



hochschule mannheim

**Konzepterstellung zur Optimierung der
Energieflüsse innerhalb einer
Energieverbundinsel mit teilautarker
Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge**

Matthias Werle

Bachelor-Thesis
zur Erlangung des akademischen Grades Bachelor of Science (B.Sc.)
Studiengang Energietechnik und erneuerbare Energien

Fakultät für Elektrotechnik
Hochschule Mannheim

18.06.2018

Betreuer
Prof. Dipl.-Ing. T. Hansemann, Hochschule Mannheim
Prof. Dr.-Ing. W. Götzmann, Hochschule Mannheim

Werle, Matthias:

Konzepterstellung zur Optimierung der Energieflüsse innerhalb einer Energieverbundinsel mit teilautarker Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge / Matthias Werle. –
Bachelor-Thesis, Mannheim: Hochschule Mannheim, 2018. 60 Seiten.

Werle, Matthias:

Concept development to optimize the energyflows within an island mode energy network with partially self-sufficient charging infrastructure for electric vehicles / Matthias Werle. –
Bachelor Thesis, Mannheim: University of Applied Sciences Mannheim, 2018. 60 pages.

Abstract

Im Zuge der Energiewende wandelt sich der grundlegende Aufbau moderner elektrischer Versorgungsnetze. Die Integration vieler kleiner, örtlich verteilter, gegebenenfalls nicht regelbarer Erzeugungsanlagen erfordert gegenüber der Nutzung weniger, konventioneller, thermischer Großkraftwerke neue Konzepte für das regionale und überregionale Energiemanagement. Ziel der Studie ist die Optimierung von Energieflüssen innerhalb einer Energieverbundinsel mit teilautarker Ladeinfrastruktur. Hierfür werden die folgenden Aufgaben bearbeitet.

Auf Basis einer Anwendungsfallanalyse ist ein Konzept für die Energieverbundinsel und deren Energiemanagementsystem mit Orientierung am Smart Grid Architecture Model (SGAM) entworfen worden. Das Konzept gliedert sich in eine Funktions-, Informations- und Komponentenebene.

Für die Optimierung der Energieflüsse, sind Rahmenbedingungen verschiedener Beispilszenarien definiert, an denen das erstellte Energiemanagementkonzept getestet wurde. Für die Berechnung der Energieflüsse der einzelnen Szenarien wurde ein Simulationstool in Matlab programmiert, welches für zukünftige Untersuchungen von Energieflüssen unter anderen Bedingungen genutzt werden kann.

Aus den Simulationsergebnissen sind Handlungsempfehlungen zur Dimensionierung und Betriebsweise der Energieverbundinsel abgeleitet worden. Ein Ausblick zeigt die Möglichkeiten zukünftiger Entwicklungen auf.

Erklärung



Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe.

Ich bin damit einverstanden, dass meine Arbeit unter einer Creative Commons Attribution-NonCommercial-ShareAlike 4.0 International License (CC BY-NC-SA 4.0) lizenziert veröffentlicht wird. Unter Einhaltung der Lizenzgebühren, kann diese Arbeit unter gleichen Bedingungen geteilt und verändert werden. Die Arbeit darf somit elektronisch gespeichert, in andere Formate konvertiert, auf den Servern der Hochschule Mannheim öffentlich zugänglich gemacht und über das Internet verbreitet werden.

Mannheim, 18.06.2018

Matthias Werle

Inhaltsverzeichnis

Abstract	iii
Erklärung	i
Abkürzungsverzeichnis	vii
1. Einleitung	1
1.1. Problemumfeld	1
1.2. Ausgangssituation	2
1.2.1. Projekt Energieverbundinsel	3
1.3. Aufgaben und Ziele	4
1.4. Aufbau der Arbeit	4
2. Grundlagen, Bestandsaufnahme und Vorgehen	7
2.1. Technische Grundlagen	7
2.1.1. Photovoltaik	7
2.1.2. Akkumulatoren	8
2.1.3. Ladesysteme für E-Fahrzeuge	11
2.1.4. Energiemanagement im intelligenten Stromnetz	14
2.1.5. Smart Grid Architecture Model (SGAM) Framework	16
2.1.6. Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil	19
2.2. Rahmenbedingungen	20
2.2.1. Standortanalyse	20
2.2.2. E-Fahrzeuge	21
2.2.3. Kenndaten der PV-Anlage	21
2.2.4. Vorgaben bei der Dimensionierung	22
2.3. Methodisches Vorgehen für die Energieflussberechnung	23
2.3.1. Verwendete Software	24
3. Anforderungen an die Energieverbundinsel	27
3.1. Use Case Analysis	28
3.2. Funktionsebene des Konzeptes	29
3.2.1. Mögliche Konfiguration des Ladevorgangs	31
3.2.2. Konzept Energiemanagement	33

3.3. Informations- und Komponenten-Ebene des Konzeptes	36
3.3.1. Datenmodelle der Info-Objekte in Matlab Syntax	36
4. Energieflussberechnungen verschiedener Szenarien	41
4.1. Festlegung der Randbedingungen	41
4.1.1. Auswahl der Pufferbatterie	42
4.1.2. Erzeugungsprofile der PV-Module	43
4.1.3. Lastprofile der E-Fahrzeuge	47
4.2. .m-Code für Simulationen	48
4.3. Simulationen	49
4.3.1. Energieflüsse der jeweiligen Szenarien	49
4.3.2. Statistiken der einzelnen Szenarien	50
5. Ergebniszusammenfassung und Handlungsempfehlungen zur Auslegung der Anlage	55
5.1. Zusammenfassung der Ergebnisse	55
5.2. Bewertung der Ergebnisse	56
5.3. Handlungsempfehlung zur Auslegung und Betriebsweise der Anlage	57
5.3.1. Komponentenauswahl der Energieverbundinsel	57
5.3.2. Energiemanagementkonzept	57
5.4. Ausblick	58
6. Fazit	59
Literatur	ix
Tabellenverzeichnis	xv
Abbildungsverzeichnis	xvii
Quellcodeverzeichnis	xxi
A. Erster Anhang - Technische Spezifikationen	xxiii
A.1. Entwicklung verschiedener PV-Technologien	xxiii
A.2. Steckersysteme und Ladetechniken für Elektro-Autos	xxv
A.3. EEBUS Spezifikation	xxvii
A.4. Herstellerangaben zu PV-Anlage, PV-Wechselrichter und Pufferbatterie	xxviii
A.5. Projektplanung Gantt Chart	xxviii
B. Zweiter Anhang - Ermittlung des PV-Ertrags anhand der Globalstrahlung	xxxvii
B.1. PV-Ertrag bei anhand senkrecht auf die Modulfläche eintreffender Globalstrahlung bestimmen	xxxvii
B.2. Bestimmung der senkrecht auf eine geneigte Modulfläche eintreffenden Globalstrahlung	xxxviii

