Komfort
- Reduzierung der Energieträgerkosten
- Erhöhung des Eigenverbrauchs
- Reduktion der Emissionen
- Robustheit des Systems
- Hohe Lebensdauer der Anlagen

Durch Auswahl der übergeordneten Ziele kann der Nutzer dem EMS die Aufgabe überlassen, eine optimale Betriebsstrategie für jede steuerbare Anlage zu finden.

Die größte Motivation für den Einsatz von EMS ist die Einsparung von Energiekosten. Um dies umzusetzen, ist der Einsatz eines geeigneten EMS-Optimierungsprogramms unerlässlich. In dem hier vorgestellten Optimierungsmodell wird das Betriebsverhalten aller energie-technischen Anlagen und die Wechselwirkungen zwischen ihnen abgebildet. Dabei wird als Zielfunktion des Optimierungsproblems als Primärziel die Profitmaximierung, d.h. die Minimierung der Betriebskosten bzw. Maximierung der Erlöse, verwendet. Zusätzlich werden weitere Nebenziele als Nebenbedingungen oder Einschränkungen in das Optimierungsmodell integriert, wie z. B. die vorrangige Nutzung der Solarenergie, die minimale Stillstandszeit für den WP-Betrieb usw. Durch die Lösung des Optimierungsproblems kann der Betriebsplan für jede Anlage ermittelt und an diese weitergegeben werden. Der Ablauf und das Funktionsprinzip des EMS ist in **Abbildung 2-6** dargestellt.

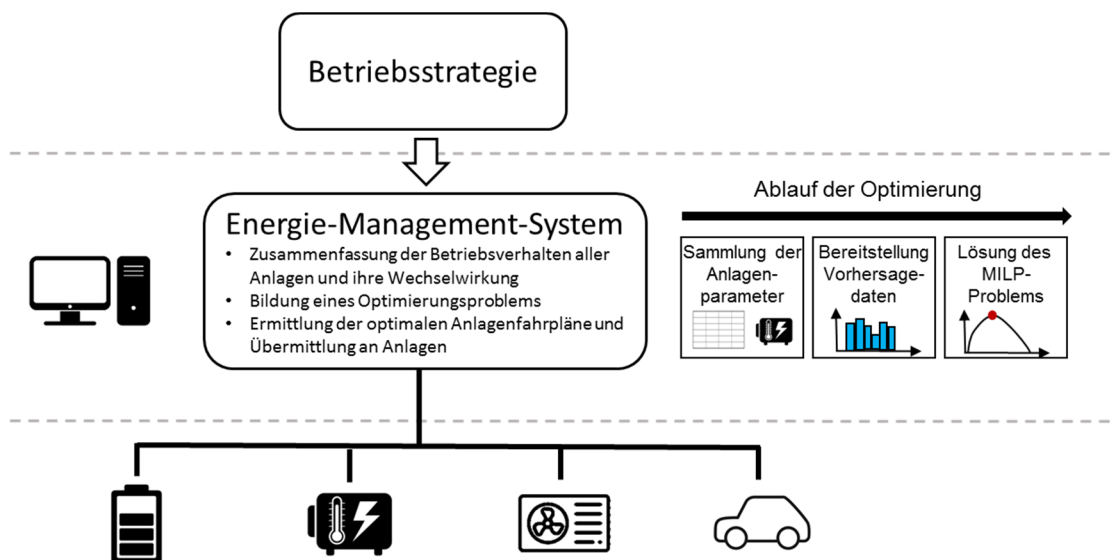


Abbildung 2-6. Funktionsprinzip von EMS und das Datenübermittlungsverfahren

2.3.1. Mixed Integer Linear Programming MILP

Die Aufgabe, die optimale Einplanung aller Haushaltsgeräte zu finden, ist ein Unit-Commitment-Problem (UC). Mixed Integer Linear Programming (MILP) ist eine weit verbreitete Möglichkeit UC-Probleme zu beschreiben und zu optimieren. Bei MILP sind einige der Variablen ganzzahlig, die Zielfunktion und die Nebenbedingungen linear. Daher lassen sich die Entscheidungsvariablen in zwei Gruppen unterteilen:

- Reale Variablen: Ladeleistung von EV, Batterie und Wärmespeicher, elektrische Leistung von PV
- Ganzzahlige Variablen: z.B. Betriebszustände von BHKW und WP (z.B. An/Aus)

Die Betriebszustände von BHKW und WP sind als ganzzahlige Variablen (0/1) definiert, weil ein Takt-Betrieb angenommen wird. Das bedeutet, dass das BHKW und WP nur ein- und ausgeschaltet werden können und ein modulierender Betrieb nicht möglich ist. Die Zielfunktion ist dann die Summe aus Erlösen aus Einspeisung minus der Betriebskosten (Energieträger). Durch Variationen der Entscheidungsvariablen in jedem Zeitschritt wird ein Minimum der Zielfunktion gesucht. Mithilfe von MILP-Solvern (wie z.B. GLPK, GUROBI, CPLEX) kann das MILP-Problem innerhalb von einigen Sekunden bis wenigen Minuten gelöst werden.

2.3.2. Erstellen der Anlagenfahrpläne

Auf Basis von den Modellen der Anlagen kann der MILP-Solver unter Berücksichtigung der Einschränkungen die Anlagenfahrpläne ermitteln. Exemplarische Anlagenparameter sind in **Tabelle 2-1** zusammengefasst:

Tabelle 2-1. Exemplarische Anlagenparameter

	P [kW]	Q [kW]	Speicherkapazität [kWh]	Min. Lauf- und Stillzeit [h]
WP	4,0	10,9	-	1,0
Heizkessel	4,2	4,0	-	-
Wärmespeicher	-	10,0	20,0	-
Batterie	5,0	-	10,0	-
PV	3,0	-	-	-
Elektrofahrzeug	8,0	-	20,0	-

Abhängig vom Anlagentyp, stellen **P** und **Q** entweder elektrische bzw. thermische Einspeise- oder Ausspeiseleistung dar. Die Speicherkapazität entspricht dem maximalen Energieinhalt, der in einem Wärmespeicher oder Batteriesystem gespeichert werden kann. Minimale Lauf- und Stillstandszeit schränkt den Betrieb vom BHKW und der WP ein, so dass ein häufiges Ein- und Ausschalten vermieden wird.

Neben statischen Anlagenparametern sind Vorhersagedaten erforderlich, z.B. der prognostizierte Strompreis und Umgebungstemperatur, um die optimalen Anlagenfahrpläne zu ermitteln.

Anhand der oben genannten Eingangsdaten können die Anlagenfahrpläne optimiert werden. In **Abbildung 2-7** sind beispielhafte Ergebnisse dargestellt.

Daraus ist zu erkennen, welche Anlage zu welchem Zeitpunkt betrieben wird:

- Das Elektrofahrzeug wird geladen, wenn der Strompreis möglichst niedrig ist.
- Am Mittag wird der Überschuss der PV-Anlage anteilig in der Batterie gespeichert, während mit der übrigen Leistung die Wärmepumpe versorgt wird.
- Der Haushalt wird aus dem Heizkessel mit Wärme versorgt, sobald der Gaspreis niedrig ist und die Wärmepumpe liefert die übrige thermische Leistung.
- Durch diese intelligente Steuerung der Anlagen kann das Ziel, wirtschaftliche Kosten der Energieträger zu minimieren, erreicht werden.

