



HWI HAMBURG

**HOCHSCHULÜBERGREIFENDER STUDIENGANG
WIRTSCHAFTSINGENIEURWESEN HAMBURG**

Universität Hamburg

Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Helmut-Schmidt-Universität Hamburg

MASTERARBEIT

von

Dominik Hattensauer

6474962

**Entwicklung eines Home Energy Management Systems zur Steuerung eines
Batteriespeichers in Verbindung mit dynamischen Tarifmodellen**

1. Gutachter: Prof. Dr.-Ing A. Fay

2. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. H. Schäfers

Institut für Automatisierungstechnik Univ.-Prof. Dr.-Ing. A. Fay

vorgelegt am: 15.08.2019



HELMUT SCHMIDT
UNIVERSITÄT

Universität der Bundeswehr Hamburg



Dominik Hattensauer

Entwicklung eines Home Energy Management Systems zur Steuerung eines Batteriespeichers in Verbindung mit dynamischen Tarifmodellen

Masterarbeit

Hattensauer Dominik

Matrikelnummer 6474962

Studienjahrgang: WS 2016/17

**Entwicklung eines Home Energy Management
Systems zur Steuerung eines Batteriespeichers in
Verbindung mit dynamischen Tarifmodellen**

*Development of a home energy management system for
battery storage control in combination with dynamic tariffs*

Institut für Automatisierungstechnik

Professur für Automatisierungstechnik

Univ.-Prof. Dr.-Ing. A. Fay

Betreuer: S. Törsleff, M.Sc.

Helmut-Schmidt-Universität/
Universität der Bundeswehr Hamburg

Fakultät für Maschinenbau
Institut für Automatisierungstechnik
Professur für Automatisierungstechnik
Univ.-Prof. Dr.-Ing. A. Fay

Masterarbeit

Entwicklung eines Home Energy Management Systems zur Steuerung eines Batteriespeichers in Verbindung mit dynamischen Tarifmodellen

Development of a home energy management system for battery storage control in combination with dynamic tariffs

Student:

Dominik Hattensauer, B.Sc.

Betreuer:

Sebastian Törsleff, M.Sc.

Dokument erstellt am: 30.11.2018
Dokument erstellt von: Alexander Fay, Sebastian Törsleff
Dokument Version: 1

1 Persönliche Daten

Student: Dominik Hattensauer

E-Mail: d.hattensauer@me.com

2 Randbedingungen

Zeitraum: 01.03.2019 bis 02.09.2019

Betreuer: Sebastian Törsleff

3 Hintergrund der Arbeit

Die Energiewende und der Ausbau erneuerbarer Energien, wie Wind und Solar, schreiten in Deutschland immer weiter voran. 2018 betrug ihr Anteil am Bruttostromverbrauch in Deutschland mehr als ein Drittel – ein neuer Rekordwert.

Gleichzeitig hinken in Gebieten wie der Küstenregion Schleswig-Holsteins, in denen der Ausbau besonders weit fortgeschritten ist, die Netzkapazitäten zum Abtransport des produzierten Stroms teilweise deutlich hinterher. Da die Produktion aus PV- und Windkraftanlagen wetterabhängig ist, schwanken auch die eingespeisten Leistungen immer stärker.

Aus der zunehmenden Integration stark fluktuierender Stromerzeuger folgt somit ein wachsender Bedarf an Flexibilität auf der Verbraucherseite. Für eine effiziente Nutzung der Windenergie ist eine Verlagerung des Strombedarfs in die Zeiten erforderlich, in denen Strom günstig zu Verfügung steht, also im Überfluss vorhanden ist.

Im Verbundprojekt NEW 4.0 des Förderprogramms SINTEG: „Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende“ wollen Schleswig-Holstein und Hamburg durch eine verstärkte Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch ihre Stromversorgung bis 2035 zu 100 Prozent aus erneuerbaren Energien speisen. Mit einem Anteil von über einem Viertel des Gesamtstromverbrauchs bieten die privaten Haushalte, in Kombination mit dynamischen Stromtarifen, dabei ein großes Flexibilisierungspotential, um auf Seite der Stromverbraucher ein Gegengewicht aufzubauen.

Genau diesen Ansatz verfolgen die Stadtwerke Norderstedt in NEW 4.0. Sie untersuchen, inwiefern sich durch neue Tarifierungen für ihre Endkunden eine Lastflexibilisierung umsetzen lässt, bei der Haushaltslasten im Versorgungsgebiet per Fernwirktechnik gesteuert werden. Mit der Glasfasertechnologie ihrer Telekommunikationstochter wilhelm.tel (zu 100 Prozent Abdeckung) und der fortgeschrittenen Ausstattung von Haushalten mit intelligenten Stromzählern (über 80 Prozent im Einzugsgebiet) ist ein großer Teil der nötigen Infrastruktur bereits vorhanden.

4 Aufgabenstellung

Vor diesem Hintergrund besteht die Aufgabenstellung in der Entwicklung eines Home Energy Management Systems (HEMS), welches einen Batteriespeicher mit überschüssigem Ökostrom aus dem Netz laden und anschließend intelligent entladen soll.

Das HEMS soll anhand eines dynamischen Tarifs ein Batteriespeichersystem so steuern, dass der Haushaltsverbrauchs in Zeiten hoher Preise bestmöglich von der im Batteriespeicher geladenen Energie gedeckt wird. Hierfür muss das HEMS über genaue Kenntnis des momentanen Leistungsbedarf im Haushalt verfügen und die aus dem Stromnetz bezogene Energie minimieren. In Zeiten günstiger Preise soll der Batteriespeicher anschließend mit dem Rabattstrom geladen werden. Der Impuls zum Laden des Batteriespeichers kommt hierfür aus der Tarifmaschine aus dem oben genannten NEW 4.0 Projekt der Stadtwerke Norderstedt.

Dieser Ansatz einer zeitlichen Entkopplung von Verbrauch und Erzeugung bringt gleich mehrere Vorteile mit sich: Einerseits kann das HEMS dem Netzbetreiber lokale Flexibilität durch steuerbare Lasten bereitstellen (in diesem Fall das Laden eines Batteriespeichers). Andererseits müssen die Kunden ihre Verbrauchsgewohnheiten nicht an die wetterabhängige Ökostromerzeugung anpassen. Stattdessen können sie ihre Geräte im Haushalt weiter wie gewohnt nutzen und gleichzeitig vom günstigeren Strom profitieren.

Die Herausforderung hierbei ist die Entwicklung einer intelligenten Entladestrategie, welche zum einen die technischen Spezifikationen des Batteriespeichers berücksichtigt und zum anderen den Verbrauch des Hauses bestmöglich mit dem gespeicherten Ökostrom decken soll.

5 Forschungsfragen, die im Rahmen der Masterarbeit beantwortet werden sollen

Anhand welcher Zielgrößen soll die Entladung des Batteriespeichers erfolgen?

Unter welchen Voraussetzungen bietet das HEMS einen wirtschaftlichen Vorteil für die Stadtwerke Nordstedt?

Inwiefern lassen sich Ergebnisse dieser Arbeit für das gesamte Versorgungsgebiet skalieren und welche Auswirkungen hat dies auf den Netzzustand?

6 Ergebnisse

Diese Arbeit hat zum Ziel die technische Machbarkeit einer Lastverschiebung durch private Haushalte mithilfe eines Batteriespeichers in Kombination mit einem dynamischen Tarifmodell zu untersuchen. Hierzu soll ein entsprechendes HEMS entwickelt und anschließend in einem exemplarischen Testhaushalt erprobt werden.

Zunächst ist die Konzeption einer geeigneten Topologie nötig, welche sowohl die Komponenten des Systems als auch die Energie- und Informationsflüsse zwischen den Komponenten beinhalten soll. Die Spezifikationen der Hardware, sowie die Anforderungen des Netzbetreibers werden hierfür wesentliche Rahmenbedingungen darstellen. Dazu soll eine Recherche zu verschiedenen Speicherarten und -herstellern sowie Batteriewechselrichtern erfolgen, um geeignete Hardwarekomponenten auszuwählen.

Anhand dieser Informationen soll im Anschluss die Entwicklung eines Modells erfolgen, bei der eine Steuerungseinheit die Sollwerte und den Ladezustand eines Batteriespeichers sowie die aktuelle Stromnachfrage des Hauses kennt. Zusammen mit dem Signal aus der Tarifmaschine, soll anhand des Modells ein Steuerungsalgorithmus entwickelt werden. Dieser soll intelligent entscheiden, ob der Batteriespeicher geladen, in das Hausnetz entladen oder der Ladezustand lediglich erhalten werden soll.

Damit die Informationen aus der Tarifmaschine des Netzbetreibers in das HEMS eingebunden werden können, muss eine passende Kommunikationsarchitektur zwischen der Tarifmaschine und dem HEMS konzipiert werden. Außerdem müssen für die Einbindung des aktuellen Strombedarfs in das Modell zur Topologie kompatible, technische Komponenten gewählt und eine entsprechende Kommunikationsanbindung zum HEMS konstruiert werden.

Nach der Entwicklung und Implementierung soll das HEMS in einem exemplarischen Testhaushalt installiert und auf seine Leistungsfähigkeit geprüft werden. Dafür sollen geeignete Bewertungskriterien entwickelt und die Reaktion des Systems auf verschiedene Inputs analysiert werden.

Ziel ist es abschließend herauszufinden, wieviel Last sich durch das HEMS für den Netzbetreiber verschieben und somit flexibilisieren lässt. Dafür sollen die Informationen zum innerhalb einer Schaltperiode entstandenen Verbrauchs auf geeignete Weise an den Netzbetreiber zurück übermittelt und in einer Datenbank gespeichert werden. Zudem soll das entwickelte HEMS auf seine Wirtschaftlichkeit zum einen für die Stadtwerke Norderstedt, als auch für den Stromkunden geprüft werden. Zuletzt soll mithilfe der „EnFlex.IT Toolchain“ die Auswirkung einer flächendeckenden Ausbringung des HEMS im Netzgebiet der Stadtwerke Norderstedt in Simulationen untersucht werden. Die sich hieraus ergebenden Erfahrungen sollen anschließend Abschätzungen zu einer weiteren Skalierbarkeit im gesamten Versorgungsgebiet des Netzbetreibers ermöglichen.

Hamburg, 30.11.2018

Prof. Dr.-Ing. A. Fay

Prof. Dr.-Ing. H. Schäfers

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	IX
Formelzeichen	XI
Abbildungsverzeichnis	XII
Tabellenverzeichnis	XIII
Verzeichnis der Listings	XIV
Abstract	XV
1 Einleitung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Aufgabenstellung	2
1.3 Aufbau der Arbeit	3
2 Grundlagen	5
2.1 Home Energy Management Systeme	5
2.2 Dynamische Stromtarifmodelle	7
2.3 Nutzung von Batteriespeichern in der Laststeuerung	9
3 Anforderungsanalyse	12
3.1 Beschreibung des Ist-Zustands	12
3.2 Allgemeine Anforderungen	13
3.3 Technische Anforderungen	14
4 Entwurf des Home Energy Management Systems	16
4.1 Grobentwurf	16
4.2 Hardware-Entwurf	17
4.2.1 Echtzeit-Messung des Haushaltsverbrauchs	17
4.2.2 Raspberry Pi als Steuerzentrale	19
4.2.3 Auswahl und Auslegung des Batteriespeichers	19
4.2.4 Auswahl des Wechselrichters	24
4.2.5 Zusätzliche Komponenten	26
4.2.6 Elektrischer Schaltplan	27

4.3	Software-Entwurf.....	28
4.3.1	Node-RED	28
4.3.2	Kommunikation.....	30
4.3.3	Steuerungslogik.....	34
4.3.4	Auswertung und grafische Benutzeroberfläche.....	38
4.4	Gesamtmodellentwurf.....	39
5	Implementierung des Home Energy Management Systems	40
5.1	Hardware	40
5.1.1	Konstruktion des mobilen Batteriespeichersystems	40
5.1.2	Installation im Testhaushalt	41
5.1.3	Konfiguration des Wechselrichters	41
5.2	Software.....	42
5.2.1	Konfiguration der Steuerungseinheit.....	42
5.2.2	Konfiguration der Verbrauchsmessung.....	42
5.2.3	Reverse Engineering der Modbus Schnittstelle	43
5.2.4	Anbindung der Tarifmaschine	45
5.2.5	Echtzeit-Steuerung.....	46
5.2.6	Messung des Energieverbrauchs	47
5.2.7	Einrichtung der Datenbank und grafischen Benutzeroberfläche.....	48
6	Evaluierung des Praxiseinsatzes im Testhaushalt.....	50
6.1	Formulierung von Bewertungskriterien.....	50
6.2	Reaktion des Systems auf verschiedene Inputs.....	50
6.3	Ermittlung der verschobenen Energiemengen	53
7	Ableitung von Handlungsempfehlungen	55
7.1	Wirtschaftlichkeitsanalyse	55
7.2	Skalierbarkeit im Netzgebiet der Stadtwerke Norderstedt	58
8	Diskussion der Ergebnisse	62
9	Zusammenfassung und Ausblick	66

Inhaltsverzeichnis	VIII
9.1 Zusammenfassung	66
9.2 Ausblick	67
Quellen- und Literaturverzeichnis	69
Anhang	73

Abkürzungsverzeichnis

A	Ampere (Elektrische Stromstärke)
AC	Wechselstrom (engl. alternating current)
Ah	Amperestunde (elektrische Ladung)
API	Programmierschnittstelle (engl. application programming interface)
BMS	Batterie-Management-System
C	C-Koeffizient (Lade- bzw. Entladestrom einer Batterie)
CAN-Bus	Seriellles Bussystem (engl. controller area network)
CPP	Critical Peak Pricing
EinsMan	Einspeisemanagement
GET	Anfragemethode des HTTP-Protokolls
GWh	Gigawattstunde (Energienmenge)
GUI	Grafische Benutzeroberfläche (engl. graphical user interface)
HEM	Home Energy Meter (Verbrauchsmessgerät der Firma Aeotec)
HEMS	Home Energy Management System
HTTP	Hypertext-Übertragungsprotokoll
IoT	Internet der Dinge (engl. internet of things)
kW	Kilowatt (elektrische Leistung)
kWh	Kilowattstunde (Energienmenge)

JSON-String	Kompakte Zeichenkette in einer einfach lesbaren Textform zum Zweck des Datenaustauschs zwischen Anwendungen (engl. JavaScript Object Notation)
L	Außenleiter, Phase (engl. line conductor)
N	Neutralleiter
PE	Schutzleiter (engl. protective earth)
POST	Anfragemethode des HTTP-Protokolls
PV	Photovoltaik
RTP	Real Time Pricing
SCADA	Überwachen und Steuern technischer Prozesse mittels eines Computersystems (engl. Supervisory Control and Data Acquisition)
SoC	Ein-Chip-System (engl. system-on-a-chip)
SWN	Stadtwerke Norderstedt
TCP	Übertragungssteuerungsprotokoll (engl. Transmission Control Protocol)
TOU	Time-of-Use
USt	Umsatzsteuer
V	Volt (Elektrische Spannung)
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
W	Watt (Elektrische Leistung)

Formelzeichen

$E_{\text{Batteriekapazität}}$	Energiekapazität der Batterie	kWh
$i(t)$	Augenblickswert der elektrischen Stromstärke	A
I_{Batterie}	Batteriestromstärke	A
H	Magnetische Feldstärke	A/m
$p(t)$	Augenblickswert der elektrischen Leistung	W
P_{Batterie}	Batterieleistung	W
P_{Entladen}	Entladeleistung	W
$P_{\text{Eigenverbrauch}}$	Eigenverbrauchsleistung	W
P_{Haushalt}	Haushaltsverbrauch	W
P_{Laden}	Ladeleistung	W
P_{Netz}	Netzbezug	W
$P_{\text{Wechselrichter}}$	Wechselrichterleistung	W
$\eta_{\text{Batteriespeichersystem}}$	Wirkungsgrad des Batteriespeichersystems	%
$u(t)$	Augenblickswert der elektrischen Spannung	V
U_{Batterie}	Batteriespannung	V
$\text{SOC}_{\text{Batterie}}$	Ladestand der Batterie	%
t_{Laden}	Ladezeit	h

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Auswahl von Energiespeicherdiensten, welche Batteriespeicher den unterschiedlichen Stakeholdern bieten können	11
Abbildung 2: Aktuelle Implementierung des automatisierten Lastschaltsystems.....	13
Abbildung 3: Topologie des Home Energy Management Systems im Grobentwurf	16
Abbildung 4: Anschlusskizze der europäischen Version des Aeotec HEM mit 3 Phasen und 4 Leitern ...	18
Abbildung 5: Magnetfeld um einen stromdurchflossenen Leiter	18
Abbildung 6: Relative Energiedichten einiger gebräuchlicher Batteriespeicher-Chemien auf Zellenbasis	20
Abbildung 7: Vergleich der Eigenschaften von Blei-Säure- und Lithium-Ionen-Akkumulatoren.....	21
Abbildung 8: Historie des Schaltsignals aus der Tarifmaschine	22
Abbildung 9: Exemplarischer Schaltsignalverlauf der Tarifmaschine vom 04.02.2019	22
Abbildung 10: Elektrischer Schaltplan mit den Komponenten des Home Energy Management Systems.....	27
Abbildung 11: Sequenzdiagramm zum Kommunikationsablauf zwischen HEMS und Tarifmaschine	34
Abbildung 12: Modell des Echtzeit-Steuerungssystems mit Einflussgrößen	35
Abbildung 13: Programmablaufplan des Echtzeit-Steueralgorithmus.....	38
Abbildung 14: Gesamtmodellentwurf mit allen Komponenten des HEMS.....	39
Abbildung 15: Node-RED Flow für den Abruf und Verarbeitung des Strombezugs der Phase L3	43
Abbildung 16: Node-RED Flow zum Beschreiben der Modbus-Register für die Wechselrichtereistung...	45
Abbildung 18: grafische Benutzeroberfläche des HEMS.....	49
Abbildung 19: Schaltsignal, Lastflüsse und Batterie-Ladestand im Testhaushalt vom 17.06.2019 bis 18.06.2019.....	51
Abbildung 20: Beispiel für Reaktion des HEMS auf schwankenden Haushaltsverbrauch	52
Abbildung 21: Verlauf der durchschnittlichen Stromkosten über die Nutzungsdauer des Systems	58
Abbildung 22: Prozentuale Auslastung der Phase L1 im Kabelabschnitt 1-8 in Szenario 1, bei gleichmäßiger Verteilung der Batteriespeicher auf die Phasen	60
Abbildung 23: Prozentuale Auslastung der Phase L1 im Kabelabschnitts 1-8 in Szenario 2, bei Anschluss der Batteriespeicher an der Phase L1	61

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht existierender Produkte und Projekte zu Energiemanagementsystemen	7
Tabelle 2: Auszug aus den technischen Daten des LG Chem Resu3.3	24
Tabelle 3: Auszug aus dem SMA Modbus-Register als Beispiel	31
Tabelle 4: Auszug aus dem SMA Modbus-Register zur Steuerung der Ausgangsleistung	44
Tabelle 5: Übersicht zu den Anschaffungskosten der einzelnen Systemkomponenten	56
Tabelle 6: Annahmen des Referenzszenarios für die Bewertung aus Marktsicht.....	57

Verzeichnis der Listings

Listing 1: Programmcode zum Einlesen des Strombezugs	43
Listing 2: Programmcode zum Schreiben der Soll-Leistung in Modbus	44

Abstract

This thesis aims to show the technical feasibility of a shift in private household electricity demand through a dynamic tariff. For this purpose, a home energy management system is being proposed which uses a dynamic tariff to control a battery stores system. Therefore, a model is designed which incorporates the specific parameters of the battery storage system, the household electricity demand and the tariff machine with a real-time control system. The system is then implemented and evaluated in a test household setting for different inputs. The performance of the developed system is demonstrated through various evaluation criteria and the load-shifting potential for an average household is calculated. It is concluded that the developed system offers a significant increase in comfort, compared to the status quo of the implementation. Based on these results, an economic analysis is conducted from the perspective of the energy utility. The scalability of such a system is then examined, using a power-flow study with different penetration rates and connection distributions. From the findings of these studies, recommendations for the practical application of the developed system are then presented.

1 Einleitung

Während die Energiewende und die damit verbundene Reduzierung des Anteils fossiler Energieträger weiter voranschreitet, entstehen durch die zunehmende Integration erneuerbarer Energieträger in die Stromerzeugung neue Herausforderungen für Märkte und Politik. Um künftig die wetterbedingten Schwankungen der Stromproduktion ausgleichen zu können, ist eine stärkere Flexibilisierung des Stromsystems nötig. Die am 14. Juni 2019 verabschiedete EU-Richtlinie 2019/944 mit neuen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt rückt hierbei besonders die Verbraucher in den Fokus:

„Alle Verbraucher sollten unmittelbar am Markt teilnehmen können, insbesondere indem sie ihren Verbrauch den Marktsignalen anpassen und im Gegenzug in den Genuss von niedrigeren Strompreisen oder von Anreizzahlungen kommen. [...] Die Verbraucher sind von zentraler Bedeutung, um die notwendige Flexibilität zur Anpassung des Elektrizitätsnetzes an die variable und dezentrale Erzeugung von erneuerbarer Elektrizität zu erreichen.“ [Artikel 37 der EU-Richtlinie 2019/944]

1.1 Motivation

Der Anteil erneuerbarer Energiequellen in der Stromerzeugung wächst von Jahr zu Jahr. Zu den wichtigsten erneuerbaren Energieträgern zählen dabei die Wind- und Solarenergie, welche zusammen mit Biomasse und Wasserkraft in 2018 bereits rund 40 Prozent zur Nettostromerzeugung in Deutschland beitragen [Burger 2019a]. Gleichzeitig liegen in Gebieten wie Schleswig-Holstein, in denen der Ausbau besonders weit fortgeschritten ist, die Netzkapazitäten zum Abtransport des produzierten Stroms teilweise deutlich zurück. Dies führt dazu, dass zum Beispiel Windkraftanlagen häufiger in ihrer Einspeisung abgeregelt werden müssen, um eine Überlastung der Netze zu verhindern. In 2018 wurden in Schleswig-Holstein insgesamt 2.524 Gigawattstunden der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von der Netzeinspeisung ausgeschlossen, was einem Anteil von rund elf Prozent entspricht [MELUND 2019]. Da die Produktion aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen wetterabhängig ist, schwanken auch die eingespeisten Leistungen bei zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien immer stärker. Zudem existieren immer mehr, dafür aber kleinere Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung, wodurch die Energieerzeugung zunehmend dezentraler wird. Aus der zunehmenden Integration fluktuierender und dezentraler Stromerzeuger folgt somit ein wachsender Bedarf an Flexibilität auf der Verbraucherseite. Für eine effiziente Nutzung der Energie müssen Erzeugung und Verbrauch stärker aufeinander abgestimmt werden. Somit ist es erforderlich den Strombedarf in Zeiten zu verschieben, in denen Strom günstig zur Verfügung steht, also im Überfluss vorhanden ist.

Eine Möglichkeit die Nachfrage nach Energie entsprechend dem Angebot zu strukturieren stellen dynamische Stromtarife dar. Indem sie Verbrauchern einen finanziellen Anreiz bieten ihre Nachfrage in Zeiten

mit geringem Stromangebot zu reduzieren und diese ggf. in Zeiten mit höheren Angeboten zu verschieben, können diese Tarifmodelle zu einer gleichmäßiger ausgelasteten und damit wirtschaftlicheren Stromversorgung beitragen. Mit einem Anteil von über einem Viertel des Gesamtstromverbrauchs bieten die privaten Haushalte, in Kombination mit dynamischen Stromtarifen, dabei ein großes Flexibilisierungspotential, um auf Seite der Stromverbraucher ein Gegengewicht aufzubauen [BMW 2018]. Diesen Ansatz verfolgen die Stadtwerke Norderstedt im Verbund-Forschungsprojekt „NEW 4.0“ des Förderprogramms SINTEG: „Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende“. Sie untersuchen, inwiefern sich durch neue Tarifanreize für ihre Endkunden eine Lastflexibilisierung umsetzen lässt, bei der Haushaltslasten im Versorgungsgebiet per Fernwirktechnik gesteuert werden. Wenn Strom günstig zur Verfügung steht, werden beim Kunden Lasten geschaltet, welche zuvor an fernsteuerbare Steckdosen angeschlossen wurden. Der Kunde erhält für die über die Steckdosen verbrauchte Energie anschließend einen vergünstigten Strompreis.

Allerdings lässt sich auf diese Weise nur ein begrenzter Teil des Stromverbrauchs im Haushaltsbereich flexibilisieren. Viele Haushaltsgeräte sind auf eine konstante Stromversorgung angewiesen. Zudem sind die Verbraucher die Bequemlichkeit einer permanenten Verfügbarkeit von elektrischer Energie gewohnt, sodass sich Verhaltensänderungen im Stromverbrauch nur begrenzt umsetzen lassen. Während etwa beim Tanken oft auf die Kraftstoffpreise geachtet wird, existiert für viele Verbraucher bei ihrem Stromverbrauch keine vergleichbare Assoziation mit den verbundenen Kosten. An dieser Stelle können sogenannte Home Energy Management Systeme (HEMS) einen Großteil der administrativen Belastung übernehmen, indem sie in der Lage sind die Energieströme im Haushalt anhand dynamischer Tarife aktiv zu steuern. In Verbindung mit einem Batteriespeichersystem können Verfügbarkeit und Verbrauch zusätzlich zeitlich voneinander entkoppelt werden, was für die Kunden einen Komfortgewinn bei der Nutzung ihrer elektrischen Verbraucher bedeutet.

1.2 Aufgabenstellung

Vor diesem Hintergrund besteht das Ziel dieser Arbeit darin, die technische Machbarkeit einer Lastverschiebung durch private Haushalte mithilfe eines Batteriespeichers in Kombination mit einem dynamischen Tarifmodell zu untersuchen. In diesem Rahmen soll ein Home Energy Management System entwickelt werden, welches einen Batteriespeicher mit überschüssigem Ökostrom aus dem Stromnetz laden und anschließend intelligent in das Hausnetz entladen soll. Mittels eines dynamischen Stromtarifs soll das HEMS den Batteriespeicher so steuern, dass der Haushaltsverbrauch in Zeiten hoher Preise bestmöglich von der im Batteriespeicher geladenen Energie gedeckt wird. Hierfür ist die Konzeptionierung einer geeigneten Modellstruktur erforderlich, welche sowohl die Zustandsgrößen der Komponenten des Systems als auch die Energie- und Informationsflüsse zwischen den Komponenten berücksichtigt. Für das HEMS

soll ein Steuerungsalgorithmus entwickelt werden, welcher die Entladung des Batteriespeichers in Echtzeit steuert und an den Haushaltsverbrauch anpasst. Damit die Informationen zum Tarifzustand vom Netzbetreiber an das HEMS übermittelt werden können, ist die Konzeption einer geeigneten Kommunikationsarchitektur nötig.

Anhand einer prototypischen Umsetzung in einem exemplarischen Testhaushalt soll die technische Machbarkeit und Leistungsfähigkeit des entwickelten Systems anhand verschiedener Ergebniskriterien untersucht und ausgewertet werden. Ziel ist es abschließend herauszufinden, wieviel Last sich durch das HEMS für den Netzbetreiber verschieben und somit flexibilisieren lässt. Dafür sollen die Informationen zur verschobenen Last auf geeignete Weise an den Netzbetreiber zurück übermittelt und in einer Datenbank gespeichert werden. Aus diesen Ergebnissen sollen anschließend Handlungsempfehlungen abgeleitet werden, welche sich auf die Wirtschaftlichkeit und Skalierbarkeit des entwickelten Systems beziehen.

Im Zuge dieser Arbeit sollen folgende Forschungsfragen beantwortet werden:

- 1) Anhand welcher Zielgrößen soll die Entladung des Batteriespeichers erfolgen?
- 2) Unter welchen Voraussetzungen bietet das HEMS einen wirtschaftlichen Vorteil für die Stadtwerke Norderstedt?
- 3) Inwiefern lassen sich Ergebnisse dieser Arbeit für das gesamte Versorgungsgebiet skalieren und welche Auswirkungen hat dies auf den Netzzustand?

1.3 Aufbau der Arbeit

In diesem Abschnitt soll der Aufbau der Arbeit, sowie das methodische Vorgehen zur Beantwortung der Forschungsfragen aus dem vorherigen Kapitel beschrieben werden. Der Fokus dieser Arbeit soll auf Beantwortung der ersten Forschungsfrage liegen, welche sich primär auf die technische Machbarkeit einer Lastverschiebung durch das zu entwickelnde HEMS bezieht.

Die vorliegende Arbeit umfasst acht Kapitel. Zunächst werden im folgenden zweiten Kapitel die Grundlagen erläutert, welche zum Verständnis der Arbeit nötig sind. Hierzu gehören die Definition und Funktionsweise von Home Energy Management Systemen sowie verschiedene Anwendungsbeispiele. Außerdem werden die unterschiedlichen Ausgestaltungsformen dynamischer Tarifmodelle und deren momentane Umsetzung durch die Stadtwerke Norderstedt beschrieben. Weiterhin wird auf den Einsatz von Batteriespeichern in der Laststeuerung eingegangen und verschiedene Dienstleistungsmöglichkeiten für verschiedene Stakeholder aufgezeigt. Für die Beantwortung der ersten Forschungsfrage wird in Kapitel 3 zuerst eine Analyse des Status Quo der Implementierung durchgeführt und hieraus allgemeine und technische Anforderungen abgeleitet. Anschließend werden mithilfe von Experteninterviews mit verschiedenen Mit-

arbeitern der Stadtwerke Norderstedt und den definierten Anforderungen ein Grobentwurf der Modellstruktur des HEMS konzipiert. In Kapitel 4 wird das HEMS mit seinen hardware- und softwaretechnischen Bausteinen entworfen. Dafür wird zunächst die Grobstruktur des Systems anhand von Experteninterviews und einer Literaturrecherche entwickelt. Anschließend werden geeignete Hardware-Komponenten für das System anhand der Anforderungen ausgewählt und ausgelegt. In Abschnitt 4.3 wird dann der Software-Entwurf beschrieben, welche die Kommunikation zwischen den Komponenten des HEMS, die Steuerungslogik und der Aufbau der grafische Benutzeroberfläche für die Auswertung erläutert. Im Softwareentwurf des Abschnitts 4.3.3 soll schließlich die erste Forschungsfrage durch Skizzierung eines Echtzeit-Steuerungsalgorithmus beantwortet werden. Schließlich wird in Abschnitt 4.4 die aus dem Entwurf resultierende Gesamtmodellstruktur präsentiert. Kapitel 5 widmet sich der Implementierung und Realisierung des Entwurfs aus dem vorherigen Kapitel, welche in Form einer prototypischen Umsetzung in einem Testhaushalt durchgeführt wurde. In Kapitel 6 wird anschließend der Funktionsfähigkeit des HEMS bei einem Einsatz in einem Testhaushalt evaluiert. Dabei wird getestet, inwieweit das entwickelte System die allgemeinen und technischen Anforderungen erfüllt und wieviel Last sich durch das HEMS potentiell verschieben lässt. Aufbauend auf dem Entwurf, der Implementierung und der Evaluierung des HEMS in den Kapiteln 4 bis 6 wird zur Beantwortung der zweiten Forschungsfrage in Abschnitt 7.1 eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Zuletzt werden zur Beantwortung der dritten Forschungsfrage die Auswirkungen einer flächendeckenden Ausbringung des entwickelten HEMS im Netzgebiet der Stadtwerke Norderstedt mithilfe einer Netzsimulation auf Basis der Software Agent.Workbench untersucht. Hierbei werden besonders die Auswirkungen auf den Netzzustand bei Skalierung des Systems durch eine Lastflusssimulation in einem ausgewählten Netzgebiet der Stadtwerke Norderstedt mit unterschiedlichen Durchdringungsraten analysiert. Die Ergebnisse werden schließlich in Kapitel 8 in einer Diskussion zusammengefasst und erörtert. Zuletzt folgen im neunten Kapitel eine Zusammenfassung der Arbeit sowie ein Ausblick zu weiterführenden Ansätzen und dem künftigen Handlungsbedarf in diesem Feld.

2 Grundlagen

In diesem Kapitel soll erläutert werden welche Funktionen und Fähigkeiten ein Home Energy Management System besitzt. Außerdem wird erklärt, wie dynamische Tarife und das sogenannte Einspeise-Management (Eins-Man) funktionieren. Es wird beschrieben, wie Batteriespeicher durch gezielte Laststeuerung die Netze entlasten und so einen entscheidenden Beitrag bei der Integration der fluktuierenden erneuerbaren Energien spielen.

2.1 Home Energy Management Systeme

Einer der größten Vorteile der zunehmenden Dezentralisierung und Digitalisierung der Stromnetze ist, dass sie den Privathaushalten ermöglichen, ihre Rolle von einem passiven Endabnehmer hin zu einem aktiven Marktteilnehmer und Unterstützer des intelligenten Stromnetzes der Zukunft zu verlagern. Mit einem Anteil von knapp 25 Prozent am gesamten Stromverbrauch in Deutschland bieten die Privathaushalte dabei ein großes Potential für eine intelligente Laststeuerung und damit eine Entlastung der gesamten Netzinfrastruktur [BDEW 2018b]. Dies beschränkt sich jedoch nicht nur auf die Verbraucherseite: Durch fallende Kosten bei Photovoltaikanlagen und Stromspeichern in den letzten Jahren werden mehr und mehr Stromkunden zu Produzenten, mit dem Ziel, ihren Eigenverbrauch zu erhöhen [Dutt, N.D. & Martin, G.].