C. Dritter Anhang - Aufbau des SGAM Frameworks	xli
C.1. Grundlegender Aufbau des SGAM Frameworks	xli
C.2. SGAM Tabellen	xli
C.3. Überblick einer Beispiel Einordnung ins SGAM	xlii
D. Vierter Anhang - Beschreibung der Matlab-Programme	xlvii
D.1. Programmablaufplan energyflowsim.m	xlviii
D.2. Code Beispiele	xlix
D.2.1. weatheranalysis.m	xlix
D.2.2. energyflowsim.m	liv
D.2.3. dsmrel.m	lxii
D.3. Konfigurationsdateien und PV-Ertragsdaten für energyflowsim.m . .	lxvi

Abkürzungsverzeichnis

- BC** Best Case
- BMS** Batteriemanagementsystem
- CCS** Combined Charging System
- CENELEC** Comité Européen de Normalisation Électrotechnique, zu deutsch Europäische Komitee für elektrotechnische Normung
- CPS** Consumer Producer Storage
- DKE** Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE
- DOD** Depth of Discharge (deutsch: Entladetiefe)
- DSM** Demand Side Management, zu deutsch Laststeuerung
- DWD** Deutscher Wetter Dienst
- EMS** Energiemanagementsystem
- GFA** Grid Friendly Appliance
- GHE** Greenhouse emissions
- HBAM** Home & Building Architecture Model HBAM des DKE
- HOAI** Honorarordnung für Architekten und Ingenieure
- IoT** Internet of Things (deutsch: Internet der Dinge)
- KBA** Kraftfahrt-Bundesamt
- NC** Normal Case
- NIST EA Model** Enterprise Architecture Model des National Institute of Standards and Technology
- OGEMA** Open Gateway Energy MAnagement
- OSI-Modell** Open Systems Interconnection Model
- SGAM** Smart Grid Architecture Model
- SoC** State of Charge (deutsch: Ladezustand einer Batterie)

SoH State of Health (deutsch: Alterungszustand einer Batterie in Relation zum Idealzustand)

SPINE Smart Premises Interoperable Neutral-message Exchange

STC Standard Testing Conditions

USV Unterbrechungsfreie Stromversorgung

V2G Vehicle to Grid

WC Worst Case

Kapitel 1

Einleitung

Die Einleitung gibt Lesenden eine Übersicht über den Inhalt, anfangend mit einer Beschreibung des technischen Problemfelds und dessen Einordnung im globalen Kontext, über die Feststellung der Ausgangssituation, hin zur Ausformulierung der Aufgaben und Zielen und endend mit der Erklärung des Aufbaus der Arbeit.

1.1. Problemumfeld

Anthropogene Treibhausgasemissionen (Greenhouse emissions (GHE)) weltweit führen laut Expertise der Mehrheit aller Klimaforscher*innen zu einem globalen Klimawandel mit Konsequenzen für alle. [1] Die verheerendsten Folgen treffen jedoch überwiegend Länder, die den Klimawandel am wenigsten verursachen. Eine Lösung mit holistischem Ansatz ist eine radikale Energiewende, mit dem Ziel den gesamten Energiesektor möglichst bedarfsorientiert, emissionsfrei und nachhaltig erneuerbar zu gestalten. Die Energiewende vollzieht sich in einem gesellschaftlichen Wandel und einem grundlegenden Strukturwandel des Energiesektors in den Teilsektoren Mobilität, Strom und Wärme.

Als Teil der Energiewende wachsen die technischen Anforderungen an das elektrische Netz, um die Versorgungssicherheit und Spannungsqualität zu gewährleisten, wie zum Beispiel die Menge bereitstellbarer Regelleistung, Energiespeicherkapazitäten, Übertragungskapazitäten und Kommunikationsmöglichkeiten von Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten für intelligente Energiemanagementsysteme.

1. Einleitung

Die genannten Anforderungen wachsen zum Einen durch den sukzessiven Ausbau fluktuierender, dezentraler Erzeugungsanlagen elektrischer Energie wie Windräder und Photovoltaikanlagen, welche konventionelle, thermische Großkraftwerke ersetzen. Zum Anderen begründen sie sich im zu erwartenden Wachstum des Stromsektors durch den stattfindenden Wandel hin zur Elektrifizierung des Mobilitätssektors, was neben dem Ausbau des öffentlichen Personen-(Nah-)Verkehrs und weniger, besser ausgelasteter Automobilnutzung wegweisend für eine sozialere, nachhaltigere Wirtschaftsweise ist. [2] Im Mobilitätssektor wurden 2015 durch mehrheitlichen Einsatz von Verbrennungsmotoren ca. 14 % der GHE und die Hälfte der gesundheitsschädlichen Stickstoffoxid-Emissionen in Deutschland emittiert. [3] [4] [2]

1.2. Ausgangssituation

Der Nationale Entwicklungsplan (NEP) der Bundesregierung sieht vor, 1 Mio. E-Autos bis 2020 und 6 Mio. E-Autos bis 2030 auf deutsche Straßen zu bringen. Anhand der vom Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) veröffentlichten Zahlen über zugelassene Elektrofahrzeuge in Deutschland, dargestellt in Abb. 1.1, ist absehbar, dass das Ziel des NEP bis 2020 wahrscheinlich verfehlt wird. Unter Annahme eines näherungsweise konstanten Zuwaches bis 2020 wie im Zeitraum seit 2013 bis 2017, wären 2020 ca. 55.000 bis 60.000 E-Fahrzeuge statt der nach NEP vorgesehenen 1.000.000 Elektrofahrzeuge zugelassen. [5]