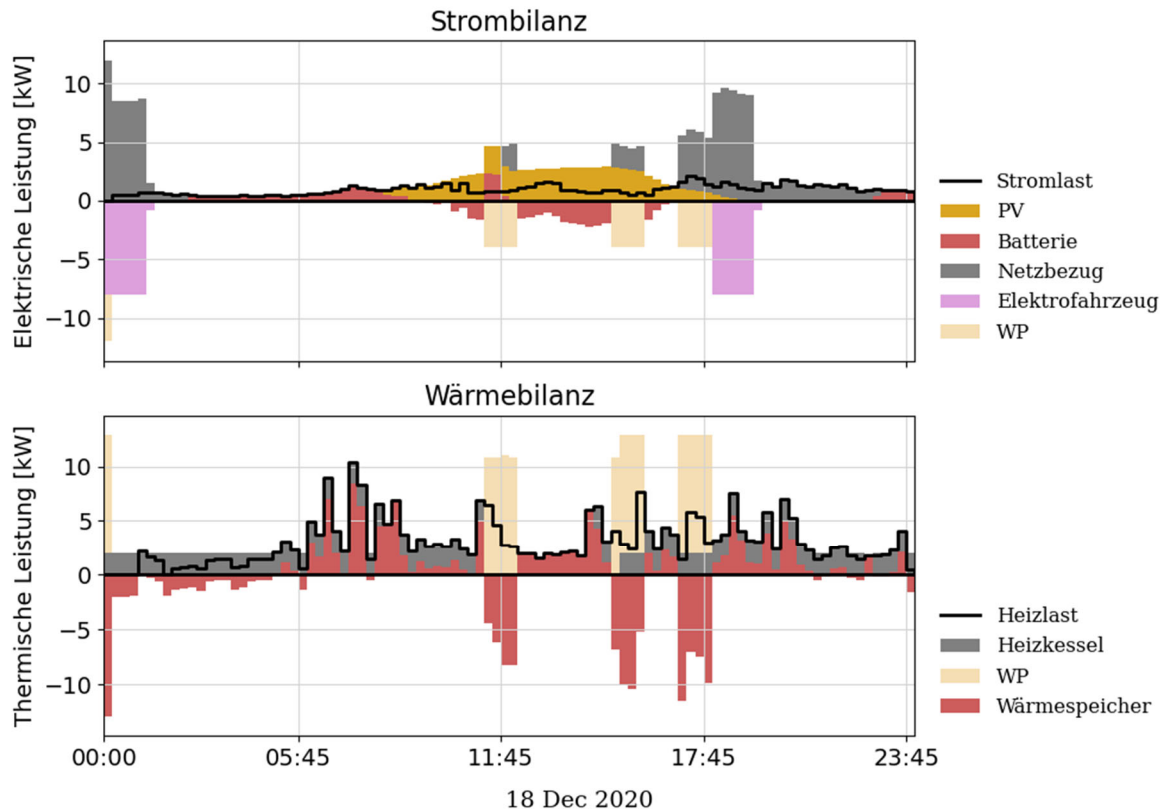


Abbildung 2-7. Lasten und optimale Anlagenfahrpläne: Strom (oben), Wärme (unten)

2.3.3. Weitere Optimierungsansätze

Neben MILP können auch alternative Optimierungsansätze eingesetzt werden, aus der Recherche sind v.a. Genetic Algorithm (GA), Artificial Neural Networks (ANN), und Mixed-Integer-Nonlinear-Programming (MINLP) als geeignet hervorgegangen. Im Vergleich zu MILP haben solche Lösungsansätze sowohl Vorteile als auch Nachteile. Zu den Vorteilen gehört, dass eine nichtlineare Modellierung der Anlagen die Ergebnisgenauigkeit verbessern kann. Jedoch erhöht sich die Rechenzeit wesentlich oder es werden nur sub-optimale Lösungen gefunden. In **Tabelle 2-2** sind unterschiedlicher Lösungsansätze einander gegenübergestellt:

Tabelle 2-2. Vergleich der Performance von Optimierungsansätzen

	Rechenzeit	Robustheit	Modellgenauigkeit	Güte der Ergebnisse
MILP	+	+	o	o
MINLP	-	-	+	+
ANN	+	o	-	-
GA	o	o	+	o

Der aktuelle Optimierungsansatz, MILP, benötigt eine geringe Rechenzeit, weil die Algorithmen zur Lösung eines MILP-Problems schon ausgereift und weit verbreitet sind. Die Algorithmen sind auch robust und liefern unter gleichen Bedingungen die gleichen Ergebnisse (deterministisch). Nachteilig ist, dass aufgrund der Linearisierung des Optimierungsmodell der Algorithmus zu einem Genauigkeitsverlust führen kann [9]. Im Gegensatz dazu liefert MINLP bessere Modellgenauigkeit und Ergebnisse. Aber gleichzeitig erfordert es viel längere Rechenzeiten um stabile Lösungen zu finden [10]. Die beiden heuristischen Ansätze, ANN und GA, sind besonders geeignet für komplexe Systeme. Diese können ein Problem schneller und effizienter als herkömmliche Methoden lösen, jedoch kann nicht sichergestellt werden, dass ein globales Optimum gefunden wird und der Rechenaufwand ist sehr hoch. Bei ANN müssen keine physikalischen Modelle aufgebaut werden, sondern die Beziehung zwischen Inputdaten und Ergebnissen gefunden werden. Dies kann durch den Aufbau von Trainings-Datensätzen erreicht werden [11]. Daraus resultiert eine hohe Recheneffizienz aber eine schlechte Allgemeingültigkeit [12]. Im Vergleich dazu kann ein GA die Optimierungsmodelle vollständig beschreiben und relativ gute Ergebnisse erzielen. Aufgrund der Zufälligkeit des Optimierungsprozesses weisen die resultierenden Ergebnisse große Varianzen in der Berechnungszeit und den Ergebnissen auf, wodurch nur eine schlechte Planbarkeit möglich ist [13].

In der Umsetzung hängt die Performance eines Optimierungsansatzes von vielen Faktoren ab, z.B. der Einstellung geeigneter Solver-Parameter, der Rechenkapazität des Computers und Einschränkung der Rechenzeit [14]. Deshalb stellen die Bewertungen in der Tabelle keine endgültigen Schlussfolgerungen dar. Es zeigt lediglich alternative Möglichkeiten für die zukünftige Verbesserungspotenzial auf.

2.4. Ermitteln von Flexibilitätsangeboten

Flexibilität wird allgemein die Fähigkeit eines Energiesystems bezeichnet, mit Varianz und Unsicherheiten in Erzeugung und Verbrauch zurecht zu kommen und gleichzeitig die Versorgungssicherheit bei angemessenen Preisen über verschiedene Zeithorizonte zu garantieren [15]. Eine etwas spezifischere Definition veröffentlichte die Union der Elektrizitätsindustrie [16], indem sie Flexibilität als die Anpassung von Ein- und Ausspeisung in Abhängigkeit von externen Signalen beschreibt, um so eine Netzdienstleistung zu erbringen [16].

Entsprechend der Flexibilitätsdefinition von Eurelectric ermittelt das OpenTUMFlex-Modell die möglichen Abweichungen vom optimalen Betrieb einer dezentralen Anlage eines Prosumenten (siehe Kapitel 2.3), bepreist diese und kommuniziert sie an die Flexibilitätsplattformen (siehe AK Flex-Plattform).

In einem ersten Schritt wird zunächst die Abweichung der geplanten Leistung zur minimalen bzw. maximal möglichen Anlagenleistung für jeden Zeitschritt ermittelt. Im nächsten Schritt wird der Zeitraum berechnet, über den diese Abweichung der Betriebsleistung aufrechterhalten werden kann. Hierfür werden weitere Randbedingungen berücksichtigt, wie z.B. minimale/maximale Ladezustände von Elektrofahrzeugen/Batterien oder minimale/maximale

Raumtemperaturen. Hierfür sind nun einerseits einfache lineare Modelle wie z.B. für die SOC-Berechnung von Elektrofahrzeugen/Batterien verwendbar oder komplexere Gebäudemodelle, die iterativ für jede maximal/minimal mögliche Abweichung berechnet werden müssen, um so ein für den Nutzer komfortablen Betrieb der Anlage sicherzustellen. Mithilfe der Leistungsabweichung vom optimalen Betriebsfahrplan und des maximal verfügbaren Zeitraums kann durch Multiplikation die verfügbare flexible Energiemenge für jeden Zeitschritt berechnet werden. **Abbildung 2-8** stellt das Ergebnis der Flexibilitätsberechnung grafisch dar.

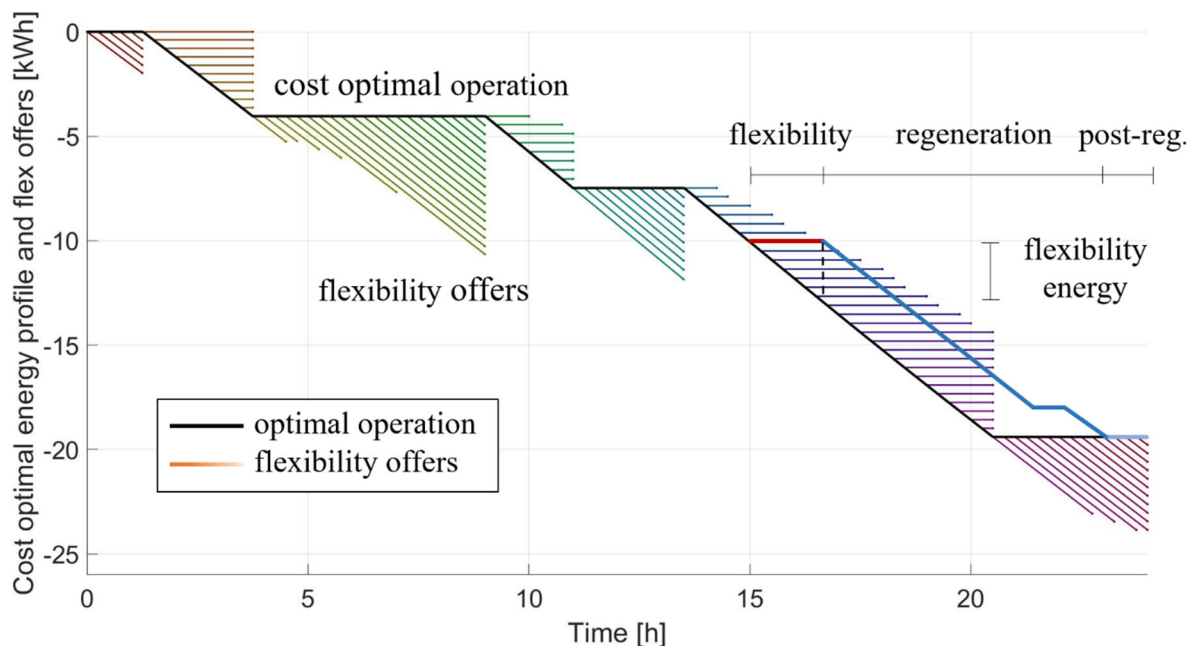


Abbildung 2-8: Grafische Darstellung der Flexibilitätsangebote gemäß [17]. Die schwarze Kurve kennzeichnet den optimalen Betriebsfahrplan, die farblichen Striche die Flexibilitätsangebote, die rote Linie einen Flexibilitätsabruf und die hell- und dunkelblaue Kurve den nachoptimierten Fahrplan.