Eine entscheidende Komponente für die Umsetzung dieser neuen Potentiale sind genannte Home Energy Management Systeme (HEMS). Die genaue Definition eines HEMS kann dabei je nach Anwendungsfall und Zielvorgabe variieren, lässt sich im Allgemeinen jedoch als eine technologische Plattform beschreiben. Diese setzt sich aus Hardware und Software zusammen und erlaubt es den Hausbewohnern beispielsweise ihren Stromverbrauch zu überwachen oder den Verbrauch innerhalb des Haushaltes manuell oder automatisch zu steuern [Randall 2017[®]].

Ein HEMS kann dabei die Rentabilität einer Photovoltaikanlage (PV-Anlage) in Kombination mit einem Stromspeicher erhöhen, indem es durch intelligente Steuerung von Lasten im Haushalt die Eigenverbrauchsquote erhöht und einer Abregelung der PV-Anlage entgegenwirkt. Neben einer optimierten Eigenversorgung kann das HEMS auch netzseitige Dienstleistungen erbringen. Speziell in Kombination mit einer dezentralen Stromerzeugung und Speicherung ermöglicht es durch gezieltes Ein- und Ausspeisen in bzw. aus dem Netz Dienstleistungen wie das Glätten von Lastspitzen (Peak Shaving) oder den Einsatz von Regelleistung zur Stabilisierung von Frequenzabweichungen. Besitzt der Haushalt dazu noch einen zeitvariablen Stromtarif, kann ein HEMS signifikant zur Senkung der Stromkosten beitragen, indem es in Zeiten günstiger Preise den Speicher lädt oder den Stromverbrauch aus dem Netz deckt. Dazu wird in Zeiten

kostengünstiger Strompreise der Speicher geladen sowie der Stromverbrauch direkt aus dem Netz gedeckt. In hochpreisigen Perioden wird dagegen der gespeicherte Strom genutzt oder zurück ins Netz gespeist, um somit von Arbitrage am Strommarkt zu profitieren [ITWM 2018].

Die Hardware eines HEMS besteht in der Regel aus einem zentralen Hub, manchmal auch Energiemanager genannt, welcher als zentrale Plattform für die Kommunikation zwischen den Bewohnern, den Geräten im Haushalt und teilweise auch dem Energieversorgungsunternehmen dient. Diese Plattform kann proprietär oder modular gestaltet sein, wie zum Beispiel beim homee Brain Cube, welche über Würfelmodule erweiterbar und so herstellerübergreifend zu verschiedenen smarten Geräten kompatibel ist [homee 2019[®]].

Weitere Komponenten eines HEMS sind Sensoren, wie beispielweise Zangenamperemeter, welche im Stromkasten installiert werden und anschließend eine Überwachung des Stromverbrauchs in Echtzeit mit hoher zeitlicher Auflösung ermöglichen [Aeotec 2017[®]]. Aktoren wie die FRITZ!DECT 200 Steckdose von AVM empfangen die Steuerbefehle und ermöglichen dem HEMS in seiner Umwelt zu agieren. Teilweise sind diese Geräte auch mit Sensorik zur Überwachung von zum Beispiel Stromverbrauch und Temperatur ausgestattet und können diese Informationen zurück an die Steuerzentrale übertragen [AVM 2014[®]].

Die Software eines HEMS kann je nach Anwendungsfall stark unterschiedlich sein. Sie ist in der Regel für die Moderation der verschiedenen Ein- und Ausgangsgrößen und der Kommunikation zwischen allen Komponenten verantwortlich. Informations- und Kommunikationstechnik ist dabei die Verbindung, welche die wechselseitige Kommunikation zwischen Sensoren, Messgeräten und dem HEMS ermöglicht. Basierend auf den Eingangsinformationen der Sensoren übernimmt sie mithilfe von intelligenten Steuerungsalgorithmen die Entscheidungsfindung zur Kontrolle aller Geräte im Haushalt. Neben dieser Echtzeitkontrolle kann solche Software laufend optimale Verbrauchszeitpläne erstellen, in denen verschiedene Faktoren wie Energiekosten, Lastprofile und der Verbraucherkomfort berücksichtigt werden [Shareef et al. 2018]. Viele Systeme bieten zudem die Darstellung der verschiedenen Energieflüsse und Umweltinformationen im Haushalt in einem Monitoring Portal, wodurch die Bewohner ihre tägliche Verbrauchsgewohnheiten besser überwachen und so Einblicke in ihre Energienutzung erhalten können [SMA Solar Technology 2017[®]]. In Tabelle 1 ist eine Übersicht bereits existierender Energiemanagement-Lösungen für Haushalte und Industrie zu sehen.

Tabelle 1: Übersicht existierender Produkte und Projekte zu Energiemanagementsystemen

SMA Sunny Home Manager	Energiemanager für Haushalte mit integrierter Messeinrichtung zur Analyse und Optimierung des PV-Eigenverbrauchs (in Verbindung mit schaltbaren Lasten, einem Batteriespeicher, Wetterprognosen und Zweizeitentarifen)
sonnen sonnenBatterie	Batteriespeicher für Haushalte mit Systemintelligenz zur Erhöhung des Eigenverbrauchs durch vorrausschauendes Ladeverhalten (in Verbindung mit schaltbaren Lasten, einer Energieerzeugungsanlage, Wetterprognosen und einem intelligenten Lernalgorithmus)
Amperix (Fraunhofer ITWM)	Herstellerübergreifendes Energiemanagementsystem für Haushalte und Industrie mit optimierender Steuerung von Batteriespeichersystemen, Wärmepumpen und Ladestationen für Elektrofahrzeuge (in Verbindung mit PV-Anlage, Wetterprognosen und einem intelligenten Lernalgorithmus) Enthält eine Webplattform für Vermarktung virtueller Großbatteriesysteme
OpenEMS	Modulare Plattform für Energiemanagementanwendungen zur Steuerung, Analyse und Integration von Energiespeichersystemen in Verbindung mit erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen (Unterstützt eine breite Auswahl von Wechselrichtern, Messeinrichtungen, Geräten und Protokollen)

2.2 Dynamische Stromtarifmodelle

In den vergangenen Jahren sind die Strompreise für private Haushalte stetig gestiegen [BDEW 2018a]. Gleichzeitig sind die tatsächlichen Preise an der europäischen Strombörse EPEX innerhalb der letzten 8 Jahren stark gefallen. Betrag der durchschnittliche Spotpreis für eine Megawattstunde an der Strombörse im Jahr 2011 noch 56,73 Euro, waren in 2018 nur noch 43,26 Euro fällig [Burger 2019b]. Aufgrund der erhöhten Ökostrom-Einspeisung treten häufiger sogar negative Strompreise auf [Handelsblatt 2019[®]]. Hierbei zahlt der Stromerzeuger Geld an den Stromverbraucher für die Abnahme der Last. Auf dem Massenmarkt angebotene Tarifmodelle für private Stromendverbraucher basieren in der Regel auf den durchschnittlichen Kosten der Stromerzeugung. Die damit verbundenen fixen Strompreise bieten den privaten Verbrauchern daher keinen wirtschaftlichen Anreiz, ihre Stromnachfrage von Zeiten hoher Produktionskosten in Zeiten günstiger Stromerzeugung zu verschieben [Faruqui & George 2002]. Flexible Tarifmodelle versu-

chen diesen Nachteilen entgegenzuwirken, indem sie Stromkunden einen Anreiz bieten, ihren Strombedarf an die Systembelastung anzupassen und so ihre Kosten zu reduzieren. Die Preisschwankungen eines flexiblen Tarifs führen im Idealfall zu einer Lastverschiebung, welche die Ressourcen der Stromnetze und Kraftwerke gleichmäßiger auslastet und so zu sinkenden Systemkosten führt [Cousins 2009].

Dynamische Tarifmodelle existieren in unterschiedlichen Ausprägungsformen. Solche Maßnahmen, welche die Energienachfrage von Verbrauchern steuern sollen, werden allgemein als Lastmanagement (Demand Response) zusammengefasst [Charles River Associates 2005]. Die häufigsten Ausgestaltungsformen preisbasierter Demand-Response Maßnahmen werden im Folgenden kurz beschrieben:

- **Time-of-Use Pricing (TOU) – Zeitvariabler Tarif:** Beim TOU-Tarif orientieren sich die Strompreise an der zeitlichen Struktur der Nachfrage. Diese werden auf Basis historischer Lastkurven ermittelt und in der Regel langfristig festgelegt, mit Gültigkeit bis zu einem Jahr. Die einfachste Form umfasst dabei nur zwei Preisperioden, eine Spitzenzeit und eine Nebenzeit und wird beispielsweise in Form günstiger Nachttarife umgesetzt. Da diese Tarife nicht die Risiken der volatilen Stromproduktion und -bereitstellung abbilden, werden diese Tarife zwar als zeitvariabel, jedoch nicht als typisch dynamischer Stromtarif angesehen [Faruqui & George 2002].
- **Critical Peak Pricing (CPP) - Zeitvariabler Tarif mit Events:** Dieser Tarif gestattet dem Energieversorger zu bestimmten kritischen Zeitpunkten einen erhöhten Peak-Preis zu erheben, der auf den TOU-Preis aufgeschlagen wird. Der CPP-Tarif wird nur an einer maximalen Anzahl von Tagen im Jahr angewandt, deren genauer Zeitpunkt teilweise erst bis zu 24 Stunden vor dem Inkrafttreten bekanntgegeben wird. Die Erhebung eines solchen Tarifs tritt meist nur während extremer Netzbelastungen auf und ist oft vertraglich auf ein Prozent der Jahresstunden beschränkt [Cousins 2009].
- **Real Time Pricing (RTP) - Dynamischer Tarif:** Das RTP ist die flexibelste Form der Tarifgestaltung, bei welcher die Preise das ganze Jahr über stündlich oder viertelstündlich an die Marktgegebenheiten angepasst werden. Kunden werden dabei am Vortag oder bis zu einer Stunde vor Inkrafttreten über den nächsten Strompreis informiert. Die Ausgestaltung dieses Tarifs liegt beim Energieversorger. Der Strompreis kann beispielsweise an den Börsenstrompreis angelehnt sein. Andere Preissignale, wie etwa zum Ausgleich eines Bilanzkreises und somit zu Vermeidung von Regelleistungsbedarf, sind ebenfalls möglich [Wuppertaler Stadtwerke 2019[®]].

Das städtische Versorgungsunternehmen Stadtwerke Norderstedt erprobt seit 2017 die Implementierung eines Real-Time-Pricing-Tarifs für ihr Privatkundensegment. Dieser Tarif kombiniert einen TOU-Tarif, welcher aus drei Preisperioden (Werktag tagsüber, Werktag nachts, Wochenende) besteht, mit Rabatt-Intervallen, in denen der Strompreis auf bis zu 0,05 Euro/kWh reduziert wird [Naoumis & Meyer 2018[®]]. Das Preissignal für den Rabattstrom stammt in diesem Fall aus der Netzampel der Schleswig-Holstein Netz AG und spiegelt den Umfang von sogenannten Einspeisemanagement-Maßnahmen im Netzgebiet wider. Bei hoher Stromproduktion von Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien müssen diese in ihrer Einspeisung aufgrund von Netzengpässen reduziert werden, um die Netzstabilität sicherzustellen. Dieser Vorgang wird als Einspeisemanagement (EinsMan) bezeichnet [SH Netz 2019]. Durch diese Maßnahmen gehen nicht nur große Mengen nutzbaren Stroms verloren, es entstehen gleichzeitig auch zusätzliche Kosten, welche in Form von höheren Netzentgelten an die Verbraucher weitergegeben werden. In 2018 wurden in Schleswig-Holstein 2.524 GWh Strom aus Wind an Land, Sonne und Biomasse durch EinsMan-Maßnahmen abgeregelt. Dies entspricht etwa 11 Prozent der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die daraus resultierenden Entschädigungsansprüche von Betreibern von Erneuerbaren-Energien-Anlagen betragen in diesem Zeitraum knapp 300 Millionen Euro [MELUND & SH Netz 2019]. Der neu entwickelte Tarif der Stadtwerke Norderstedt soll den privaten Haushalten Anreize liefern, ihren Verbrauch an die variable Ökostromerzeugung anzupassen. Verschiedene Untersuchungen zeigen, dass private Haushalte bei dynamischen Tarifen statistisch signifikant preiselastisch reagieren und ihren Stromverbrauch während Spitzenlastzeiten reduzieren [Allcott 2011; Faruqi et al. 2009].

2.3 Nutzung von Batteriespeichern in der Laststeuerung

In nur wenigen Jahren haben sich Energiespeicher von einer Ansammlung technischer Systeme mit geringer Wirtschaftlichkeit zu einer Reihe vielversprechender Technologien entwickelt, von der private Haushalte, Gewerbebetriebe und Energieversorgungsunternehmen gleichermaßen profitieren können [Brautigam et al. 2018]. Energiespeicher bieten wertvolle Flexibilität für das zukünftige Stromnetz, indem sie den Strom aus intermittierenden Energiequellen, wie Windkraft oder Solarenergie, absorbieren, um ihn zu einem späteren Zeitpunkt wieder abzugeben. Als Resultat können sie Schwankungen in der Lastkurve glätten und so zu einem effizienteren Stromnetz beitragen [Sternner, M. & Sternner, M.]. Ihnen wird daher das Potential zugeschrieben, ein bedeutsamer Treiber in der Energiewende zu sein [RMI & HOMER 2015].

Energiespeicher sind energietechnische Systeme zur zeitweisen Speicherung oder Lagerung von Energie. Ein Energiespeichersystem besteht aus einer Speichereinheit zur Speicherung von Energie in Form von innerer, potentieller oder kinetischer Energie, einem Energiewandler (zur Ein- und Ausspeicherung) und

verschiedenen für den Betrieb erforderlichen technischen Hilfssystemen (zum Beispiel Wechselrichter oder Batteriemanagementsysteme). Diese sind für die Umsetzung der drei grundlegenden Prozesse Ein-speichern (Laden), Speicher (Halten) und Ausspeichern (Entladen) in einer Speichereinheit verantwortlich [Sterner, M. & Stadler, I.]. Die einzelnen Prozesse sind dabei jeweils mit Verlusten verbunden [DTI 2004].

Energiespeicher können vielfältig klassifiziert werden. Sie existieren in einer Vielzahl verschiedener Technologien in unterschiedlichen Anwendungsgebieten. In der Regel werden sie nach ihrem physikalisch-energetischen Funktionsprinzip unterschieden [Agora Energiewende 2014]. Das Aufkommen von Smartphones, Tablets, Laptops und neuerdings Elektrofahrzeugen, hat zu einem stark gestiegenen Interesse und kontinuierlichem Wachstum von elektrochemischen Energiespeichertechnologien geführt [Rincón & Heydenrych 2018]. Aufgrund ihrer günstigen technologischen Eigenschaften und des Potenzials zur Kostenreduzierung, finden besonders elektrochemische Batteriespeicher in den letzten Jahren zunehmende Beachtung. Ihre schnelle Reaktionszeit, gute Skalierbarkeit und Modularität ermöglichen es ihnen, eine breite Palette von Dienstleistungen in der gesamten Wertschöpfungskette des Stromnetzes und in den Endverbrauchssektoren bereitzustellen [Malhotra et al. 2016]. Abbildung 1 zeigt eine Auswahl verschiedener Dienstleistungen, welche Batteriespeicher den unterschiedlichen Stakeholder im Stromnetz bieten können. Durch intelligente Ausbringung von Batteriespeicher-Kapazität können Netzengpässe verringert und ansonsten benötigte Investitionen in die Netzinfrastruktur teilweise aufgeschoben werden. Für Übertragungsnetzbetreiber bieten Batteriespeicher die Möglichkeit durch gezieltes Laden und Entladen die Netzfrequenz innerhalb von Millisekunden zu stabilisieren. Während konventionelle Kraftwerke für die Bereitstellung von Regelleistung Kapazitäten reservieren müssen und träge in ihrer Reaktion sind, können Batteriespeicher kurzfristige Schwankungen schnell ausgleichen und freie Kapazitäten schaffen, sodass mehr Strom aus erneuerbaren Energien nutzbar wird [Ramirez et al. 2018].

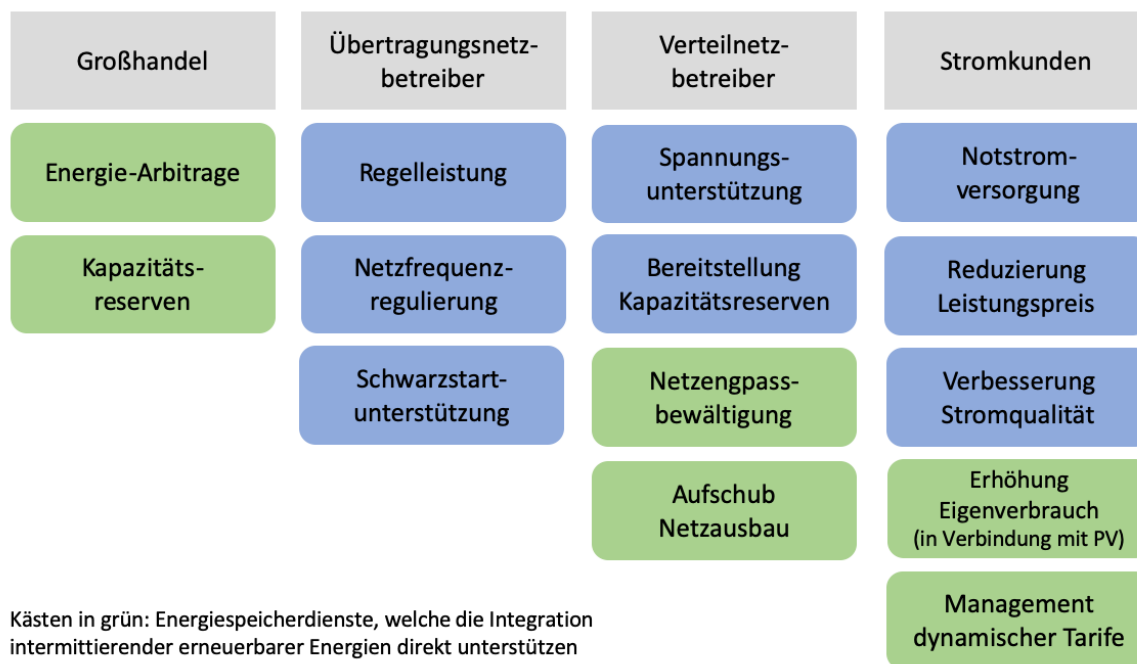


Abbildung 1: Auswahl von Energiespeicherdiensten, welche Batteriespeicher den unterschiedlichen Stakeholdern bieten können [In Anlehnung an NREL, Eigendarstellung]

Stromkunden im privaten oder gewerblichen Umfeld können durch Batteriespeicher ihre Stromkosten reduzieren oder in Verbindung mit einer PV-Anlage ihren Eigenverbrauch steigern. Der Leistungspreis ist eine verbrauchsunabhängige Komponente des Strompreises, welche von der maximal beziehbaren Leistung am Netzanschluss abhängt. Batteriespeicher können auch hier in Spitzenlastzeiten die Versorgung mittragen und so den maximalen Strombezug vom Netz und damit den Leistungsbeitrag reduzieren [IRENA 2017]. Dies spielt auch für die privaten Haushalte eine Rolle, da mit dem zunehmenden Aufkommen von Elektroautos aufgrund der hohen Ladeleistungen der Leistungsbedarf eines Haushaltes um ein Vielfaches steigen kann [Kaschub et al. 2014]. Die Nachfragesteuerung eines Haushaltes kann entweder regulatorisch oder durch einen Anreiz gesetzt werden, der den Endverbraucher zu einer Verschiebung der Nachfragelast bewegen soll. Eine Möglichkeit für das Setzen monetärer Anreize stellen dynamische Tarife dar [Hillemacher 2014]. Batteriespeicher können solche dynamischen Tarife aktiv unterstützen, indem sie die Stromnachfrage des Haushaltsnetzanschlusses intelligent steuern und je nach Bedarf Energie ein- oder ausspeisen [Ma & Cheung 2016].

3 Anforderungsanalyse

Im Folgenden sollen die Anforderungen an das zu entwickelnde HEMS erarbeitet werden. Dabei wird zunächst der heutige Stand bei der Implementierung eines dynamischen Tarifmodells für Haushaltskunden der Stadtwerke Norderstedt erläutert. Anschließend sollen zuerst die allgemeinen und dann die technischen Anforderungen an das System vorgestellt werden.

3.1 Beschreibung des Ist-Zustands

Im Zuge des NEW 4.0 Projektes untersuchen die Stadtwerke Norderstedt, inwiefern sich durch neue Tarifierreize eine Last-Flexibilisierung für ihre Endkunden umsetzen lässt. Hierfür arbeiten die Stadtwerke Norderstedt als einer der ersten Versorger Deutschlands an der Implementierung eines dynamischen Stromtarifmodells für private Haushaltskunden. Der im NEW 4.0 – Teilprojekt entwickelte Tarif soll den Haushalten Preisnachlässe in Zeiten gewähren, in denen Einspeisemanagement auftritt oder bevorsteht.

Damit je nach Verfügbarkeit die Verbräuche verschoben werden können, sollen Haushaltslasten im Versorgungsgebiet per Fernwirktechnik zentral gesteuert werden können. Den Impuls für das Schalten der Lasten bestimmt die Tarifmaschine der Stadtwerke Norderstedt. Die Software entscheidet auf Basis der ebenfalls im NEW 4.0 Projekt entwickelten Netzampel der Schleswig-Holstein Netz AG und dem aktuellen Zustand der Ortsnetztransformatoren im Netzgebiet der Stadtwerke, ob Lasten geschaltet werden und in welchem Teilnetzgebiet dies geschehen soll. Mit der öffentlich zugänglichen Netzampel der Schleswig-Holstein Netz AG kann die aktuelle Einspeisereduzierung von erneuerbaren Energien ins Netz beobachtet werden. Dabei wird auf einer interaktiven Karte gemeindescharf dargestellt, welche erneuerbare Energien Anlagen ihren Strom nicht ins Netz einspeisen können und somit der EinsMan-Abregelung unterliegen.

Damit das Schaltsignal der Tarifmaschine umgesetzt werden kann, erhalten freiwillige Testkunden der Stadtwerke im Rahmen des Forschungsvorhabens vier schaltbare Steckdosen, sowie einen homee Basiswürfel als Leihgabe, welcher als modulare Smart-Home Zentrale die externe Schaltung der Steckdosen ermöglicht. An die Steckdosen schließen die Testkunden im Anschluss ihre verschiedenen Verbraucher, wie Waschmaschine, Trockner oder E-Bike an, welche den vergünstigten Strom flexibel nutzen sollen. Die intelligenten Steckdosen messen dabei während der Schaltphasen den Energieverbrauch der angeschlossenen Geräte und übermitteln diesen anschließend zur Auswertung über den homee Würfel zurück an die Tarifmaschine. Auf diese Weise können die verschobenen Energiemengen den einzelnen Steckdosen zugeordnet werden und der Kunde erhält einen rabattierten Preis für die über die Steckdosen verbrauchten Kilowattstunden. In Abbildung 2 ist der Aufbau dieser Implementierung dargestellt.

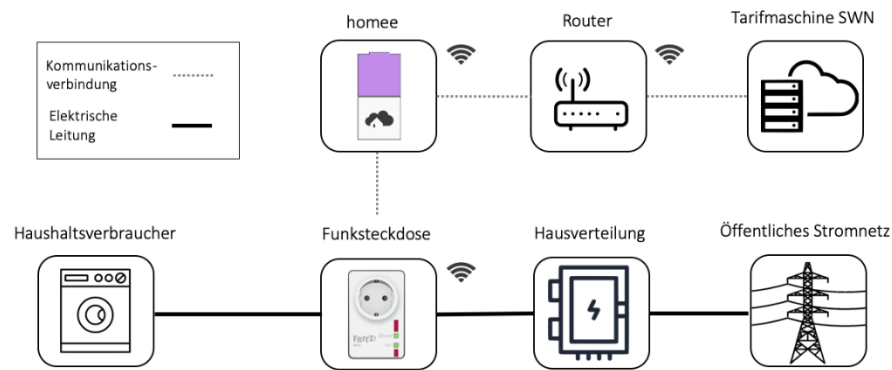


Abbildung 2: Aktuelle Implementierung des automatisierten Lastschaltensystems [Eigendarstellung]

Zukünftig sollen die Kunden über eine App einstellen können, in welchen Zeitenräumen Strom benötigt wird. Der Tarif berechnet sich dann so, dass eine höhere Flexibilität einen günstigeren Strompreis bedeutet und umgekehrt bei geringer Flexibilität der Strompreis ansteigt. Im Fall der absoluten Flexibilität, also ohne Vorgaben des Kunden, wird der Strom der flexiblen Lasten in den Schaltperioden auf einen Preis von 0,05 Euro/kWh rabattiert, wobei die Stadtwerke Norderstedt in jedem Fall eine Mindest-Einschaltdauer der Steckdosen von einer Stunde garantieren. Auf diese Weise lassen sich für den Endkunden Einsparungen der Stromkosten von bis zu 100 Euro im Jahr realisieren [Stadtwerke Norderstedt 2017[@]].

Durch die Verwendung schaltbarer Steckdosen ergeben sich allerdings auch einige Beschränkungen was den Umfang und die Flexibilität der Lastverschiebung betrifft: Die FRITZ! DECT 200 schaltbaren Steckdosen dürfen etwa nur bis zur Leistungsgrenze von 2300 Watt bzw. 10 Ampere belastet werden [AVM 2014]. Dies schließt größere Verbraucher, wie zum Beispiel die Ladegeräte von Elektroautos, von der Nutzung des rabattierten Stroms aus, bzw. beschränkt sie. Somit lassen sich eher kleine Verbraucher mit geringeren Leistungen schalten, wodurch sich der Anteil des maximal möglichen flexibilisierbaren Stromverbrauchs weiter verringert.

Darüber hinaus ist die Nutzung des rabattierten Stroms zeitlich gebunden an dessen momentane Verfügbarkeit, sodass er ungenutzt verfällt, wenn er nicht zu diesem Zeitpunkt vom Haushalt verbraucht wird. Dies bedeutet eine weitere Einschränkung für den Kunden, da er entweder gezwungen ist den rabattierten Strom sofort zu verbrauchen oder ihn verfallen zu lassen. Während es bei einem Ladegerät eines Staubsauger-Roboters unproblematisch ist, dieses um zwei Uhr morgens einzuschalten, bedeutet das selbe bei einer Waschmaschine für den Kunden in vielen Fällen eine Unannehmlichkeit.

3.2 Allgemeine Anforderungen

In Bezug auf die oben erläuterten Limitationen bei der aktuellen Umsetzung, soll das im Folgenden zu entwickelnde System daher unter anderem einen Komfortgewinn für die Kunden der Stadtwerke Norderstedt bieten können. Durch den Ansatz einer zeitlichen Entkopplung von Verbrauch und Erzeugung soll

das System gleichzeitig die nötige lokale Flexibilität bereitstellen, um den rabattierten Strom aus den Schaltzeiten bestmöglich durch die Haushalte nutzen zu können.

Das zu entwickelnde HEMS soll dafür in der Lage sein basierend auf dem Schaltsignal der Tarifmaschine den Strom aus dem Netz aufzunehmen und diesen zu einem späteren Zeitpunkt intelligent wieder abzugeben, wodurch sich der Stromverbrauch des Haushalts effektiv in die Schaltzeiten verschieben lässt. Auf diese Weise sollen die Kunden vom rabattierten Strom profitieren können, ohne ihre Verbrauchsgewohnheiten an die volatile Ökostromerzeugung anpassen zu müssen. Da es sich bei dem System in erster Linie um einen Prototyp handelt, welcher die technische Machbarkeit demonstrieren soll, ist für einen ersten Schritt zunächst eine kostengünstige Lösung für den Feldtest zu entwickeln. Aus diesen Erfahrungen aufbauend, sollen anschließend Empfehlungen für eine optimale Lösung gegeben werden können. Um das HEMS flexibel einsetzbar zu machen, soll das System zudem auf einer mobilen Plattform basieren, welche sich leicht zwischen den Testhaushalten bewegen lässt.

3.3 Technische Anforderungen

In diesem Kapitel sollen die technischen Anforderungen an das HEMS erarbeitet werden. Hierbei werden zunächst neu zu entwickelnden Komponenten für das HEMS beschrieben. Anschließend werden bereits vorhandene Komponenten für die Umsetzung des HEMS kurz präsentiert.

3.3.1.1 Neu zu entwickelnde Komponenten

Zunächst soll eine geeignete Kommunikationsanbindung an den Tarifmaschine-Server der Stadtwerke Norderstedt ausgearbeitet werden, um das automatisierte Schaltsignal der Tarifmaschine an das HEMS zu übermitteln. Der Zustand dieses Signals soll vom HEMS in regelmäßigen Abständen abgefragt werden. Nach Ende einer Schaltperiode sollen anschließend die vom System aufgenommenen Kilowattstunden für die Auswertung zurück an die Tarifmaschine übermittelt und dort in eine Datenbank gespeichert zu werden.

Der rabattierte Strom soll vom System in einen Batteriespeicher geladen werden. Dieser soll anhand des durchschnittlichen Stromverbrauchs eines Einfamilienhaushalts, sowie der Häufigkeit und Dauer des Schaltsignals dimensioniert werden. Um die Energie aus dem Speicher laden- und entladen zu können ist zudem ein Wechselrichter nötig. Dieser soll die Gleichspannung aus dem Batteriespeicher in Wechselspannung umwandeln und umgekehrt. Dieser ist wie der Batteriespeicher nach den oben genannten Kriterien zu dimensionieren. Beim Entwurf des Batteriespeicher-Systems muss zudem die Kompatibilität zwischen Wechselrichter und Batteriespeicher bestehen.

Damit die Hausbewohner im Anschluss die gespeicherte Energie nutzen können, muss das System den aktuellen Verbrauch des Haushalts in Echtzeit und mit hoher Auflösung erfassen und verarbeiten können.

Anhand des momentanen Verbrauchs soll das System in der Lage sein, die Energie aus dem Batteriespeicher so in den Stromkreis des Haushaltes einzuspeisen, dass dessen Netzbezug effektiv gegen null sinkt. Hierfür ist für die Entwicklung einer geeigneten Kommunikationsanbindung die Auswahl eines zur Steuerungseinheit kompatiblen Batteriespeicher-Systems nötig. Für die Steuerentscheidung muss das System zudem die relevanten Zustandsparameter des Batteriespeichers, sowie des Wechselrichters kennen. Hierbei ist insbesondere eine geringe Latenz von Bedeutung, sodass es bei dem Ausspeisen aus dem Speicher in den Stromkreis des Haushaltes durch verzögerte Reaktion auf den Verbrauch nicht zu einer Rückspeisung ins Netz kommen kann. Die intelligenten Stromzähler, welche bei fast allen Kunden der Stadtwerke Norderstedt verbaut wurden, verfügen über eine Rücklaufsperrung, wodurch ein ins Netz zurück gespeister Strom vom Zähler nicht erfasst und somit verfallen würden.

Für die anschließende Auswertung des HEMS sollen die Daten zum Schaltsignal, dem Stromverbrauch des Haushaltes, sowie alle relevanten Zustandsparameter des Batteriespeichers und Wechselrichters an eine lokale Datenbank übermittelt und gespeichert werden. Zuletzt soll eine Benutzeroberfläche eingerichtet werden, über welche dem Kunden die Daten zu seinem Stromverbrauch und dem Schaltsignal visualisiert werden.

3.3.1.2 Existierende Komponenten

Für den Entwurf des Home Energy Management Systems müssen nicht alle Komponenten neu entwickelt werden. Einige bereits existierende Geräte können zum Zweck dieser Arbeit angepasst und genutzt werden.

Das Aeotec Home Energy Meter (HEM) ist ein Zangenamperemeter, welches im elektrischen Verteilerkasten des Haushaltes installiert wird. Die drei Zangen des Phasenmeters umfassen dabei jeweils einen der drei Außenleiter der vom Hauptanschlusskasten kommenden Phasen. Mittels drahtloser Z-Wave-Verbindung übermittelt es anschließend die Daten an ein Smart-Home-Gateway. So lässt sich der Stromverbrauch des Haushaltes nahezu in Echtzeit und mit einer zeitlichen Auflösung von bis zu einer Sekunde genau überwachen [Aeotec 2017[@]].

Um die Daten vom Aeotec HEM zu erhalten ist ein Smart-Home-Gateway nötig. Dieses sollte über eine offene Schnittstelle verfügen, damit der Stromverbrauch an das HEMS übertragen werden kann. Der homee Basiswürfel als modulares Smart-Home-Gateway, welcher von den Stadtwerken Norderstedt bereits eingesetzt wird, lässt sich mithilfe eines homee Z-Wave Cube um den Kommunikationsstandard Z-Wave erweitern und ist so kompatibel zum Aeotec HEM. Das Gateway lässt sich anschließend über WLAN drahtlos oder einen Netzwerkadapter per Kabel in das Heimnetzwerk der Kunden einbinden [homee 2018[@]].

4 Entwurf des Home Energy Management Systems

Im folgenden Kapitel wird der Entwurf des gesamten Home Energy Management Systems präsentiert, welches im Rahmen der Arbeit entwickelt wurde. Hierfür wurden die Erkenntnisse aus der Anforderungsanalysen genutzt, anhand derer das System ausgelegt wurde.