Jeweils am 1. Januar jeden Jahres in Deutschland zugelassene Elektrofahrzeuge

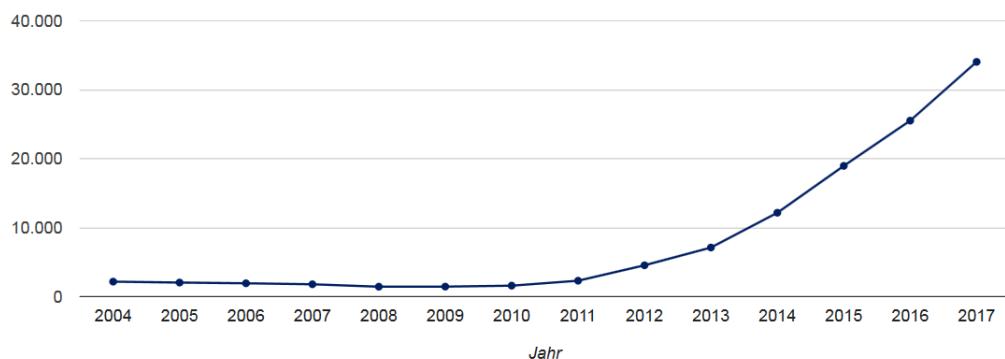


Abbildung 1.1.: Zugelassene E-Fahrzeuge in Deutschland von 2004 bis 2017 [6]

Ein Flaschenhals bei der Elektrifizierung des automobilen Individualverkehrs ist die geringe Verfügbarkeit von Ladepunkten, weshalb der Ausbau der Ladeinfrastruktur durch Fördermittel des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) und des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) begünstigt wird.[7]

1.2.1. Projekt Energieverbundinsel

Auf Gebäude C der Hochschule Mannheim ist eine PV-Anlage mit einer Peakleistung von 20,145 kWp installiert mit einem durchschnittlichen Jahresertrag von ca. 20.000 kWh.

Im Sommersemester 2015 wurde im Rahmen einer Studienarbeit an der Hochschule Mannheim erstmalig ein Konzept für das Projekt Energieverbundsystem „Energieinsel Mannheim“ erstellt. Mit beispielhaften Erzeuger- und Verbrauchersystemkomponenten wird eine Energieflussberechnung durchgeführt. Die betrachteten Systemkomponenten sind ein PV-System mit 25 kW Peakleistung, eine Lithium-Batterie mit ca. 27,5 kWh Speicherkapazität und 80% Depth of Discharge (deutsch: Entladetiefe) (DOD) mit zwei parallelen bidirektionalen Wechselrichtern mit einer Gesamtleistung von ca. 10 kW, Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge mit ca. 10,3 kW maximaler Ladeleistung, ein Elektrolyseur zur Wasserstoffgewinnung und eine Brennstoffzelle.[8]

Im Wintersemester 2017/18 wurde im Rahmen einer Bachelorthesis angelehnt an die Honorarordnung für Architekten und Ingenieure (HOAI), eine Grundlagenermittlung, Vorplanung und Entwurfsplanung für die „Errichtung einer Energieverbundinsel mit teilautarker Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge“ erstellt. Die maximal angenommene Ladeleistung für E-Fahrzeuge beträgt 50 kW. Das angesetzte Budget von 50.000 EUR wurde leicht überschritten.[9]

Die geplante Energieverbundinsel mit PV-Speicher und Pufferbatterie besitzt die Grundvoraussetzungen für eine smarte teilautarke Betriebsweise mit implementiertem Energiemanagementsystem (EMS) für experimentelle Tests in der Praxis.

1.3. Aufgaben und Ziele

Mit dieser Thesis wird das Ziel verfolgt die Planung der Errichtung einer Energieverbundinsel mit teilautarker Ladeinfrastruktur weiter zu entwickeln. Dafür wird ein Konzept für ein Energiemanagementsystem erstellt mit einer Übersicht der notwendigen Systemanforderungen zur intelligenten Steuerung und Überwachung der Ladetechnik für E-Fahrzeuge und Pufferbatterien.

Mithilfe simulierter Energieflossberechnungen für verschiedene Szenarien sollen Handlungsempfehlungen für die Dimensionierung und Betriebsweise der Energieverbundinsel gegeben werden. Hierzu werden theoretisch erreichbare Autarkiegrade für die Ladeinfrastruktur in Abhängigkeit von Ladeleistung, PV-Leistung und Kapazität der Pufferbatterie ermittelt. Für die Simulationen wird eine Testumgebung in Matlab-Code geschrieben, um die Untersuchung weiterer Szenarien zu erleichtern.

1.4. Aufbau der Arbeit

Der Arbeit vorangestellt sind ein Abstract, das Ziele und Ergebnisse der Arbeit zusammenfasst und ein Abkürzungsverzeichnis.

Die eigentliche Thesis beginnt mit einer Einleitung in Kapitel 1, in der das Problemumfeld, die Ausgangssituation, die Aufgaben und Ziele und der Aufbau der Arbeit beschrieben werden. In Kapitel 2 wird die Basis für den Hauptteil der Arbeit geschaffen. Neben den technischen Grundlagen und Rahmenbedingungen wird dort das methodische Vorgehen beschrieben.

In der ersten Hälfte des Hauptteils, Kapitel 3, wird das Konzept der Energieverbundinsel und ein zugehöriges Energymanagementsystem entworfen. In der zweiten Hälfte des Hauptteils, Kapitel 4, werden Randbedingungen für verschiedene Szenarien für Energieflossberechnungen der Energieverbundinsel festgelegt, die Funktionsweise eines programmierten Simulationstools vorgestellt und die Ergebnisse

der simulierten Energieflüsse wiedergegeben.

In Kapitel 5 werden die Simulationsergebnisse zusammengefasst, bewertet und Handlungsempfehlungen für die Dimensionierung und Betriebsweise daraus abgeleitet sowie ein Ausblick auf zukünftige Entwicklungen geschaffen. Die Ergebnisse der Arbeit und eine kritische Schlussbetrachtung werden in einem Fazit in Kapitel 6 zusammengefasst.

Im Anschluss an die Kapitel finden sich Verzeichnisse für Literaturquellen, Tabellen, Abbildungen und Quellcodes.

Im Anhang finden sich technische Spezifikationen wie z.B. Datenblätter, Rechenmethoden zur Ermittlung von PV-Ertragsleistungen anhand waagrecht auf den Grundtreffender Globalstrahlungsdaten, eine Beschreibung des Smart Grid Architecture Model (SGAM) Frameworks und Codebeispiele der entwickelten Programme.