Die schwarze Kurve kennzeichnet den optimalen Betrieb einer Wärmepumpe über die Zeitspanne von 24 Stunden. Mit farblichen Strichen von dem optimalen Betriebsfahrplan wird die verfügbare Flexibilität (die möglichen Abweichungen vom optimalen Betriebsfahrplan) gekennzeichnet. Wird ein Flexibilitätsangebot abgerufen, wie in **Abbildung 2-8** durch die rote Linie gekennzeichnet, erfolgt eine Nachoptimierung des optimalen Betriebsfahrplans (siehe hell- und dunkelblaue Kurve). Flexibilitätsangebote von Photovoltaik-Systemen und Elektrofahrzeugen sind in [18] und [19] dargestellt.

Im letzten Schritt der Flexibilitätsermittlung wird die Bepreisung der verfügbaren Flexibilitätsmengen vorgenommen. Für die Berechnung der Flexibilitätspreise pro Zeitschritt ist es wichtig die Annahmen zu berücksichtigen:

- Energiemengen für den optimalen Betrieb werden am Energiemarkt am Tag davor eingekauft bzw. Überschüsse (v.a. aus PV) verkauft.
- Flexibilität wird durch den Netzbetreiber gemessen und abgerechnet.

Ausgehend von diesen Grundannahmen muss bei der Bepreisung zwischen der Erbringung von positiver und negativer Flexibilität unterschieden werden.

Bei der negativen Flexibilität müssen zwei Fälle unterschieden werden:

1. Zusätzliche Energie wird bezogen obwohl der optimale Betriebsfahrplan dies erst für einen späteren Zeitpunkt eingeplant hatte.
2. Einspeisung von Energie wird reduziert.

Im ersten Fall ist der Flexibilitätsanbieter in der Lage Geld zu bezahlen, da er die zuvor am Energiemarkt eingekaufte Energie für den späteren Bezug wieder veräußern kann. Im zweiten Fall reduziert der Flexibilitätsanbieter die Einspeiseleistung und benötigt hingegen eine Kompensation für die nicht eingespeiste Energie. Hier kann man noch unterscheiden, ob der Anbieter die nicht eingespeiste Energie zwischenspeichern kann oder nicht.

Analog zur negativen Flexibilität, werden bei der Erbringung positiver Flexibilität ebenfalls zwei Fälle unterschieden:

1. Energie wird nicht bezogen, obwohl deren Bezug eingeplant war
2. Energie wird eingespeist, obwohl keine Einspeisung geplant war

Im ersten Fall benötigt der Nutzer eine Kompensation da die nicht bezogene Energie zu einem späteren Zeitpunkt bezogen und dazu erworben werden muss. Im zweiten Fall muss der Anbieter ebenfalls entschädigt werden, da er die nun eingespeiste Energie nicht selber nutzen kann, sondern zu einem späteren Zeitpunkt erwerben muss.

Die kumulierten Flexibilitätsleistungen eines Haushaltes sind in **Abbildung 2-9** exemplarisch über den Verlauf eines Tages dargestellt.

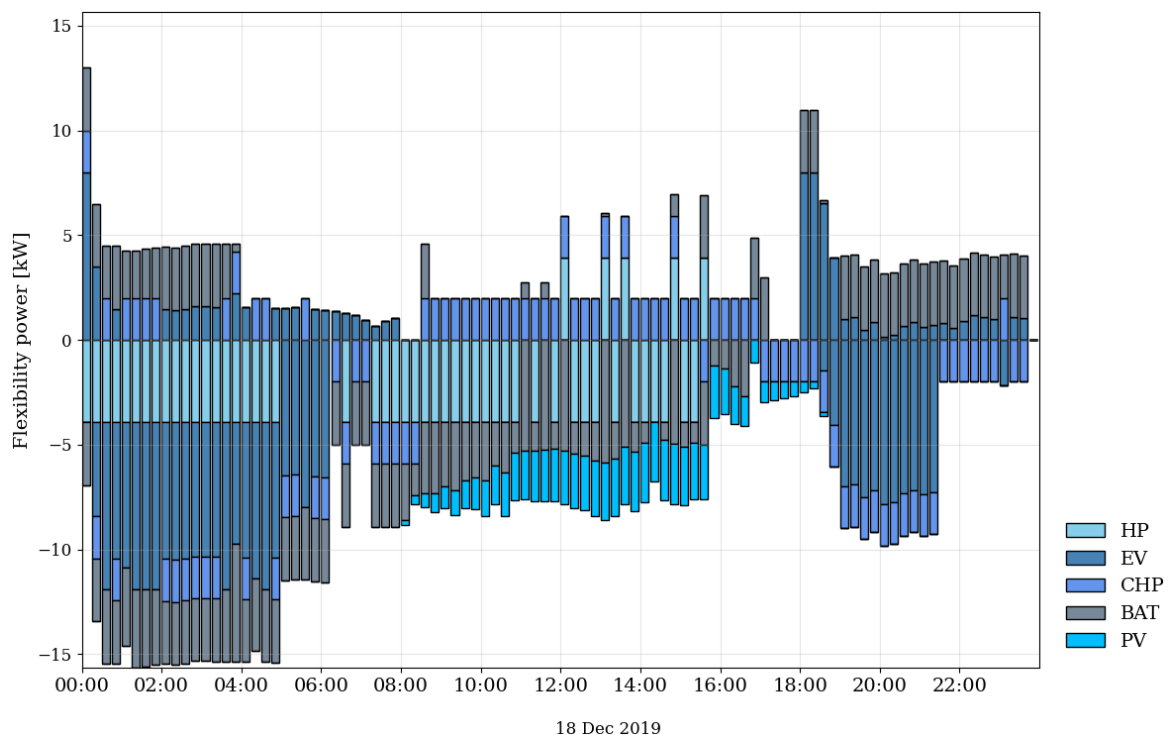


Abbildung 2-9: Aggregierte flexible Leistung der einzelnen dezentralen Anlagen eines Prosumenten

Entsprechend einer typischen Fahrzeugverfügbarkeit, stellt das Elektrofahrzeug Flexibilität vornehmlich abends und in der Nacht bereit. Die PV-Anlage bietet entsprechend der Sonneneinstrahlung negative Flexibilität über die Mittagsstunden an. Die Batterie, Wärmepumpe (HP) und das BHKW (CHP) bieten ihre Flexibilität hingegen über den gesamten Tagesverlauf an. Ebenfalls ersichtlich wird, dass ein Prosumenten-Haushalt überwiegend negative Flexibilität bereitstellen kann. Wobei dies u.a. stark von der Ladestrategie des Elektrofahrzeugs abhängt.

Abbildung 2-10 zeigt die aggregierten Flexibilitätspreise, zu denen ein Haushalt Flexibilität anbieten kann. Wie oben im Text beschrieben sind hier die positiven und negativen Flexibilitätspreise dargestellt.