4.1 Grobentwurf

In diesem Abschnitt wird der Grobentwurf zur Modellstruktur des HEMS vorgestellt. Für die Konzeptionierung wurden verschiedene Informationsquellen herangezogen. Zunächst ergibt sich die allgemeine Struktur direkt aus den Anforderungen der Stadtwerke Norderstedt, welche in Kapitel 3 beschrieben wurden. Für die Umsetzung der Schnittstellen zur Tarifmaschine und der Verbrauchsmessung wurden Experteninterviews mit verschiedenen Mitarbeitern der Stadtwerke geführt. Um die Kompatibilität aller Komponenten sicherzustellen, wurde eine Literaturrecherche und Experteninterviews mit Herstellern von Wechselrichtern und des Batteriespeichern durchgeführt.

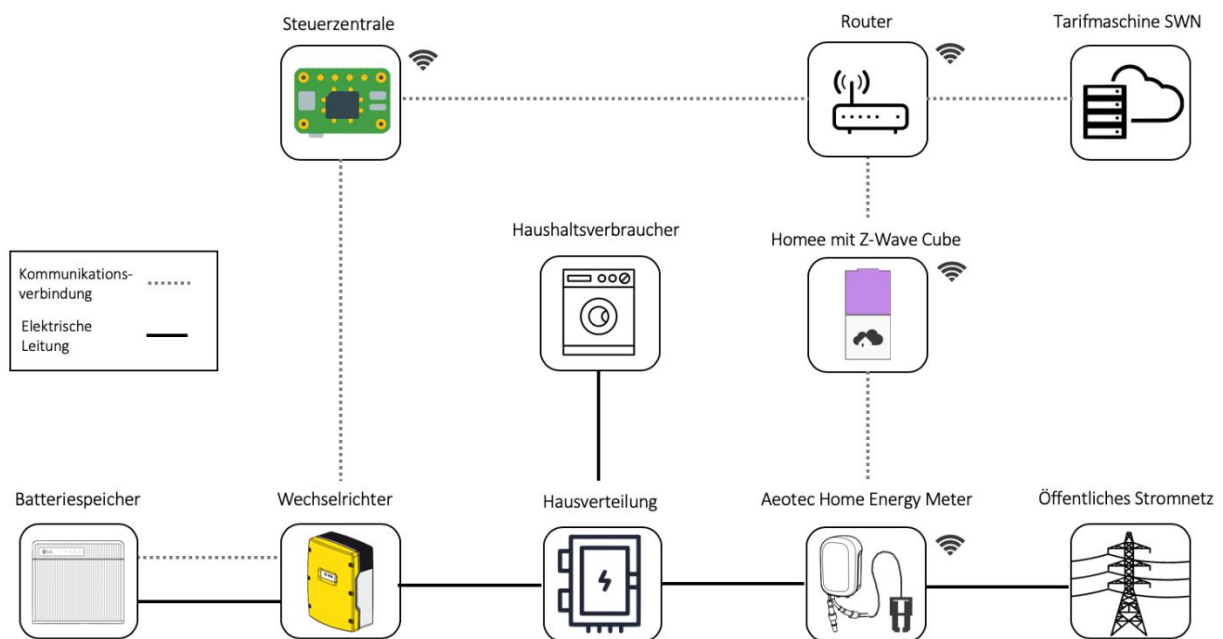


Abbildung 3: Topologie des Home Energy Management Systems im Grobentwurf [Eigendarstellung]

In der Abbildung 3 ist die Gesamtmodellstruktur dargestellt, welche für das Energy Management System erdacht wurde. Das Aeotec HEM wird im Stromverteilerkasten direkt am Netzanschlusspunkt der Hausverteilung installiert und drahtlos mit dem homee verbunden. Der homee und die Steuerzentrale werden netzwerkzeitig mit einem Router verbunden. Über diesen erfolgt der Zugriff auf das Glasfasernetz von wilhem.tel und die Anbindung an die Tarifmaschine der Stadtwerke Norderstedt über das Internet. Batteriespeicher und Steuerzentrale werden jeweils über ein Netzkabel mit dem Wechselrichter verbunden. Zuletzt ist der Batteriespeicher mit dem Wechselrichter über ein Gleichstromkabel verbunden. Die

Betrachtung der elektrischen Leitungen beschränkt sich bei dieser Darstellung auf nur eine Leiterphase, da der gewählte Batterie-Wechselrichter lediglich auf einer Phase aus- und einspeist.

4.2 Hardware-Entwurf

Die Rahmenbedingungen für die Konzeptionierung der Hardwarekomponenten leiten sich direkt aus den Ergebnissen der Anforderungsanalyse des vorangegangenen Kapitels ab. Zunächst werden die Komponenten zur Erfassung des Stromverbrauchs und die Steuerzentrale für die Echtzeitstellung vorgestellt. Anschließend wird die Zusammenstellung und Dimensionierung des Batteriespeichers und des Wechselrichters anhand der Anforderungen bestimmt. Zusätzlich werden einige unterstützende Komponenten für den Entwurf des HEMS beschrieben. Als Resultat des Hardware-Entwurfs wird im Anschluss der elektrische Schaltplan mit allen technischen Komponenten des Systems präsentiert.

4.2.1 Echtzeit-Messung des Haushaltsverbrauchs

Um die im Batteriespeicher gespeicherte elektrische Energie intelligent zur Deckung des Haushaltsverbrauchs zu entladen, ist eine genaue Kenntnis der Momentanleistung des Haushalts in Echtzeit am Netzanschlusspunkt nötig.

Bei dem in Deutschland weit verbreiteten TN-System (franz. terre neutre), einer bestimmten Realisierungsart des Niederspannungsnetzes, besteht das vom Netzbetreiber zum Hauptanschlusskasten laufende Stromkabel aus insgesamt vier Kabell Leitern: Dabei werden drei Kabel (Außenleiter) für jeweils eine der drei Phasen L1, L2 und L3 genutzt, das vierte Kabel ist der so genannte PEN-Leiter, welcher die Funktionen des Schutzleiters (PE) und der Neutralleiters (N) erfüllt. Das bereits im vorherigen Kapitel erwähnte Aeotec HEM wird nun so im Stromkasten des Haushalts verkabelt, dass die drei Zangenamperemeter die drei ankommenden Leiterphasen umfassen.

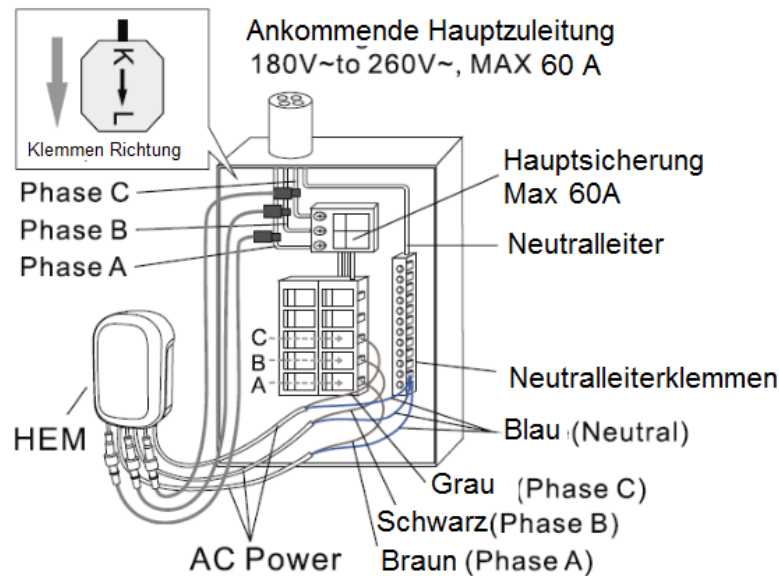


Abbildung 4: Anschlusskizze der europäischen Version des Aeotec HEM mit 3 Phasen und 4 Leitern [Aeotec]

Die Zangenamperemeter des Aeotec HEM messen dabei den Strom auf indirekte Art und Weise. Dies bietet den Vorteil, dass der Stromkreis nicht aufgetrennt werden muss und die Messung berührungslos erfolgen kann, was gerade bei den hohen Strömen bis 60 Ampere sonst nur mit höherem Aufwand zu bewerkstelligen wäre. Der durch den Leiter fließende Wechselstrom I erzeugt ein Magnetfeld H , welches ringförmig um den Leiter verläuft (siehe Abbildung 5).

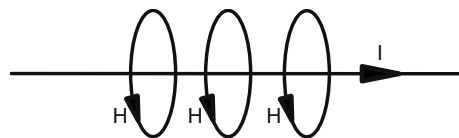


Abbildung 5: Magnetfeld um einen stromdurchflossenen Leiter [Eigendarstellung]

Die Strommessung erfolgt nach dem Transformatoren-Prinzip, mit dem Leiter als Primärwicklung und der Spule im Messgerät als Sekundärwicklung. Wird nun das Zangenamperemeter um den stromdurchflossenen Leiter gelegt, induziert das Magnetfeld des Leiters einen Strom in der Spule des Stromsensors, der gemessen werden kann. Hierbei ist von Bedeutung, dass dabei jeweils immer nur ein Leiter von der Klemme umfasst wird, da sich bei mehreren Leitern die Magnetfelder ansonsten überlagern und so gegenseitig verstärken oder aufheben können. Die drei zweiadrigen Stromkabel des Aeotec HEM werden jeweils zwischen dem Leistungsschutzschalter einer Phase und der Neutralleiterschiene installiert. Auf diese Weise lässt sich die Potentialdifferenz und somit die Spannung der einzelnen Phasen messen. Der Augenblickswert der Leistung $p(t)$ der Phase ergibt sich anschließend aus Formel 4.1 und berechnet sich aus Spannung $u(t)$ multipliziert mit der Stromstärke $i(t)$.

$$p(t) = u(t) * i(t) \quad (4.1)$$

Da sich die für die Kommunikation verwendete Funkantenne innerhalb des Hauptkörpers des Aeotec HEM befindet, sollte dieser außerhalb des Schaltschranks platziert werden. Die Stromversorgung des Geräts erfolgt über eines der verkabelten AC-Leiter im Schaltschrank. Anschließend kann das Aeotec HEM in ein bestehendes Z-Wave-Netz inkludiert werden.

Um den Stromverbrauch des Haushalts zu überwachen, müssen die vom Aeotec HEM erfassten Informationen an die Steuerzentrale des HEMS übermittelt werden. Hierfür wird der bereits im vorherigen Kapitel genannte homee Basiswürfel als Bindeglied eingesetzt. Der weiße Hauptwürfel wird zunächst über eine WLAN Verbindung in das Netzwerk eingebunden. Nach einem einfachen Bauklotzprinzip wird anschließend der lila Z-Wave Würfel auf den homee Basiswürfel aufgesteckt. Über versteckte Kontakte wird eine Verbindung zwischen den beiden Würfeln hergestellt. Auf diese Weise wird zuerst das Aeotec HEM mit der homee Zentrale verbunden. Anschließend können die Daten zum Stromverbrauch über das lokale Netzwerk an die Steuerzentrale des HEMS übertragen werden.

4.2.2 Raspberry Pi als Steuerzentrale

Als zentrale Steuerungsplattform für das Home Energy Management System wurde ein Raspberry Pi 3 Model B+ gewählt. Der Open Source Einplatinen-Computer bietet eine kostengünstige Lösung für industrielle Automatisierungsaufgaben mit hoher Leistungsfähigkeit. Neben seiner Leistung und der einfachen Entwicklung ist der Raspberry Pi durch leichte Erweiterbarkeit seiner Funktionalität für die vielfältigen Anforderungen der Automatisierung in der Industrie gut geeignet. Über seinen Ethernet Port wird der Raspberry Pi direkt per Datenkabel mit der SMA Speedwire Kommunikationsschnittstelle des Wechselrichters verbunden. Diese wurde gewählt, da die kabelgebundene Kommunikation, im Vergleich zu einer drahtlosen Verbindung über WLAN, eine geringere Latenz mit höherer Zuverlässigkeit kombiniert, was für die Echtzeitsteuerung des Batteriespeichers essentiell ist. Für den Empfang der Momentanleistung des Haushalts vom homee und des Schaltsignals der Tarifmaschine ist der Raspberry Pi über WLAN mit dem Router verbunden. Hierüber ist ebenfalls der Zugriff per Ferndiagnose aus dem Internet möglich.

4.2.3 Auswahl und Auslegung des Batteriespeichers

Im folgenden Abschnitt wird eine Auswahl der geeigneten Batterie-Chemie, sowie die Dimensionierung des Batteriespeichers anhand der Anforderungen des dritten Kapitels durchgeführt. Wie bereits in Kapitel 2.3 beschrieben, existieren eine Vielzahl verschiedener Technologien für Energiespeicher für unterschiedliche Anwendungsgebiete. Im Rahmen dieser Arbeit beschränkt sich die Betrachtung dabei auf elektrochemische Batteriespeicher, aufgrund langjähriger Erfahrungswerte beim Einsatz in heimischen Anwendungen.

Batteriespeicher existieren in verschiedenen Ausprägungsformen und lassen sich dabei unter anderem anhand der verwendenden Zellen-Chemie klassifizieren. Für die Auswahl der geeigneten Zellen-Chemie existieren, neben etwa dem Wirkungsgrad, noch verschiedene andere Parameter, welche einen Einfluss auf die Systemauslegung, die technische Realisierbarkeit und die Wirtschaftlichkeit haben. Bedeutende Faktoren sind dabei beispielsweise die Energiedichte, die Leistungsdichte, Selbstentladung, Lebensdauer, Anschaffungs- und Wartungskosten, der Energiebedarf möglicher notwendiger Hilfsaggregate sowie verschiedene Umweltaspekte [EuPD Research & E3/DC 2014].

Bei stationären Anwendungen haben die die Leistungs- und Energiedichte neben den Kosten den größten Einfluss. Die erzielbaren Energiedichten elektrochemischer Speicher sind unter anderem von der verwendeten Zellchemie des Batteriespeichers abhängig. Maßgeblich sind hier weniger die gravimetrische (massenbezogene) Energiedichte (Wh/kg) als die volumetrische Energiedichte (Wh/l). Eine Übersicht der gängigsten Zellchemien liefert Abbildung 6.

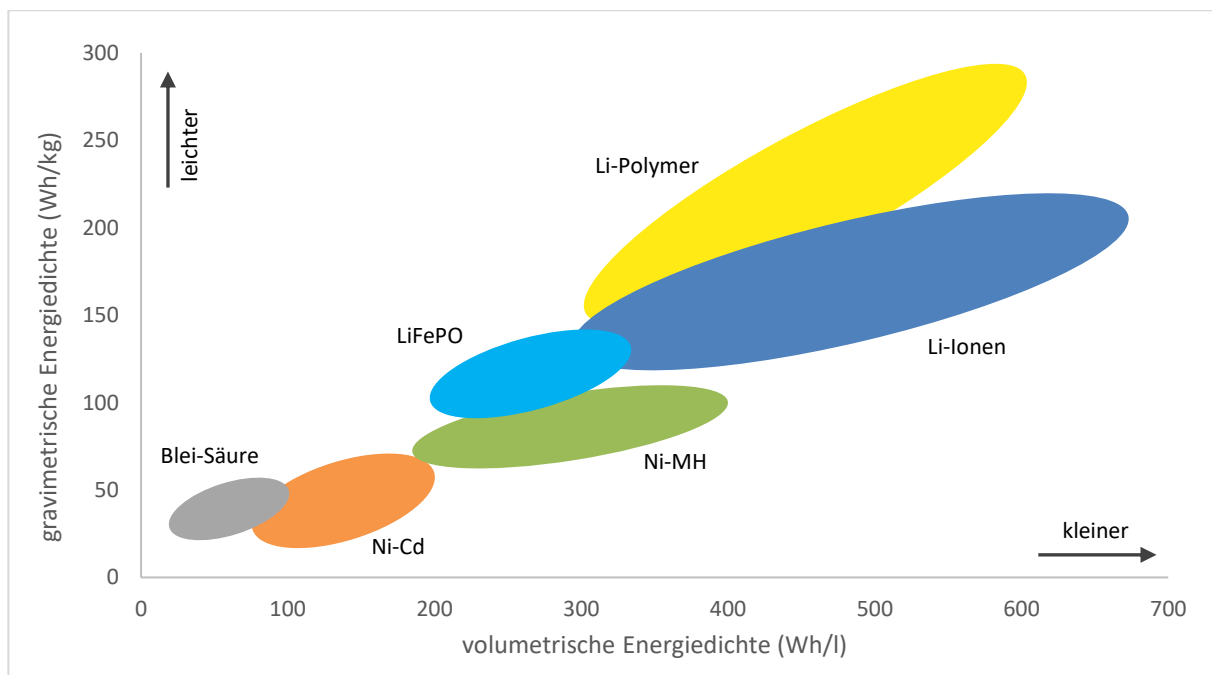


Abbildung 6: Relative Energiedichten einiger gebräuchlicher Batteriespeicher-Chemien auf Zellenbasis [In Anlehnung an Inventus Power, Eigendarstellung]

Die am gängigsten genutzten Batteriespeicher-Chemien in stationären Hausspeichern sind Blei-Säure und Lithium-Akkumulatoren. Während Nickel-Cadmium-Akkus (Ni-Cd) zwar äußerst robust und relativ kostengünstig sind, ist die Nutzung dieser Batterietechnologie wegen der Verwendung des hochproblematischen Cadmiums im Haushaltselektronikbereich EU-weit verboten. [ISEA 2018]. Nickel-Metall-Hydrid (Ni-MH) sind als direkter Ersatz für Ni-Cd Akkus mit höherer Energiedichte zwar allgemein empfehlenswert, spielen für stationäre Anwendungen aber so gut wie keine Rolle. Gründe hierfür sind die im Vergleich zu alternativen Technologien hohen Kosten und die relativ geringe Lebensdauer bei hoher Zyklenzahl [Guétif 2006].

Für die Auslegung des Batteriespeichers des HEMS werden daher nur die beiden Speichertechnologien Blei-Säure- und Lithium-Ionen-Akkumulator in Betracht gezogen. Ein direkter Vergleich der zentralen Eigenschaften beider Technologien ist in der Abbildung 7 zu sehen.

Blei-Säure-Speicher	Eigenschaften	Lithium-Ionen-Speicher
70 – 85 %	Wirkungsgrad	93 – 98 %
50 – 60 %	Entladetiefe	70 – 100 %
ca. 1.200 – 1.500	Zyklenzahl	ca. 4.000 – 7.000
ca. 10 Jahre	Lebensdauer	ca. 20 Jahre
regelmäßig	Wartung	nicht erforderlich
Raumbelüftung muss sichergestellt sein (Gasaustritt)	Sicherheit	Gutes Energiemanagement notwendig (Batteriemanagementsystem)
ca. 250 Euro/kWh	Anschaffungskosten	ca. 500 Euro/kWh

Abbildung 7: Vergleich der Eigenschaften von Blei-Säure- und Lithium-Ionen-Akkumulatoren [In Anlehnung an EuPD Research, Eigendarstellung]

Unter Berücksichtigung der Anforderung an ein möglichst kostengünstiges Speichersystem, scheint der Blei-Säure Akku durch seine geringen Anschaffungskosten auf den ersten Blick eine gute Option zu sein. Werden aber der bessere Wirkungsgrad, die größere Entladetiefe, höhere Zyklenzahl und längere Lebensdauer für die Berechnung der insgesamt nutzbaren Energiemenge über die Lebensdauer des Akkus berücksichtigt, liegen die Zyklenkosten des Lithium-Ionen-Akkus bereits heute gleichauf mit dem Blei-Säure Akku [Statista 2014]. Hinzu kommen beim Lithium Akkumulator neben dem besseren Wirkungsgrad die deutlich höhere Energiedichte, Sicherheit und Wartungsfreiheit, welches bei einer Ausbringung des Systems in Privathaushalten ebenfalls deutliche Vorteile bietet. In Folge dieser Betrachtung wird für den weiteren Entwurf des Batteriespeichers des HEMS die Li-Ionen Technologie gewählt.

Für die optimale Dimensionierung des Lithium-Ionen Akkumulators müssen Aussagen zur Systemauslegung getroffen werden. Zentrale Bewertungsgrößen hierzu sind die Charakteristiken des Schaltsignals zum Laden des Batteriespeichers mit dem rabattierten Strom, sowie der durchschnittliche Strom- und Leistungsbedarf des Haushalts.

Das Schaltsignal welches den Impuls zum Laden des Stromspeichers mit dem rabattierten Strom gibt, stimmt mit dem Schaltimpuls der Tarifmaschine für die schaltbaren Steckdosen mit flexiblen Verbrauchern überein. Für die Analyse des Schaltsignals werden daher die historischen Schaltvorgänge der Tarifmaschine für den Zeitraum vom 01.09.2018 bis 28.02.2019 herangezogen.

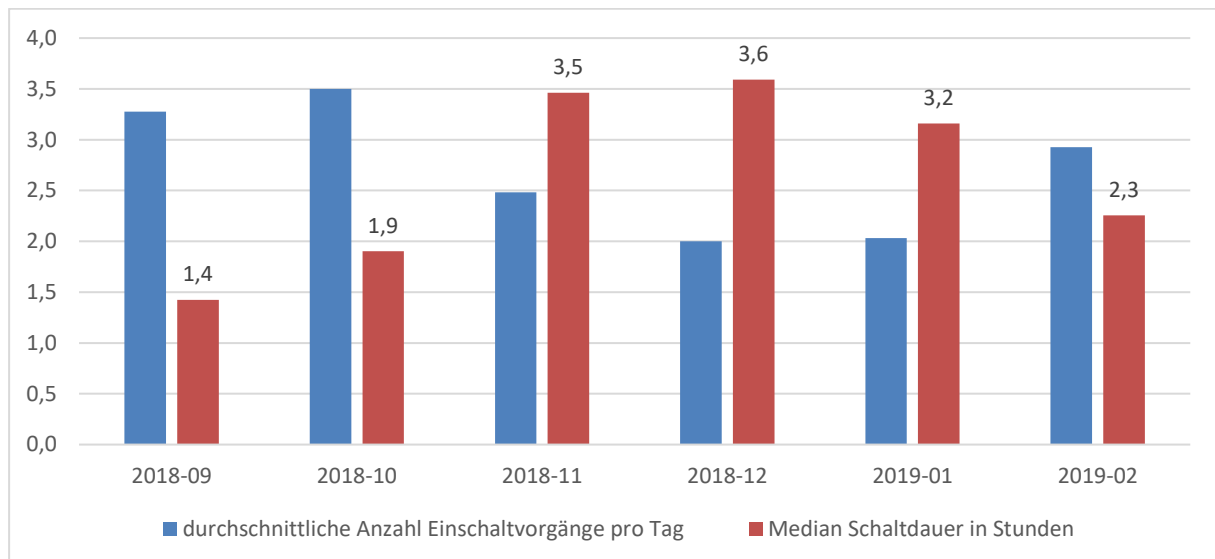


Abbildung 8: Historie des Schaltsignals aus der Tarifmaschine [Eigendarstellung]

Im Schnitt schaltet die Tarifmaschine die Steckdosen mit den flexiblen Verbrauchern der Test-Kunden etwa drei Mal pro Tag ein. Wie in Abbildung 8 zu sehen ist, beträgt die mittlere Einschaltdauer der Lasten dabei etwa 2,6 Stunden bzw. 158 Minuten pro Tag. Für die Auswertung wird hier der Median gewählt, da vor allem in den Wintermonaten Ausreißer mit bis zu 15 Stunden Einschaltdauer im Datensatz auftreten und diese nur einen Erhebungszeitraum von 6 Monaten anstatt eines gesamten Jahres umfasst. Der rabattierte Strom steht somit insgesamt durchschnittlich für knapp 8 Stunden bzw. 474 Minuten pro Tag zur Verfügung.

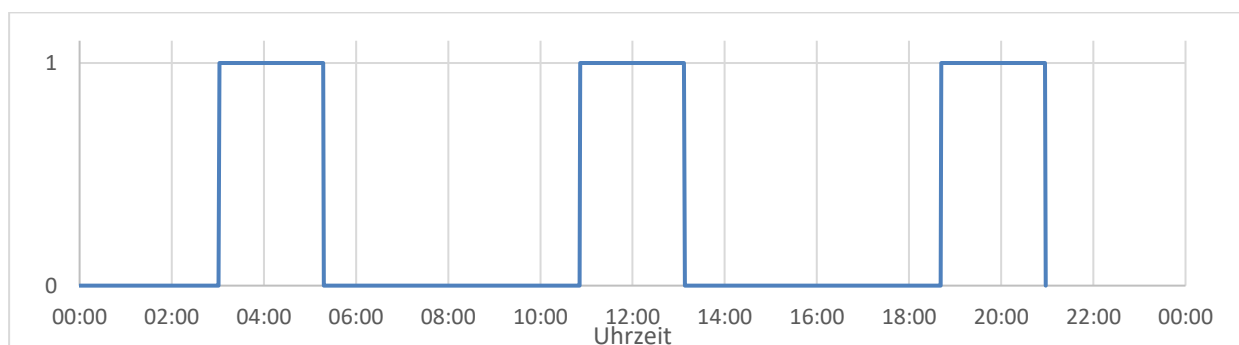


Abbildung 9: Exemplarischer Schaltsignalverlauf der Tarifmaschine vom 04.02.2019 [Eigendarstellung]

In der Abbildung 9 ist exemplarisch der Schaltsignalverlauf der Tarifmaschine an einem durchschnittlichen Werktag zu sehen. Die Skala ist binär kodiert: Ein Wert von null steht für den Ausschaltzustand, ein Wert

von eins für den eingeschalteten Zustand. Insgesamt wird an diesem Tag drei Mal geschaltet, wobei die Einschaltzeiträume jeweils etwa 2,5 Stunden betragen. Dabei fällt auf, dass die Intervalle zwischen den Schalthandlungen sehr gleichmäßig verteilt sind. Diese Eigenschaft trifft auf die anderen Tage im Datensatz ebenfalls zu. Der gewählte Tag ist also repräsentativ für den Schaltsignalverlauf der Tarifmaschine und wird daher für die weitere Dimensionierung des Stromspeichers verwendet.

Die korrekte Auslegung des Stromspeichers richtet sich unter anderem nach dem Strombedarf der Nutzer. Im Netzgebiet der Stadtwerke Norderstedt liegen 37.758 Wohneinheiten mit insgesamt 77.317 Einwohnern [Stadt Norderstedt 2018]. Somit besteht der durchschnittliche Haushalt im Netzgebiet aus zwei Personen. Ein typischer Zweipersonenhaushalt im Einfamilienhaus ohne Elektro-Speicherheizung verbraucht im Mittel etwa 3.000 kWh/Jahr [co2online.de 2019]. Pro Tag werden also durchschnittlich 8,2 kWh benötigt. Bei durchschnittlich drei Schaltvorgängen pro Tag mit gleichen Intervallen berechnet sich der Strombedarf, welcher pro Schaltvorgang in den Speicher verschoben werden muss, wie folgt:

$$3.000 \frac{\text{kWh}}{\text{Jahr}} / 365 \frac{\text{Tage}}{\text{Jahr}} / 3 \frac{\text{Schaltvorgänge}}{\text{Tag}} = 2,74 \text{ kWh je Schaltvorgang}$$

Für eine optimale Auslegung sollte die nutzbare Kapazität des Batteriespeichersystems nach Verlusten mindestens 2,74 kWh betragen.

Neben dem Strombedarf spielt die maximale Leistungsabgabe und -aufnahme des Stromspeichers eine bedeutende Rolle für die Auslegung. Elektrische Durchlauferhitzer für Warmwasser oder der Küchenherd fordern gelegentlich erhebliche Ströme aus der Batterie, was bei der Auswahl der Systemgröße berücksichtigt werden muss. Beim Laden muss das Speichersystem außerdem in der Lage sein, innerhalb eines Schaltfenster die gesamte Energiekapazität des Akkus wieder aufzunehmen. Im ungünstigen Fall bedeutet dies bei einem Schaltfenster von nur einer Stunde und einem Energiebedarf von 2,74 kWh im Zeitraum danach, dass der Speicher für etwa 2,8 kW Ladeleistung ausgelegt werden muss.

Anhand dieser Merkmale wurde für das Batteriespeichersystem des HEMS der RESU3.3 Lithium-Ionen Speicher des Herstellers LG Chem ausgewählt. Eine Tabelle der Leistungsdaten des Batteriespeichers ist in Anhang 1 sehen. Die wichtigsten elektrischen Eigenschaften des RESU3.3 sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

Tabelle 2: Auszug aus den technischen Daten des LG Chem Resu3.3 [LG Chem]

Gesamtenergiekapazität	3,3 kWh
Nutzbare Energiekapazität	2,9 kWh
Batteriekapazität	63 Ah
Nennspannung	51,8 V
Max. Leistung	3,0 kW
Spitzenleistung (< 3 Sekunden)	3,3 kW
Zyklen-Wirkungsgrad (bei 25°C, 0,3C)	> 95 %

Von den insgesamt 3,3 kWh an Gesamtkapazität stehen für die Eigenverbrauchsnutzung 91 Prozent bzw. 2,9 kWh zur Verfügung. Für eine Dauer von bis zu drei Sekunden kann der Speicher eine Spitzenlast von 3,3 kW abgeben bzw. aufnehmen. Die maximale Dauerleistung beträgt 3 kW, wobei der Hersteller eine maximale Dauerbelastung von 1,1 kW empfiehlt, um die Lebensdauer des Akkus zu verlängern. Bei einer Betriebstemperatur von 25°C beträgt der Faraday'sche Wirkungsgrad der Ladung 99 Prozent und der gesamte Zyklen-Wirkungsgrad bei einer Nennlast von 0,3C (entspricht in diesem Fall etwa einem Kilowatt) mehr als 95 Prozent (siehe Anhang 2). Die Kommunikation zum Wechselrichter erfolgt über eine serielle CAN 2.0B Schnittstelle am Speicher. Wie bereits oben genannt, ist für den sicheren Betrieb ein geeignetes Akku-Verwaltungssystem auch Batterie Management System (BMS) genannt, nötig. Das eingebaute BMS des LG Chem RESU3.3 überwacht den Betrieb und verhindert, dass der Akku unter Bedingungen jenseits seiner konstruktionsbedingten Begrenzungen betrieben werden kann. Mit Anschaffungskosten von 2.500 Euro, bzw. 750 Euro/kWh bietet der RESU3.3 sowohl im Vergleich zu anderen Lithium-Ionen Energiespeichern als auch zur Blei-Säure Technologie ein gutes Preis-Leistungs-Verhältnis. Ein weiterer Vorteil dieses Systems ist die modulare Erweiterbarkeit um zusätzliche Speicherkapazität zu einem späteren Zeitpunkt. So kann die Systemgröße im Laufe der Zeit an den wechselnden Strombedarf der Haushaltsbewohner angepasst werden.

4.2.4 Auswahl des Wechselrichters

Um den für den Betrieb nötigen Wechselstrom aus dem Gleichstrom des Batteriespeichers zu erhalten, ist ein zum System kompatibler Wechselrichter nötig. Neben der Kompatibilität zum LG Chem RESU3.3 sollte der Wechselrichter über eine offene Schnittstelle für die externe Steuerung in Echtzeit verfügen.

Anhand einer Liste des Herstellers zu kompatiblen Wechselrichtern wurde der SMA Sunny Island 4.4M für das HEMS gewählt. Der Sunny Island 4.4M ist ein bidirektionaler Batterie-Wechselrichter für den Eigen-

verbrauch-, Ersatzstrom- oder Inselbetrieb. Wie auch der RESU3.3 Batteriespeicher ist das System modular erweiterbar für sowohl ein- als auch dreiphasige Systeme von 1 bis 30 kW. Es lassen sich sowohl Bleibatterien als auch verschiedene Lithium-Ionen-Batterien mit dem System betreiben (siehe Anhang 3).

Neben der Kompatibilität zum Batteriemangement der eingesetzten Lithium-Ionen-Batterie wurde der Sunny Island 4.4M vor allem wegen seiner offenen Kommunikationsschnittstellen ausgesucht. Das Gerät ist standardmäßig mit SMA Speedwire ausgestattet, eine auf dem Ethernet-Standard basierende Kommunikationsart. Ebenso verfügt es über eine WLAN-Schnittstelle für einen drahtlosen Zugriff. Über SMA Speedwire bietet der Sunny Island 4.4M die Modbus Protokoll-Schnittstelle. Durch diesen bekannten öffentlichen Industriestandard können andere Anbieter SMA Geräte in ihre Systeme integrieren, ohne das SMA spezifische Wechselrichter-Protokoll zu kennen. Daher ist diese Lösung ideal für die direkte Wechselrichter-Einbindung in die Steuerung des Home Energy Management Systems. Die genauen Details zur Modbus Protokoll-Schnittstelle werden in Kapitel 4.3.2 erläutert. Die Aufgabe des Wechselrichters ist es, den Gleichstrom aus dem Batteriespeicher in Wechselstrom umzuwandeln, welcher dann vom Haushalt genutzt oder ins Netz gespeist werden kann. Die Umwandlung funktioniert beim Sunny Island 4.4M in beide Richtungen, sodass der Wechselrichter den Speicher ebenfalls intelligent laden kann. Für ein optimales Lastverschiebungspotential muss der Wechselrichter wie der Batteriespeicher ebenfalls genau anhand des Energie- und Leistungsbedarfs des Haushalts, sowie der Charakteristik des Schaltsignals ausgelegt werden.