Kapitel 2

Grundlagen, Bestandsaufnahme und Vorgehen

Dieses Kapitel umfasst technische Grundlagen zu physischen Komponenten einer Energieverbundinsel mit PV-Anlage, Pufferbatterie und Ladeinfrastruktur sowie zu Standards des Energiemanagement in intelligenten Netzen. Zudem werden die Rahmenbedingungen der Hochschule für die Energieverbundinsel vorgestellt und zuletzt eine Beschreibung des methodischen Vorgehens gegeben.

2.1. Technische Grundlagen

2.1.1. Photovoltaik

Photovoltaikmodule, auch Solarmodule genannt, sind elektrisch in Reihe geschaltete Photovoltaikzellen, auch Solarzellen genannt, und meist zusätzlich mit Rahmen und Verglasung ausgestattet. Die Zellen bestehen aus einem Halbleitermaterial und wandeln durch den Photoelektrischen Effekt kurzwellige Strahlungsenergie in elektrische Energie um. An den PV-Zellen liegt unter Bestrahlung Gleichspannung an.

PV-Zellen werden in der Regel nach Materialart und -stärke kategorisiert. Am häufigsten sind Siliziumzellen, welche es in monokristalliner, polykristalliner, mikrokristalliner oder amorpher Ausführung gibt. Selten gibt es auch mehrschichtige Ausführungen als Tandem-Solarzelle. Abb. A.1 im Anhang stellt die Entwicklung der Wirkungsgrade verschiedener Arten von PV-Zellen von 1975 bis 2017 dar.

2. Grundlagen, Bestandsaufnahme und Vorgehen

Die Peakleistung P_p , mit der Einheit Wp , gibt die Ausgangsleistung der PV-Anlage in W bezogen auf normierte Bedingungen, den Standard Testing Conditions (STC), an. Die STC sind wie folgt definiert:

- Einstrahlungsstärke G_{STC} von $1000 \frac{W}{m^2}$ in Modulebene
- Temperatur der Solarzelle $25^\circ C$ konstant
- Strahlungsspektrum AM 1,5 global; DIN EN 61215, IEC 1215, DIN EN 60904, IEC 904

AM steht für den Begriff Air Mass, wobei die Zahl für den Faktor an Wegstrecke durch die Atmosphäre in Relation zur Atmosphärenhöhe bezeichnet. Im Winter ist dieser Wert aufgrund eines niedrigeren Einstrahlungswinkels höher. Der Weg durch die Atmosphäre verändert das Spektrum der Globalstrahlung, daher die Bezeichnung „global“. In Anhang B.1 ist eine Methode zur Ermittlung des PV-Ertrags anhand der Globalstrahlung für ebene und geneigte Flächen beschrieben.

PV-Anlagen werden über einen Wechselrichter mit dem Wirkungsgrad η_{WR} ans elektrische Netz angeschlossen, der den DC-Strom in 230 V, 50 Hz AC-Strom umwandelt. Mithilfe eines Smartmeters kann die Energieerzeugung gemessen und mit zeitlicher Zuordnung gespeichert werden.

2.1.2. Akkumulatoren

Akkumulatoren, auch Akkus genannt, sind elektrochemische, wiederaufladbare Energiespeicher, die vor allem in mobilen Geräten als Energiequelle dienen und in der Regel aus mehreren zusammengeschalteten Akku-Zellen bestehen. Je nach Einsatzbereich wird zwischen den folgenden zwei Typen von Akkus unterschieden:

Pufferbatterien dienen der Versorgung elektrischer Schaltungen. Sie können zum Beispiel eine Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) gewährleisten und Regelleistung bereitstellen, um fluktuierende Erzeugung und Verbrauch insbesondere bei Inselanlagen auszugleichen.

Traktionsbatterien dienen dem Antrieb von Elektrofahrzeugen.

Speicherkapazität, State of Charge (SoC) und Ladeleistung eines Akkus

Bei der Speicherkapazität eines Akkus muss zwischen verschiedenen Kapazitäten differenziert werden, der theoretisch verfügbaren, brutto und netto Kapazität W_{theo} , W_{brutto} und W_{netto} . Zwischen der theoretisch verfügbaren und der praktisch genutzten Kapazität gibt es, wie in Abb. 2.1 dargestellt, zwei Sicherheitsbuffer, wobei diese nicht unbedingt symmetrisch vom Minimum und Maximum her angelegt sein müssen. Der erste Buffer W_{b1} dient der Betriebssicherheit, damit keine zu niedrigen Zellspannungen und durch Tiefenentladung bedingte Kurzschlussbrände sowie keine zu hohen Zellspannungen, wegen Überladung auftreten. Der zweite Buffer W_{b2} dient der Optimierung der Akkulebensdauer.



Abbildung 2.1.: Speicherkapazitäten eines Akkus:
 Netto Speicherkapazität W_{netto} (grün)
 Brutto Speicherkapazität W_{brutto} (grün + gelb)
 Theoretisch max. verfügbare Speicherkapazität W_{theo} (grün + gelb + orange)

W_{theo} ist die elektrochemisch, theoretisch verfügbare Kapazität eines Akkus.

W_{brutto} , die brutto Speicherkapazität, ist die vom Zellhersteller freigegebene Kapazität und entspricht: $W_{brutto} = W_{theo} - W_{b1}$

W_{netto} , die netto Speicherkapazität, ist die vom Endproduktthersteller freigegebene Kapazität und entspricht: $W_{netto} = W_{brutto} - W_{b2} = W_{theo} - (W_{b1} + W_{b2})$

Der State of Charge (deutsch: Ladezustand einer Batterie) (SoC) gibt an, wie viel Energie im Akku W_{akk} bezogen auf seine netto Kapazität geladen ist:

$$SoC = \frac{W_{akk}}{W_{netto}}$$

2. Grundlagen, Bestandsaufnahme und Vorgehen

Die von einem Ladeanschluss maximal angegebene Leistung entspricht der maximalen brutto Ladeleistung P_{brutto} , die für den Ladevorgang maximal verbraucht werden kann. Der Akku wird dabei effektiv nur mit $P_{netto} = P_{brutto} * \eta_{charge}$ geladen, wobei η_{charge} der Ladewirkungsgrad ist. Dieser ist das Produkt aus Wirkungsgrad des Akkus beim (Ent-)Laden und dem Wirkungsgrad des verwendeten Laderegels. Es ist anzumerken, dass sich der Wirkungsgrad von Ladevorgängen zu dem von Entladenvorgängen unterscheiden kann.