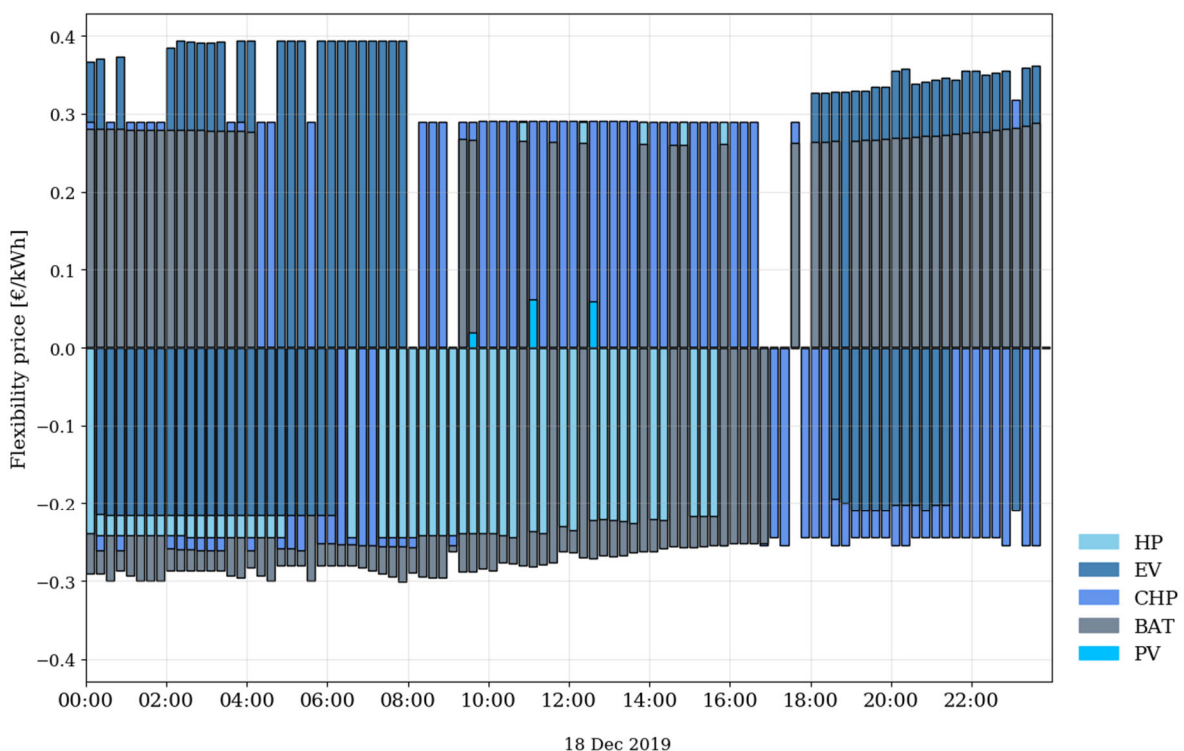


Abbildung 2-10: Aggregierte Preise der dezentralen Anlagen eines Prosumenten

2.5. Kommunikation und Ausführung von Flexibilität

Nach vollständiger Berechnung und Bepreisung des Flexibilitätspotentials wird das Ergebnis an die Flexibilitätsplattform übermittelt. Die Form und die Übertragungsart wurde im Rahmen des Projekts durch den Arbeitskreis Flexibilitätsplattform spezifiziert (siehe AK Flexplattform).

Wird eines der Flexibilitätsangebote auf der Plattform abgerufen, erfolgt die Steuerung der Anlage über die SMGW Infrastruktur. Hierzu wird über einen Kommunikationskanal eine Steuerung der Anlage vorgenommen. Der zuständige Messstellenbetreiber erfasst den

Erbringungsnachweis über das intelligente Messsystem (iMSys) und leitet diese an den abrufenden Netzbetreiber weiter.

Infolge eines Flexibilitätsabrufs ändern sich die Randbedingungen. Das Energiemanagementsystem führt die Optimierung und Flexibilitätsermittlung erneut durch, erstellt neue Fahrpläne für die angeschlossenen Anlagen und kommuniziert neue Flexibilitätsangebote an die Plattform.

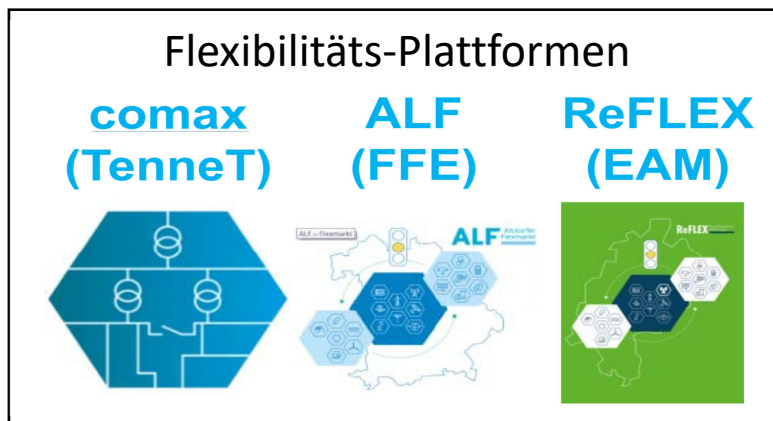


Abbildung 2-11: Flexibilitätsplattformen, die im Rahmen vom Schaufensterprojekt SINTEG C/sells entwickelt worden sind

2.6. Ablaufspezifikation

In **Abbildung 2-12** ist der Ablauf einer Flexibilitätsbereitstellung von der Meldung der Stammdaten bis zur Flexibilitätsabrechnung dargestellt.

In einem initialen Schritt erhält das HEMS die Stammdaten der flexiblen Anlagen. Kontinuierlich schickt das HEMS Datenanfragen an die Anlagen, verschiedene Prognosedienste und das Backend der Nutzeroberfläche, um so aktualisierte Nutzereingaben, Ist-Daten der Anlagen und Prognosedaten zu erhalten.

Liegen all die genannten Input-Daten vor, werden Prognosen für die Erzeugung und Verbräuche der Liegenschaft berechnet. Aufbauend auf diesen Prognosen optimiert das HEMS die Betriebsstrategie der flexiblen Anlagen. Überschüsse und Defizite kommuniziert das HEMS an den Energielieferanten oder handelt diese über einen Energiemarkt. Das HEMS steuert daraufhin die Anlagen gemäß den optimierten Fahrplänen (siehe Kapitel 2.3).

Anhand der optimierten Anlagenfahrpläne werden in einem weiteren Berechnungsschritt die Flexibilitätsangebote der einzelnen Anlagen berechnet und bepreist (siehe Kapitel 2.4). Diese Flexibilitätsangebote werden schließlich an die Flexibilitätsplattformen kommuniziert (siehe Kapitel 2.5). Werden Flexibilitätsangebote abgerufen, wird das HEMS darüber informiert und führt eine neue Optimierung unter Berücksichtigung der abgerufenen Flexibilität durch.

Abschließend wird ein Nachweis der Flexibilitätserbringung für die Abrechnung der erbrachten Flexibilität mithilfe der intelligenten Messinfrastruktur und dem Messstellenbetreiber an die Flexibilitätsplattform übermittelt.