Der Wirkungsgrad des Wechselrichters richtet sich neben Faktoren wie der Umgebungstemperatur vor allem nach dem Verhältnis der Ausgangsleistung zur Bemessungsleistung, sowie der Spannung des Batteriespeichers. Mit einer Nennspannung des LG Chem RESU3.3 von 51,8 Volt liegt der maximale Wirkungsgrad des Sunny Island 4.4M bei einer Auslastung von 25 Prozent und beträgt dort etwa 94,5 Prozent (siehe Anhang 4). Bei einer Bemessungsleistung von 3.300 Watt sollte die Ausgangsleistung im optimalen Fall also 825 Watt betragen. Wird der Wechselrichter mit seiner Bemessungsleistung von 3.300 Watt betrieben, sinkt der Wirkungsgrad auf etwa 91 Prozent ab. Wenn man, wie auch bereits beim Batteriespeicher, im ungünstigsten Fall von einem Schaltfenster von einer Stunde ausgeht, liegt bei einer Ladeleistung von 2,8 kW und einem Wirkungsgrad von 91 Prozent die Eingangsleistung des Wechselrichters bei etwa 3,08 kW. Somit treten im ungünstigsten Fall etwa 277 Watt an Verlusten beim Laden auf. Eine Möglichkeit für das Erreichen eines besseren Wirkungsgrads wäre die Wahl eines Wechselrichters mit höherer Nennleistung und somit einem höheren Wirkungsgrad beim Laden mit 2,8 kW. Die Nennleistung des größten Sunny Island 8.0H Wechselrichters beträgt 6 kW. Im Belastungsfall von 2,8 kW beträgt der Wirkungsgrad hier 94 Prozent, wobei 179 Watt an Ladeleistung verloren gehen. Die Einsparung zwischen den Leistungsklassen beläuft sich somit im ungünstigsten Fall auf etwa 100 Watt. Dafür beträgt der Eigenverbrauch des Sunny Island 8.0H im Leerlauf oder Entladebetrieb 26 Watt, anstatt wie beim Sunny Island 4.4M nur 18 Watt

(siehe Anhang 5). Dieser tritt unabhängig von der Ausgangslast des Wechselrichters immer auf. Außerdem ist das größere Modell 43 Prozent schwerer, was es für den Einsatz auf einer mobilen Plattform schlechter geeignet macht. Aufgrund des Preisunterschiedes von 25 Prozent und der schlechten Händler-Verfügbarkeit des Sunny Island 8.0H wurde, unter Berücksichtigung der Anforderung an die Entwicklung eines ersten günstigen Prototyps, der Sunny Island 4.4M für das HEMS gewählt.

4.2.5 Zusätzliche Komponenten

Neben den Komponenten für die Sensorik (Aeotec HEM), Steuerungslogik (Raspberry Pi) und Aktorik (Batteriespeichersystem aus Speicher und Wechselrichter) besteht der Entwurf des Home Energy Management noch aus mehreren zusätzlichen, unterstützenden Komponenten.

Für eine sicherere Verkabelung muss zwischen Batterie und Wechselrichter ein Sicherungslasttrennschalter mit Batteriesicherung installiert sein. Die Batteriesicherung sichert den Gleichstrom-Anschluss des Wechselrichters gegen eine Überlastung durch die Batterie ab. Die Batteriesicherung und die Verkabelung mit Batterie und Wechselrichter müssen nach den technischen Daten des Gleichstrom-Anschlusses ausgelegt sein. Entsprechend der Spitzenleistung des Speichers auf Gleichstromseite von 3,3 kW bei einer Nennspannung von 51,8 Volt liegt die angemessene Größe der Gleichstrom-Sicherung bei 63 Ampere.

Die Anforderungen an die Verkabelung des Gleichstrom-Anschlusses richten sich ebenfalls nach den technischen Daten des Speichers. Ein zu langes Kabel und ungenügende Leiterquerschnitte reduzieren den Wirkungsgrad des Systems und die Überlastfähigkeit des Wechselrichters durch zusätzliche Widerstände im Kabel. Der empfohlene minimale Leiterquerschnitt hängt von der Batteriespannung, der Systemleistung und der Kabellänge ab. Für das Kabel von der Batterie über den Sicherungslasttrennschalter bis zum Wechselrichter wurde eine Länge von maximal vier Metern angenommen. Somit sollte, nach den technischen Daten von Speicher und Wechselrichter, der Leiterquerschnitt des Kabels 50 Quadratmillimeter betragen.

Um das System als mobile Plattform bewegen zu können, ist die Installation von nicht permanenten Verbindungselementen zwischen dem Wechselstrom-Ausgang des Speichersystems und dem elektrischen Verteilerkasten nötig. Wegen der hohen Strombelastung sowie dem Fehlen eines Verpolungs- und Berührungsschutzes ist die einfache Schuko-Steckdose (CEE 7/3 bzw. CEE 7/4) für diesen Einsatz nicht geeignet und auch nicht normgerecht. Da das Batteriespeichersystem des HEMS nicht nur Strom aufnimmt, sondern auch wieder in den Stromkreis zurückspeist, werden Bestimmungen der Norm DIN VDE 0100-551 verletzt, da die typische Elektroinstallation in privaten Haushalten nicht für eine Einspeisung in Endstromkreise ausgelegt ist. Außerdem müssen Anlagen zur Energieerzeugung ortsfest angeschlossen, mit einer Schutzanlage nach VDE-AR-N 4105 ausgestattet sein und beim Netzbetreiber angemeldet werden. Für einen mobilen Batteriespeicher existieren zum Stand dieser Arbeit noch keine Normen, eine Orientierung

für einen sichere Anschluss bieten aber sogenannte Photovoltaik-Balkonmodule. Diese Anlagen bestehen aus einem oder mehreren Solar-Modul(en) und einem Modulwechselrichter. Mit diesen Mikro-PV-Anlagen für den Anschluss an die Steckdose können etwa Mieter von Wohnungen ihren Stromverbrauch senken. Gemäß der DIN VDE V 0628-1 Norm dürfen diese Stromerzeugungsanlagen nur über einen separat abgesicherten Einspeisestromkreis mit einer speziellen Energie-Einspeisesteckverbindung angeschlossen werden. Als nicht-permanente Stecker-Verbindung wurde für den Anschluss des Speichersystems die Wieland RST20i3 Steckverbindung gewählt. Diese bietet berührungsgeschützte Kontakte mit Verpolungsschutz bei Stecker- und Buchsenteil im ungesteckten Zustand und zusätzlich eine wasserdichte Verbindung im gesteckten Zustand. Darüber hinaus ist das Trennen der Steckverbindung nur mit einem Werkzeug möglich. Somit erfüllt diese Steckverbindung alle Voraussetzungen für einen ordnungsgemäßen und VDE-konformen Anschluss. Sowohl der Steckverbinder als auch die Steckdose sind für eine Bemessungsspannung von 250 Volt und einen Nennstrom von 20 Ampere ausgelegt und erfüllen so auch die elektrischen Anforderungen des Speichersystems.

4.2.6 Elektrischer Schaltplan

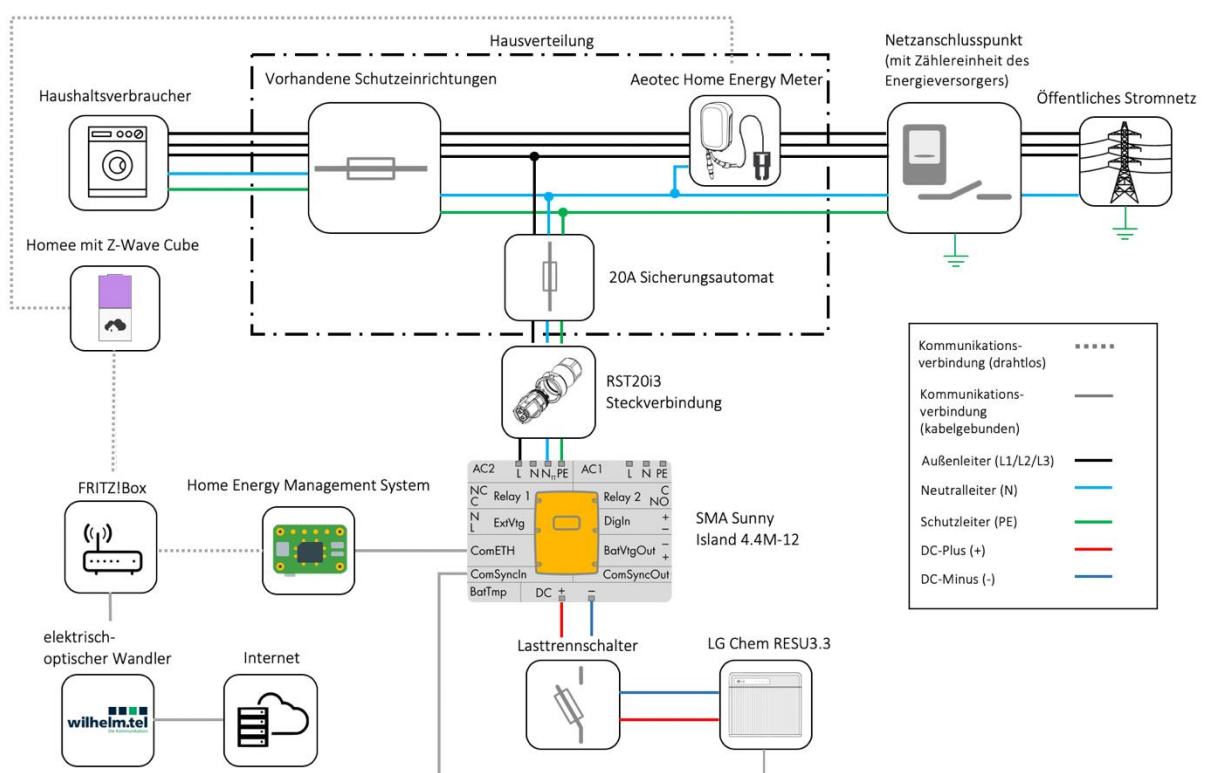


Abbildung 10: Elektrischer Schaltplan mit den Komponenten des Home Energy Management Systems [Eigendarstellung]

In Abbildung 10 ist der elektrische Schaltplan dargestellt, welcher im Rahmen der Entwicklung für das HEMS entworfen wurde. Hierfür wurden Befragungen verschiedener Experten der Stadtwerke Norderstedt durchgeführt und die Literatur von den Herstellern der System-Komponenten herangezogen. Die Installation des Aeotec HEM, sowie des zusätzlichen Sicherungsautomaten mitsamt der RST20i3 Steckdose erfolgt durch eine ausgebildete Fachkraft der Stadtwerke Norderstedt.

4.3 Software-Entwurf

Neben dem Entwurf der Hardwarekomponenten gehört der Software-Entwurf zu den Hauptaktivitäten der Systementwicklung. Nach erfolgter Anforderungsanalyse und der Definition der System-Anforderungen wird hierbei die Basis für die Implementierung der Software des HEMS geschaffen. Diese Phase umfasst insbesondere die Identifikation und Spezifikation von Architekturbausteinen des zu entwickelnden Softwaresystems, sowie die Beschreibung der identifizierten Teilsysteme bzw. die Spezifikation der Schnittstellen der identifizierten Architekturbausteine.

4.3.1 Node-RED

Node-RED ist ein grafisches Entwicklungswerkzeug zum Verbinden von Geräten des Internets der Dinge (IoT). Es ermöglicht Hardwaregeräte, APIs und andere Onlinedienste in einem einfachen Baukastenprinzip miteinander zu verknüpfen.

Die Programmierung in Node-RED ähnelt einem Flussdiagramm und wird daher auch Flow genannt. Ein Flow besteht aus einzelnen Knoten (Nodes) welche über Verbindungen (Wires) miteinander verknüpft werden können. Nachrichten können dann entlang dieser Verbindungen vom Ausgang eines Knotens zum Eingang des anderen Knoten gesendet werden. Die Anzahl der Inputs und Outputs eines Knoten hängt von dessen Art ab, welche auch dessen Verhalten bestimmt. Innerhalb eines Flows können unterschiedliche Eingabe-, Ausgabe- und Verarbeitungs-Nodes miteinander verbunden werden. Ein Node-RED Node hat dabei normalerweise immer eine festgelegte und eindeutige Aufgabe. Den Anfang eines Flows bildet immer ein Input-Node. Dies kann zum Beispiel ein einfacher Timer sein, welcher in regelmäßigen Abständen Nachrichten in einen Flow gibt. Zwischen den Nodes wird das Objekt „msg“ weitergegeben, welches die vom Input-Node übergebenen Informationen enthält. Die Ausgabe eines inject-Node enthält zum Beispiel die Nutzlast „msg.payload“ und den Topic „msg.topic“. Bei den Nutzdaten kann es sich um eine Vielzahl von Typen handeln, einschließlich Zeichenfolge, JavaScript-Objekten oder der aktuellen Zeit. Das msg-Objekt kann im Laufe eines Flows verändert, gelöscht oder erweitert werden. Es ist immer exklusiv für einen Flow, auch wenn mehrere Nachrichten innerhalb einer Registerkarte laufen können. Über den function-Node kann der Nutzer selbst eine JavaScript Funktion schreiben, welche eingehende Nachrichten verarbeiten und ein oder auch mehrere neue msg-Objekte zurückgeben kann. Werden Daten in mehreren

Flows benötigt, können diese entweder in flow- (innerhalb einer Registerkarte) oder global-Variablen gespeichert werden. Für Nachrichtenflüsse und Auslöser über Registerkarten hinweg können link-Nodes verwendet werden.

Node-RED ist dabei nicht auf die mitgelieferten Nodes beschränkt. Über die interne Paketverwaltung, die sogenannte „Palette“, lassen sich neue Funktionen und Schnittstellen hinzu installieren. Für die Entwicklung des HEMS werden mehrere zusätzliche Module benötigt, um die Schnittstellen des Systems miteinander zu verbinden. Eine Übersicht der wichtigsten Node-RED Bibliotheken, welche für die die Umsetzung des HEMS benötigt werden, ist der Tabelle 3 zu entnehmen

Tabelle 3: Übersicht zu den verwendeten Node-RED Bibliotheken

Node-RED Bibliothek	Kurze Beschreibung
homee-contrib	Stellt eine Websocket-Verbindung zum homee her. Über diese werden alle Nachrichten des homee, wie z.B. Statusaktualisierungen der Geräte, an die Nutzlast der Nachricht übergeben.
modbus-contrib	Dient der Kommunikation zum SMA Wechselrichter per Modbus und enthält verschiedene Knoten zur Verbindung mit einem Modbus TCP oder Serial Server um die Coils, Inputs und Registers abzufragen oder mit der Nutzlast msg.payload zu beschreiben.
http-request-contrib	Ermöglicht HTTP-Anfragen wie zum Beispiel eine GET-Anfrage an einen Website-URL abzusetzen und die Informationen der Antwort zu empfangen und auszugeben. Über diese Node lässt sich der Zustand des Schaltsignals von der Tarifmaschine abfragen und anschließend die geladenen Kilowattstunden zurück übermitteln.
power-monitor-contrib	Hierdurch können die Energieflüsse des Batteriespeichersystems erfasst werden. Übermittelt den Verbrauch in Kilowattstunden als JSON-Objekt.
influx-db-contrib	Durch diese Bibliothek lassen sich die Informationen am Ende eines Flows für die Aufzeichnung in eine InfluxDB Datenbank schreiben.

blynk-ws-contrib	Mithilfe dieser Bibliothek wird das HEMS mit der Blynk Applikation verbunden. So lassen sich Informationen aus der Oberfläche der App in einen Flow geben oder am Ende eines Flows in die App zurück übermitteln.
smooth-contrib	Wird für die Umsetzung des Steuerungsalgorithmus benötigt. Die Bibliothek bietet mehrere einfache Algorithmen zum Glätten ankommender Datenwerte wie etwa Hoch- oder Tiefpassfilter.

4.3.2 Kommunikation

In diesem Kapitel wird der Entwurf präsentiert, wie die Kommunikation zwischen den Komponenten des HEMS ablaufen soll. Dabei werden die Technologien Modbus und Z-Wave kurz erläutert und ihre Funktion im HEMS beschrieben.

4.3.2.1 Kommunikation zum Wechselrichter (Modbus Protokoll)

Das Modbus Application Protocol ist ein industrielles Kommunikationsprotokoll, welches hauptsächlich zur Anlagenkommunikation (z.B. in PV-Kraftwerken) eingesetzt wird. Das Modbus Protokoll wurde dafür entwickelt, Daten aus fest definierten Datenbereichen zu lesen oder in diese zu schreiben. Die Modbus-Spezifikation schreibt dabei nicht vor, welche Daten in welchem Bereich stehen müssen. Die Datenbereiche müssen jedoch gerätespezifisch in so genannten Modbus-Profilen definiert werden. Mit Kenntnis des gerätespezifischen Modbus Profils kann ein Modbus Client (z.B. SCADA-System oder das HEMS) auf die Daten eines Modbus-Servers (z.B. SMA Wechselrichter mit Modbus Schnittstelle) zugreifen.

Das SMA Modbus-Profil beinhaltet die Definitionen für SMA Geräte. Die für den Sunny Island 4.4M verfügbaren gerätespezifischen Datenpunkte sind in einer Excel Liste des Herstellers aufgeführt. Diese Schnittstellen-Beschreibung enthält die Modbus Register Adresse des Wertes, eine Kurzbeschreibung, die physikalische Einheit, Datentyp und -format sowie die Zugriffsberechtigungen auf das Register. Über Modbus TCP kann entweder nur lesend (RO) oder nur schreibend (WO) oder lesend und schreibend (RW) auf ein Modbus-Register zugegriffen werden. Ein Modbus-Register ist dabei immer 16 Bit breit. Für breitere Daten werden zusammenhängende Modbus-Register verwendet und als ein Datenblock betrachtet. Die Startadresse des Datenblocks ist dabei die Adresse des ersten Modbus-Registers. Bei einer Datenübertragung kann immer nur eine bestimmte Menge an Daten übertragen werden. Die Menge ist abhängig vom verwendeten Modbus-Befehl und muss bei der Datenübertragung berücksichtigt werden. Nachfolgend wird dies an einem Auszug des SMA Modbus-Profiles erläutert:

Tabelle 4: Auszug aus dem SMA Modbus-Register als Beispiel

Register-Adresse	Kurzbeschreibung	Einheit	Typ	Format	Zugriff
30843	Battery current	A	S32	FIX3	RO
30845	Current battery state of charge	%	U32	FIX0	RO

In der ersten Spalte steht die Modbus Register-Adresse, über welche auf den zugehörigen Wert zugegriffen werden kann. Anschließend folgt eine Kurzbeschreibung, sowie die physikalische Einheit des Wertes. In diesem Fall handelt es sich um den Momentanwert der Stromstärke des Batteriespeichers, welche in Ampere angegeben ist. Der Datentyp dieses Wertes lautete „S32“, somit handelt es sich um ein vorzeichenbehaftetes (signed) Doppelwort mit einer Datenbreite von 32 Bit. Wie dem Beispiel zu entnehmen ist, erstreckt sich der Datenblock aufgrund der Datenbreite von 32 Bit über zwei Modbus-Register. Das Datenformat „FIX3“ steht für eine Dezimalzahl, welche kaufmännisch auf drei Nachkommastellen gerundet wurde. Zuletzt kann der Zugriff auf diesen Wert nur lesend (RO) erfolgen.

Für die Steuerung des Wechselrichters über die Steuereinheit sind einige Hinweise zu beachten. Die mit schreibbaren Modbus-Registern (RW) änderbaren Parameter sind für die langfristige Speicherung von Geräteeinstellungen vorgesehen. Eine zyklische Änderung führt zur Zerstörung der Flash-Speicher des Geräts. Ausgenommen davon sind Parameter zur Steuerung und Begrenzung der Anlagenleistung, welcher für die Echtzeit-Steuerung des HEMS verwendet werden sollen. Für die Anforderung einer geringeren Latenz des Systems ist die physikalische Reaktionszeit des Wechselrichters, also die Zeit zwischen der Änderung von Sollwerten bis zu dessen physikalischer Umsetzung, zu beachten. Diese beträgt beim Sunny Island 4.4M typischerweise etwa eine Sekunde. Darüber hinaus rät der Hersteller aus Gründen der Systemstabilität aber dazu, den zeitlichen Abstand zwischen Datentransfers über das Modbus-Protokoll auf mindestens 10 Sekunden zu setzen. Dabei sollten nicht mehr als 5 Parameter und Messwerte gleichzeitig übertragen werden. Dies hängt mit der Reaktionszeit der Modbus-Schnittstelle selbst zusammen. Dies ist die Zeit zwischen dem Eintreffen der Parametervorgaben im Wechselrichter bis zur Bereitstellung der entsprechenden Messwerte an der Modbus-Schnittstelle. Sie beträgt im Mittel zwischen 5 und 10 Sekunden. Aufgrund dieser Reaktionszeit können Parametervorgaben über ein Modbus Client System nur in einem entsprechend gleichen oder größeren Intervall angezeigt werden.

4.3.2.2 Kommunikation zum Aeotec HEM (Z-Wave)

Für die Übermittlung des momentanen Netzbezugs an die Steuerzentrale sind mehrere Zwischenschritte nötig. Zunächst muss eine Verbindung zwischen dem homee mit angesteckter Z-Wave Erweiterung und dem Aeotec HEM hergestellt werden. Diese Verbindung erfolgt über Z-Wave, einem internationalen Funkstandard für die Kommunikation von Smart Home Geräten. Z-Wave ermöglicht eine sichere und stabile Kommunikation indem jede Nachricht vom Empfänger rückbestätigt wird (Zweiwege-Kommunikation) und alle netzbetriebenen Geräte Nachrichten weiterleiten (Routing) können, wenn eine direkte Funkbeziehung zwischen Sender und Empfänger gestört ist. Mit Z-Wave können Produkte unterschiedlicher Hersteller miteinander in einem Funknetz verwendet werden. Damit ist auch dieses Produkt mit beliebigen anderen Produkten anderer Hersteller in einem gemeinsamen Z-Wave Funknetz einsetzbar.

Im Auslieferungszustand ist das Gerät mit keinem Z-Wave-Netz verbunden. Damit es mit anderen Z-Wave Geräten kommunizieren kann, muss es in ein bestehendes Z-Wave Netz eingebunden werden. Dieser Prozess wird bei Z-Wave Inklusion genannt. Geräte können Netzwerke auch wieder verlassen. Dieser Prozess heißt bei Z-Wave Exklusion. Beide Prozesse werden von einem Controller gestartet, der dazu in einen Inklusion- bzw. Exklusion-Modus geschaltet werden muss. Beim homee wird die Inklusion automatisch gestartet, wenn ein neues Z-Wave-Gerät hinzugefügt wird. Anschließend muss der Schalter am Aeotec HEM innerhalb einer Minute betätigt werden, um das Gerät in das Z-Wave Netz zu inkludieren. Nach der Inklusion werden die Daten zum Stromverbrauch in regelmäßigen Intervallen an den homee gemeldet. Durch Konfigurationseinstellungen kann das Verhalten des Gerätes jedoch noch besser an die Anforderungen der Anwendung angepasst und zusätzliche Funktionen aktiviert werden. Hierfür muss nach der Inklusion in den Expertenmodus der homee Konfiguration gewechselt werden. Dort lassen sich dann verschiedene Parameter an das Aeotec HEM senden, mit denen sich etwa das Zeitintervall zwischen dem Senden der Werte zum Stromverbrauch anpassen lassen. Die entsprechenden Parameter können dem Handbuch des Gerätes entnommen werden.

Um die Verbrauchsdaten vom homee an den Raspberry Pi zu übermitteln, muss dieser mit einem lokalen Netzwerk verbunden werden. Die Verbindung zu einem Router kann entweder drahtlos per WLAN oder mit einem optional erhältlichen Netzwerkadapter kabelgebunden erfolgen.

In der Node-RED Installation auf dem Raspberry Pi kann anschließend die bereits beschriebene homee-contrib Bibliothek hinzugefügt und der homee-Node in einem Flow konfiguriert werden. Nachdem die IP-Adresse des homee sowie die Benutzerdaten in den Node eintragen wurden, wird automatisch eine Verbindung zum homee hergestellt. Der homee-Node verfügt über je einen Ein- und Ausgang. Um den Datenabruf vom homee zu initiieren, wird ein inject-Node benötigt. Dieser sendet in einem Intervall von

einer Sekunde die Nutzlast „GET:nodes“ an den Eingang des homee-Node. Dieser gibt im Anschluss mehrere JSON-Objekte an seinem Output aus. Jedes Objekt steht dabei für einen Messwert des Aeotec HEM und verfügt über Attribute wie den aktuellen Wert, letzten Wert, die Einheit des Messwertes sowie eine bestimmte Identifikation (ID). Über einen Abgleich mit den Werten der homee Smartphone Applikation lässt sich der gesuchte Wert, wie der aktuelle Strombezug auf der Phase L3, mit der ID des JSON Outputs verknüpfen. Dieser kann anschließend mithilfe eines function-Node herausgefiltert und an einen link-Node für die Weiterverarbeitung übergeben werden.

4.3.2.3 Kommunikation zur Tarifmaschine (Webservice)

Wie bereits in den Anforderungen von Kapitel 3 beschrieben, kommt das Signal zum Laden des Batteriespeichers aus der Tarifmaschine der Stadtwerke Norderstedt. Die Abfrage wird über einen Webservice durchgeführt, welcher auf Seite der Tarifmaschine implementiert wurde. Der Ablauf der Kommunikation zwischen Tarifmaschine und HEMS ist in Abbildung 11 als Sequenzdiagramm dargestellt.

Zum Abruf stellt die Tarifmaschine einen Webservice zur Verfügung, welcher das Schaltsignal in regelmäßigen Abständen veröffentlicht. Um Zugriff zur API zu erhalten, muss sich zuerst mittels eines POST-Befehls bei der Tarifmaschine angemeldet werden. Im Header der Anfrage werden die Anmeldedaten in Form von Benutzername und Passwort übergeben. Wenn die Anmeldung erfolgreich war, gibt die Tarifmaschine ein Bearer-Token als Antwort zurück. Anschließend lässt sich über einen separaten Link, welcher die ID des homee enthält, mittels eines GET-Befehls der Schaltzustand des homee abrufen. Hier wird im Header der Anfrage das zuvor erzeugte Bearer-Token zur Authentifizierung mit übergeben. Bei erfolgreicher Abfrage wird von der Tarifmaschine als Rückgabewert ein JSON String ausgegeben. Dieser enthält neben der homee ID unter anderem den aktuellen Soll-Zustand des homee, sowie den Zeitpunkt bis zu dem der aktuelle Soll-Zustand mindestens anhalten soll. Nach Ende einer Schaltphase wird die in den Batteriespeicher verschobene Energie zusammen mit der Ladezeit und einem Zeitstempel über einen POST-Befehl als JSON-String an die Tarifmaschine übermittelt.

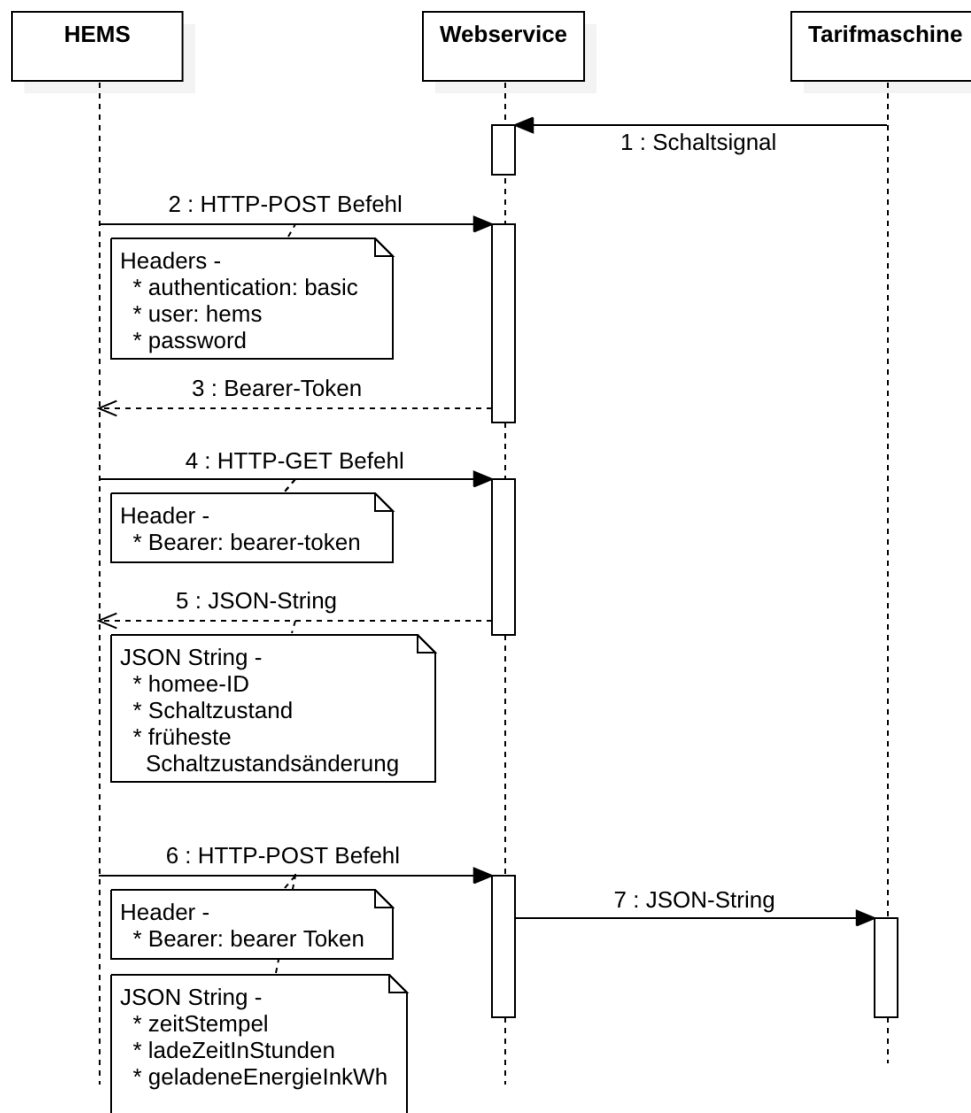


Abbildung 11: Sequenzdiagramm zum Kommunikationsablauf zwischen HEMS und Tarifmaschine [Eigendarstellung]

4.3.3 Steuerungslogik

Für das intelligente Laden und Entladen des Batteriespeichers ist die Konzeptionierung einer passenden Steuerungslogik nötig. Diese verarbeitet die verschiedenen Inputs der unterstützenden Komponenten um anschließend einen Output für die Steuerung der Wechselrichterleistung auszugeben.

Als Echtzeitsysteme werden Systeme zur unmittelbaren Steuerung und Abwicklung von Prozessen bezeichnet, die dafür an sie gestellte quantitative Echtzeitanforderungen erfüllen müssen [Scholz 2005]. Diese Anforderung besteht oft darin, dass ein Ergebnis innerhalb eines möglichst kurzen Zeitintervalls vorliegt. Ein solches System muss also nicht nur ein Berechnungsergebnis mit dem richtigen Wert, sondern dieses gleichzeitig auch noch möglichst zeitnah liefern. Bei Echtzeit-Systemen ist somit der Zeitpunkt der

Ausgabe bedeutend. Die Ursache hierfür ist, dass die Eingabe mit einigen Änderungen der physikalischen Welt korrespondiert und die Ausgabe sich auf diese Änderungen beziehen muss. Die Verzögerung zwischen der Zeit der Eingabe und der Zeit der Ausgabe muss daher ausreichend klein für eine akzeptable "Rechtzeitigkeit" sein [Daintith, J. & Wright, E.]. Die Verarbeitung der Ein- und Ausgangsgrößen sowie die Steuerung des Systems werden mit der bereits beschriebene Node-RED Software umgesetzt. Da Node-RED auf einer ereignisgesteuerten JavaScript-Laufzeitumgebung beruht, ist es ideal geeignet für die Implementierung einer ereignisbasierten Echtzeit-Steuerung [JS Foundation 2018[®]]. Bei dieser wird auf ein von außen kommendem Ereignis schnellstmöglich reagiert (häufig mittels Interrupts) und eine Verarbeitung gestartet. Bereits laufende Verarbeitungen können dabei unterbrochen werden. Die Ereignissteuerung bietet den Vorteil, dass auf Ereignisse mit nur sehr geringem Zeitverlust reagiert werden kann und der Ablauf intuitiv nachvollziehbar ist. Ein Nachteil ist dabei aber das Risiko einer Überlastung, beim Auftreten mehrerer Ereignisse innerhalb einer kurzen Zeitspanne. Dieses Problem lässt sich durch das Festlegen von Prioritäten bei der Nachrichtenverarbeitung zum Teil umgehen [Kopetz, H.].

Im Folgenden wird das Modell des Echtzeit-Steuerungssystems vorgestellt, welches für das HEMS konzipiert wurde. Dieses umfasst neben der zentralen Steuereinheit auch die Schnittstellen zu den anderen Systemkomponenten, über welche die Steuerung die Ein- und Ausgangsgrößen für die Echtzeit-Verarbeitung erhält.