Batterieeigenschaften und Anforderungen

Akkus unterscheiden sich unter anderem durch die folgenden Merkmale von einander: Speicherkapazität, Energiedichte, Ladeleistung, Ladewirkungsgrade, ideale Temperaturbereiche für Be-/Entladung bzw. Lagerung, Zyklenfestigkeit (Lebensdauer) in Abhängigkeit der Entladetiefe (DOD), Arbeits- und Transportsicherheit, Produktions- und Entsorgungsbedingungen, Ressourcenverfügbarkeit, mögliche Recyclinggrade, Umweltverträglichkeit sowie die Kosten für Anschaffung und Installation.

Batterietechnologien im Vergleich

In diesem Kapitel werden drei Speichertechnologien näher betrachtet.

- Bleisäureakkus, aufgrund dem weit verbreiteten Einsatz als Starterbatterien, Heimspeicher und für die USV
- Lithiumakkus, aufgrund dem weit verbreiteten Einsatz in E-Fahrzeugen, mobilen Geräten und steigendem Gebrauch als Heimspeicher
- Bleikristallakkus, aufgrund der Temperaturfestigkeit, Langlebigkeit und Umweltverträglichkeit bei ähnlichem Preis wie Lithiumakkus

In Tabelle 2.1 werden die Daten aus [10] zusammengefasst und um die Angaben der Wirkungsgrade und der geschätzten Kosten ergänzt. Die Kosten berücksichtigen nur die Batteriepreise ohne Ladetechnik. Zudem wurde die Zyklenfestigkeit von Bleikristallakkus, um die Herstellerangaben ergänzt, sowie die fehlenden Vorzeichen

bei den Temperaturangaben in [10] korrigiert. Die Primärquelle ist nicht mehr verfügbar. Der angegebene Temperaturbereich entspricht mit korrigierten Vorzeichen den Entladetemperaturen anderer Quellen wie [11].

Vertraut man den wenigen Herstellerangaben, so bieten Bleikristallakkus im stationären Einsatz als Pufferbatterie einen deutlichen Vorteil gegenüber Lithiumakkus oder herkömmlichen Bleisäureakkus. Es findet sich frappierenderweise nur ein einziger Hersteller namens Betta Batteries, der seit 2009 die patentierte Lead Crystal(R) Technologie einsetzt, obwohl es bereits seit 1979 Patente für den Einsatz von Bleikristallakkus gibt. [12][13]

Batterietechnologien	Bleisäure	Bleikristall	Lithium
Wirkungsgrad / %	65 bis 90*	k.A.	90 bis 95*
Temperaturbereich	-18°C bis 45°C	-40°C bis +65°C	-20°C bis 65°C
Lebensdauer	2-3 Jahre	7-10 Jahre	5-6 Jahre
Entladung mit hohen Strömen	nicht gut	gut	normal
Zyklenfestigkeit (80% DOD)	450	1000 (1630**)	1000
Transportsicherheit	nicht gut	gut	gut
Umwelt	schädigend	sicherer	schädigend
Recyclingmöglichkeit	gut	sehr gut	schlecht
Kosten €/kWh	ab ca. 150***	ab ca. 375***	ab ca. 500***

*Quelle: iFEU, TAB 2009; **laut Hersteller Powertrust GmbH; ***eigene Recherche

Tabelle 2.1.: Vergleich von Batterien auf Basis von Bleisäure, Bleikristall und Lithium; [10], *[14, S.7]

2.1.3. Ladesysteme für E-Fahrzeuge

Die internationale Norm IEC 61851 spezifiziert die elektrische Ausrüstung von Elektro-Straßenfahrzeugen u.A. konduktive Ladesysteme.

E-Autos

Lademodi Traktionsbatterien können sowohl mit Wechsel- als auch Gleichstrom beladen werden. In Tabelle A.1 werden verschiedene Lademodi für Elektro-Autos gezeigt. Die Lademodi eins bis vier für kabelgebundene Ladungen sind in der internationalen Norm IEC 62196 (in Deutschland als DIN EN 62196 gültig) zusammen mit den dazugehörigen Steckertypen spezifiziert. Für den Lademodus 5 mit kabelloser induktiver Ladung gibt es derzeit noch keine einheitliche Norm.

Steckertypen In Tabelle A.2 sind die üblichen Steckertypen zum Laden von E-Fahrzeugen mit Grafiken zur Bauform, Übertragungsart, mögliche Ladeleistungen und -ströme aufgelistet.

Steckertypen für AC-Ladungen In der Norm IEC 62196-2 werden die folgenden drei verschiedene AC-Stecker normiert und mit "Typ 1"bis "Typ 3"bezeichnet.

- Typ 1: SAE-J1772-2009
- Typ 2: Mennekes Stecker, deutscher Standard
- Typ 3: EV-Plug-Alliance Stecker, Erweiterung von Typ 2 mit Shuttern; findet keine Verwendung

Steckertypen für DC-Ladungen sind derzeit meistens eines der folgenden weltweit vorherrschenden Systeme.

- Combo 1, CCS (USA), basierend auf Typ 1
- Combo 2, CCS (Europa), basierend auf Typ 2, deutscher Standard
- CHAdeMO in Japan und weltweit [15]
- Tesla Supercharger (exklusiv für Fahrzeuge der Marke Tesla Motors), Typ 2 modifiziert

Combo 1, Combo 2 und CHAdeMO sind durch die internationale Normen der IEC spezifiziert.