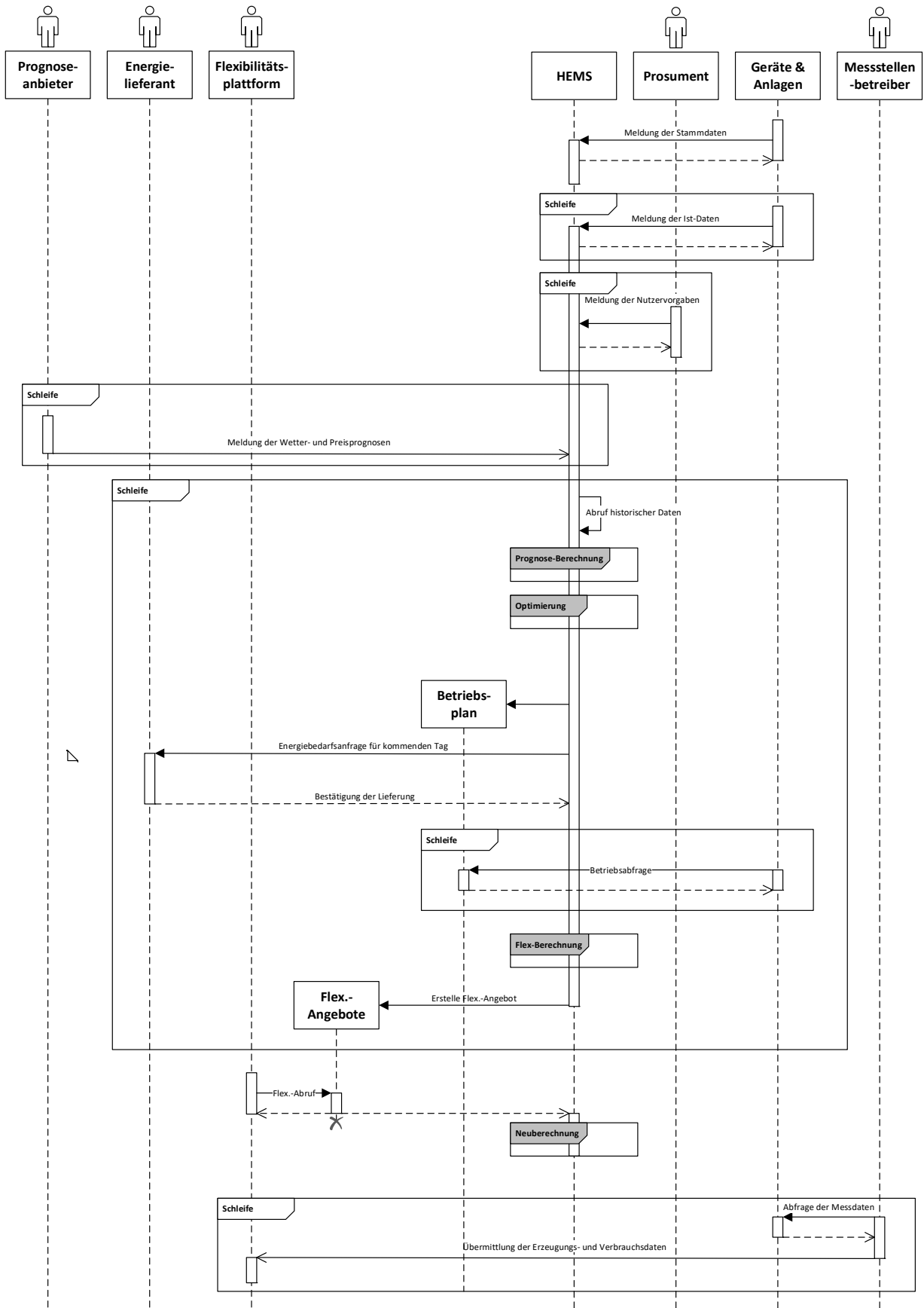


Abbildung 2-12: Sequenzdiagramm des HLOC

2.7. OpenTUMFlex

OpenTUMFlex ist ein auf Python basierendes Open-Source-Flexibilitätsmodell zur Quantifizierung und Bepreisung der Flexibilität von Haushaltsgeräten. Innerhalb dieses Open-Source-Modells wird Flexibilität als die Abweichung eines Gerätebetriebs von seinem optimalen Zeitplan definiert.

OpenTUMFlex verwendet Mixed-Integer-linear Programmierung (MILP), um kostenoptimale Betriebspläne für energietechnische Anlagen zu ermitteln. Es berechnet das Flexibilitätspotenzial und die Flexibilitätspreise basierend auf Preis-, Wetter-, Erzeugungs- und Lastprognosen. Folgende Anlagen werden derzeit einbezogen: Photovoltaik (PV), Batteriespeichersysteme (BSS), Elektrofahrzeuge (EV), Wärmepumpen (HP), Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK). Das Modell gibt für jede Anlage Flexibilitätsangebote aus. Das Format kann passend zur Plattform gewählt werden. Es werden die Comax-Plattform von Tennet und der Altdorfer Flexmarkt (ALF) von der FfE e.V. unterstützt.

In das Design von OpenTUMFlex ist ein szenariobasierter Ansatz integriert. Hier kann der Benutzer sein eigenes Szenario erstellen oder ein bestehendes Szenario verwenden, um sein Flexibilitätspotenzial zu ermitteln.

OpenTUMFlex steht auf GitHub zur freien Nutzung zur Verfügung und ist unter den Bedingungen der GNU General Public License lizenziert. Eine detaillierte Beschreibung der Verwendung von OpenTUMFlex zusammen mit der Installation finden Sie unter dem folgenden Link.

<https://github.com/tum-ewk/OpenTUMFlex>

Das Modell kann zitiert werden als:

OpenTUMFlex – An open-source Python based flexibility to quantify and price the flexibility of household devices, Date accessed: 09 March 2021. DOI: <http://doi.org/10.5281/zenodo.4251512>

3. Flughafen Stuttgart GmbH - FHS

Als Prosumer hat der Flughafen Stuttgart neben den großen Energieverbrauchern unterschiedliche Erzeugungsanlagen, wie beispielsweise BHKW und Photovoltaik-Anlagen. Durch den zusätzlichen Betrieb von Speichertechnologien, wie Kälte- oder Wärmespeicher, kann die vorhandene Flexibilität genutzt werden. Im Projekt C/sells ist es das Ziel, die Zelle Flughafen Stuttgart zu optimieren. Hierfür werden Untersuchungen zu Kurzzeitprognosen erstellt, die Erkenntnisse daraus können zukünftig in das Smart Grid fließen. Dadurch werden die Anlagen optimal miteinander verschaltet und betrieben. Gleichzeitig soll die Zelle Flughafen Stuttgart auch in das übergeordnete Energiesystem integriert werden. Durch den Ausbau an fluktuierenden Erzeugern wird für den Netzbetreiber zukünftig die externe Steuerung der Anlagen immer entscheidender. Dies hat jedoch auch einen starken Einfluss auf den Betrieb der restlichen Anlagen auf dem Campus und ist für jeden Einzelfall zu überprüfen und zu bewerten.

3.1. Netzersatzanlagen

Zur Optimierung der Zelle werden zum Abfangen von Bezugsspitzen Netzersatzanlagen betrieben. Zusätzlich wird mit einem Teil der Anlagen zur Unterstützung des vorgelagerten Netzes bereits heute positive Regelennergie bereitgestellt. Hierfür ist die externe Ansteuerung der Anlagen durch einen Dienstleister notwendig.

Externe haben jedoch keinen Einblick in die Rahmenbedingungen, wie Wartungszeiträume, Betriebsstunden oder Füllstand. Diese Parameter sind für den weiteren Einsatz der einzelnen Anlagen entscheidend, sodass anhand dieser eine Priorisierung erfolgen kann (vergleiche **Abbildung 3-1**). Anders als bei der direkten Ansteuerung der Anlagen, wird hier durch einen hinterlegten Algorithmus eine Einschaltreihenfolge festgelegt. Anhand dieser werden bei einem Abruf so viele Anlagen angesteuert, bis die geforderte Leistung erbracht wird.

	Regelennergie									EMAX
Freigabe	EIN —									GLT-EMAX —
Anforderung	AUS									AUS
Sollwert Leistung	0 kW (Max. 4000 kW)									0 kW
Istwert Leistung	0 kW									0 kW
Rückmeldung	AUS									AUS
Betriebsbereit	JA									JA
Bereitstellungssollwert	3800 kW — (möglich: 3600 kW)									200 kW —
	T1_NEA1	T1_NEA2	T3	T4	P2	P4	Feuerw.	EVG-SW	EVG-SO	
Freigabe	EIN	EIN	EIN	EIN	EIN	AUS	EIN	EIN	EIN	
SPS	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	
NEA - Betrieb	AUS	AUS	AUS	AUS	AUS	AUS	AUS	AUS	AUS	
Füllstand Tank	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	
Fern/Ort	Fern	Fern	Fern	Fern	Fern	Ort	Fern	Fern	Fern	
Betriebsbereit	JA	JA	JA	JA	JA	JA	JA	JA	JA	
Schaltbefehl Soll	AUS	AUS	AUS	AUS	AUS	AUS	AUS	AUS	AUS	
Schaltbefehl Ist	AUS	AUS	AUS	AUS	AUS	AUS	AUS	AUS	AUS	
Istwert Leistung kW	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Zählerstand (kWh)	167.3	239.8	199.3	189.9	34.1	60.3	124822.0	146.6	156.4	
Akt.Betr.Std. h	136.1	209.1	130.7	101.1	96.6	188.3	100.4	88.3	3.9	
Max.Betr.Std. h	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	
Sollwert Leistung kW	600.0	500.0	750.0	300.0	250.0	400.0	400.0	400.0	400.0	
Prio	0.0 —	1.0 —	1.0 —	1.0 —	1.0 —	2.0 —	1.0 —	2.0 —	2.0 —	
Min.Laufzeit min	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	
Max.Laufzeit h	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	
Wiedereinschaltzeit min	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	
Tankintervall (Ist) h	7.7	3.3	6.4	4.5	4.9	1.9	3.7	3.6	3.9	
Reset Tank	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Tankintervall (Soll) h	40.0	39.0	40.0	20.0	20.0	60.0	20.0	24.0	24.0	
Ansteuerung	AUS	AUS	AUS	AUS	AUS	AUS	AUS	AUS	AUS	

Abbildung 3-1: Hinterlegte Informationen und Priorisierung der Netzersatzanlagen zur Regelennergiebereitstellung.

3.2. BHKW

Über die vorhandenen Anlagen auf dem Flughafen-Campus wie dem BHKW oder auch der Absorptionskältemaschinen (AKM) sind die einzelnen Sektoren Strom, Wärme und Kälte stark gekoppelt. Das BHKW wird zur Grundlastdeckung verwendet, da am Flughafen der Strombedarf über die gesamte Zeit vorhanden ist. Gerade in den Sommermonaten ist der Wärmebedarf jedoch nicht immer ausreichend hoch, sodass das BHKW heruntergeregelt werden müsste. Daher wird die überschüssig produzierte Wärme entweder im Wärmespeicher zwischengespeichert oder über AKMs zur Kältebereitstellung verwendet. Dies wirkt sich positiv auf die Betriebsstunden des BHKWs aus.