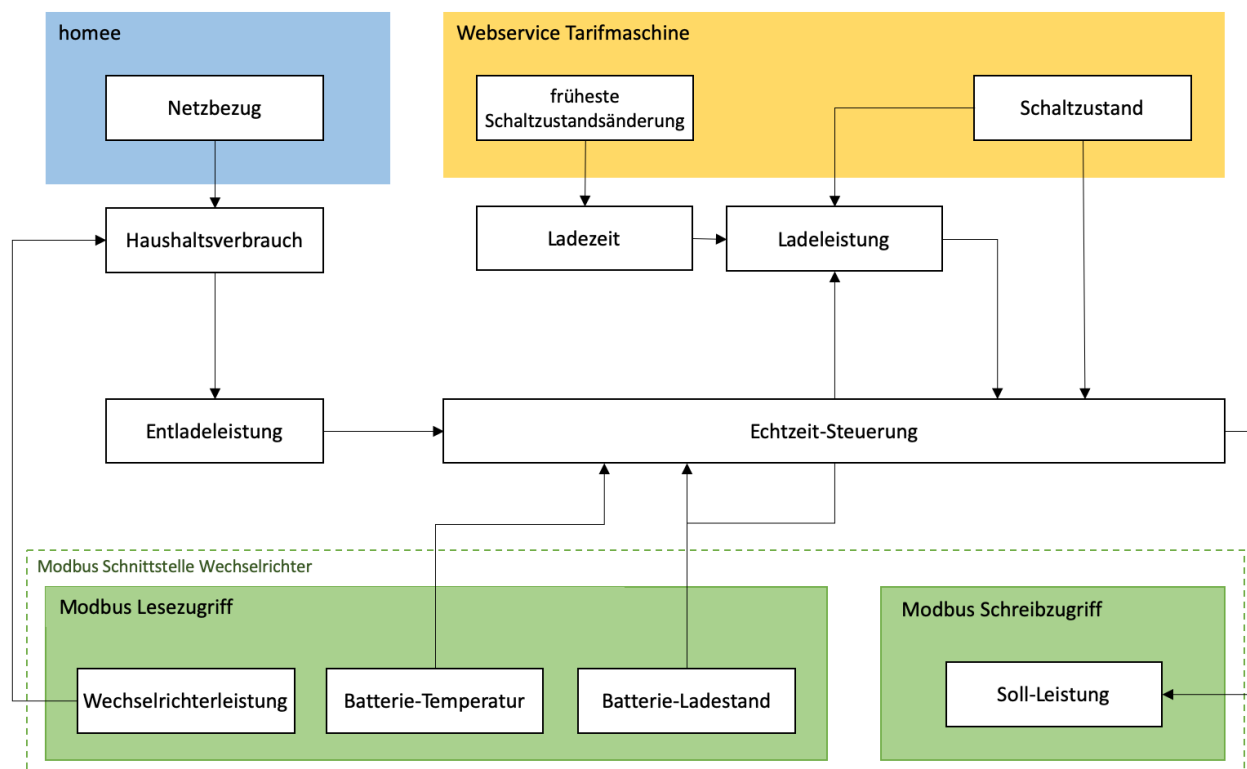


Abbildung 12: Modell des Echtzeit-Steuerungssystems mit Einflussgrößen [Eigendarstellung]

Über den Lesezugriff auf die Modbus Schnittstelle des Wechselrichters können die Temperatur und der aktuelle Ladestand der Batterie erfasst werden. Der Ladezustand fließt unter anderem in die Berechnung der Ladeleistung mit ein. Außerdem wird die Momentanleistung des Wechselrichters an dessen Ausgang abgefragt. Diese wird benötigt, um die momentane Stromnachfrage des Haushalts zu berechnen.

Der momentane Schaltzustand, sowie der Zeitpunkt der nächsten Schaltzustandsänderung werden über den HTTP-Abufruf vom Webservice der Tarifmaschine bezogen. Bei einem Einschaltsignal (Schaltzustand = wahr) lässt sich aus der Differenz vom Zeitpunkt der frühesten Schaltzustandsänderung und der aktuellen Systemzeit so die Zeit berechnen, welche voraussichtlich zum Laden zur Verfügung steht. Bei jedem Einschaltsignal soll das System den Batteriespeicher vollständig aufladen. Würde der Wechselrichter den Batteriespeicher jedoch ständig mit der maximalen Ladeleistung von drei Kilowatt laden, hätte dies hohe Wirkungsgradverlusten beim Laden zur Folge. Daher wird die Ladeleistung bei jeder Änderung des Schaltzustands dynamisch neu berechnet. Die benötigte Ladeleistung ergibt sich anhand der folgenden Formel:

$$P_{Laden} = - \frac{(1 - SOC_{Batterie}) * E_{Batteriekapazität}}{t_{Laden} * \eta_{Batteriespeichersystem}} \quad (4.2)$$

Aus dem Ladestand der Batterie in Prozent, sowie der Gesamt-Energiekapazität des Batteriespeichers, lässt sich die zum vollständigen Laden benötigte Energiemenge berechnen. Die Ladeenergie wird durch die Ladezeit geteilt, um die Ladeleistung zu erhalten sowie durch den Wirkungsgrad des gesamten Batteriespeichersystems, um die Verluste beim Laden auszugleichen.

Den Ladestand der Batterie erhält das System über die Modbus Abfrage des Wechselrichters. Die Gesamtenergiekapazität ist eine Konstante und beträgt den technischen Daten des gewählten Batteriespeichers zufolge 3300 Wattstunden. Der Wirkungsgrad wird anhand der technischen Daten des Batteriespeichersystems vereinfacht mit einem Wert von 92 Prozent als konstant angenommen.

Bei einem Ausschaltsignal der Tarifmaschine soll die Echtzeit-Steuerung die Leistung des Batteriespeichersystems so steuern, dass der Netzbezug in dieser Zeit effektiv gegen null geht. Dafür muss die Entladeleistung des Batteriespeichersystems dem aktuellen Haushaltsverbrauch entsprechen. Da sich mit dem Aeotec HEM lediglich der Strombezug vom Netz bestimmen lässt, muss der Haushaltsverbrauch anhand folgender Formel berechnet werden:

$$P_{Haushalt} = P_{Netz} + P_{Wechselrichter} = P_{Entladen} \quad (4.3)$$

Wenn die Leistung des Wechselrichters null beträgt, entspricht der Haushaltsverbrauch dem aktuellen Netzbezug. Wird vom Wechselrichter nun Strom ins Hausnetz ausgespeist ($P_{Wechselrichter} > 0$), dann sinkt der Netzbezug entsprechend in gleicher Höhe. Würde die Steuerung nur den Netzbezug für die Leistungsvorgabe des Wechselrichters verwenden, dann würde dieser periodisch zwischen null und dem aktuellen

Haushaltsverbrauch hin- und herschwanken. Daher muss für die Bestimmung der Entladeleistung ein synthetischer Haushaltsverbrauch berechnet werden, welcher sich aus der Summe der Leistungen von Stromnetzbezug und Wechselrichter-Output ergibt.

Anhand der erfassten Eingangsgrößen bestimmt die Echtzeit-Steuerung anschließend die Soll-Leistung, die an die Modbus-Schnittstelle des Wechselrichters gesendet werden soll. Der Programmablauf des ereignisbasierten Echtzeit-Steueralgorithmus ist in Abbildung 13 dargestellt. Da die Informationsübermittlung in Node-RED auf Nachrichten basiert, welche zwischen den Nodes verschickt werden, beginnt der Algorithmus mit einem Nachrichten-Objekt (`msg`). Sobald eine neue Nachricht am Eingang des Nodes empfangen wird, überprüft der Algorithmus zuerst den Betreff (`msg.topic`) der Nachricht. Anschließend wird die Nutzlast der Nachricht (`msg.payload`) entsprechend dem Betreff einer Variablen zugeordnet. Tritt beispielsweise eine Nachricht zur Entladeleistung ein, wird deren Nutzlast zuerst der entsprechenden Variable zugeordnet. Nachfolgend überprüft der Algorithmus, ob der Schaltzustand im Moment den Wert „Ein“ (wahr) oder „Aus“ (falsch) hat. Ist der Schaltzustand auf „Ein“ gesetzt, bedeutet dies, dass der Wechselrichter den Batteriespeicher laden soll. Die Leistungsvorgabe an den Wechselrichter „Soll-Leistung“ ist dann gleich der Leistung mit der geladen werden soll. Die entsprechende Ladeleistung ergibt sich nach der oben in Formel 4.2 erläuterten Berechnung. Liegt der Schaltzustand hingegen bei „Aus“, soll der Wechselrichter die Energie aus dem Speicher entsprechend der vorgegeben Entladeleistung ausspeisen. Die Soll-Leistung entspricht in diesem Fall der Entladeleistung des empfangenen Nachrichten-Objekts. Die beiden rechten Entscheidungs-Bäume überprüfen, dass Grenzwerte des Speichers nicht über- bzw. unterschritten werden. Wenn die Temperatur des Batteriespeichers aufgrund von z.B. hoher Ströme auf über 38°C ansteigt, wird die Soll-Leistung sofort auf null gesetzt, bis der Speicher abgekühlt ist. Wird der Speicher länger entladen, ohne dass vom System ein Schaltsignal zum Laden empfangen wird, kann der Ladezustand der Batterie auf unterhalb von 10 Prozent sinken. Dieser Bereich liegt außerhalb des Nutzungsbereichs des Batteriespeichers, ein tieferes Entladen kann dann die Lebensdauer der Batterie mindern. Da durch ein Setzen der Soll-Leistung auf null immer noch der Standby-Verbrauch des Wechselrichters den Batteriespeicher weiter entladen würde, wird die Soll-Leistung stattdessen auf einen negativen Wert gesetzt. Dadurch lädt der Wechselrichter den Batteriespeicher beim Unterschreiten des Mindest-Ladezustands periodisch wieder auf. Wenn die Soll-Leistung gesetzt wurde, übergibt der Algorithmus den Wert an die Nutzlast eines neuen Nachrichten-Objekts. Dieses wird dann über den Ausgang der Funktion an die Modbus-Schnittstelle gesendet

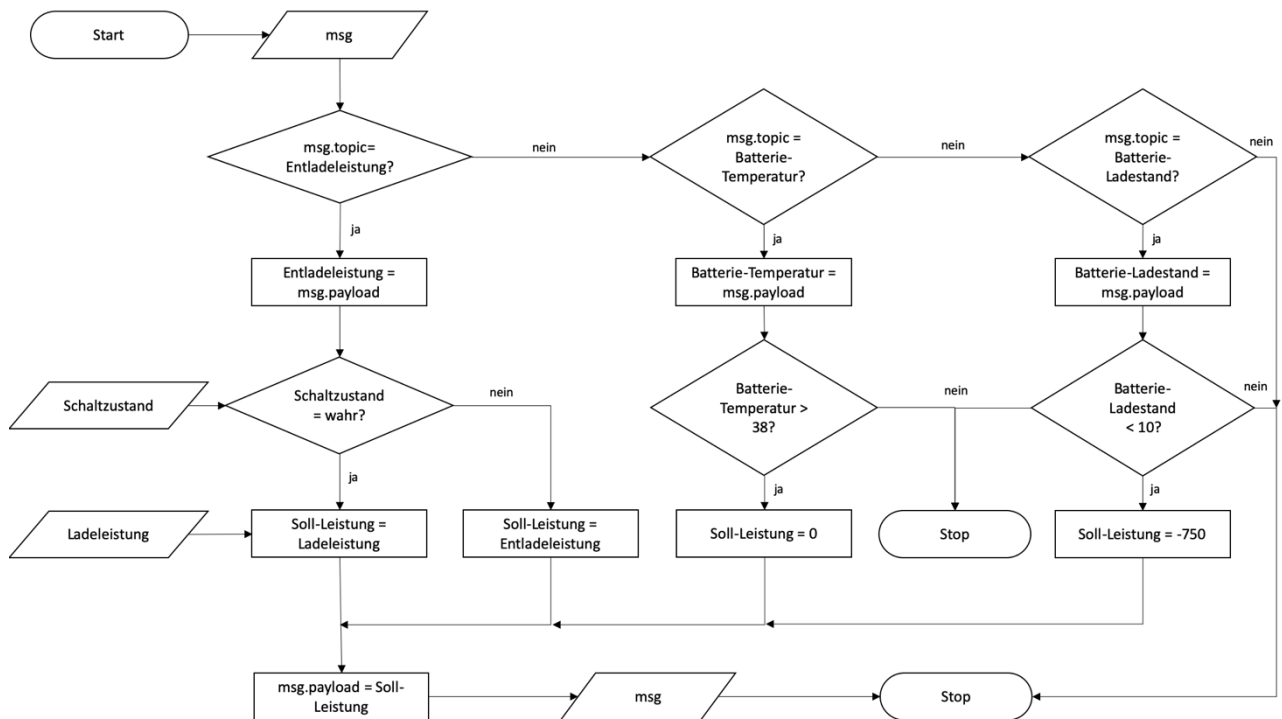


Abbildung 13: Programmablaufplan des Echtzeit-Steueralgorithmus [Eigendarstellung]

4.3.4 Auswertung und grafische Benutzeroberfläche

Um die Daten des HEMS später auswerten und visualisieren zu können, müssen diese in eine lokale Datenbank gespeichert werden. InfluxDB ist eine von InfluxData entwickelte Open-Source-Zeitreihenplattform. Hierzu gehören insbesondere APIs zur schnellen und hochverfügbaren Speicherung und Abfrage von Zeitreihendaten für die Erfassung von Sensordaten aus dem Bereich des Internet of Things, Echtzeitanalysen, Benutzer-Dashboards sowie zum Visualisieren und Erkunden der Daten. Durch das Visualisieren der Daten des HEMS lässt sich Einblick in diese in Echtzeit geben, wodurch sich Erkenntnisse für die weitere Entwicklung und Verbesserung des Systems gewinnen lassen. Die Speicherung der Daten aus Node-RED erfolgt mit dem bereits beschriebenen InfluxDB-Node.

Grafana ist eine Open Source-Suite für die Visualisierung, Überwachung und Analyse von Daten. In Grafana können Benutzer Dashboards mit Panels erstellen, die jeweils bestimmte Metriken über einen festgelegten Zeitraum darstellen. Diese Panels können zum Beispiel Grafen, Einzelwerte oder Heatmaps sein. Die Software unterstützt verschiedene Backends, in denen Zeitreihendaten gespeichert werden. Eines dieser Backends ist InfluxDB. In Anbetracht dieser passenden Kombination besitzt Grafana eine enge Integration mit InfluxDB.

Um das HEMS auch von unterwegs aus überwachen und steuern zu können, wird eine App für den mobilen Einsatz auf dem Smartphone benötigt. Blynk ist eine Plattform zur Anbindung von Geräten des IoT mit

Apps für iOS und Android. Über eine Node-RED Bibliothek lässt sich das HEMS zudem unkompliziert mit der Blynk App integrieren. Es kann Hardware wie einen Raspberry Pi fernsteuern, Sensordaten anzeigen, Daten speichern, visualisieren und viele andere Dinge tun. Die Plattform besteht aus drei Hauptkomponenten: Die Blynk App ermöglicht es, mit verschiedenen bereitgestellten Widgets passende Dashboards und Benutzeroberflächen für Hardware-Projekte zu erstellen. Der Blynk Server ist verantwortlich für die gesamte Kommunikation zwischen Smartphone und Hardware. Dieser kann entweder lokal auf einem privaten Server oder in der Cloud ausgeführt werden. Die Blynk Bibliotheken, welche für alle gängigen Hardwareplattformen aus dem IoT-Bereich existieren, ermöglichen schließlich die Kommunikation der Hardware mit dem Server und verarbeiten alle eingehenden und ausgehenden Befehle.

4.4 Gesamtmodellentwurf

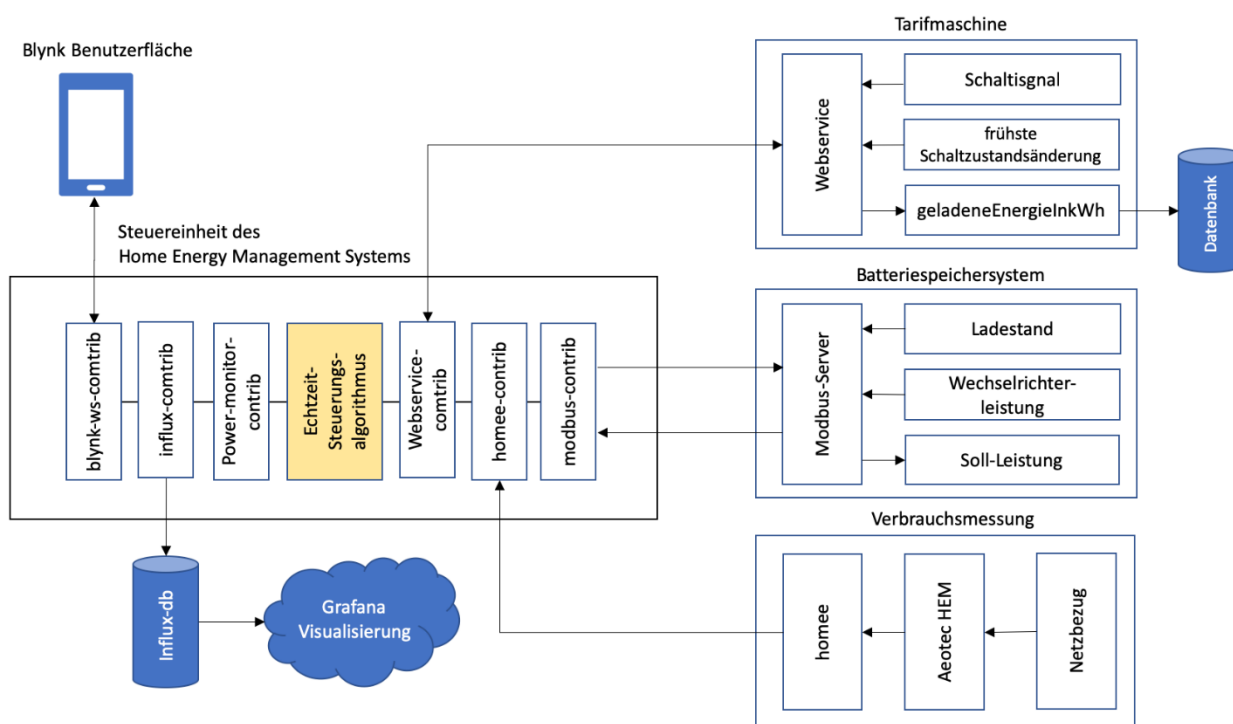


Abbildung 14: Gesamtmodellentwurf mit allen Komponenten des HEMS [Eigendarstellung]

Basierend auf den Ergebnissen der vorangegangenen Abschnitten dieses Kapitels ist in Abbildung 14 der Gesamtmodellentwurf des HEMS schematisch dargestellt. Auf der rechten Seite sind die drei Systeme mit ihren Schnittstellen und Einflussgrößen abgebildet, mit welchen die Steuereinheit des HEMS für die Echtzeitsteuerung kommuniziert. Die Steuereinheit auf der linken Seite der Abbildung umfasst die verwendeten Node-RED Bibliotheken für die Schnittstellen-Kommunikation, sowie den Echtzeitsteuerungsalgorithmus. Außerdem sind die Verbindungen zur Benutzeroberfläche der Blynk App und der InfluxDB Datenbank mit Grafana Visualisierung für die Auswertung abgebildet.

5 Implementierung des Home Energy Management Systems

Nachdem im vorangegangenen Kapitel der Entwurf des Home Energy Management System vorgestellt wurde, wird in diesem Kapitel die prototypische Umsetzung des Entwurfs beschrieben. Hierfür wird in den nächsten Abschnitten erklärt, wie einzelnen Komponenten des entworfenen HEMS, z.B. die Verbrauchsmessung, das Batteriespeichersystem, die Steuereinheit sowie die gesamte Software-Architektur realisiert und umgesetzt wurden.

5.1 Hardware

In diesem Abschnitt wird der Bau des Batteriespeichersystems mit allen seinen Komponenten, sowie die Implementierung der Verbrauchsmessung mit dem Aeotec HEM beschrieben. Außerdem wird die Installation im Testhaushalt und die Einrichtung des Wechselrichters erläutert.

5.1.1 Konstruktion des mobilen Batteriespeichersystems

Um die Anforderung an ein mobiles System zu erfüllen, wurde für den Bau des Batteriespeichersystem ein vorhandener rollbarer Verteilernetzschrank der Stadtwerke Norderstedt gewählt. Die genormten Profilschienen an allen Seiten des Systems erlauben eine einfache Montage von Komponenten an der tragenden Struktur des Schrankes. Außerdem ermöglichen abnehmbare Seitenwände einen optimalen Zugang in das Schrankinnere beim Bau des Systems.

Zuerst wurde der Batteriespeicher auf dem Boden der Plattform installiert und mit den Profilschienen verschraubt. Für die Montage des Wechselrichters wurde dann eine Adapterplatte für dessen Wandhalterung angefertigt und ebenfalls an den Schienen des Schrankes befestigt. Der Wechselrichter konnte anschließend gegenüber vom Speicher in die Wandhalterung gehängt und verschraubt werden. Als dritte Komponente wurde der Sicherungslasttrennschalter mit 63A Gleichstrom-Sicherungen versehen und ebenfalls mittels einer Montageplatte befestigt.

Nach Abschluss der Montage der Hauptkomponenten des Batteriespeichersystems konnte mit dem elektrischen Anschluss und der Verkabelung fortgefahren werden. Entsprechend der Vorgaben des Entwurfs aus Kapitel 4 wurden für die Gleichstromseite vier Stücke 1,5 Meter langes Batteriekabel mit einem Leiterquerschnitt von 50 mm² abgelängt und zwischen Batteriespeicher, Lasttrennschalter und Wechselrichter verkabelt. Für den Anschluss an das Stromnetz wurde eine dreiadrige Gummischlauchleitung mit einem Leiterquerschnitt von 4 mm² und einer Länge von 7 m verwendet. Auf Seiten des Wechselrichters wurde das AC-Leistungskabel mit dem Anschluss „AC2 Gen/Grid“ verbunden. Am anderen Ende wurde ein dreipoliger blauer CEE Stecker (auch Caravan-Stecker genannt) verkabelt. Dieser ist staub- und spritzwassergeschützt und für einen Strom bis 16 A und eine Spannung bis 250 V ausgelegt. Da zum Beginn der Konstruktion des HEMS die Wieland RST20i3 Steckverbindung eine längere Lieferzeit hatte, wurde für den

Bau eines ersten Prototyps eine CEE-Steckverbindung verwendet. Bei einer Trennung des Netzanschlusses trennt der Sunny Island 4.4M zudem sofort all-polig die Verbindung am Anschluss „AC2 Gen/Grid“ auf, sodass keine Gefahr eines Stromschlags am Stecker-Ende besteht. Für den späteren Einsatz des Systems wurde der CEE-Stecker gegen die normgerechte RST20i3 Steckverbindung ausgetauscht. Zuletzt wurde zwischen Batteriespeicher und Wechselrichter ein Netzwirkkabel verlegt. Über diesen Kommunikationsbus wird das Batteriemanagementsystem der Lithium-Ionen-Batterie direkt mit der Steuerung des Wechselrichters verbunden. Für die Speedwire-Verbindung zur Steuereinheit des HEMS wurde ein zweites Datenkabel mit dem Anschluss „ComETH“ am Wechselrichter verkabelt. Die fertige Installation der Komponenten des Batteriespeichersystems im Verteilernetzschrank ist in Anhang 6 und Anhang 7 zu sehen.

5.1.2 Installation im Testhaushalt

Für die Inbetriebnahme des HEMS wurde im Testhaushalt eine zum Stecker des Batteriespeichersystems kompatible CEE-Steckdose installiert. Die Steckdose wurde im elektrischen Verteilerkasten mit einer 20 A Sicherung an die Phase L3 angeschlossen. Der Anschluss wurde anhand der größten Verbraucher im Haushalt ausgewählt. Diese umfassen auf der Phase L3 unter anderem Herd, Waschmaschine, Trockner, Gefrierschrank, 3D-Drucker sowie die Verbraucher im Wohnzimmer des Haushalts. Bei dem Anschluss des Speichers muss die Größe der Hauptsicherungen im verplombten Hauptanschlusskasten beachtet werden. Diese liegt im Fall des Testhaushalts bei 63 A und sollte daher bei einem parallelen Betrieb der Haushaltsgeräte und dem Laden des Batteriespeichersystems noch über ausreichende Reserven verfügen.

Das Aeotec HEM wurde, wie in Abbildung 4 des Hardware Entwurfs dargestellt, im Verteilerkasten des Testhaushaltes angeschlossen und für einen besseren Empfang neben diesem platziert. Anschließend wurde der homee Basiswürfel mit einem Z-Wave Würfel erweitert und in der Nähe des Verteilerkastens an die Stromversorgung angeschlossen (siehe auch Anhang 8).

5.1.3 Konfiguration des Wechselrichters

Für einen ersten Test wurde das Batteriespeichersystem mit der installierten CEE-Steckdose verbunden. Über die Speedwire-Verbindung wurde der Wechselrichter anschließend mit einem Laptop verbunden und über die Weboberfläche konfiguriert. Um auf den Wechselrichter mit SMA Modbus zuzugreifen zu können, muss die Modbus-Schnittstelle vorher aktiviert werden. Hierfür wurde der Modbus-TCP-Server auf dem Port 502 eingeschaltet. In der Konfiguration des Batteriespeichers wurden der Tiefenentladebereich, der Ersatzstrombereich und die Breite zur Erhaltung des Batterieladezustands auf ihre jeweiligen Minimalwerte gesetzt. Die Breite des Eigenverbrauchbereichs konnte dann auf den maximalen Wert von 91 Prozent eingestellt werden. Die verbleibenden Parameter wurden auf ihren Standardeinstellungen belassen.

5.2 Software

Der folgende Teil handelt die Implementierung der erstellten Software-Konzepte ab. Zunächst wird die Einrichtung der Steuerungseinheit und der Verbrauchsmessung erläutert. Anschließend folgt die Beschreibung des Prozesses für die Umsetzung der Modbus Kommunikation zum Wechselrichter und der Anbindung der Tarifmaschine. Außerdem wird die Ausführung der Echtzeit-Steuerung nach dem schematischen Entwurf aus Kapitel 4.3.3 gezeigt. Für die Auswertung wird zuletzt die Energieerfassung, sowie Speicherung und Visualisierung der Daten des HEMS vorgestellt.

5.2.1 Konfiguration der Steuerungseinheit

Der Raspberry Pi agiert als zentraler Hub für die Steuerung des Home Energy Management Systems. Für die Programmierung wurde das Betriebssystem Raspbian auf einer 16GB Speicherkarte installiert und die GUI auf dem Raspberry Pi gestartet. Raspbian ist ein freies, auf Debian basierendes Betriebssystem, welches für die Hardware des Raspberry Pi optimiert wurde. Es verfügt über ein GUI und eine Vielzahl von bereits vorinstallierter Software [Raspberry Pi Foundation 2018[®]]. Anschließend wurde ein Fernzugriff über das SSH Protokoll, sowie ein VNC Server eingerichtet, um das System über einen Laptop konfigurieren zu können. Für das HEMS ist die Installation von zusätzlicher Software über das Terminal erforderlich. Diese wird mithilfe der Anwendungen git und npm in Form von Paketen von der Entwicklungsplattform Github kopiert und installiert. Außerdem wurden die Installationspakete für Node-RED, InfluxDB und Grafana über das Terminal eingerichtet. Um für die Modbus-Kommunikation zwischen Wechselrichter und Raspberry Pi eine möglichst geringe Latenz und Fehleranfälligkeit zu erreichen und die Netzwerk-Verkabelung innerhalb des Verteilerschranks einfach zu halten, wurden beide Geräte über ein zweites Datenkabel direkt miteinander verbunden. Damit der Wechselrichter weiterhin über das lokale Netzwerk erreichbar bleibt, wurde eine DNS- sowie IPv4-Weiterleitung an die WLAN-Schnittstelle des Raspberry Pi eingerichtet. Die Node-RED Software wurde zudem um die Bibliotheken aus Tabelle 3 des Abschnitts 4.3.1 erweitert.

5.2.2 Konfiguration der Verbrauchsmessung

Für die Übertragung des Haushaltsverbrauchs wurde der homee zunächst per WLAN mit dem lokalen Netzwerk des Haushalts verbunden. Anschließend wurde der homee mit einem Z-Wave Würfel erweitert und das Aeotec HEM in das vom homee erstellten Z-Wave Netz eingebunden. Über die Konfigurationseinstellungen im „Expertenmodus“ wurde das Sample-Intervall auf den Minimalwert von einer Sekunde gesetzt und die bidirektionale Verbrauchsmessung aktiviert.

In der Oberfläche von Node-RED wurde ein Flow erstellt, welcher sekundlich den Status vom homee abfragt. Um für die weitere Verarbeitung den gesuchten Strombezug vom Netz zu erhalten, wird der JSON-

Output des homee-Node mithilfe eines function-Node gefiltert. In diesem Funktionsblock lässt sich eigener JavaScript-Code schreiben, der für die Nachrichten ausgeführt wird, welche vom Node empfangen werden.

```

1 // Nachrichtentyp ermitteln
2 var type = Object.keys(msg.payload)[0];
3
4
5 // abhängig vom Nachrichtentyp einen Eintrag erzeugen
6 if (type == 'attribute') {
7     if(msg.payload.attribute.id==92)
8     {
9         var gridPower = Math.floor(msg.payload.attribute.current_value);
10
11         msg.payload = gridPower;
12         msg.topic = 'gridPower';
13         return msg;
14     }
15 }

```

Listing 1: Programmcode im function-Node zum Einlesen des Strombezugs

Der Code prüft dabei zunächst, ob es sich bei dem Nachrichtentyp um ein Objekt handelt. Anschließend filtert er die Objekte nach einer bestimmten ID als Attribut. In diesem Fall steht ID: 92 für den aktuellen Strombezug auf der Phase L3. Der gesuchte Wert, in diesem Fall das Attribut „current_value“, des Objektes wird dann mithilfe der Math.floor() Funktion auf die nächste Ganzzahl gerundet. Zuletzt übergibt die Funktion den gerundeten Wert an die Nutzlast (msg.payload) der Nachricht und versieht diese für eine entsprechende Zuordnung mit dem Betreff „gridPower“ (msg.topic) für eine Ausgabe am Output des Nodes. Dieser wird abschließend für eine Weiterverarbeitung an den link-Node mit der Bezeichnung „gridPower“ übergeben (siehe Abbildung 15).

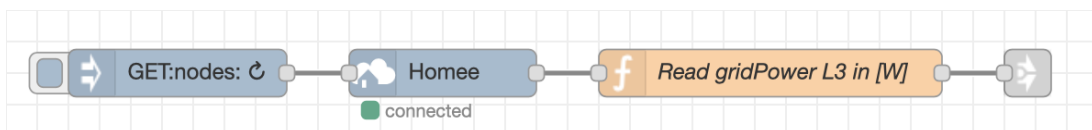


Abbildung 15: Node-RED Flow für den Abruf und Verarbeitung des Strombezugs der Phase L3 [Node-RED]

5.2.3 Reverse Engineering der Modbus Schnittstelle

Für eine externe Steuerung des Sunny Island 4.4M existiert seitens des Herstellers weder eine offizielle Unterstützung noch eine Beschreibung. Mithilfe der SMA-Modbus Schnittstellen-Dokumentation und der Modus-Master Simulationssoftware Modbus Poll wurden verschiedene Kombinationen von Instruktionen getestet, um die Ausgangsleistung des Wechselrichters zu steuern. Anhand der Hersteller-Dokumentation wurden die folgenden Modbus-Register identifiziert:

Tabelle 5: Auszug aus dem SMA Modbus-Register zur Steuerung der Ausgangsleistung

Register-Adresse	Kurzbeschreibung	Einheit	Typ	Format	Zugriff
40149	Active power setpoint	W	S32	FIX0	W
40151	Eff./reac. power control via comm. 802 = Active, 803 = Inactive		U32	ENUM	W

Da in einem Register immer nur 16 Bit gespeichert werden können werden für die 32 Bit Instruktionen immer zwei Register verwendet. Die Umsetzung in Node-RED erfolgt über einen modus-write-Node. Die Übergabe des Wertes erfolgt über ein Byte Array, welches von dem Node anschließend zusammen mit der Register-Adresse an die Modbus-Schnittstelle des Wechselrichters gesendet wird. Das Byte Array wird vorher über einen function-Node mit der Vorgabe der Soll-Leistung aus der Echtzeit-Steuerung befüllt:

```

1 var setpointPower = msg.payload;
2
3 if (setpointPower >= 0) {
4     //create Byte Array for positive values
5     var array = [0, setpointPower];
6 }
7
8 else if (setpointPower < 0) {
9     //create Byte Array for negative values
10    array = [0, (65536+setpointPower)];
11 }
12
13 msg.payload = array;
14 return msg;

```

Listing 2: Programmcode zum Schreiben der Soll-Leistung in Modbus

Bei dem Beschreiben der SMA Modbus Register muss die erste Position des Arrays immer leer bzw. null sein. Der Wert der Soll-Leistung aus der Echtzeit-Steuerung wird direkt in die zweite Position geschrieben. Ist dieser Wert negativ, muss die (negative) Soll-Leistung erst mit dem Wert 2^{16} bzw. 65.536 addiert werden. Somit sind Werte zwischen ± 32.768 als Eingabe möglich. Um die Wechselrichterleistung zu steuern, muss neben dem Modbus-Register 40149 immer auch gleichzeitig das Register 40151 gesendet werden. Auch hier prüft wieder ein function-Node die Eingabe. Ist der Eingabewert der Soll-Leistung gleich null, wird der Wert „803“ an die zweite Stelle des Byte Array geschrieben und die externe Steuerung damit inaktiv geschaltet. Bei einem positiven oder negativen Wert wird hingegen der Wert „802“ gesendet und die externe Steuerung freigegeben. Damit die Modbus Register nur mit gültigen Werten zwischen +/- 3.000 (Watt) beschrieben werden können, überprüft ein dritter function-Node die Eingabe des Soll-Leistung vor der Erstellung der Byte Arrays.