Die beiden DC-Steckertypen Combined Charging System (CCS) Combo 1 und Combo 2 kommunizieren über Powerline Connectors und basieren wie in der Tabelle A.2 im Anhang zu erkennen auf den AC-Steckern vom Typ 1 und Typ 2. Dadurch sind Autos mit CCS-Anschluss für die AC-Stecker kompatibel. Die Kommunikation bei CHAdeMO funktioniert über einen separaten CAN-Bus. [16]

Durch die EU-Richtlinie für den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe gilt europaweit Typ 2 als Standard für AC-Ladungen über 3,6 kW und Combo 2 für DC-Ladungen über 22 kW. [17] Mit Inkrafttreten der Ladesäulenverordnung in Deutschland wurden die Ladestecker vom Typ 2 zum Standard des AC-Ladens und die Ladestecker vom Typ Combo 2 entgegen der EU-norm auch bei DC-Ladepunkten unterhalb von 22 kW zum Standard des DC-Ladens. [18]

Ladeinfrastruktur für E-Autos in Deutschland In Abb. 2.2 ist die Entwicklung der E-Mobilität in Deutschland, gemessen an der Anzahl an öffentlich zugänglichen Ladepunkten und zugelassenen Elektrofahrzeugen dargestellt.

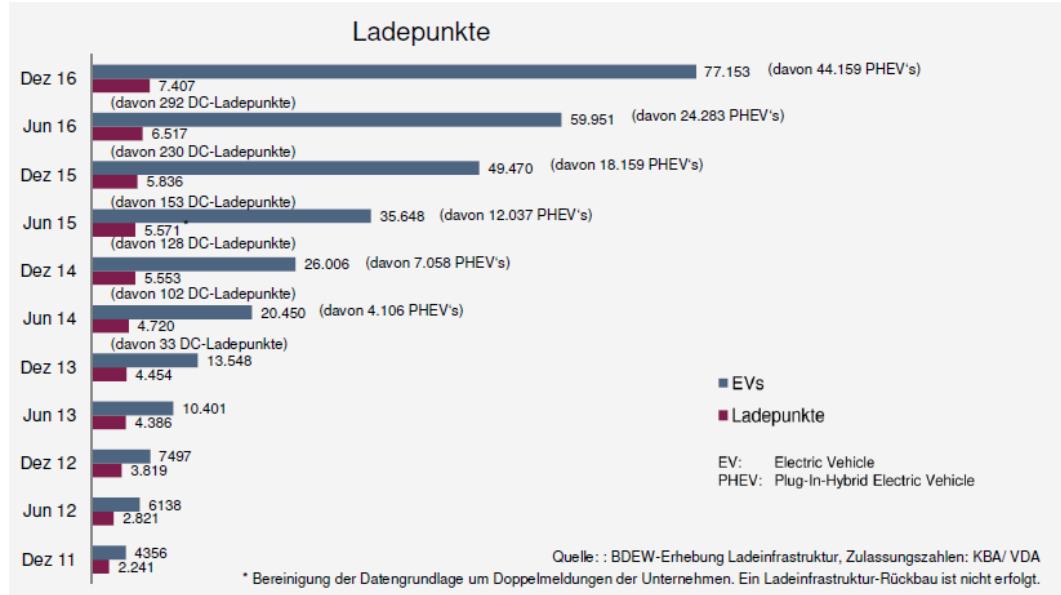


Abbildung 2.2.: Anzahl der Ladepunkte in Deutschland und EVs, Dez. 2011 bis Dez. 2016 [19]

An den 7.407 öffentlichen Ladepunkten in Deutschland, Stand 31.12.16, sind folgende Abrechnungssysteme installiert, wobei je Ladepunkt mehrere Abrechnungssysteme möglich sind. [19]

- 4.801 RFID-Karte (rel. 65%)
- 3.203 Smartphone App (rel. 43%)
- 1.155 Plug'n'Charge (rel. 16%)
- 1.428 Sonstige (rel. 19%)

E-Motorräder und E-Roller

E-Motorräder können mit dem entsprechenden Ladezubehör an jeder herkömmlichen Schuko-Steckdose geladen werden. Eine öffentliche Ladeinfrastruktur mit Schnellladepunkten ist derzeit noch nicht verfügbar.

2. Grundlagen, Bestandsaufnahme und Vorgehen

Hersteller für Elektro-Motorräder und Zubehör wie Zero Motorcycles bieten auch externe Schnelladegeräte wie den Charge Tank mit 6 kW Ladeleistung als Ergänzung zum internen Ladegerät mit ca. 1,5 kW ihrer Fahrzeuge an. Dieser kann an Level-2-Ladestationen, mit Steckertyp 2, angeschlossen werden.[Quelle]

E-Bikes und Pedelecs

Fast alle Elektrofahrräder können mit Ladekabel und Netzteil an einer herkömmlichen 230 V Schuko-Steckdose geladen werden.

Die häufigsten Formen von Fahrradladestationen sind:

- Fahrradständer mit angebrachten Steckdosen
- Abschließbare Akkuschränke mit im Innern angebrachten Steckdosen
- Ladesäule mit angebrachten Steckdosen
- Ladesäule mit eigenem Kabelsystem (z.B. von bike-energy)

2.1.4. Energiemanagement im intelligenten Stromnetz

In diesem Kapitel wird das Konzept und das Ziel von Energiemanagement beschrieben und es werden verschiedene Standards für Smart Grid Anwendungen vorgestellt.

Definition Energiemanagement, Energymmanagementsystem (EMS), Smartgrid

„Energiemanagement ist die Kombination aller Maßnahmen, die bei einer geforderten Leistung einen minimalen Energieeinsatz sicherstellen. Es bezieht sich auf Strukturen, Prozesse und Systeme sowie auf menschliche Verhaltensweisen und -änderungen.“[20] Damit umfasst Energiemanagement die Planung und den Betrieb energietechnischer Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten, im folgenden Consumer Producer Storage (CPS)-units genannt.

Ein EMS dient der systematischen Erfassung, Kommunikation und Regelung von Energieflüssen z.B. durch Smart Metering und der automatisch auf einander abgestimmten Steuerung mehrerer Geräte.

Ein intelligentes Stromnetz (englisch Smart Grid) ist eine Form eines EMS. Ein Smart Grid umfasst die kommunikative Vernetzung und Steuerung von CPS-units, wobei abhängig von den Ausmaßen des Smart Grids auch von Microgrids und Nanogrids gesprochen wird. Eine normierte Definition der Bezeichnungen gibt es (noch) nicht.