Wird das BHKW extern heruntergeregelt, hat dies nicht nur einen Einfluss auf die Strom- und Wärmeversorgung, sondern ebenfalls auf die Flexibilitätsnutzung des Wärmespeichers sowie auf die Kälteversorgung. Dies wird bereits deutlich, wenn die Ergebnisse der Simulation des digitalen Zwillings des Flughafens über einen Zeitraum betrachtet wird, in dem das BHKW in der Optimierung auf 2 MW Volllast betrieben wird. Die überschüssige Wärme wird durch die AKM verbraucht oder in den Wärmespeicher zwischengespeichert. Wie in **Abbildung 3-2** deutlich wird, wird die Kompressionskältemaschine (KKM) nur im geringen Maße zur Deckung des Kältebedarfs benötigt.

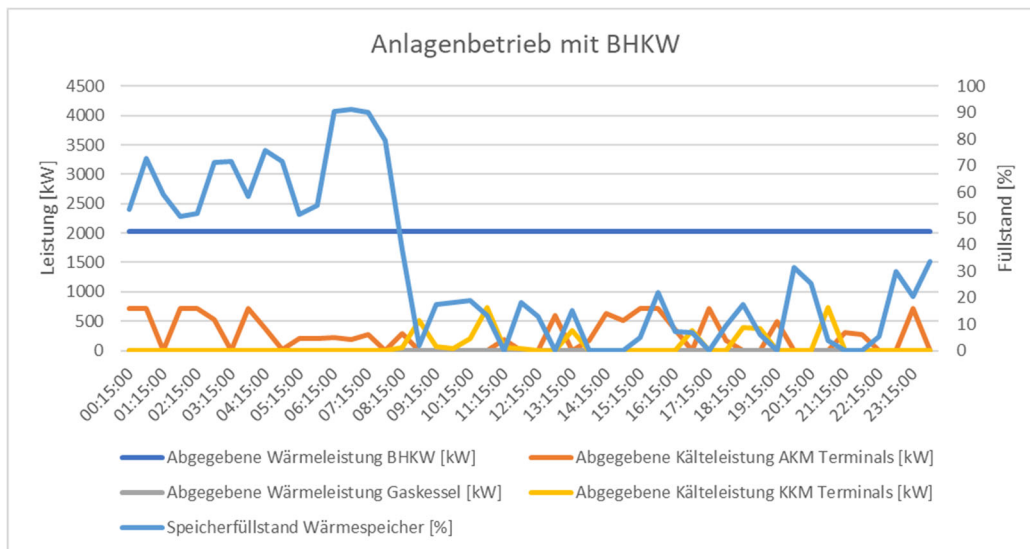


Abbildung 3-2: Anlagenbetrieb mit BHKW auf Volllast an einem Tag im September.

Wird das BHKW von extern auf Null geregelt, kann der Wärmespeicher nur noch entladen und anschließend nicht mehr zur Flexibilitätsnutzung verwendet werden. Stattdessen muss die Wärme- und Kältebereitstellung über andere Anlagen erfolgen – wie in **Abbildung 3-3** dargestellt ist, wird für den gleichen Tag der Wärmebedarf durch den Gaskessel und der Kältebedarf ausschließlich durch die KKM gedeckt.

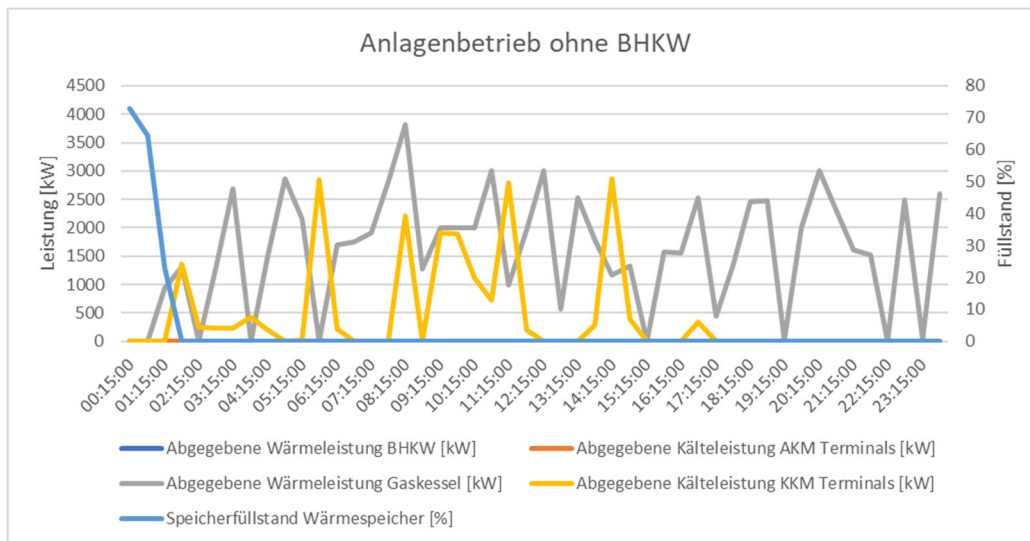


Abbildung 3-3: Anlagenbetrieb mit abgeschaltetem BHKW an einem Tag im September.

Der externe Anlagenbetrieb hat somit auf das gesamte Energiesystem der Zelle Flughafen Stuttgart einen starken Einfluss und schränkt die Optimierung durch die Flexibilitätsnutzung der Anlagen stark ein.

3.3. Photovoltaik-Anlagen

Auf dem Gelände des Flughafen Stuttgart sollen bis 2050 Photovoltaik-Anlagen mit einer Leistung von rund 27 MW_p installiert werden. Dies übersteigt in den Sommermonaten den tatsächlichen Leistungsbedarf des Flughafens. Durch Anlagen wie Power-to-Heat, kann der Überschussstrom für die Deckung des Wärmebedarfs bzw. des Kältebedarfs über die Umwandlung durch AKMs genutzt werden. Ebenfalls werden bis dahin die Speichertechnologien ausgebaut, dennoch kann es dazu kommen, dass Überschussstrom ins Netz eingespeist werden muss.

Möchte der Netzbetreiber einzelne Anlagen abschalten, um die Einspeisung in das vorgelagerte Netz zu reduzieren, hat dies keinen weiteren Einfluss auf die Optimierung der Zelle Flughafen Stuttgart. Werden jedoch mehr Anlagen abgeschaltet, sodass auch die Zwischenspeicherung in den Stromspeichern oder die Wärmeproduktion durch Power-to-Heat beeinflusst wird, hat dies wiederum Auswirkungen auf die Anlagenoptimierung. Im Projekt C/sells wird beispielsweise mit Wolkenkameras der Hochschule Offenburg untersucht, wie Ertragsprognosen der Photovoltaik-Anlagen für die Optimierung genutzt werden können. Bricht hier der Ertrag durch externe Abschaltung im Vergleich zur Prognose ein, hat dies wiederum Auswirkungen auf die Flexibilitätsnutzung und auf die CO₂-Emissionen.

Autonome Betriebsführung ist entscheidend, um die Zelle Flughafen Stuttgart allein zu optimieren. Fremdsteuerung führt bei den meisten Anlagen zu Kettenreaktionen, die nicht vorhersehbar sind. Somit hat die Steuerung nicht nur kurzfristige und auf einen Sektor begrenzte Auswirkungen, sondern die Flexibilität kann innerhalb der Zelle und zwischen den Sektoren nicht mehr vollständig genutzt werden. Dennoch ist es sinnvoll nicht nur die Zelle Flughafen Stuttgart zu betrachten, sondern die Integration in das übergeordnete

Energiesystem. Um das Optimale sowohl für den Anlagenbetreiber als auch den Netzbetreiber zu erreichen, sollten die Anlagen nicht vollständig extern gesteuert werden. Es gibt einige Rahmenbedingungen, die berücksichtigt werden müssen und die nur dem Anlagenbetreiber bekannt sind. Daher ist die Steuerung von extern in einem vorgegebenen Bereich sinnvoll – sowohl zeitlich als auch in einem vorgegebenen Leistungsbereich. Dadurch ist es für den Anlagenbetreiber möglich, die Auswirkungen auf das lokale Energiesystem abschätzen und bei der Optimierung berücksichtigen zu können. Gleichzeitig hat der Netzbetreiber die Möglichkeit die Anlagen zu steuern, um das vorgelagerte Netz zu entlasten. Durch Lösungen, wie beispielsweise bei den Netzersatzanlagen aufgezeigt wurde, können die Anforderungen beider Akteure berücksichtigt werden.

4. International Solar Energy Research Center - ISC

Das verfolgte Ziel war die Umsetzung eines IKT-Konzepts zur Steuerung von geeigneten Kombinationen installierter und in Betrieb genommener Energiemodule (TH-E Box) bestehend aus Wärmepumpe, Blockheizkraftwerk, elektrischen Batterie- und thermischen Warmwasserspeichern, PV-Anbindung und einem lokalen im Projektrahmen entwickelten Energiemanagementsystems (SEAL-EMS) auf dem Areal der IKT-Siedlung Hohentengen (UAP7.9.1). Die Regelung des Gesamtsystems erfolgt über selbstlernende Model Predicted Control (MPC) Software, basierend auf der Bereitstellung von Stammdaten und der Eingabe von Wetterprognosedaten zur Modellierung des energetischen Bedarfs und der Erzeugung. Das lokale EMS ist integriert und läuft auf den Steuerboxen der Energiemodule (TH-E Box) zur energetischen Optimierung der Zelle. Die Meilensteine MS 7.039 und 7.067 Mindestens zwei Energiemodule in betrieb für einen mindestens einjährigen Pilotversuch wurden dadurch erfüllt. Wärme und Strom können genau nach Bedarf bereitgestellt werden für die drei Sektoren Heizen, elektrische Versorgung und Elektromobilität. Das System kann zudem netzdienlich arbeiten, d. h. bei Bedarf positive und negative Regelenergie an den Versorgungsnetzbetreiber liefern.