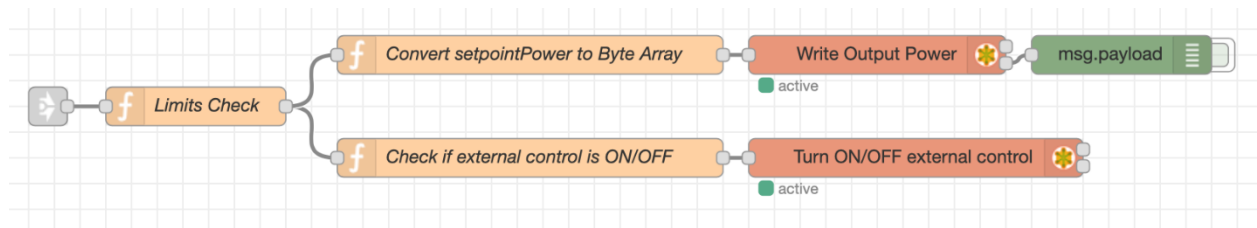


Abbildung 16: Node-RED Flow zum Beschreiben der Modbus-Register für die Wechselrichtereistung [Node-RED]

Für die Echtzeit-Steuerung des HEMS müssen von der Modbus-Schnittstelle auch verschiedene Parameter gelesen werden. Die Erfassung erfolgt über einen modbus-getter-Node und wird sekundlich, wie beim homee, über einen inject-Node initiiert. Jeder der eingelesenen Werte wird anschließend über einen function-Node in eine gerundete Gleitkommazahl überführt. Neben den Parametern Wechselrichterleistung, Batterie-Temperatur und Batterie-Ladestand aus Abbildung 12 umfasst dies auch die Batterieleistung, welche anhand der nachfolgenden Formel berechnet wird.

$$P_{Batterie} = U_{Batterie} \cdot I_{Batterie} \quad (5.1)$$

Daher werden zusätzlich noch die Werte zur Spannung und Stromstärke des Batteriespeicher durch den Flow abgefragt. Die entsprechenden Modbus-Register, sowie Datentyp und -format, ergeben sich aus der SMA Schnittstellen Beschreibung. Der Eigenverbrauch des Wechselrichters wird für die spätere Auswertung der Systemeffizienz benötigt und ergibt sich anhand der Formel 5.2 aus der Differenz von Wechselrichterleistung und Batterieleistung:

$$P_{Eigenverbrauch} = P_{Wechselrichter} - P_{Batterie} \quad (5.2)$$

5.2.4 Anbindung der Tarifmaschine

Für die Abfrage des Schaltzustands von der Tarifmaschine wird der Kommunikationsablauf nach Abbildung 11 implementiert. Bei erfolgreicher Abfrage wird von der Tarifmaschine als Rückgabewert ein JSON String ausgegeben. Dieser enthält neben der homee ID unter anderem den aktuellen Soll-Zustand des homee, sowie den Zeitpunkt bis zu dem der aktuelle Soll-Zustand mindestens anhalten soll. Im Folgenden ist ein Beispiel für die GET-Abfrage, sowie die entsprechende Antwort aufgeführt:

Abfrage-URL: <https://grid-ctrl-api.ivu-software.de:8088/api/homee/switchstat/00055110D542>

Antwort: {"HomeeId":"00055110D542","CurrentSwitchingState":1,"EarliestSwitchingStateChange":"2019-05-20T16:20:46.0784996+02:00","IsAutoSwitchOnPhase":false,"Message":null,"StatusRequest":1}

Der Wert „1“ des „CurrentSwitchingState“ steht für einen deaktivierten Schaltzustand, „2“ bedeutet hingegen ein aktives Einschaltsignal von der Tarifmaschine. Für die Verarbeitung in der Echtzeit-Steuerung werden nur die Variablen „CurrentSwitchingState“ sowie der „EarliestSwitchingStateChange“, also der Zeitpunkt bis zum nächsten Schaltsignalwechsel benötigt. Der Output der GET-Abfrage wird mit zwei function-Nodes nach den zwei Variablen gefiltert. Der Wertebereich der „CurrentSwitchingState“-Variablen wird außerdem für eine bessere Verständlichkeit in einen Booleschen Wertebereich (wahr/falsch) überführt. Die Informationen werden dann über jeweils einen link-Node zur Weiterverarbeitung an weitere Node-RED Flows gesendet

5.2.5 Echtzeit-Steuerung

In diesem Abschnitt wird die Implementierung der Echtzeit-Steuerung beschrieben, wie sie bereits in Abschnitt 4.3.3 schematisch erläutert wurde. Für die Steuerung ist neben den Modbus Parametern des Wechselrichters und dem Schaltzustand der Tarifmaschine noch die Vorgabe einer Lade- und Entladeleistung erforderlich. Die Berechnung dieser Werte wird in diesem Abschnitt erläutert. Außerdem wird die Berechnung der Leistungsvorgabe für den Wechselrichter auf Basis der Eingabegrößen für die Echtzeitsteuerung vorgestellt.

5.2.5.1 Berechnung der Ladeleistung

Die Ladeleistung berechnet sich nach Formel 4.2 aus der zum Laden zur Verfügung stehenden Zeit sowie dem momentanen Ladestand und der Gesamt-Energiekapazität des Batteriespeichers. Aus der Differenz vom Zeitpunkt bis zum nächsten Schaltsignalwechsel aus der Tarifmaschine und der aktuellen Systemzeit wird in Node-RED bei einem Wechsel des Schaltzustands zunächst die Zeit berechnet, welche zum Laden zur Verfügung steht. Hierbei wurde ein delay-Node in den Flow eingesetzt, da der nächste Schaltzeitpunkt immer erst etwa 125 Sekunden nach Wechsel des Schaltzustands korrekt übertragen wird. Die Zeitdifferenz zum nächsten Zustandswechsel wird für eine spätere Verarbeitung in der grafischen Benutzeroberfläche an einen link-Node weitergegeben. Anschließend wird zusammen mit dem Ladestand der Batterie aus der Modbus-Abfrage sowie der Batteriekapazität, welche als Konstante definiert ist, in einem function-Node die Ladeleistung berechnet und über einen link-Node an die Echtzeit-Steuerungsfunktion übergeben.

5.2.5.2 Berechnung der Entladeleistung

Die Vorgabe der Entladeleistung des Batteriespeichersystems soll sich am momentanen Haushaltsverbrauch orientieren. Da sich dieser nicht direkt ermitteln lässt, und mit dem Aeotec HEM nur der Netzbezug gemessen wird, wird ein synthetischer Haushaltsverbrauch nach Formel 4.3 aus der Summe von Wechselrichterleistung und Netzbezug berechnet. Durch auftretende Latenzen bei der Abfrage der Modbus-Parameter und der Übermittlung des Netzbezugs existiert eine Verzögerung zwischen dem realen und

dem ermittelten Haushaltsverbrauch. Bei Haushaltsgeräten mit Heizelementen kann in der Heizphase der Stromverbrauch dieser Geräte stark schwanken. Um eine NetZRückspeisung und „Aufspringen“ der Steuerung auf diese kurzen Lastspitzen zu verhindern, wird der Haushaltsverbrauch über einen smooth-Node gefiltert. Dieser gibt als Rückgabewert das Minimum der letzten 15 empfangenen Verbrauchswerte aus. Dieses Minimum wird anschließend in einem weiteren function-Node auf eine Nicht-Negativitäts-Bedingung geprüft und als zusätzlicher Sicherheitspuffer 10 Watt von diesem Wert subtrahiert, um die Vorgabe der Entladeleistung zu erhalten. Bei einem steigenden Verbrauch steigt die Entladung aus dem Batteriespeicher erst um 15 Sekunden verzögert an. Wenn der aktuelle Haushaltsverbrauch nun unterhalb des letzten Minimums fällt (etwa beim Abschalten eines größeren Verbrauchers), dann sinkt die Vorgabe der Entladeleistung entsprechend sofort auf das neue Minimum ab. Auf diese Weise liegt die Entladeleistung immer leicht unterhalb des momentanen Haushaltsverbrauchs und verhindert so eine Rückspeisung ins Netz.

5.2.5.3 Berechnung der Soll-Leistung (Echtzeit-Steuerung)

Anhand der zuvor ermittelten Eingabewerte wird die Soll-Leistung durch den Echtzeit-Steuerungsalgorithmus entsprechend der Abbildung 12 des Software-Entwurfs ermittelt. Für die Umsetzung der Steuerung in Node-RED wird ein function-Node verwendet, welcher über link-Nodes die verschiedenen Parameter als Input erhält. Über eine Vielzahl bedingter Anweisungen und Verzweigungen wird die Steuerungslogik des Algorithmus aus Abbildung 13 innerhalb des function-Nodes in JavaScript Code umgesetzt. Die berechnete Soll-Leistung wird dann vom Node als Ausgabe an einen link-Node übermittelt. Dieser übergibt die Vorgabe der Soll-Leistung anschließend an den Node-RED Flow zum Beschreiben der Modbus-Register für die Wechselrichterleistung, welcher schließlich die Ladung bzw. Entladung des Batteriespeichers initiiert.

5.2.6 Messung des Energieverbrauchs

Entsprechend der technischen Anforderungen soll die geladene und entladene Energie des Batteriespeicher vom HEMS erfasst und gesichert werden. Nach Ende einer Schaltperiode werden die verschobenen Kilowattstunden für die Auswertung zurück an die Tarifmaschine übermittelt und dort in einer lokalen Datenbank gesichert werden. Da es innerhalb des Node-RED Lieferumfangs kein Node zur Erfassung von Energieverbräuchen existiert, wurde der power-monitor-Node von der Palette installiert. Dieser dient zur Erfassung der Stromverbräuche von Haushaltsgeräten und wird über Schwellenwerte für Beginn und Ende der Verbrauchserfassung konfiguriert.

Um die Energieflüsse zu erfassen, werden die Inputs der Wechselrichterleistung und des Schaltsignal über link-Nodes in den Flow gegeben. Das Laden des Batteriespeicher wird durch negative Werte der Wechsel-

richterleistung ausgedrückt. Für die Messung der geladenen Energie muss die Wechselrichterleistung daher zunächst invertiert werden und kann dann an den power-monitor-Node übergeben werden. Dieser beginnt die Messung, sobald zwei aufeinanderfolgende Werte den Schwellenwert von 20 Watt, was in etwa dem Standby-Verbrauch des Wechselrichters entspricht, überschreiten. Nachdem die Leistung zweimal in Folge unter den Schwellenwert fällt, gibt der Node ein JSON-Objekt an seinem Output aus, welches die Zeitspanne und die erfasste Energie in Kilowattstunden enthält. Damit die geladene Energie erst nach Ende einer Schaltperiode gesendet wird, addiert ein function-Node die Kilowattstunden aus dem Output des power-monitor-Nodes auf und gibt diese erst dann aus, wenn das Schaltsignal auf den Wert „false“ wechselt. In einem weiteren function-Node wird dann ein JSON-String erzeugt, welcher unter anderem die Ladezeit in Stunden, sowie die geladene Energie in Kilowattstunden enthält.

JSON-Beispiel: {"zeitStempel":"Tue Jun 11 2019 15:05:24 GMT+0200 (GMT+02:00)","ladezeitInStunden":1.04, "geladeneEnergieInkWh":6.42}

Die Übermittlung des JSON-Strings an die Tarifmaschine erfolgt wie in Abbildung 11 dargestellt. Die entladene Energie, sowie der Eigenverbrauch des Wechselrichters, werden für die Auswertung ebenfalls über power-monitor-Nodes erfasst. Der Eigenverbrauch berechnet sich nach der Formel 5.2. Für die Erfassung der entladenen Energie wird die Wechselrichterleistung ohne Invertierung an den power-monitor-Node übergeben. Ein function-Node addiert anschließend erneut die Summen der Energiewerte und übermittelt diese nach einer Änderung des Schaltzustands an einen link-Node für eine Weiterverarbeitung in der Software.

5.2.7 Einrichtung der Datenbank und grafischen Benutzeroberfläche

Die Einrichtung der InfluxDB Datenbank wurde über das Terminal vorgenommen. Nachdem eine Datenbank eingerichtet wurde, konnte diese mit dem Webinterface von Grafana verknüpft werden. Innerhalb von Grafana wurde anschließend ein Dashboard erstellt, welches die Daten des HEMS zu den Leistungsflüssen, Batterie-Parametern und dem Schaltzustand in einer Oberfläche visualisiert. Für die Analyse können verschiedene Metriken in einen Graphen geladen und dort mit statistischen Methoden untersucht werden. Diese Zeitreihen wurden anschließend aus Grafana als CSV-Datei exportiert und für die Auswertung in Excel überführt.

Um die Datenwerte von Node-RED in die Datenbank zu übermitteln, wurde die influx-db-contrib Bibliothek hinzugefügt und mit der Server-Adresse der InfluxDB Datenbank konfiguriert. Jeder Datenwert fließt dann, über link-Nodes verknüpft, von den verschiedenen Flows des HEMS jeweils direkt in einen influx-db-out-Node, um in die Datenbank eingespeichert zu werden.

Die grafische Benutzeroberfläche wurde über die Blynk Applikation auf einem Smartphone realisiert. Hierfür wurde die blynk-ws-contrib Erweiterung in Node-RED installiert, welche die Kommunikation zwischen der Node-RED Instanz auf dem Raspberry Pi und der Blynk App über Websockets implementiert. Die Bibliothek verfügt über read- und write-Nodes, mit welcher sich Daten in einen Node-RED Flow geben oder aus einem Flow übermitteln lassen. Über die write-Nodes lassen sich in Verbindung mit der App zum Beispiel die Wechselrichterleistung als numerische Eingabe in einen Flow geben oder der Batteriespeicher auf Befehl laden. Diese Funktionen wurden allerdings nur für Diagnosezwecke implementiert und sollen dem Endnutzer aus Sicherheitsgründen nicht zu Verfügung stehen. Die Datenwerte des HEMS werden, wie auch für InfluxDB, über link-Nodes in die read-Nodes von Blynk gegeben. Die Verknüpfung von Raspberry Pi und App erfolgt hierbei über sogenannte Virtual Pins welche Hardware und Software miteinander verbinden. In der Blynk App wird anschließend das Widget mit dem virtuellen Pin des gewünschten Datenwerts aus Node-RED verknüpft und die Daten in der Oberfläche angezeigt. Die entwickelte Benutzeroberfläche des HEMS ist in Abbildung 17 zu sehen.



Abbildung 17: grafische Benutzeroberfläche des HEMS [Blynk]

6 Evaluierung des Praxiseinsatzes im Testhaushalt

Nachdem in den vorherigen Abschnitten die Implementierung des HEMS mit seinen Software- und Hardwarekomponenten erklärt wurde, wird in diesem Kapitel die Funktionsfähigkeit des gesamten Systems bei einem Praxiseinsatz in einem exemplarischen Testhaushalt evaluiert. Der Haushalt besteht aus zwei Personen in einer Doppelhaushälfte mit einem Jahresstromverbrauch von etwa 3.500 kWh. Somit entspricht der Testhaushalt in etwa den Parametern welche in Abschnitt 4.2.3 für die Auslegung des Batteriespeichersystems herangezogen wurden. Es wird getestet, inwieweit das entwickelte HEMS die allgemeinen und technischen Anforderungen erfüllt. Hierfür wird die Reaktion des HEMS auf verschiedene Inputs untersucht.

6.1 Formulierung von Bewertungskriterien

Für die Evaluierung müssen zunächst Kriterien für die Bewertung der entwickelten Lösung definiert werden. Die Kriterien orientieren sich an den Anforderungen an die Auslegung, welche im dritten Kapitel bereits erläutert wurden.

- Bei Eingang des Schaltsignals der Tarifmaschine soll das HEMS den Batteriespeicher vollständig laden
- Ohne Schaltsignal soll das HEMS den Batteriespeichers anhand des momentanen Haushaltsverbrauchs entladen, sodass der Netzbezug effektiv gegen null geht
- Bei der Ladung und Entladung des Batteriespeicher soll eine Rückspeisung in Netz möglichst vermieden werden

Schließlich soll untersucht werden, welche Energiemenge durch das HEMS im Testzeitraum insgesamt verschoben werden konnte.

6.2 Reaktion des Systems auf verschiedene Inputs

Um die Funktion des HEMS zu evaluieren, wird in diesem Abschnitt die Reaktion des Systems auf verschiedene Inputs getestet. Hierfür werden die zuvor definierten Bewertungskriterien heranzogen und mittels praktischer Zeitreihen überprüft. Die verwendeten Zeitreihen wurde aus der InfluxDB Datenbank über Grafana exportiert und anschließend in Excel ausgewertet.

6.2.1.1 Ladung des Batteriespeichers bei Eingang des Schaltsignals

In Abbildung 18 sind der Zustand des Schaltsignals sowie die Leistungsflüsse von Wechselrichter, Haushalt und Netzbezug und der Batterie-Ladestand eines exemplarischen Tages zu sehen. Das Schaltsignal der Tarifmaschine signalisiert dreimal innerhalb von 24 Stunden die Verfügbarkeit des rabattierten Tarifs. Mit

Eingang des Schaltsignals um 12:20 Uhr und dem Zeitpunkt der frühesten Schaltzustandsänderung berechnet das HEMS die zur Verfügung stehende Ladezeit und zusammen mit dem Ladestand der Batterie die nötige Ladeleistung. Die Ladeleistung beträgt nach der Berechnung etwa 430 Watt. Da dieser Punkt unterhalb der Leistung mit dem maximalen Wirkungsgrad bei etwa 750 Watt des Sunny Islands 4.4M liegt, setzt das HEMS die Ladeleistung des Wechselrichters auf 750 Watt. Der Wechselrichter betrachtet eingehende Energieflüsse mit einem negativen Vorzeichen, sodass die Wechselrichterleistung im Zeitraum der Ladung etwa -750W beträgt und geht mit steigendem Ladestand der Batterie langsam auf null zurück. Der Netzbezug im Zeitraum der Ladung ergibt sich nach der Formel 4.3 aus der Summe von Haushaltsverbrauch und Wechselrichterleistung. Nach vollständiger Ladung des Batteriespeichers sinkt die Wechselrichterleistung auf etwa -20 Watt ab, wodurch der Standby-Verbrauch des Wechselrichters gedeckt und der Ladestand des Batteriespeicher gehalten wird. Um 15:10 Uhr wechselt das Schaltsignal auf den ausgeschalteten Zustand und das HEMS beginnt damit, die Entladeleistung anhand des Haushaltsverbrauchs zu steuern. Die Wechselrichterleistung steigt entsprechend bis leicht unter den Leistungsbedarfs des Haushalts an, wodurch der Netzbezug gegen Null sinkt. Dieser Ablauf wiederholt sich für den restlichen Zeitraum, wobei das HEMS immer nur die Grundlast des Haushaltes reduziert und nicht kurze Lastspitzen bedient.

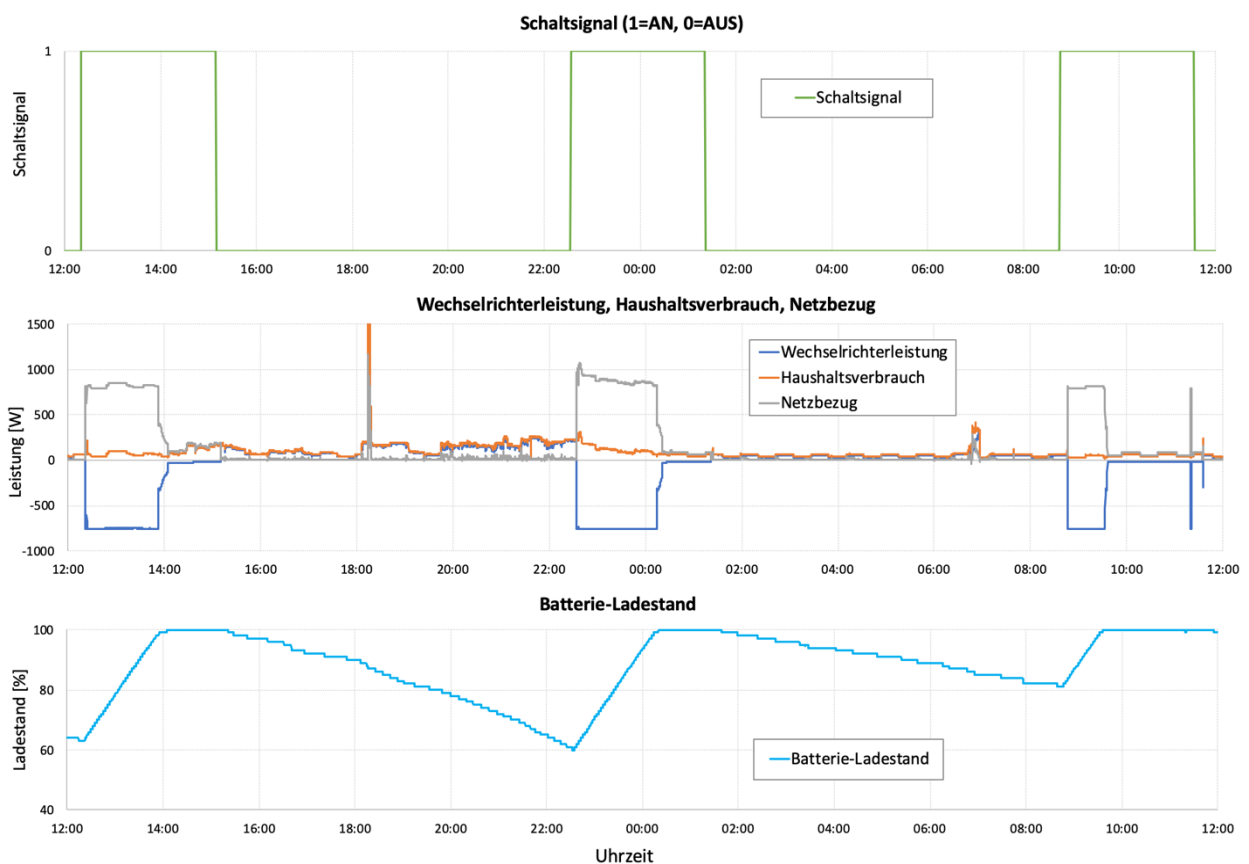


Abbildung 18: Schaltsignal, Lastflüsse und Batterie-Ladestand im Testhaushalt vom 17.06.2019 bis 18.06.2019 [Eigendarstellung]

6.2.1.2 Entladung des Batteriespeichers anhand des momentanen Haushaltsverbrauchs

In diesem Abschnitt wird die Reaktion des HEMS auf den schwanken Haushaltsverbrauch untersucht. Abbildung 19 zeigt einen 15-minütigen Ausschnitt der Leistungsflüsse bei Betrieb einer schwankenden Last, wie in diesem Fall eines 3D-Druckers. Von 23:21 Uhr bis 23:25 Uhr beträgt der Haushaltsverbrauch etwa 400 Watt und steigt dann auf etwa 600 Watt an. Hierbei treten kurze Lastspitzen von etwa 200 Watt auf, welche durch das periodische Einschalten von Heizwiderständen im 3D-Drucker des Testhaushalts resultieren. Aufgrund der Hysterese bei der Berechnung der Entladeleistung setzt das HEMS die Wechselrichterleistung zunächst nur auf die Grundlast von 400 Watt. Es reagiert nicht auf die kurzen Lastspitzen der Heizelemente, da diese unterhalb des Schwellenwerts von 10 Sekunden liegen. Um 23:25 Uhr steigt die Grundlast des Haushaltsverbrauchs auf etwa 600 Watt an, wobei das HEMS hier mit einer leichten Verzögerung von etwa 15 Sekunden beginnt, die neue Grundlast zu decken. Da die die Steuerung der Wechselrichterleistung und die Reaktion auf den Haushaltsverbrauch mit Latenzen verbunden sind, soll durch die Hysterese der Entladeleistung eine übermäßige Steuerung unterbunden werden. Bei schwankenden Lasten, wie etwa Heizelementen, würde es durch die verzögerte Reaktion des HEMS häufiger zu einer Ausspeisung in Netz kommen, wenn die Wechselrichterleistung nicht schnell genug auf den momentanen Haushaltsverbrauch reagiert. Wie in dem Beispiel zu sehen ist, fällt der Netzbezug mehrmals kurz in den negativen Bereich ab. Diese Zeiträume der Rückspeisung ins Netz betragen etwa eine Sekunde und resultieren aus der Summe der Latenzen des Systems. Dies ist besonders auffällig bei dem Abfall der Grundlast um etwa 23:34, bei welcher das System noch etwa eine Sekunde lang mit dem zuletzt gemessenen Haushaltsverbrauch ausspeist, wodurch eine kurze Rückspeisung von 200 Watt ins Netz resultiert. Im Folgezeitraum sinkt der Netzbezug anschließend wieder gegen Null.

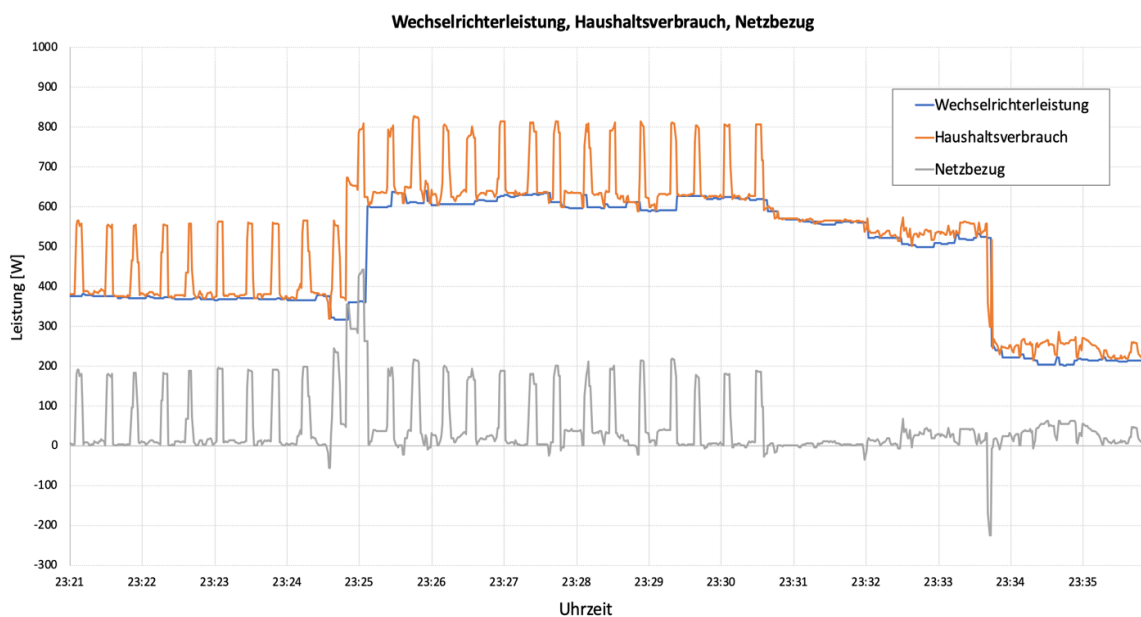


Abbildung 19: Beispiel für Reaktion des HEMS auf schwankenden Haushaltsverbrauch [Eigendarstellung]

6.3 Ermittlung der verschobenen Energiemengen

Die Effektivität des HEMS hängt unter anderem von der Energiemenge ab, welche durch das Batteriespeichersystem verschoben werden kann. Das Batteriespeichersystem wurde in Abschnitt 4.2 anhand der Anforderungen und der Charakteristiken von Schaltsignal und Haushaltsverbrauch auslegt. Mit durchschnittlich drei Schaltvorgängen pro Tag und einem typischen Verbrauch von 3.000 kWh/Jahr, wurde die verschiebbare Energiemenge pro Schaltvorgang auf 2,74 kWh kalkuliert. Hierbei ist zu beachten, dass der ausgewählte Wechselrichter nur einphasig angeschlossen werden kann und die verschiebbaren Energiemengen somit von den Verbrauchern abhängen, welche an dieser Phase angeschlossen sind. Bei der Installation des HEMS im Testhaushalt in Kapitel 5.1.2 wurde die Phase L3 ausgewählt, welche unter anderem größere Verbraucher wie Waschmaschine, Trockner, Gefrierschrank und ein Teil des Küchenherds umfasst. Die Messung der geladenen Energie erfolgt in Node-RED über den power-monitor-Node. Die Werte wurden dafür mit der internen Energiemessung des Sunny Island 4.4M validiert. Der Flow aggregiert die Wechselrichterleistung innerhalb einer Schaltphase und übermittelt diese anschließend an die Tarifmaschine und an die lokale InfluxDB Datenbank.

Innerhalb des Zeitraums vom 01.06.2019 bis 30.06.2019 wurden im Testhaushalt insgesamt 61 kWh durch das Batteriespeichersystem aufgenommen. Im Schnitt hat die Tarifmaschine dreimal täglich für 2,5 Stunden das Schaltsignal gesendet. Somit wurden durchschnittlich 0,68 kWh pro Schaltvorgang in den Batteriespeicher geladen. Dieser Wert liegt unterhalb der kalkulierten 2,74 kWh, was verschiedene Ursachen haben kann. Zum einen wurde die Berechnung der verschiebbaren Energiemenge auf Basis des Gesamtenergieverbrauchs eines Haushalts über alle drei Phasen durchgeführt. Das Batteriespeichersystem ist jedoch nur an eine dieser Phasen angeschlossen, wodurch die verschiebbare Energiemenge im Testhaushalt niedriger zu erwarten ist. Außerdem befanden sich die Bewohner des Hauses für zwölf Tage im Urlaub, woraus ein deutlich niedriger Stromverbrauch in diesem Monat resultiert. Betrachtet man eine durchschnittliche Woche, in welcher die Bewohner anwesend waren, wurden in diesem Zeitraum 19 kWh verschoben. Dies entspricht einer verschobenen Energiemenge von 2,7 kWh pro Tag bzw. 0,90 kWh pro Schaltvorgang und sollte einen repräsentativen Wert für das Lastverschiebungspotential des HEMS bieten. Bei einer Extrapolation dieses Wertes auf ein Jahr, ergibt sich eine Energiemenge von 985,5 kWh. Dies entspricht über einem Viertel des jährlichen Gesamtstrombedarfs im Testhaushalt, der durch das HEMS verschoben werden kann.

Insgesamt zeigt die Untersuchung im Testhaushalt die technische Funktionsfähigkeit des entwickelten HEMS. Im Bezug auf die zuvor definierten Bewertungskriterien konnten sowohl die vollständige Ladung des Batteriespeichers bei Eingang des Schaltsignals als auch die sekundengenaue Entladung des Batteriespeichers anhand des momentanen Haushaltsverbrauchs demonstriert werden. Außerdem wurde ein großes Lastverschiebungspotential von über 25 Prozent des Jahresbedarfs festgestellt werden, basierend

auf Energiemenge in Kilowattstunden, welche im Betrachtungszeitraum durch das HEMS verschoben wurde. Dies ist jedoch stark abhängig von dem gewählten Betrachtungszeitraum, welche in dieser Untersuchung nur bedingt repräsentativ für das gesamte Jahr ist. Zudem ist das Lastverschiebungspotential abhängig von den Geräten, welche an die Phase des Batteriespeichersystems angeschlossen sind, da der Wechselrichter in der Lage ist nur einphasig ins Hausnetz zu entladen. Eine Rückspeisung der Energie aus dem Speicher über den Stromzähler in das allgemeine Stromnetz konnte nicht vollständig vermieden werden. Innerhalb des Untersuchungszeitraumes traten häufiger negative Lastspitzen auf, bei welchen die geladene Energie zurück ins Netz floss und damit nicht vom Zähler erfasst wurde. Da die Stromzähler der Stadtwerke Norderstedt jedoch über alle drei Phasen saldierend den Strombezug messen, kann die Rückspeisung teilweise durch Verbraucher auf anderen Phasen ausgeglichen werden. Die Rückspeisungen sind zurückzuführen auf die auftretende Latenz zwischen Verbrauchserfassung und der Ausspeisung des Batteriespeichersystems.

7 Ableitung von Handlungsempfehlungen

Nach der Vorstellung des Entwurfs, der Implementierung und der Evaluierung des Home Energy Management Systems, sollen in diesem Kapitel Handlungsempfehlungen für die praktische Anwendung gegeben werden. Hierfür werden zwei ökonomische Bewertungen durchgeführt, um eine Empfehlung zur Wirtschaftlichkeit des HEMS zu geben. Zum einen aus Sicht der Stadtwerke Norderstedt und zum anderen aus der Endkundensicht. Für die Vermarktung eines dynamischen Tarifs in Kombination mit dem HEMS, spielt die Wirtschaftlichkeit eines solchen System aus Kundensicht für die Stadtwerke Norderstedt ebenfalls eine Rolle. Daher wird die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung auch aus Kundensicht durchgeführt. Schließlich wird die Auswirkung einer flächendeckenden Ausbringung des Systems auf das Netz der Stadtwerke Norderstedt mittels Netzsimulationen untersucht.

7.1 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Für die Beantwortung der Forschungsfrage „Unter welchen Voraussetzungen bietet das HEMS einen wirtschaftlichen Vorteil für die Stadtwerke Norderstedt?“ soll in diesem Abschnitt das zuvor entwickelte Home Energy Management System in Kombination mit einem Batteriespeichersystem einer ökonomischen Bewertung unterzogen werden. Dafür werden zwei unterschiedliche Betrachtungswinkel gewählt: Zunächst wird die Wirtschaftlichkeit aus Sicht des Marktes betrachtet. Ziel ist es aufzuzeigen, welche Preisdifferenz zwischen Rabattpreis und regulärem Strompreis für einen rentablen Betrieb notwendig sind und welche Implikation dies für die künftige Tarifgestaltung der Stadtwerke Norderstedt hat. Anschließend wird bei der Wirtschaftlichkeitsanalyse die Sicht des Stromkunden eingenommen und untersucht, nach welcher Nutzungsdauer sich das System mit seinen Anschaffungskosten rentiert hat.