Ziele von und Ansätze für Energiemanagement

Die Energieflüsse können hinsichtlich verschiedener Gesichtspunkte optimiert werden. Ziele können u.A. sein:

- Energiekostensenkung
- Ressourcenschonung
- Verbesserung der Netzstabilität und Versorgungssicherheit
- Autarkiegraderhöhung durch bessere Nutzung eigenproduzierter Energie

Smart Grids können abhängig von der Architektur u.A. die folgenden Möglichkeiten für Energiemanagement bereit stellen:

- Smart Metering (Erfassung und Kommunikation von Messdaten durch intelligente Zähler)
- Bereitstellung von Regelleistung (durch Regelung oder Abschaltung von CPS-unit wie sz.B. Pumpspeicherkraftwerke, konventionelle Dampfkraftwerke, BHKWs, Biogas- und Müllverbrennungsanlagen, Batteriespeicher, Lüftungs- und Kühl-systemen, elektrischen Heizsystemen)
- Automatisches Demand Side Management, zu deutsch Laststeuerung (DSM) durch Einsatz von Grid Friendly Appliance (GFA) Controllern zur Primärregelung der Netzfrequenz ohne zentrale Steuerung und ohne Kommunikation mit anderen CPS-units

2.1.5. Smart Grid Architecture Model (SGAM) Framework

Das Comité Européen de Normalisation Électrotechnique, zu deutsch Europäische Komitee für elektrotechnische Normung (CENELEC) hat einen Bericht der Smart Grid Coordination Group und Reference Architecture Working Group veröffentlicht mit der Beschreibung des Smart Grid Architecture Model (SGAM) Framework, einem interoperablen Modell für Smart Grid Architekturen. Ziel des SGAM ist es, aus verschiedensten Standards ein umfängliches, kompatibles, konzeptuelles Modell mit holistischem Ansatz als für alle Anwendungsfälle unabhängig von der angewandten Technologie zu erstellen. [21]

Einige solcher sich teilweise überschneidender Standards sind beispielsweise die "German standardization roadmap E-Energy" des Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE (DKE), die IEEE Standards IEEE SCC21 (Standards Coordinating Committee on Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation, and Energy Storage), P2030 (Standard Interoperability Smart Grid Concepts) und die Framework und Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, das Enterprise Architecture Model des National Institute of Standards and Technology (NIST EA Model). [22]

Der Aufbau des SGAM Frameworks wird ausführlich in Anhang C beschrieben.

Open Gateway Energy MAnagement 2.0 (OGEMA 2.0)

Open Gateway Energy MAnagement (OGEMA) 2.0 ist ein open source Software-Framework und dient als Programmierschnittstelle für Energiemanagement Anwendungen. Es ermöglicht die Realisierung von Energiemanagementsystemen für Gebäude, den industriellen Bereich und die Elektromobilität. Das Framework nutzt, wie in Abb. 2.3 zu sehen ist, eine Java-Plattform und standardisierte Datenmodelle für verschiedenste Energieerzeuger, -verbraucher und -speicher. Die Software ist hardwareunabhängig und kann somit leicht an andere Plattformen adaptiert werden. [23]

Entwickelt wurde OGEMA mit Förderungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie von den drei Fraunhofer Instituten für Windenergie und Ener-

giesystemtechnik (IWES), für integrierte Schaltungen (IIS) und für solare Energiesysteme (ISE). Derzeit gibt es verschiedene Projekte in denen Smart Grid Anwendungen mit OGEMA getestet werden, darunter eines in Mannheim. [24]

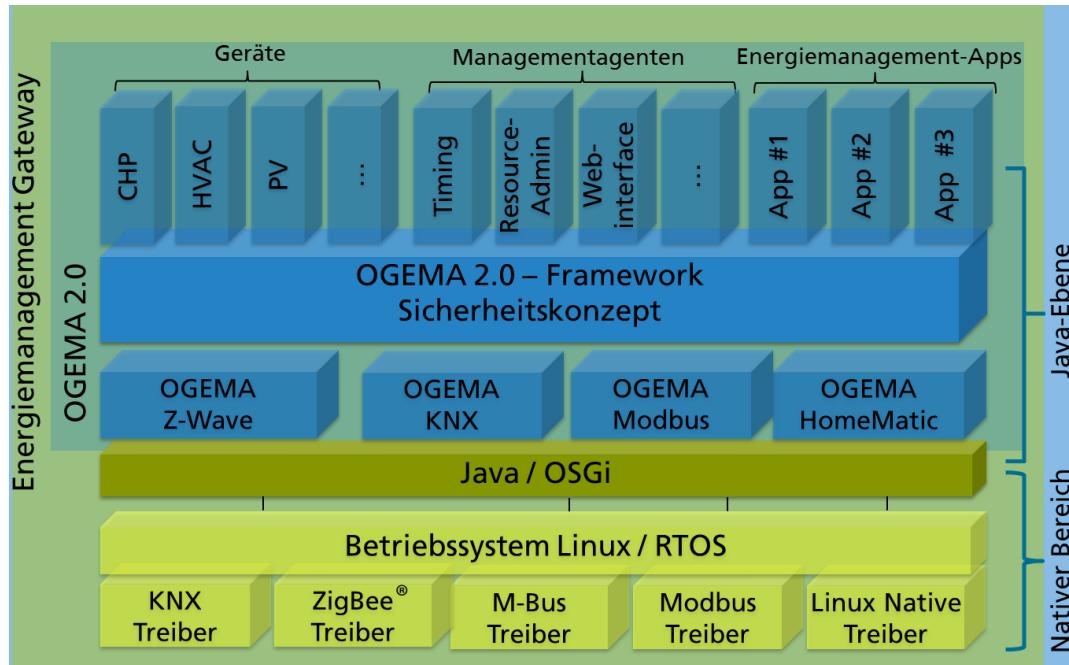


Abbildung 2.3.: Modulare Baukastenstruktur von OGEMA [23]

EEBUS und Smart Premises Interoperable Neutral-message Exchange (SPINE)

Das EEBUS Datenmodell ist Bestandteil internationaler Standards:

- CENELEC EN 50631 (Interoperable Connected Household Appliances) [25]
- ETSI TS 103 410-1 SAREF4ENER (EU Framework SAREF; Smart Appliances REFERENCE) [26]

EEBUS ist trotz des Namens kein Bus-System, sondern ein offener Standard für eine Kommunikationsschnittstelle, die von jedem Gerät und jeder technischen Plattform unabhängig von Hersteller und Technologie genutzt werden kann. Somit ermöglicht EEBUS energietechnisch relevanten Geräten im Internet of Things (deutsch: Internet der Dinge) (IoT) in einer standardisierten Sprache für Steuerung und Management miteinander zu kommunizieren.