Weiterführende Dokumentation zu Prognosebereitstellung einer Zelle sind zu finden in HLUC050A Energie- und Flexibilitätsprognosen der Zelle und zur allgemeinen Betriebsstrategie und weitere Ergebnisse im individuellen Bericht UAP7.9.1 IKT-Siedlung Hohentengen.

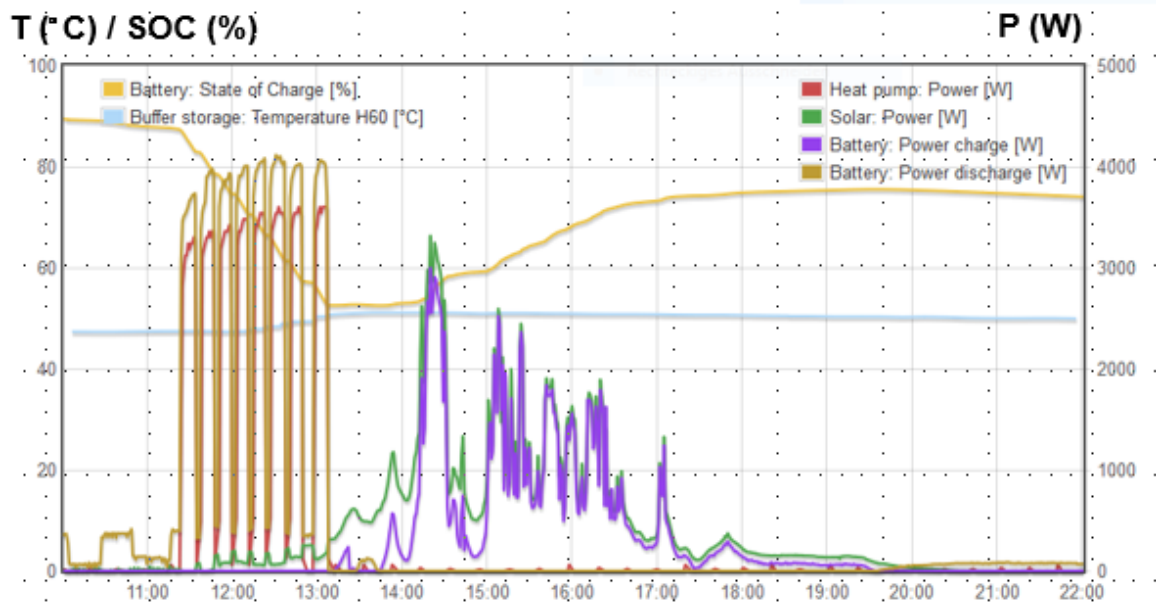


Abbildung 4-1: Anlagenbetrieb einer „TH-E Box“ am 13.08.2020 mit 4kWp PV (Solar Power), 3kWel BSZ (aktuell aus), 3.5kWel WP (Heat Pump), 4kW Batterie (Battery Power, State of Charge), 1000l H₂O-Tank (Buffer Storage H60). Nach 11.00 Uhr wird die Wärmepumpe über die Batterie elektrisch versorgt, um den WW-Speicher zu heizen. Später, ab 14.00 Uhr, wenn genügend PV-Leistung zur Verfügung steht, wird die Batterie wieder geladen.

5. Wircon GmbH, OLI Systems GmbH, Dr. Langniß – Energie & Analyse

Ein neuer Handlungsraum, der in C/sells geschaffen wurde, ist der regionale Handelsplatz für Energie, bei dem selbst Stromkleinstmengen, z.B. von einer Photovoltaikanlage eines Einfamilienhauses, gekauft und verkauft werden können (**Abbildung 5-1**). So lässt sich beispielsweise ohne großen Aufwand Strom mit dem Nachbarn handeln. Dr. Langniß – Energie & Analyse (LEA) und OLI Systems GmbH (im Auftrag von WIRCON GmbH) haben sich mit dem Anwendungsfall „Regionalisierter Handel“ befasst.

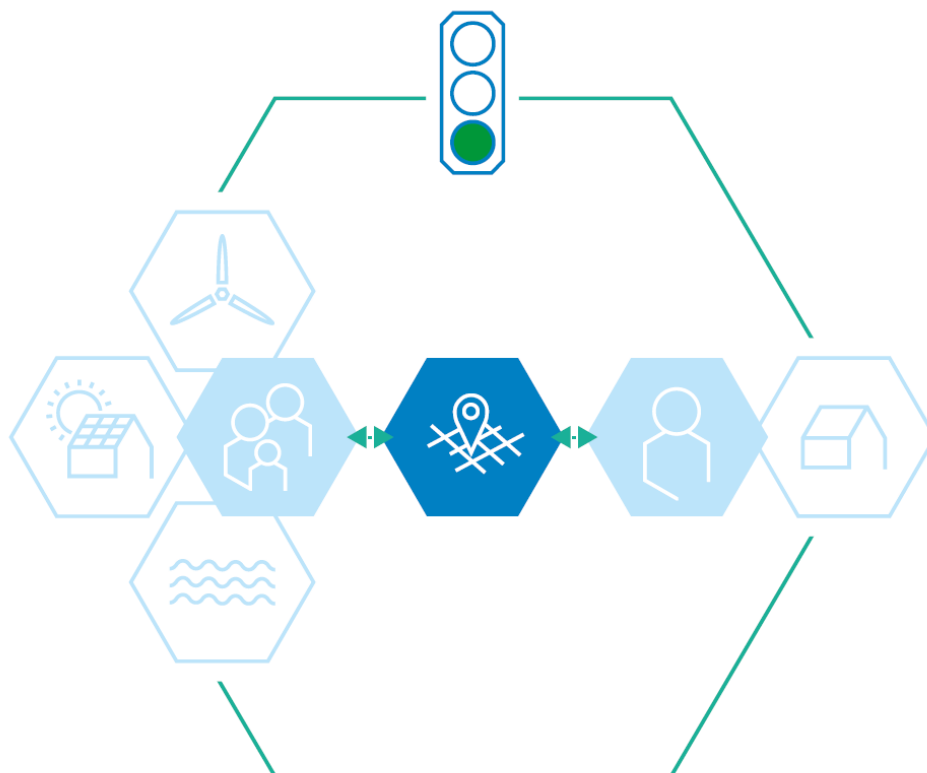


Abbildung 5-1: Handelsplatz für Regionalstromprodukte

LEA hat die Open-Source-Soft- und Hardware des Blockchain-as-a-Service Anbieters OLI Systems zur Peer-to-Peer-Kommunikation (P2P), Koordination und zum Energieaustausch innerhalb von Liegenschaften und Arealnetzen auf der Basis von Blockchain und Ethereum weiterentwickelt und pilotiert. Mit dem Piloten in Form eines lokalen Energiemarkts konnte gezeigt werden, dass Verbrauch und Erzeugung kleinräumig gehandelt und damit ausgeglichen werden können. Darüber hinaus wurde geprüft, ob sich ein lokaler Energieaustausch zur besseren Bewirtschaftung von Bilanzkreisen ohne Anpassung der Rahmenbedingungen durchführen lässt.

Im Rahmen von AP5.4 hat LEA die Konzepte erprobt, die innerhalb von AP5.2 entwickelt wurden. Konzepte zum anlagenscharfen Herkunftsnachweis für Strom, flexiblen netzdienlichen Elektrofahrzeug-Laden sowie P2P-Matching wurden Pilottests unterzogen.

Eine prototypische Funktion zur Erstellung und Nachverfolgung von Stromherkunftsnachweisen wurde erstellt und getestet. Eine Demoversion für den Herkunftsnachweis von Elektrofahrzeug-Ladevorgängen in Echtzeit sowie Simulationen zum Smart Charging wurden entwickelt und ausprobiert. Verschiedene Marktmechanismen und Szenarien für den Betrieb eines lokalen Energiemarktes wurden untersucht.