Im Zuge dieser Analyse wird in beiden Betrachtungen aus den unterschiedlichen Energiespeicherdiensten lediglich der Anwendungsfall der Energie-Arbitrage/Kostenmanagement betrachtet, bei dem das HEMS einen dynamischen Tarif so bedient, dass es mittels Batteriespeichersystem die Preisunterschiede im Strompreis ausnutzt und so einen wirtschaftlichen Vorteil für den Stromkunden zu erzeugen versucht. Um eine Wirtschaftlichkeitsrechnung für das HEMS mit Batteriespeichersystem zu ermöglichen, wird dafür eine Vergleichsrechnung mit einem Haushalt ohne Batteriespeichersystem durchgeführt. Für die Entwicklung des Referenzszenarios werden die Ergebnisse aus dem Einsatz im Testhaushalt herangezogen.

Die Wirtschaftlichkeit eines Batteriespeichersystems hängt von der Summe der Kosten ab, welche während der Nutzungsdauer entstehen. Hierzu gehören die fixen Kosten der Anschaffung des Systems und die variablen Kosten des Strombezugs. Eine Übersicht der Investitionskosten der einzelnen Komponenten des Systems ist in Tabelle 4 dargestellt. Dagegen sind die Kosten des Strombezugs abhängig von Differenz

zwischen Rabattpreis und regulärem Strompreis, sowie die Strommenge, welche innerhalb des Schaltzeitraumes mit dem Rabattpreis bezogen wird. Zusätzlich müssen die Ausgaben für den verbleibenden Strombezug außerhalb des Schaltzeitraumes in die Wirtschaftlichkeitsanalyse einfließen.

Tabelle 6: Übersicht zu den Anschaffungskosten der einzelnen Systemkomponenten

Komponente	Anschaffungskosten
Batteriespeicher: LG Chem RESU3.3	2.500 Euro
Wechselrichter: SMA Sunny Island 4.4M-12	2.300 Euro
Unterstützende Komponenten des Batteriespeichersystems	100 Euro
Komponenten des HEMS	400 Euro
Gesamt-Investitionskosten (inkl. USt.)	5.300 Euro

Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit, müssen verschiedene Annahmen und Vorhersagen getroffen werden. Die Zyklen-Lebensdauer des LG Chem RESU3.3 beträgt bei einer Entladetiefe von 80 Prozent etwa 6000 Zyklen. Mit einer Nennkapazität von 3,3 kWh entspricht dies einem Gesamtenergiedurchsatz von 19,8 MWh über die gesamte Lebensdauer des Batteriespeichers. Bei dem Einsatz im Testhaushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh wurden bei drei Schaltvorgängen pro Tag etwa 2,7 kWh in den Batteriespeicher geladen. Die Parameter zur Schaltfrequenz der Tarifmaschine und dem Stromverbrauch des Haushalts werden in Rahmen beider Bewertungen für die Zukunft als konstant angenommen. Somit berechnet sich die Lebensdauer des Batteriespeichers nach Ladezyklen auf etwa 20 Jahre. Für den Wechselrichter wird eine Nutzungsdauer von 20 Jahren angenommen, was der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer AfA entspricht. Bei einer Energiekapazität von 3,3 kWh und Gesamtinvestitionskosten von 5.300 Euro für das Batteriespeichersystem ergibt sich so ein Systempreis von 1.600 Euro/kWh.

7.1.1.1 Bewertung der Wirtschaftlichkeit aus Sicht der Stadtwerke Norderstedt

Für die Wirtschaftlichkeitsanalyse aus Marktsicht wird untersucht, welcher Preisdifferenz zwischen Rabattpreis im Schaltzeitraum und regulärem Strompreis für einen wirtschaftlichen Betrieb des HEMS nötig wäre. Dabei wird eine feste Nutzungsdauer des Batteriespeichersystems vom 20 Jahren angenommen und nur die Preisspanne variiert. Die Stromgestehungskosten des Batteriespeichersystems berechnen sich aus den Anschaffungskosten und dem Gesamtenergiedurchsatz der Batterie und betragen bei der angenommenen Nutzungsdauer 26,88 Cent/kWh. Für einen rentablen Betrieb des Systems muss die Differenz von Rabattstrom und regulärem Strom im Mittel somit größer sein als die Stromgestehungskosten aus dem Batteriespeichersystem. Daher entspricht dieser Wert in diesem Szenario der Wirtschaftlichkeitsgrenze. Werden die Konditionen aus dem Jahr 2019 mit einem Rabattstrompreis von 5,00 Cent/kWh und einem regulärem Stromtarifpreis mit 32,89 Cent/kWh als konstant angenommen, ist der wirtschaftliche

Betrieb des Systems über eine Nutzungsdauer von 20 Jahren möglich. Der maximale mögliche Rabattpreis für einen rentablen Betrieb beträgt in diesem Fall 6,01 Cent/kWh.

Tabelle 7: Annahmen zu den Parametern des Referenzszenarios für die Bewertung aus Marktsicht

Parameter	Annahme
Nutzungsdauer	20 Jahre
Anschaffungskosten des Batteriespeichersystems mit HEMS	5.300 Euro
maximale Gesamtenergiedurchsatz	19.800 kWh
Stromgestehungskosten des Batteriespeichersystems	26,88 Cent/kWh
regulärer Strompreis	32,89 Cent /kWh
Maximaler Rabattpreis für rentablen Betrieb	6,01 Cent /kWh

7.1.1.2 Bewertung der Wirtschaftlichkeit aus Kundensicht

Aus Sicht des Stromkunden ist für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Zeitpunkt interessant, zu dem sich das System mit seinen Anschaffungskosten amortisiert hat. Ab diesem Zeitpunkt sind die mittleren Strombezugskosten mit HEMS für den Stromkunden geringer als der reguläre Strompreis. Die mittleren Stromkosten entsprechen dem Preis, den der Haushalt für den Strombedarf während der Nutzungsdauer des HEMS durchschnittlich zahlt. Diese Bewertungsgröße ermöglicht einen direkten Vergleich mit den mittleren Strombezugskosten eines Haushalts ohne HEMS. Trägt die Anschaffung eines Batteriespeichersystems mit HEMS zur Reduktion der mittleren Stromkosten des Haushalts bei, ist die Investition finanziell vorteilhaft. Für das Referenzszenario wird ein konstanter Rabattstrompreis von 5 Cent/kWh angenommen. Für die Strombezugskosten wird ein jährlicher Anstieg von 1,5 Prozent angenommen. Die durchschnittlichen Stromkosten ergeben sich aus der Summe der Stromkosten und der Investitionskosten bezogen auf den Strombedarf des Haushalts. In Abbildung 20 ist der Verlauf der durchschnittlichen Stromkosten über die Nutzungsdauer des HEMS skizziert. Unter den genannten Bedingungen und Annahmen hat sich die Anschaffung des HEMS mit Batteriespeichersystem für den Stromkunden nach etwa 17 Jahren rentiert. An diesem Punkt unterschreiten die durchschnittlichen Stromkosten mit dem HEMS die Stromkosten eines Haushalts ohne HEMS mit Batteriespeichersystem. Steigende Strombezugpreise wirken sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichersystems aus, vorausgesetzt der Rabattstrompreis ändert sich nicht.

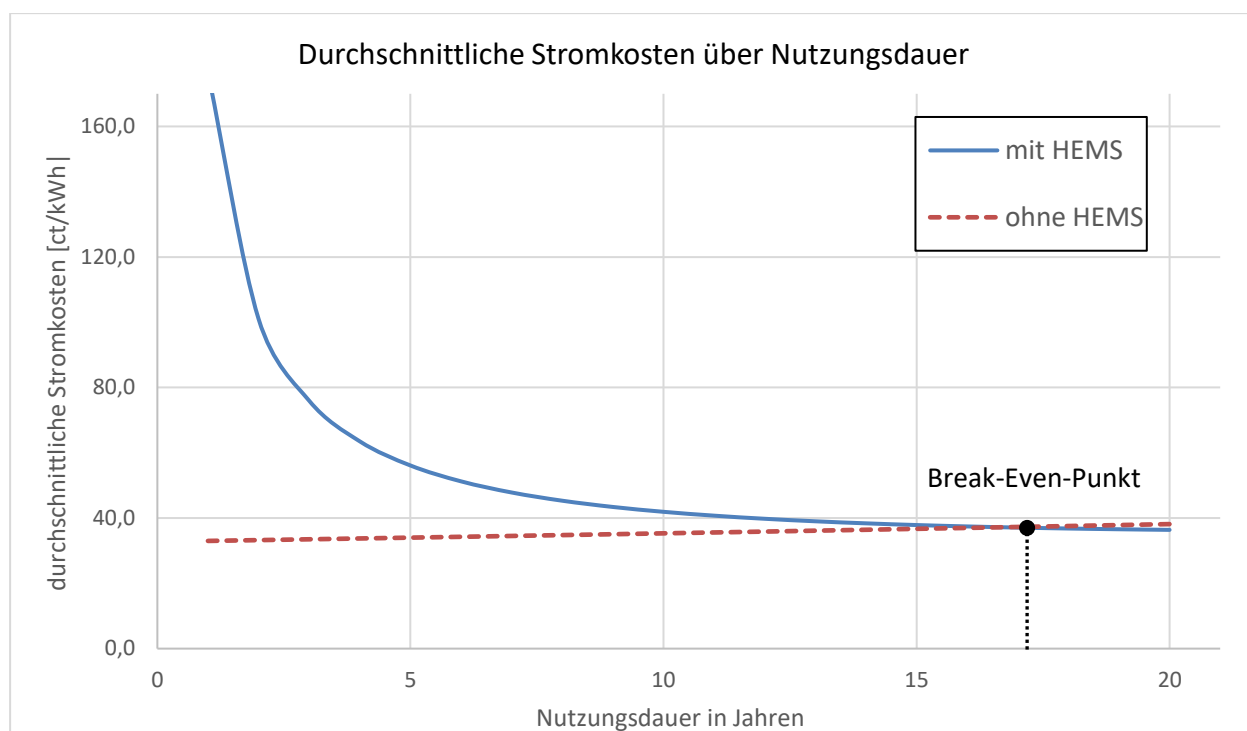


Abbildung 20: Verlauf der durchschnittlichen Stromkosten über die Nutzungsdauer des Systems [Eigendarstellung]

7.2 Skalierbarkeit im Netzgebiet der Stadtwerke Norderstedt

Um die dritte Forschungsfrage zu beantworten, werden in diesem Kapitel die Auswirkungen einer flächendeckenden Ausbringung des entwickelten HEMS im Netzgebiet der Stadtwerke Norderstedt untersucht. Besonderes Augenmerk soll hierbei auf die Auswirkungen auf den Netzzustand bei der Skalierung des Systems gelegt werden. Hierfür wird eine Netzsimulation mit der Software Agent.Workbench durchgeführt. Die Software basiert auf der Entwicklungsumgebung Eclipse sowie der Softwareplattform OSGI und nutzt das Java Agent Development Framework (JADE) für die Entwicklung agenten-basierter Anwendungen. Aufgrund der komplexeren Anschluss- und Abrechnungssituation in Wohn- und Mehrfamilienhäusern, wird im Rahmen dieser Betrachtung die Ausbringung des HEMS auf Einfamilienhäuser beschränkt. Für die Simulation wird daher ein exemplarisches Netzgebiet im Bezirk Glashütte Nord mit vorwiegend einfamilienhäuslicher Bebauung gewählt. In dem betrachteten Netzgebiet beläuft sich die durchschnittliche Personenzahl pro Haushalt auf rund zwei Personen, sodass für die genormten Lastgänge aller Haushalte ein Stromverbrauch von 3.000 kWh angesetzt werden kann (siehe Abschnitt 4.2.3) Es werden außerdem folgende Annahmen getroffen:

- Die Charakteristik des Schaltsignals entspricht der Auslegung, mit drei Schaltvorgängen am Tag
- Die Schaltdauer entspricht der Mindest-Einschaltdauer der Tarifmaschine von einer Stunde, um eine maximale Auslastung beim Ladevorgang zu simulieren

- Die Batteriespeicher starten zum ersten Ladevorgang des Tages mit einem Ladestand von 10 Prozent, um eine maximale Auslastung beim Ladevorgang zu simulieren
- Die Batteriespeicher werden innerhalb eines Schaltvorgangs vollständig (auf 100 Prozent) geladen
- Als Lastzeitreihe des Haushaltsverbrauchs wird das Standardlastprofil „Haushalt“ bzw. H0 des BDEW verwendet
- Der Haushaltsverbrauch zwischen den Schaltvorgängen wird einphasig möglichst vollständig aus dem Batteriespeicher gespeist, sodass in diesen Zeiträumen der Netzbezug auf der Phase gegen Null sinkt.

Im betrachteten Netzgebiet beläuft sich die Anzahl privater Netzanschlüsse insgesamt auf 201, von denen 84 bzw. 42 Prozent Einfamilienhäuser sind. Im Rahmen der Simulation werden zwei unterschiedliche Szenarien mit jeweils drei verschiedenen Durchdringungsraten von Batteriespeichersystemen mit HEMS untersucht. Für Szenario 1 werden die Batteriespeichersysteme in den Einfamilienhäusern gleichmäßig über die drei Phasen L1, L2 und L3 verteilt. In Szenario 2 werden alle Systeme nur an die Phase L1 angeschlossen. Dieses Szenario soll den Fall der maximalen Netzbelastung abbilden, wenn alle Systeme parallel den Ladevorgang starten. Das Szenario 2 ist zudem durchaus realistisch vor dem Hintergrund, dass nach Angaben der Stadtwerke Norderstedt beim Anschluss häufig nicht auf die Phase geachtet wird und es so die Möglichkeit einer schiefelastigen Ausbringung besteht. In beiden Szenarien wird die Netzbelastung für eine Durchdringungsrate von 0 Prozent, 33 Prozent und 100 Prozent simuliert, wobei sich diese Werte nur auf Einfamilienhäuser im Netzgebiet beziehen.

Für die Generierung der Lastzeitreihen wird ein Excel-Tool aus der Masterarbeit „Analyse von Produktmerkmalen für Ladeinfrastrukturen im Bereich der privaten Wohnungswirtschaft“ der Helmut-Schmidt-Universität verwendet. In diesem Tool wird die Netztopologie des ausgewählten Gebietes mit Kabelgrenzwerten und Netzknoten, sowie die zugehörigen Lastprofile für jeden einzelnen Hausanschluss erzeugt. Vom Haushaltsprofil H0 wird das repräsentative Lastprofil „Winter-Werktag“ verwendet, da in diesem die Lasten im Vergleich am Höchsten auftreten. Anschließend werden die Topologiedaten des Netzgebietes und die generierten Lastzeitreihen als Dateien im Excelformat der Software übergeben. Die Simulationsschrittweite beträgt 15 Minuten und betrachtet einen Zeitraum von 24 Stunden eines durchschnittlichen Werktages. In der Simulationsanwendung werden zudem die Vorgaben für Grenzwertüberschreitungen zur Spannung der stromabhängigen Kabelbelastung festgelegt. Eine Grenzwertüberschreitung für das Spannungsband liegt vor, wenn eine Abweichung von mehr als 10 Prozent der Nennspannung von 230 V vorliegt. Da die Stadtwerke Norderstedt ihre Kabel mit Sicherungen ausgestattet haben, ist bei der Belastung der Kabel nicht der thermische Grenzstrom, sondern der Wert der Sicherung entscheidend. Eine Grenzwertverletzung in der Simulation liegt dann vor, wenn ein Kabel bzw. eine Sicherung zu 100 Prozent ausgelastet ist.

Abbildung 21 zeigt die Auslastung eines der Kabelabgänge der Transformatorstation im Netzgebiet in Szenario 1, bei einer gleichmäßigen Verteilung der Batteriespeichersysteme über die drei Leiterphasen. Dieses Kabel zwischen den Netzknoten 1 und 8 wird aufgrund der großen Zahl angeschlossener Haushalte im Netzgebiet am Stärksten ausgelastet und ist für die Bewertung somit entscheidend. Bei einer Durchdringungsrate von 100 Prozent der Einfamilienhäuser nutzen 84 der 201 Haushaltsanschlüsse ein Batteriespeichersystem mit HEMS. Bei einer gleichmäßigen Verteilung der Batteriespeicher über die Leiterphasen, liegt die höchste Belastung bei etwa 44 Prozent. Diese tritt zum Zeitpunkt des ersten Ladevorgangs um 5:30 auf, wenn der Batteriespeicher mit einem Ladestand von 10 Prozent startet. Bei den zwei folgenden Ladevorgängen ist die Netzbelastung geringer, da der Batteriespeicher einen höheren Ladestand hat und die Ladeleistung somit geringer ausfällt.

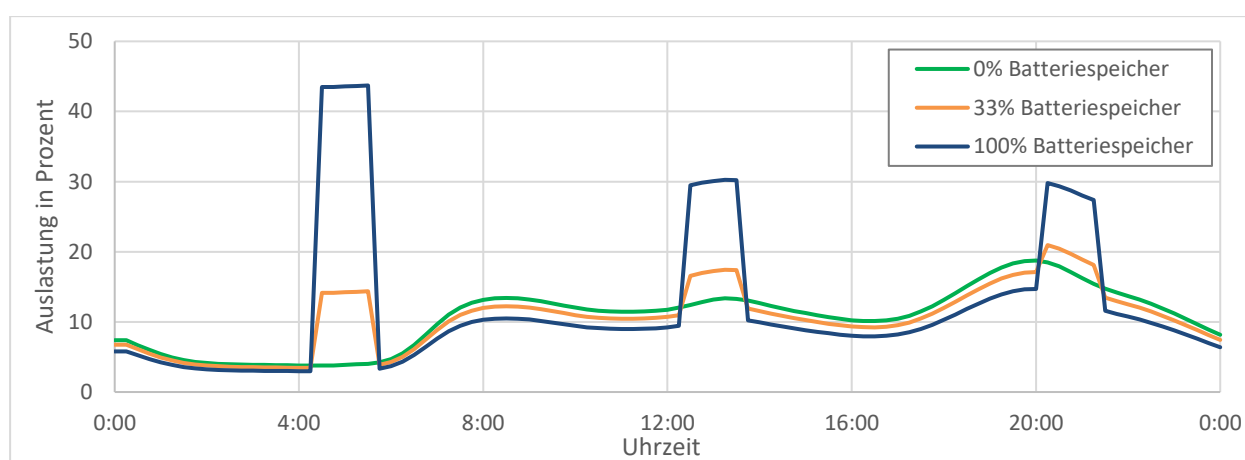


Abbildung 21: Prozentuale Auslastung der Phase L1 im Kabelabschnitt 1-8 in Szenario 1, bei gleichmäßiger Verteilung der Batteriespeicher auf die Phasen [Eigendarstellung]

In den Zeiträumen zwischen den Schaltsignalen sinkt die Auslastung des Kabels in den Szenarien mit Batteriespeichern um bis zu 15 Prozent gegenüber dem Szenario ohne Batteriespeicher. Dafür steigt innerhalb der Schaltperioden die Belastung durch die zeitgleiche Ladung von bis zu 84 Batteriespeichern um bis 40 Prozent an. Dies ist im ersten Ladevorgang vergleichbar mit dem parallelen Einschalten von bis zu 84 Lasten mit einer Leistung von 3 kW.

In Szenario 2 werden die Batteriespeichersysteme nur an die Phase L1 angeschlossen, um den ungünstigsten Belastungsfall abzubilden. Wie die Simulation zeigt, tritt eine Überschreitung des Netzzustandes im betrachteten Netz bei einer Durchdringungsrate von 100 Prozent im ersten Ladevorgang des Batteriespeichersystems auf. Gleichzeitig kommt es im Netzgebiet zu einer hohen Schiefbelastung zwischen der Phase L1 und den Phase L2 und L3. Wie auch in Szenario 1 sinkt die Netzbelastung zwischen den Schaltphasen durch die Batteriespeicher erst ab und steigt anschließend im Schaltzeitraum auf bis zu 115 Prozent an. Der Verlauf der Netzauslastung über den Simulationstag ist in Abbildung 22 zu sehen.

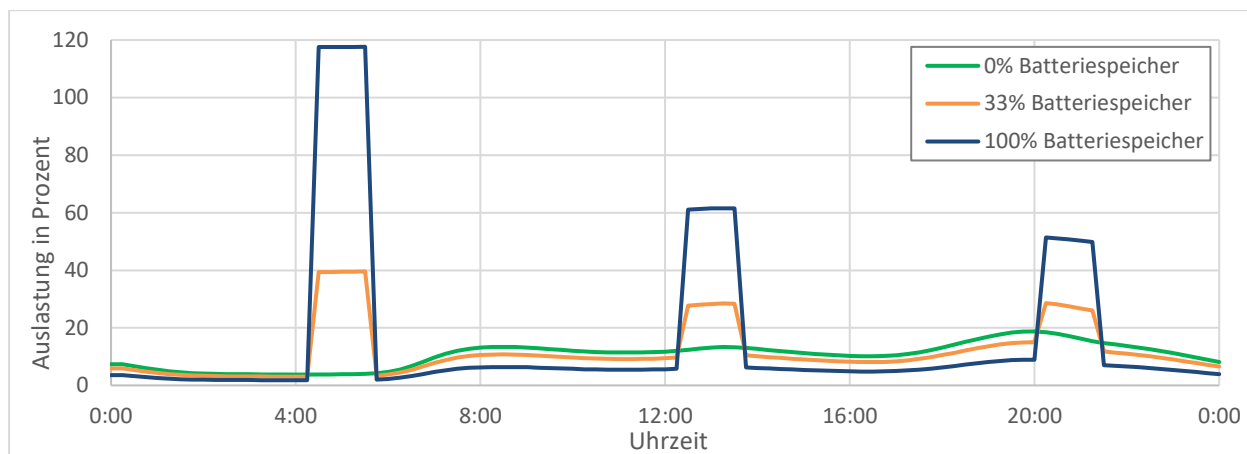


Abbildung 22: Prozentuale Auslastung der Phase L1 im Kabelabschnitts 1-8 in Szenario 2, bei Anschluss der Batteriespeicher an der Phase L1 [Eigendarstellung]

8 Diskussion der Ergebnisse

In folgendem Kapitel werden die wichtigsten Erkenntnisse aus der Evaluierung des Praxiseinsatz im Testhaushalt sowie der Wirtschaftlichkeitsanalyse und der Simulationen zur Skalierbarkeit zusammengefasst und erörtert. Außerdem werden Limitationen des entwickelten Systems und der Untersuchung herausgestellt, denen die vorgestellten Ergebnisse unterliegen. Schließlich sollen auf verschiedene Verbesserungsmöglichkeiten und weiteren Forschungs- und Handlungsbedarf zu dem entwickelten HEMS verwiesen werden. Der Aufbau der Diskussion zu den Ergebnissen orientiert sich an der Reihenfolge der drei Forschungsfragen aus Abschnitt 1.2.

Im Rahmen des Entwurfs, der Implementierung und der Evaluierung des HEMS im Praxiseinsatz konnte die technische Machbarkeit und das Potential einer Lastverschiebung durch private Haushalte aufgezeigt werden. Das entwickelte System ist hierbei in der Lage, anhand des Schaltsignals aus der Tarifmaschine der Stadtwerke Norderstedt den Speicher vollständig zu laden und im Folgezeitraum den Strombezug des Haushalts aus der im Batteriespeicher geladenen Energie weitestgehend zu decken. Aufgrund der Beschränkungen des Praxiseinsatzes durch einen relativ kurzen Untersuchungszeitraum von nur wenigen Wochen innerhalb von nur einem Testhaushalt, ist das hieraus abgeleitete Lastverschiebungspotential nur begrenzt aussagekräftig. Darüber hinaus ist das gewählte Batteriespeichersystem auf die Steuerung der Lastflüsse von nur einer der drei Leiterphasen im Haushalt beschränkt. Zudem ist das Lastverschiebungspotential insbesondere noch von den Verbrauchern abhängig, welche an die Phase des Batteriespeichersystems angeschlossen sind. An dieser Stelle empfehlen sich weitere Untersuchungen des Systems mit längeren Evaluierungszeiträumen und größeren Stichproben. Das Batteriespeichersystem wurde anhand der Anforderung einer ersten kostengünstigen Lösung an den Entwurf des HEMS ausgelegt und für den Praxiseinsatz mit einer mobilen Plattform in einem rollbaren Serverschrank installiert. Im Zuge weiterer Auswertungen sollten weitere Kombinationen von Batteriespeichern und Wechselrichtern untersucht werden, welche unter Umständen eine höhere Effizienz bei geringerem Raumbedarf bieten. Gleichzeitig könnte eine Lösung untersucht werden, welche die Steuerung der Lastflüsse über alle drei Phasen ermöglicht.

Bei der Evaluierung des HEMS im Praxiseinsatz konnten nicht alle der Anforderungen an das System aus Kapitel 3 erfüllt werden. Innerhalb der Untersuchung im Testhaushalt traten häufiger kurze negative Lastspitzen auf, welche einen Rückspeisung der geladenen Energie aus dem Speicher über den Stromzähler in das Stromnetz bedeuten. Diese resultieren durch die auftretende Latenz zwischen der Erfassung des Haushaltsverbrauchs und der Änderung der Wechselrichterleistung. Der Umfang dieser Rückspeisung beschränkte sich dabei allerdings auf nur sehr geringe Energiemengen und wird zudem durch die saldierende Erfassung des Stromzählers über die Verbraucher auf den anderen Phasen teilweise ausgeglichen. Im Zuge

einer Weiterentwicklung des Systems sollte der Fokus vorrangig auf der Reduzierung dieser Verzögerungen liegen. Hierbei würde sich auf Seiten der Verbrauchsmessung eine direkte Anbindung der Messeinrichtung an die Steuerung ohne weitere Umwege über Gateways empfehlen. Bei der Wechselrichtersteuerung sollte nach einer Alternative zum SMA Modbus Protokoll gesucht werden. Dieses Protokoll wurde ursprünglich nicht für die Steuerung von Echtzeit-Systemen entwickelt und führt zu hohen Verzögerungszeiten in der Kommunikation.

Die Kommunikationsanbindung zur Tarifmaschine ist im aktuellen Zustand relativ aufwendig, da sie an die gegebene Schnittstelle, welche ursprünglich zur Steuerung von schaltbaren Steckdosen gedacht ist, angepasst wurde. An dieser Stelle wäre möglicherweise die Implementierung eines Push-Verfahrens in der Kommunikation geeigneter, bei welcher das HEMS nicht proaktiv den Schaltzustand über mehrere Schritte erfragen muss, sondern passiv von der Tarifmaschine mitgeteilt bekommt. Die Auslegung des Batteriespeichersystems in den Abschnitten 4.2.3 und 4.2.4 erfolgte anhand der Charakteristiken des historischen Schaltsignalverlaufs. Diese Annahme ist für eine Ausbringung des HEMS im Praxiseinsatz jedoch nur beschränkt aussagefähig, da das verwendete Schaltsignal der Stadtwerke Norderstedt zum Zeitpunkt dieser Arbeit noch überwiegend synthetisch generiert wurde und noch nicht exakt die netztopologischen Eigenschaften oder das Einspeisemanagement berücksichtigt. Der Grund hierfür ist die primäre Verwendung dieses Schaltsignals bei der Untersuchung der Kundenakzeptanz eines dynamischen Tarifs durch die Stadtwerke Norderstedt. Während für Testkunden eine zu hohe Variabilität des Schaltsignals in der Akzeptanz hemmend wirkend könnte, stellt dasselbe für ein flexibel reagierendes HEMS kein Problem dar. Hieraus lässt sich der Schluss ziehen, dass das präsentierte HEMS für die Endkunden einen deutlichen Komfortgewinn gegenüber der momentanen Implementierung mit schaltbaren Steckdosen bieten kann. Aufgrund der Tatsache, dass das HEMS die Steuerung der Lastflüsse anhand des dynamischen Tarifs übernimmt, müssen die Endkunden ihre Verbrauchsgewohnheiten nicht an die variable Stromerzeugung und die damit verbundenen schwankenden Strompreise anpassen.

Die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit zeigt, dass unter bestimmten Annahmen und Voraussetzungen das in dieser Arbeit entwickelte HEMS mit Batteriespeichersystem bereits zum heutigen Stand einen wirtschaftlichen Vorteil für die Stadtwerke Norderstedt bieten kann. Neben der Sicht der Stadtwerke Norderstedt wurde hierbei auch die Wirtschaftlichkeit aus Kundensicht analysiert. Diese ist ebenfalls von Bedeutung, da für die erfolgreiche Vermarktung eines dynamischen Tarifs in Kombination mit dem HEMS auch die Wirtschaftlichkeit für den Endkunden gegeben sein muss. Für einen wirtschaftlichen Betrieb sind insbesondere die Höhe der Stromgestehungskosten des Batteriespeichersystems und des Rabattpreises von zentraler Bedeutung. Die Stromgestehungskosten des Systems sind insbesondere abhängig von der Annahme, dass die verwendeten Komponenten die angenommene Nutzungsdauer erreichen. Diese hängt

jedoch von der individuellen Anwendung und Belastung durch den Nutzer ab und kann somit stärker abweichen, was wiederum Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit des Systems hätte [Hashmi et al. 2018]. Die Rentabilität ist zu davon abhängig, ob die Stadtwerke Norderstedt in der Lage sind, dem Stromkunden einen Rabattpreis von unter 6 Cent/kWh zu wirtschaftlichen Konditionen anzubieten. Durch die Fixpreiskomponenten im Strompreis, bestehend aus Steuern und Umlagen, lag der Bezugspreis des Rabattstroms für die Stadtwerke Norderstedt zum Stand dieser Arbeit deutlich über diesem Wert. Um einen wirtschaftlichen Anreiz zu bieten, müsste der Rabattstrom, welcher sonst durch EinsMan-Abschaltungen abgeregelt und somit ungenutzt verfallen würde, von diesen Abgaben weitestgehend befreit oder die fixen Gebühren in dynamische Komponenten umgewandelt werden. Durch Skaleneffekte werden die Investitionskosten für Lithium-Batteriespeicher in Zukunft noch weiter sinken [Fu et al. 2018]. Dies soll bis 2030 zu einer Halbierung der Lithium-Ionen-Batteriekosten pro Kilowattstunde führen, bedingt durch steigende Nachfrage in den Märkten der stationären Energiespeicherung und der Elektromobilität [BNEF 2019]. Gleichzeitig werden immer neue und bessere Batteriespeicher-Chemien entwickelt, welche die Wirtschaftlichkeit weiter erhöhen können [Baes et al. 2018]. In Rahmen dieser Analyse wurde nur der Anwendungsfall des Managements dynamischer Tarife in Verbindung mit Energie-Arbitrage untersucht. Für den Netzbetreiber kann das System jedoch noch eine Reihe weitere nützlicher Dienstleistungen erbringen. Durch ihre schnelle Reaktionszeit sind Batteriespeicher besonders geeignet für die Bereitstellung von Primärregelleistung und Netzfrequenzregulierung. Werden die Systeme strategisch im Stromnetz positioniert, können sie außerdem bei Netzengpässen unterstützen und so einen kostspieligen Netzausbau in die Zukunft verschieben. Diese Dienstleistungen werden bereits heute zum Teil durch Batteriespeichersysteme erbracht und könnten die Wirtschaftlichkeit des HEMS weiter erhöhen. Voraussetzung hierfür wäre allerdings eine Neukonzeption der Wechselrichtersteuerung, da das HEMS in seinem jetzigen Zustand eine zu hohe Latenz in der Reaktion innehatte. Eine weitere Anwendungsmöglichkeit wäre die Vermarktung der Speicherkapazitäten innerhalb kleinerer Netzabschnitte oder Micro Grids. Kunden mit einem HEMS könnten auf diese Weise ihre günstig geladene Energie auch an ihre Nachbarn verkaufen und auf diese Weise noch die Netzbelastung besser verteilen.

Die Simulationsergebnisse des Abschnitts 7.2 zeigen, dass eine Skalierbarkeit des HEMS unter bestimmten Bedingungen möglich ist. Dabei zeigen die Untersuchungen, dass bei einer Ausbringung des entwickelten HEMS mit Batteriespeicher im Netzgebiet der Stadtwerke Norderstedt insbesondere auf eine gleichmäßige Verteilung auf die Leiterphasen geachtet werden sollte. Hierdurch können hohe Schiefasten und eine Grenzüberschreitung der Kabelsicherungen teilweise vermieden werden. Bei einer hohen Durchdringung mit Batteriespeichern sollte außerdem ein intelligentes Schaltsignal verwendet werden, welches zusätzlich die netztopologischen Eigenschaften und den Netzzustand im Einsatzgebiet berücksichtigt. So kann die Netzbelastung während der Ladezeiträume besser verteilt werden. In den Simulationen wurde

zudem nur ein exemplarisches Netzgebiet im Einzugsgebiet der Stadtwerke Norderstedt untersucht. Dieses weist zwar einen hohen Anteil an Einfamilienhäusern auf, wodurch eine hohe Gesamtdurchdringungsrate mit HEMS und damit verbunden eine hohe Auslastung im Netzgebiet analysiert werden kann. Die netztopologischen Eigenschaften der restlichen Gebiete können hiervon jedoch abweichen und sollten daher bei der Ausbringung einer differenzierten Betrachtung unterzogen werden. Im Zuge weiterer Betrachtungen empfiehlt es sich außerdem die Auswirkungen einer Skalierung des HEMS auf die Nachfrage und Verfügbarkeit der überschüssigen Energie zu untersuchen. Die Vergünstigung der Energie resultiert vor allem aus dessen Überangebot im Stromnetz. Steigt die Nachfrage im gleichen Maße an und ist diese zudem noch genauso flexibel wie die Erzeugung, könnte sich der wirtschaftliche Vorteil der Energie-Arbitrage für die Nutzer in Zukunft wieder reduzieren.