Ein P2P-Austausch von Energie innerhalb einer Zelle wurde in der „WIRcommunity“ von WIRCON/OLI realisiert. „WIRcommunity“ ist eine lokale Energiegemeinschaft im Raum Waghäusel, die es den Teilnehmern Transparenz über Erzeugung und Verbrauch ermöglicht und es erlaubt, Überschüsse lokal zu handeln und dabei das Verteilnetz wenig zu belasten. In AP 5.4 liegt der Fokus der Arbeiten der OLI auf der daten- und informationstechnischen Anbindung der Photovoltaikanlagen an den lokalen Markt. Zur Anbindung der verschiedenen Anlagentypen (PV-Park, PV von Prosumern, PV von Gewerbeunternehmen) wurde ein detailliertes Anbindungskonzept erstellt und im Projektverlauf mehrfach iteriert und an die Gegebenheiten angepasst. Die daraus entstandene Gesamtarchitektur ist in **Abbildung 5-2** dargestellt.

Im gemeinsamen Ergebnisdokument zu den HLUCs 5K „Direkthandelsumgebungen – Peer-to-Peer-Märkte“ und 5M „Virtuelle Handelsplattform“ wird auf die Ergebnisse und Schlussfolgerungen aus den LEA- und OLI/WIRCON-Arbeiten im TP5 näher eingegangen.

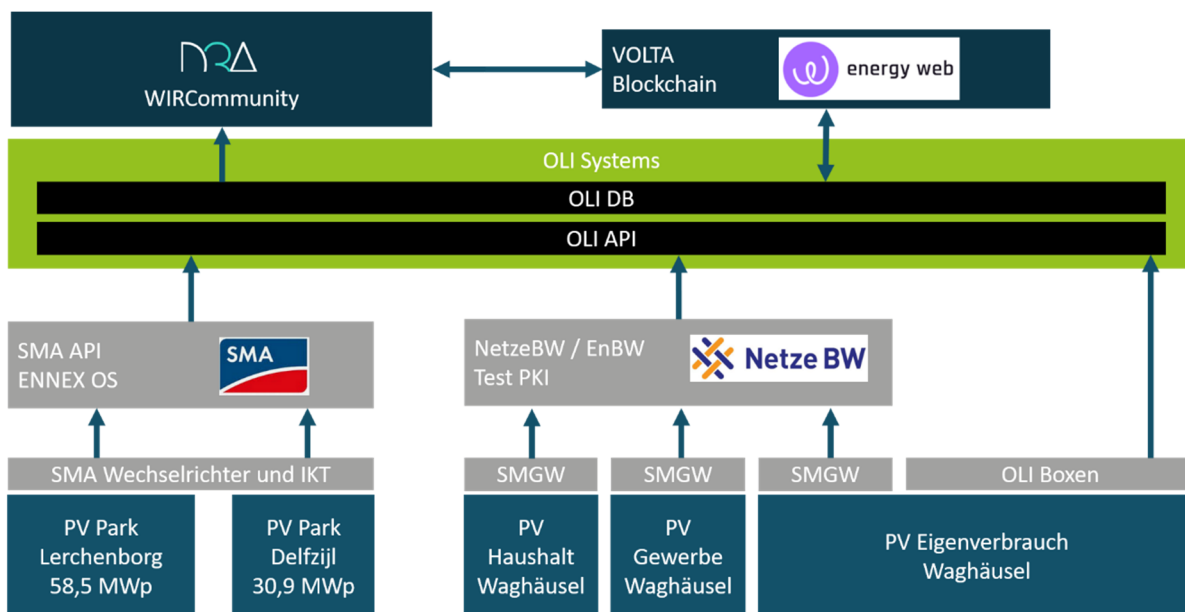


Abbildung 5-2: Anbindungskonzept für alle in AP 7.5 durch die WIRCON GmbH bereitgestellten Anlagen zur Verwendung in TP 5

Literaturverzeichnis

- [1] Simon Pezzutto, Stefano Zambotti, Silvia Croce, Pietro Zambelli, Giulia Garegnani, Chiara Scaramuzzino, Ramón Pascual Pascuas, Alyona Zubaryeva, Franziska Haas, Dagmar Exner, Andreas Müller, Michael Hartner, Tobias Fleiter, Anna - Lena Klingler, Matthias Kühnbach, Pia Manz, Simon Marwitz, Matthias Rehfeldt, Jan Steinbach, Eftim Popovski, *Hotmaps Project, D2.3 WP2 Report - Open Data Set for the EU28*, 2018. [Online]. Available: www.hotmaps-project.eu
- [2] X. Gao, C. Qi, G. Xue, J. Song, Y. Zhang, and S.-a. Yu, "Forecasting the Heat Load of Residential Buildings with Heat Metering Based on CEEMDAN-SVR," *Energies*, vol. 13, no. 22, p. 6079, 2020, doi: 10.3390/en13226079.
- [3] A. S. Jihad and M. Tahiri, "Forecasting the heating and cooling load of residential buildings by using a learning algorithm "gradient descent", Morocco," *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 12, pp. 85–93, 2018, doi: 10.1016/j.csite.2018.03.006.
- [4] P. Bacher, H. Madsen, and H. A. Nielsen, "Online short-term heat load forecasting for single family houses," in *IECON 2013: 39th annual conference of the IEEE Industrial Electronics Society ; 10 - 13 Nov. 2013, Vienna, Austria ; proceedings*, Vienna, Austria, 2013, pp. 5741–5746.
- [5] J. Lu, N. Lu, X. Wu, and J. He, "Short-term HVAC load forecasting algorithms for home energy management," in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM): 17-21 July 2016*, Boston, MA, USA, 2016, pp. 1–5.
- [6] I. K. Nti, M. Teimeh, O. Nyarko-Boateng, and A. F. Adekoya, "Electricity load forecasting: a systematic review," *Journal of Electrical Systems and Information Technology*, vol. 7, no. 1, 2020, doi: 10.1186/s43067-020-00021-8.
- [7] D. W. van der Meer, J. Widén, and J. Munkhammar, "Review on probabilistic forecasting of photovoltaic power production and electricity consumption," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 1484–1512, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.212.
- [8] R. Weron, "Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future," *International Journal of Forecasting*, vol. 30, no. 4, pp. 1030–1081, 2014, doi: 10.1016/j.ijforecast.2014.08.008.
- [9] J. Götze, J. Dancker, and M. Wolter, "A general MILP based optimization framework to design Energy Hubs," *at - Automatisierungstechnik*, vol. 67, no. 11, pp. 958–971, 2019, doi: 10.1515/auto-2019-0059.
- [10] N. V. Sahinidis, "Mixed-integer nonlinear programming 2018," *Optim Eng*, vol. 20, no. 2, pp. 301–306, 2019, doi: 10.1007/s11081-019-09438-1.
- [11] G. Villarrubia, J. F. de Paz, P. Chamoso, and F. de La Prieta, "Artificial neural networks used in optimization problems," *Neurocomputing*, vol. 272, pp. 10–16, 2018, doi: 10.1016/j.neucom.2017.04.075.

- [12] D. Soydaner, "A Comparison of Optimization Algorithms for Deep Learning," *Int. J. Patt. Recogn. Artif. Intell.*, vol. 34, no. 13, p. 2052013, 2020, doi: 10.1142/S0218001420520138.
- [13] A. Alajmi and J. Wright, "Selecting the most efficient genetic algorithm sets in solving unconstrained building optimization problem," *International Journal of Sustainable Built Environment*, vol. 3, no. 1, pp. 18–26, 2014, doi: 10.1016/j.ijbsbe.2014.07.003.
- [14] M. J. Kochenderfer and T. A. Wheeler, *Algorithms for optimization*. Cambridge Mass., London: The MIT Press, 2019.
- [15] J. Ma, V. Silva, R. Belhomme, D. S. Kirschen, and L. F. Ochoa, "Evaluating and Planning Flexibility in Sustainable Power Systems," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 1, pp. 200–209, 2013, doi: 10.1109/TSTE.2012.2212471.
- [16] Union of the Electricity Industry - Eurelectric aisbl, Ed., "Flexibility and Aggregation: Requirements for their interaction in the market," Jan. 2014. Accessed: Feb. 12 2021. [Online]. Available: https://cdn.eurelectric.org/media/1845/tf_bal-agr_report_final_je_as-2014-030-0026-01-e-h-5B011D5A.pdf
- [17] Z. You, B. K. Nalini, M. Zade, P. Tzscheutschler, and U. Wagner, "Flexibility quantification and pricing of household heat pump and combined heat and power unit," in *New businesses for energy transition: 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe : Bucharest, Romania, 29th of September-2nd of October 2019*, 2019.
- [18] B. K. Nalini, M. Eldakadosi, Z. You, M. Zade, P. Tzscheutschler, and U. Wagner, "Towards Prosumer Flexibility Markets: A Photovoltaic and Battery Storage Model," in *New businesses for energy transition: 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe : Bucharest, Romania, 29th of September-2nd of October 2019*, 2019.
- [19] M. Zade, Y. Incedag, W. El-Baz, P. Tzscheutschler, and U. Wagner, "Prosumer Integration in Flexibility Markets: A Bid Development and Pricing Model," in *The 2nd Conference on Energy Internet and Energy System Integration: Proceedings : Oct. 20-22, 2018, Beijing, China*, 2018.