9 Zusammenfassung und Ausblick

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Arbeit zusammengefasst und in Bezug mit den Forschungsfragen der Aufgabenstellung in Kapitel 1.2 gebracht. Außerdem werden im Ausblick verschiedene Verbesserungspotentiale des entwickelten HEMS genannt und auf weitere Anwendungsmöglichkeiten des Systems eingegangen.

9.1 Zusammenfassung

Im Rahmen dieser Arbeit konnte die technische Machbarkeit einer flexiblen Lastverschiebung durch private Haushalte in Verbindung mit einem Batteriespeicher und dynamischen Tarif gezeigt werden. Hierfür wurde ein Home Energy Management System entwickelt, welches ein Batteriespeichersystem anhand eines dynamischen Tarifs so steuert, dass der Netzbezug eines Haushalts von Zeiten hoher Preise in Zeiträume günstiger Preise verschoben wird. Für die Echtzeit-Steuerung des Systems wurde ein intelligenter Steuerungsalgorithmus entworfen, welcher die Zustandswerte des Batteriespeichers, des Wechselrichters, den Schaltzustand der Tarifmaschine der Stadtwerke Norderstedt und die Stromnachfrage im Haushalt berücksichtigt. Anhand dieser Impulse bedient der Algorithmus den Batteriespeicher so, dass die rabattierte Energie in den Speicher geladen und später anhand des Haushaltsverbrauch sekundengenau ins Hausnetz geladen wird, um so den Netzbezug zu minimieren. Um alle Komponenten miteinander zu verbinden, wurde eine Modellstruktur entworfen, welche die Informations- und Energieflüsse des Systems berücksichtigt und den technischen Anforderungen gerecht wird. Für die Verbindung aller elektrischen Komponenten des Systems wurde zudem ein geeigneter Schaltplan skizziert. Im Hinblick auf die Kommunikation zum Wechselrichter konnten geeignete Parameter-Kombinationen aus der Schnittstelle des Herstellers identifiziert und implementiert werden. Die Tarifmaschine der Stadtwerke Norderstedt wurde mit einem passenden Kommunikationsablauf eingebunden, welche die speziellen Anforderungen der Schnittstelle berücksichtigt. Für die Visualisierung der Daten des HEMS wurde zusätzlich eine mobile Benutzeroberfläche in Form einer App eingerichtet, über welche dem Endnutzer unter anderem Informationen zum Stromverbrauch und Tarifzustand dargestellt werden.

Bei der anschließenden Installation des Prototyps in einem exemplarischen Testhaushalt konnte die Leistungsfähigkeit des entwickelten HEMS anhand verschiedener Bewertungskriterien im Praxiseinsatz gezeigt werden. Im untersuchten Fall konnten ein Lastverschiebungspotential von bis zu einem Viertel des jährlichen Gesamtstrombedarfs eines durchschnittlichen Zwei-Personen-Haushalts festgestellt werden. Die Hausbewohner mussten hierbei ihr Verhalten nicht an die Verfügbarkeit des Rabattstroms anpassen, sodass das HEMS gegenüber dem Status-Quo der Umsetzung einen deutlichen Komfortgewinn bietet. Bei der Evaluation konnten jedoch auch Schwachstellen des Systems identifiziert werden. Insbesondere die

hohe Latenzzeit in der Kommunikation zwischen den Schnittstellen zur Verbrauchsmessung und Anpassung der Wechselrichterleistung führte im Praxiseinsatz mehrfach zu kurzzeitigen Rückspeisungen ins Netz. Da diese nur auf einer Phase auftritt und die Verbrauchsmessung der Stromzähler im Netzgebiet saldierend erfolgt, kann die NetZRückspeisung zum Teil über den Stromverbrauch der anderen Phasen ausgeglichen werden.

Auf Basis dieser Ergebnisse wurden Handlungsempfehlungen für die praktische Anwendung des Systems vorgestellt. Die Wirtschaftlichkeitsanalyse ergab, dass aus Sicht der Stadtwerke Norderstedt unter bestimmten Annahmen und Voraussetzungen das entwickelte HEMS bereits zum heutigen Zeitpunkt wirtschaftlich einsatzbar sein kann. Dies ist jedoch davon abhängig, ob die Stadtwerke Norderstedt in der Lage sind den angebotenen Rabattstrom zu günstigen Einkaufskonditionen zu erhalten. An dieser Stelle besteht insbesondere ein politischer Handlungsbedarf in der Strompreisgestaltung für netzdienliche Maßnahmen, wie dem Speichern von überflüssiger Energie aus dem Netz. Es ist zu erwarten, dass mit fallenden Investitionskosten für Batteriespeicher sich die Stromgestehungskosten des Systems noch weiter verbessern lassen. Aus Kundensicht kann sich das vorgestellte System mit heutigen Konditionen nach etwa 17 Jahren in der Anschaffung rentieren. Um die Frage nach den Auswirkungen einer Skalierung des entwickelten HEMS auf das Netz zu untersuchen, wurde außerdem eine Simulation auf Basis der Netztopologie eines realen Teilnetzgebietes im Einzugsbereich der Stadtwerke Norderstedt mit unterschiedlichen Durchdringungsraten durchgeführt. Die Untersuchungen zeigten, dass bei der Ausbringung im Netzgebiet insbesondere auf eine gleichmäßige Verteilung der Systeme auf die drei Leiterphasen geachtet werden sollte. Sonst kann es bei hohen Durchdringungsraten mit Speichersystemen im Netz zu Schiefasten und Grenzüberschreitungen an den Kabeln kommen

9.2 Ausblick

Das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Home Energy Management System stellt einen ersten Ansatz für die Flexibilisierung der Stromnachfrage privater Haushalte in Verbindung mit dynamischen Tarifen im Netzgebiet der Stadtwerke Norderstedt dar. Es soll als kostengünstige Lösung die technische Machbarkeit einer solchen Umsetzung zeigen und bietet Potential zur Erweiterung und Verbesserung. Einzelne Komponenten des Systems können ausgetauscht oder verbessert werden. So sollte vorrangig versucht werden, die Latenz in der Steuerung der Wechselrichterleistung anhand der Haushaltsverbrauchs durch neue Kommunikationsschnittstellen weiter zu verbessern.

Der in dieser Arbeit vorgestellte Entwurf eines HEMS kann als Schnittstelle zur Kommunikation von Batteriespeichern in privaten Haushalten mit dem Markt betrachtet werden. Dabei wurde in Rahmen dieser Arbeit nur der Anwendungsfall des Managements dynamischer Tarife in Verbindung mit Energie-Arbitrage untersucht. Eine diesbezügliche Erweiterung des Systems um zusätzliche Dienstleistungen, wie die

Bereitstellung von Regelenergie und Netzengpassregulierung, könnte die Netzdienlichkeit und gleichzeitig auch die Rentabilität des Systems weiter verbessern. Zudem wurden in der Auswertung keine Wirkungsgradverluste berücksichtigt. Bei der Untersuchung der Wirtschaftlichkeit könnten andere Kombinationen von Wechselrichtern und Batteriespeichern in Verbindung mit höheren Stromverbräuchen in Bezug auf Effizienz und Wirtschaftlichkeit unter Umständen bessere Ergebnisse liefern. Bei der Entwicklung eines dynamischen Tarifs muss der angebotene Rabattpreis zu wirtschaftlichen Konditionen angeboten werden können. Einen großen Teil der Kosten machen Abgaben wie Netzentgelte und EEG-Umlage aus. Hier sollte eine entsprechende Dynamisierung oder Reduzierung der fixen Gebühren von der Politik in Betracht gezogen werden, um die Nutzung von Energie aus erneuerbaren und volatilen Quellen zu fördern. Dies wird ebenfalls durch die kürzlich verabschiedeten EU-Richtlinien 2019/943 und 2019/944 des europäischen Parlaments verdeutlicht:

„[...] Netztarife sollten zu keiner Benachteiligung der Energiespeicherung führen und keine Negativanreize für die Teilnahme an der Laststeuerung schaffen oder die Verbesserung der Energieeffizienz behindern.“ [Artikel 39 der EU-Richtlinie 2019/943] *„Um den Nutzen und die Wirksamkeit dynamischer Stromtarife zu maximieren, sollten die Mitgliedstaaten das Potential dafür prüfen, den Anteil der Festpreisbestandteile an den Stromabrechnungen dynamischer zu gestalten oder zu verringern, und sollten angemessene Maßnahmen ergreifen, soweit solches Potenzial besteht.“* [Artikel 38 der EU-Richtlinie 2019/944]

Eine Frage, welche noch weiterer empirischer Untersuchung bedarf, ist die Auswirkungen von einer weit-räumigen Skalierung des HEMS in Verbindung mit dynamischen Tarifen. Die Möglichkeit der Energie-Arbitrage lässt sich aus einem zeitweisen Überangebot von Energie im Netz ableiten. Dieses resultiert vor allem aus der variablen Einspeisung erneuerbarer Energien, wodurch temporär günstigere Strompreise auftreten können. Steigt die Nachfrage durch flexible Abnehmer in Zukunft jedoch in einem solchen Maße, dass sie genau an das Angebot abgestimmt werden kann, könnte sich die Menge an überschüssigem Strom im Netz reduzieren. Dies würde wiederum dazu führen, dass der wirtschaftliche Vorteil der Energie-Arbitrage für den Verbraucher künftig nicht mehr gegeben wäre.

Der anhaltende Trend starker Kostensenkungen für die Anschaffung von Batteriespeichersystemen der letzten Jahre wird in Zukunft noch weiter vorangehen. Durch den Markteintritt großer Automobilunternehmen in die Elektromobilität werden künftig durch Synergien und Skaleneffekte noch weitere Kostendegressionen bei Batteriespeichern erwartet. Gleichzeitig nehmen auch stationäre Anwendungen mit Heimspeichern von Herstellern wie Tesla oder Sonnen stärker zu. Diese Entwicklungen werden Batteriespeicher in Kombination mit Home Energy Management Systemen und dynamischen Tarifen für Netzbetreiber wie auch Verbraucher in Zukunft noch attraktiver machen.

Quellen- und Literaturverzeichnis

- Aeotec Inc., 2017. *Home Energy Meter Gen5 Manual*. Available at: <http://manuals-backend.z-wave.info/make.php?lang=de&sku=ZW095-C&cert=ZC10-16105288> [Accessed July 11, 2019].
- Agora Energiewende, 2014. *Stromspeicher in der Energiewende Stromspeicher in der Energiewende*. Agora Energiewende. p.137.
- Allcott, H., 2011. *Rethinking real-time electricity pricing*. Resource and Energy Economics, 33(4). pp.820–842. Available at: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S092876551100042X>.
- AVM Computersysteme Vertriebs GmbH, 2014. *FRITZ!DECT 200*,
- Baes, K. et al., 2018. *Future of batteries*, (May). Available at: http://www.adlittle.com/sites/default/files/viewpoints/adl_future_of_batteries-min.pdf.
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2018a. *Strompreisanalyse Mai 2018*,
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2018b. *Verteilung des Stromverbrauchs in Deutschland nach Verbrauchergruppen im Jahr 2017*,
- BMWI Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2018. *Energieeffizienz in Zahlen*,
- BNEF Bloomberg New Energy Finance, 2019. *Energy Storage Outlook 2019*,
- Brautigam, A., Rothacher, T. & Staubitz, H., 2018. *The Energy Storage Market in Germany Small-scale Battery Systems*. The Energy Storage Market in Germany.
- Burger, B., 2019a. *Nettostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2018*. FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE.
- Burger, B., 2019b. *Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2018*, Available at: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/news/2019/Stromerzeugung_2018_3.pdf.
- Charles River Associates, 2005. *Primer on Demand-Side Management*. World Bank, (February).
- co2online.de, 2019. *Stromspiegel 2019*.
- Cousins, J.T., 2009. *Using time of use (TOU) tariffs in industrial, commercial and residential applications effectively*. TLC Engineering Solutions. Available at: http://www.tlc.co.za/white_papers/pdf/using_time_of_use_tariffs_in_industrial_commercial_and_residential_applications_effectively.pdf.

- Daintith, J. & Wright, E., 2008. *A Dictionary of Computing*.
- DTI, 2004. *Review of electrical energy storage technologies and systems and of their potential for the UK*. pp.1–34. Available at: <http://www.wearemichigan.com/JobsAndEnergy/documents/file15185.pdf>.
- Dutt, N.D. & Martin, G., 2013. *Embedded Systems for Smart Appliances and Energy Management*.
- EuPD Research & E3/DC GmbH, 2014. *Auswahlkriterien für Batteriespeicher*.
- Faruqui, A. & George, S.S., 2002. *The Value of Dynamic Pricing in Mass Markets*. The Electricity Journal, 15(6). pp.45–55. Available at: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1040619002003305>.
- Faruqui, A., Sergici1, S. & Sergici, S., 2009. *Household Response To Dynamic Pricing of Electricity—a Survey of the Experimental Evidence*. The Brattle Group. pp.1–53.
- Fu, R. et al., 2018. *2018 U . S . Utility-Scale Photovoltaics- Plus-Energy Storage System Costs Benchmark*. National Renewable Energy Laboratory, (November). p.32. Available at: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/71714.pdf>.
- Guertif, A., 2006. *Klassifizierung von Batterien und Superkondensatoren als Energiespeicher*. . pp.56–65.
- Handelsblatt, 2019. *Anzahl der Stunden mit negativen Strompreisen in Deutschland in den Jahren 2008 bis 2018*. Statista. Available at: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/618751/umfrage/anzahl-der-stunden-mit-negativen-strompreisen-in-deutschland/> [Accessed July 9, 2019].
- Hashmi, U. et al., 2018. *Limiting Energy Storage Cycles of Operation To cite this version : HAL Id : hal-01806487 Limiting Energy Storage Cycles of Operation*. , (GreenTech).
- Hillemacher, L., 2014. *Lastmanagement mittels dynamischer Strompreissignale bei Haushaltskunden*.
- homee GmbH, 2018. *DAS HOMEE PRINZIP*. Available at: <https://hom.ee/homee-principle> [Accessed July 26, 2019].
- homee GmbH, 2019. *homee Brain Cube*. Available at: <https://store.homee.de/collections/all/products/homee-brain-cube> [Accessed March 10, 2019].
- IRENA International Renewable Energy Agency, 2017. *Costs and Markets to 2030*,
- ISEA Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen, 2018. *Batterietechnologien*,
- ITWM Fraunhofer-Institut für Techno- und Wirtschaftsmathematik, 2018. *Amperix – die Drehscheibe für überschüssige Energie*,

- JS Foundation, 2018. *nodered.org*. Available at: <https://nodered.org> [Accessed June 28, 2019].
- Kaschub, T., Jochem, P. & Fichtner, W., 2014. *Effects of Integrating Electric Vehicles and Stationary Batteries in a Smart Urban Electricity Network*. Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion.
- Kopetz, H., 2011. *Real-Time Systems*.
- Ma, O. & Cheung, K., 2016. *Demand Response and Energy Storage Integration Study*. U.S. Department of Energy, (March). Available at: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/03/f30/DOE-EE-1282.pdf>.
- Malhotra, A. et al., 2016. *Use cases for stationary battery technologies: A review of the literature and existing projects*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56. pp.705–721.
- MELUND Ministerium für Energiewende Landwirtschaft Umwelt Natur und Digitalisierung des Landes Schleswig-Holstein, 2019. *Bericht zum Engpassmanagement in Schleswig-Holstein*,
- Naoumis, H. & Meyer, T., 2018. *Dynamischen Stromtarif für Haushaltskunden: Interview mit Thorsten Meyer von den Stadtwerken Norderstedt*. NEW 4.0. Available at: <https://new4-0.erneuerbare-energien-hamburg.de/de/new-40-blog/details/dynamischen-stromtarif-fuer-haushaltskunden-interview-mit-thorsten-meyer-von-den-stadtwerken-norderstedt.html> [Accessed July 10, 2019].
- Ramirez, M. et al., 2018. *Battery Energy Storage for Frequency Support in the BCS Electric Power System*. In: 2018 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA). pp. 1–5. Available at: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8511691/>.
- Randall, L., 2017. *A Comprehensive Guide to Home Energy Management Systems*. Available at: <https://sustainable-now.eu/guide-to-home-energy-management-systems/> [Accessed March 10, 2019].
- Raspberry Pi Foundation, 2018. *Raspbian.org*. Available at: <https://www.raspbian.org> [Accessed July 2, 2019].
- Rincón, R.A. & Heydenrych, G., 2018. *Batteries & Supercaps: The Future of Electrochemical Energy Storage*. *Batteries & Supercaps*, 1(1). pp.3–5. Available at: <http://doi.wiley.com/10.1002/batt.201700001>.
- RMI & HOMER Rocky Mountain Institute & Homer Energy LLC, 2015. *The Economics of Load Defection Executive Summary: How grid-connected solar-plus-battery systems will compete with traditional electric service, and why it matters*,

- Scholz, P., 2005. *Echtzeit, Echtzeitsysteme, Echtzeitbetriebssysteme*. In: Softwareentwicklung eingebetteter Systeme. Berlin/Heidelberg. pp. 39–73. Available at: http://link.springer.com/10.1007/3-540-27522-3_3.
- SH Netz Schleswig-Holstein Netz AG, 2019. *Netzampel*,
- Shareef, H. et al., 2018. *Review on Home Energy Management System Considering Demand Responses, Smart Technologies, and Intelligent Controllers*. IEEE Access, 6. pp.24498–24509.
- SMA Solar Technology AG, 2017. *SUNNY HOME MANAGER 2.0*. Available at: <https://www.sma.de/produkte/monitoring-control/sunny-home-manager-20.html> [Accessed March 11, 2019].
- Stadt Norderstedt, 2018. *Bevölkerungsstatistik Norderstedt 2017*,
- Stadtwerke Norderstedt, 2017. *NEW 4.0*. Available at: <https://www.stadtwerke-norderstedt.de/unternehmen/nachhaltigkeit/new-40> [Accessed July 6, 2019].
- Statista, 2014. *Prognose zur Kostenentwicklung von Blei-Säure- und Lithium-Ionen-Batterien bis zum Jahr 2020 (in Euro pro Kilowattstunde)*.
- Sterner, M. & Stadler, I., 2014. *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*.
- Sterner, M. & Sterner, M., 2017. *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*.
- Wuppertaler Stadtwerke, 2019. *Wie funktioniert ein dynamischer Stromtarif?* Available at: <https://www.wsw-online.de/happy-power-hour/wissensbereich/wie-funktioniert-ein-dynamischer-stromtarif/> [Accessed July 10, 2019].

Anhang

Anhang 1: Vergleich der Leistungsdaten der LG Chem Batteriespeicher

	RESU3.3	RESU6.5	RESU10
Nennspannung	51,8 V	51,8 V	51,8 V
Betriebsspannung	42 bis 58,8 V	42 bis 58,8 V	42 bis 58,8 V
Elektrische Nennladung	63 Ah	126 Ah	189 Ah
Nennenergie	3,3 kWh	6,5 kWh	9,8 kWh
Standard-Leistung	1,1 kW	2,2 kW	3,3 kW
Maximale Leistung	3 kW	4,2 kW	5 kW
Spitzenleistung für 3 Sekunden	3,3 kW	4,6 kW	7 kW
Spitzenstromstärke für 3 Sekunden	78,6 A	109,5 A	166,7 A
Maximale Stromstärke	71,4 A bei 42 V	100 A bei 42 V	119 A bei 42 V
Ladestrom	18,9 A	37,8 A	56,7 A
Entladestrom	18,9 A	37,8 A	56,7 A

Anhang 2: Verschiedene Wirkungsgrade des LG Chem RESU3.3 Batteriespeichers

Faradayischer Wirkungsgrad der Ladung (25°C)	99%
Akku-Round-Trip Leistungsfähigkeit (C/3, 25°C)	95%
Erwartete Lebensdauer bei 25°C	Über 10 Jahre
Kommunikationsschnittstelle	CAN 2.0B
Kühlung	Natürliche Konvektion

Anhang 3: Vergleich der technischen Daten der SMA Sunny Island Wechselrichter

Technische Daten	Sunny Island 4.4M	Sunny Island 6.0H	Sunny Island 8.0H
Betrieb am öffentlichen Netz oder Generator			
Bemessungsnetzspannung / AC-Spannungsbereich	230 V / 172,5 V bis 264,5 V		
Bemessungsnetzfrequenz / zulässiger Frequenzbereich	50 Hz / 40 Hz bis 70 Hz		
Maximaler AC-Strom bei Eigenverbrauchsoptimierung (Netzbetrieb)	14,5 A	20 A	26 A
Maximale AC-Leistung bei Eigenverbrauchsoptimierung (Netzbetrieb)	3,3 kVA	4,6 kVA	6 kVA
Maximaler AC-Eingangsstrom	50 A	50 A	50 A
Maximale AC-Eingangsleistung	11500 W	11500 W	11500 W
Inselbetrieb oder Ersatzstrombetrieb			
Bemessungsnetzspannung / AC-Spannungsbereich	230 V / 202 V bis 253 V		
Bemessungsnetzfrequenz / Frequenzbereich (einstellbar)	50 Hz / 45 Hz bis 65 Hz		
Bemessungsleistung (bei U_{nom} , f_{nom} / 25 °C / $\cos \phi = 1$)	3300 W	4600 W	6000 W
AC-Leistung bei 25 °C für 30 min / 5 min / 3 sec	4400 W / 4600 W / 5500 W	6000 W / 6800 W / 11000 W	8000 W / 9100 W / 11000 W
AC-Leistung bei 45 °C dauerhaft	3000 W	3700 W	5430 W
Bemessungsstrom / Maximaler Ausgangsstrom (peak)	14,5 A / 60 A	20 A / 120 A	26 A / 120 A
Klirrfaktor Ausgangsspannung / Leistungsfaktor bei Bemessungsleistung	< 5 % / -1 bis +1	< 1,5 % / -1 bis +1	< 1,5 % / -1 bis +1
DC-Eingang Batterie			
Bemessungseingangsspannung / DC-Spannungsbereich	48 V / 41 V bis 63 V	48 V / 41 V bis 63 V	48 V / 41 V bis 63 V
Maximaler Batterieladestrom / DC-Bemessungsladestrom / DC-Bemessungsentladestrom	75 A / 63 A / 75 A	110 A / 90 A / 103 A	140 A / 115 A / 130 A
Batterietyp / Batteriekapazität (Bereich)	Li-Ion ¹⁾ , FLA, VRLA / 100 Ah bis 10000 Ah (Blei) 50 Ah bis 10000 Ah (Li-Ion)		
Laderegulierung	IUoU-Ladeverfahren mit automatischer Vollladung und Ausgleichsladung		
Wirkungsgrad / Eigenverbrauch des Gerätes			
Maximaler Wirkungsgrad	95,5 %	95,8 %	95,8 %
Leerlaufverbrauch / Standby	18 W / 6,8 W	25,8 W / 6,5 W	25,8 W / 6,5 W
Schutzeinrichtung (Gerät)			
AC-Kurzschluss / AC-Überlast	● / ●		
DC-Verpolungsschutz / DC-Sicherung	- / -		
Übertemperatur / Batterietiefentladung	● / ●		
Überspannungskategorie nach IEC 60664-1	III		
Allgemeine Daten			
Maße (B / H / T)	467 mm / 612 mm / 242 mm (18,4 inch / 21,1 inch / 9,5 inch)		
Gewicht	44 kg (97 lb)	63 kg (138,9 lb)	63 kg (138,9 lb)
Betriebstemperaturbereich	-25 °C bis +60 °C (-13 °F bis +140 °F)		
Schutzklasse nach IEC 62103	I		
Klimaklasse nach IEC 60721	3K6		
Schutzart nach IEC 60529	IP54		
Ausstattung / Funktion			
WLAN, Speedwire / Webconnect / SI-SYSCAN (Multiclustern)	● / ● / -	● / ● / ○	● / ● / ○
Micro SD-Speicherkarte für erweitertes Data Logging	○		
Anzeige über Smart Phone, Tablet, Laptop / Multifunktions-Relais	● / 2		
3-phasige Systeme (mit Drehfeld) / Ersatzstromfunktion	● / ●		
Ladezustandsberechnung / Vollladung / Ausgleichsladung	● / ● / ●		
Batterietemperatursensor / Kommunikationsleitungen	○ / ●		
Zertifikate und Zulassungen	www.SMA-Solar.com		
Deckelfarbe Gelb / Aluminium Weiß	○ / ○		
Garantie 5/10 Jahre	● / ● ³⁾		
Für Off-Grid Anwendungen			
Automatische Drehfeldererkennung / Generatorsupport	● / ●		
Parallelschaltung / Multiclustern	- / -	● / ●	● / ●
Integrierter Sanftanlauf	●		
Zubehör			
Für Off-Grid Anwendungen			
Batteriesicherung ²⁾	○		
Sunny Island Charger SIC50-MPT ²⁾ / SMA Cluster Controller	○ / ○		
Für On-Grid Anwendungen			
Sunny Home Manager / SMA Energy Meter / Umschalteneinrichtung für Ersatzstrom ²⁾	○ / ○ / ○		
● Serienausstattung ○ Optional – nicht verfügbar			
1) siehe „Liste der zugelassenen Batterien“ unter www.SMA-Solar.com			
2) Bezug über externen Zulieferer			
3) Bei Registrierung über den beiliegenden Informationsbogen			
Alle Spezifikationen Stand: Juli 2017			
Typenbezeichnung	SI4.4M-12	SI6.0H-12	SI8.0H-12

Anhang 4: Wirkungsgradverlauf des Sunny Island 4.4M

17.5 Wirkungsgradverlauf Sunny Island 4.4M

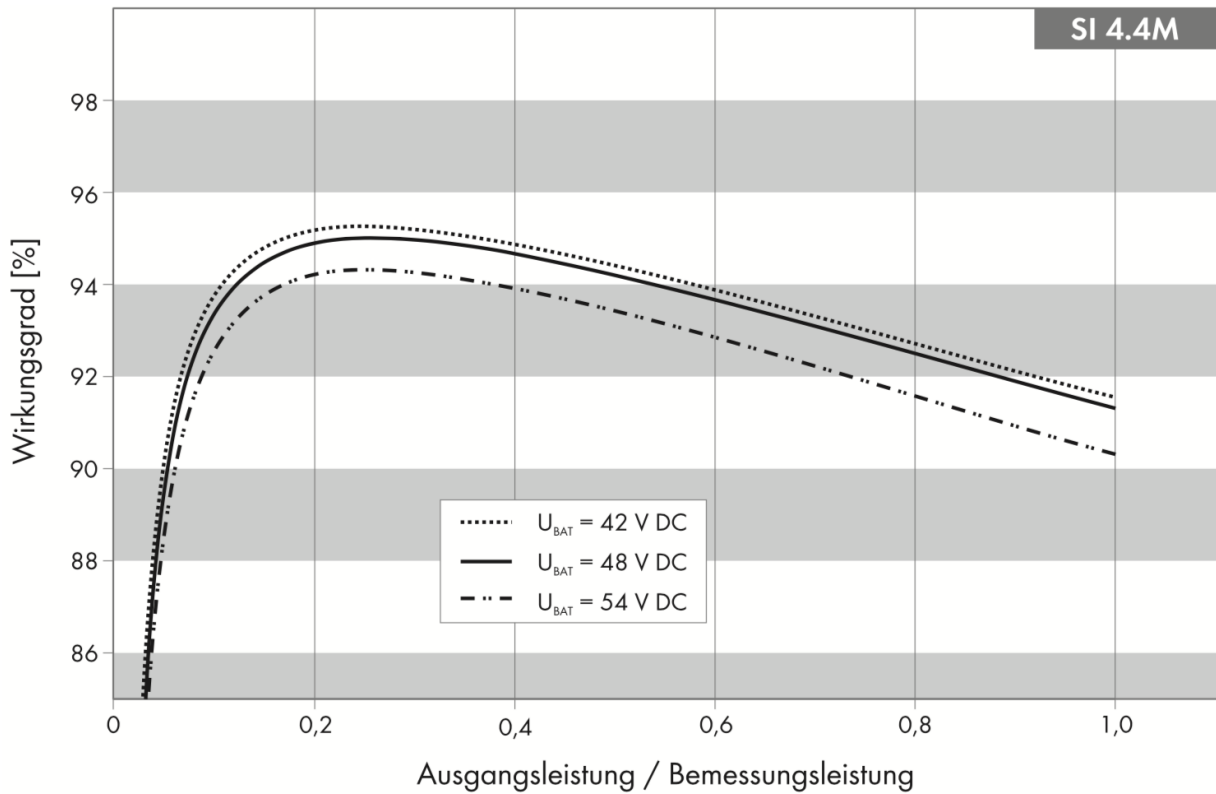


Abbildung 27: Charakteristischer Verlauf des Wirkungsgrades

Anhang 5: Vergleich der Standby- und Leerlaufverbräuche zwischen den Wechselrichtern

17.8 Energieverbrauch im Leerlauf und Standby

	Sunny Island 4.4M	Sunny Island 6.0H	Sunny Island 8.0H
Verbrauch im Standby	6,8 W	6,5 W	6,5 W
Verbrauch im Leerlauf und Entladebetrieb	18,0 W	25,8 W	25,8 W

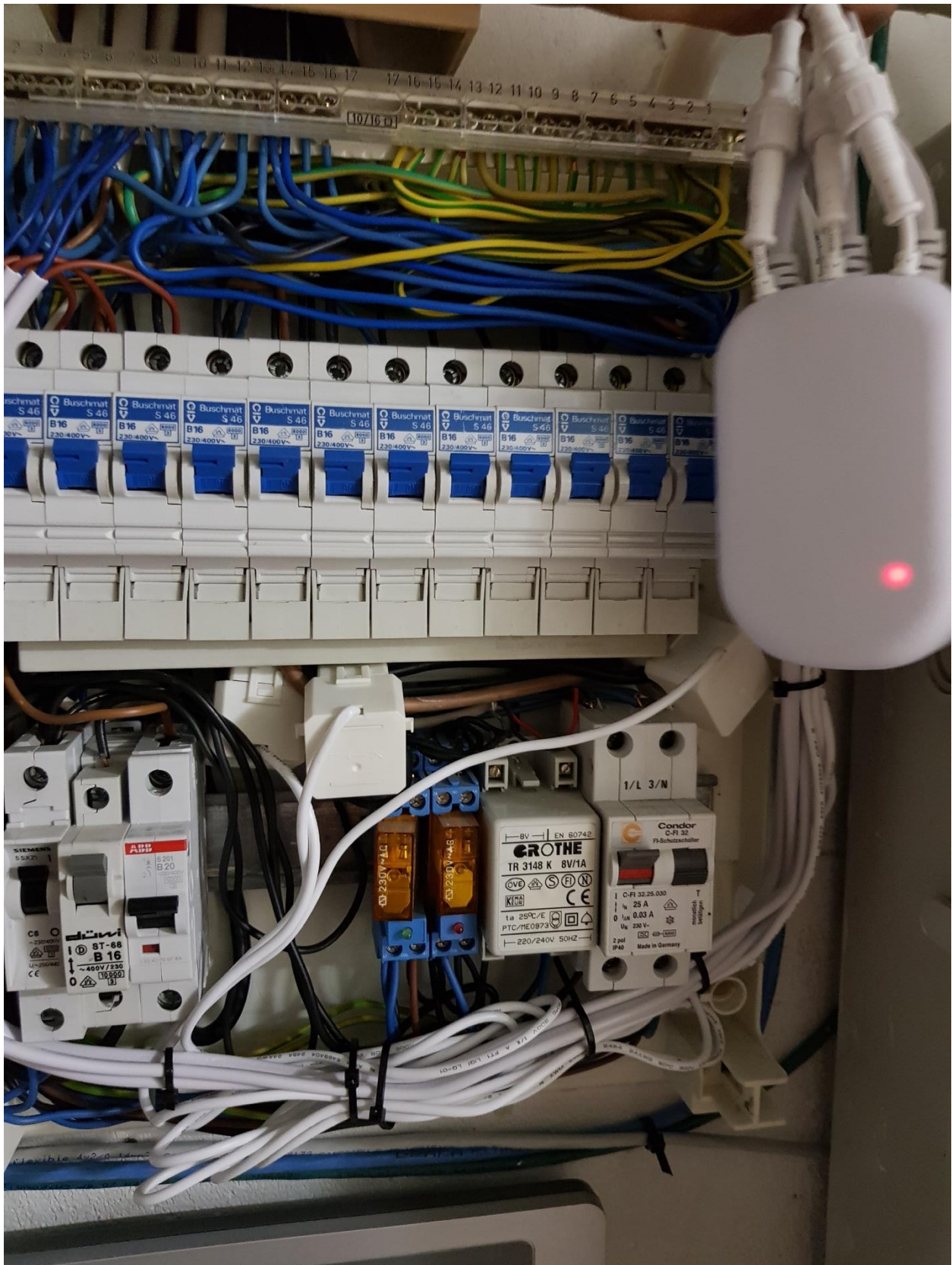
Anhang 6: Installation der Komponenten des Batteriespeichersystems im Verteilernetzschrank



Anhang 7: Installation der Komponenten des Batteriespeichersystems im Verteilernetzschrank



Anhang 8: Einbau des Aeotec HEM im Sicherungskasten des Testhaushalts



Eidesstattliche Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Masterarbeit ohne fremde Hilfe selbständig verfasst habe. Ich habe keine anderen als die angegebenen Hilfsmittel – insbesondere keine im Quellverzeichnis nicht benannten Internet-Quellen – benutzt. Ich habe die Arbeit vorher nicht in einem anderen Prüfungsverfahren eingereicht. Die schriftliche Fassung entspricht der auf dem elektronischen Speichermedium.

Hamburg, den

Unterschrift