2. Grundlagen, Bestandsaufnahme und Vorgehen

Die zugrundeliegende Technik von EEBUS ist die Datenmodell-Spezifikation von Smart Premises Interoperable Neutral-message Exchange (SPINE) wie in Abb. A.2 im Anhang dargestellt.

Entwickelt wird der EEBUS-Standard von dem 2012 gegründeten gemeinnützigen Verein EEBus Initiative e.V., der von Vertretern namhafter Unternehmen aus der Industrie als auch des europäischen Komitees für elektrotechnische Normung CENELEC geleitet wird. Hervorgegangen ist EEBUS aus dem Projekt Smart Watts des Förderprogramms E-Energy, das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) aufgelegt wurde.

SPINE SPINE definiert Nachrichten und Verfahrensweisen nur auf der Anwendungsebene nach dem ISO-standardisierten Open Systems Interconnection Model (OSI-Modell). Das OSI-Modell beschreibt 7 Ebenen für die Kommunikation zwischen zwei Systemen, von der Anwendungsebene über die (optionale) Darstellungs- und (optionale) Sitzungsebene, über die Transport-, Vermittlungs- und Sicherungsebene zur Bitübertragungsebene. Abb. A.2 zeigt die Abgrenzung zur Transportebene. Es ist damit komplett unabhängig vom gewählten Transportprotokoll. In Abb. 2.4 ist SPINE im Home & Building Architecture Model HBAM des DKE (HBAM), eingeordnet, welches sich vom SGAM ableitet.

Die nach SPINE-Spezifikation normierten Datenmodelle sind interoperable und für verschiedene Protokolle und Übertragungswege nutzbar. Damit ist es beispielsweise mit WLAN oder KNX, welches in der Gebäudetechnik weit verbreitet ist, kompatibel. Mit entsprechenden Treibern müsste das SPINE-Datenmodell auch mit OGEMA-Anwendungen kompatibel sein.

Das SPINE-Datenmodell umfasst Datensätze für Anwendungsfälle (use cases) mit Metadaten z.B. über die jeweiligen physikalischen und logischen Gerätetypen (device and entity type) und Funktionalitäten (features) sowie komplexe Klassen und Standard-Klassen mit konkreten Funktionen für die Steuerung der jeweiligen Geräte. [28]

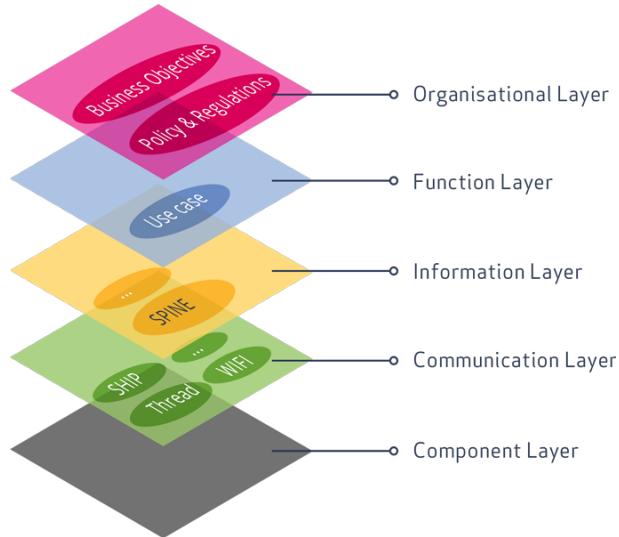


Abbildung 2.4.: Einordnung von SPINE in das SGAM sowie der daraus abgeleiteten HBAM [27]

Open Charge Point Protocol (OCPP)

Das Protokoll OCPP definiert die Kommunikation zwischen Ladepunkt und Zentralsystem, nicht aber die verwendete Kommunikationstechnologie. Jede Technologie, die TCP/IP-Verbindungen unterstützt kann eingesetzt werden. Die verschiedenen Versionen sind aufgrund neuer Eigenschaften nicht unbedingt rückwirkend kompatibel. Im März 2018 kam die derzeit aktuelle Version 2.0 heraus. In der Version 1.5 und 1.6 gab es noch erhebliche Sicherheitsprobleme, die neben anderen in Kapitel 3 erwähnt werden. [29] [30]

2.1.6. Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil

Der Autarkiegrad eines Systems kann hinreichendes Bewertungskriterium zur Optimierung dessen Energieflüssen sein. Er gibt den relativen Anteil der verbrauchten Energiemenge im System an, die innerhalb des Systems erzeugt werden kann. Ein Autarkiegrad von 100% bedeutet demnach ein energieautarkes System, welches die Menge an benötigter Energie selbst erzeugen kann.

$$\text{Autarkiegrad} = \frac{\text{Erzeugte Energie im System}}{\text{Verbrauchte Energie im System}}$$

Der Eigenverbrauchsanteil hingegen gibt den relativen Anteil der von einem System erzeugten Energiemenge an, die darin selbst verbraucht wird. Ein Eigenver-

2. Grundlagen, Bestandsaufnahme und Vorgehen

brauchsanteil von 100% bedeutet nur, dass die gesamte erzeugte Energie des Systems von diesem selbst verbraucht wird.

$$\text{Eigenverbrauchsanteil} = \frac{\text{Erzeugte Energie im System, die im System verbraucht wird}}{\text{Erzeugte Energie im System}}$$

2.2. Rahmenbedingungen

2.2.1. Standortanalyse

Abbildung 2.5 zeigt den Campusplan der Hochschule Mannheim. Der Standort vor dem Hochspannungslabor, Gebäude F, für zwei Container der Energieverbundinsel wie in der Planung von Frau Ong vorgesehen, wurde von der Stadt abgelehnt. [9] Die Ladesäule vor der Bibliothek, Gebäude L, wurde abgebaut und dafür wurde zwischen Gebäude B und Grünfläche eine Ladesäule mit einem einzelnen Stecker des Typ 2 und einer maximalen ladeleistung von 22 kW errichtet. Ein weiterer Ausbau der Ladeinfrastruktur ist gegenwärtig (im Mai 2018) noch nicht geplant.

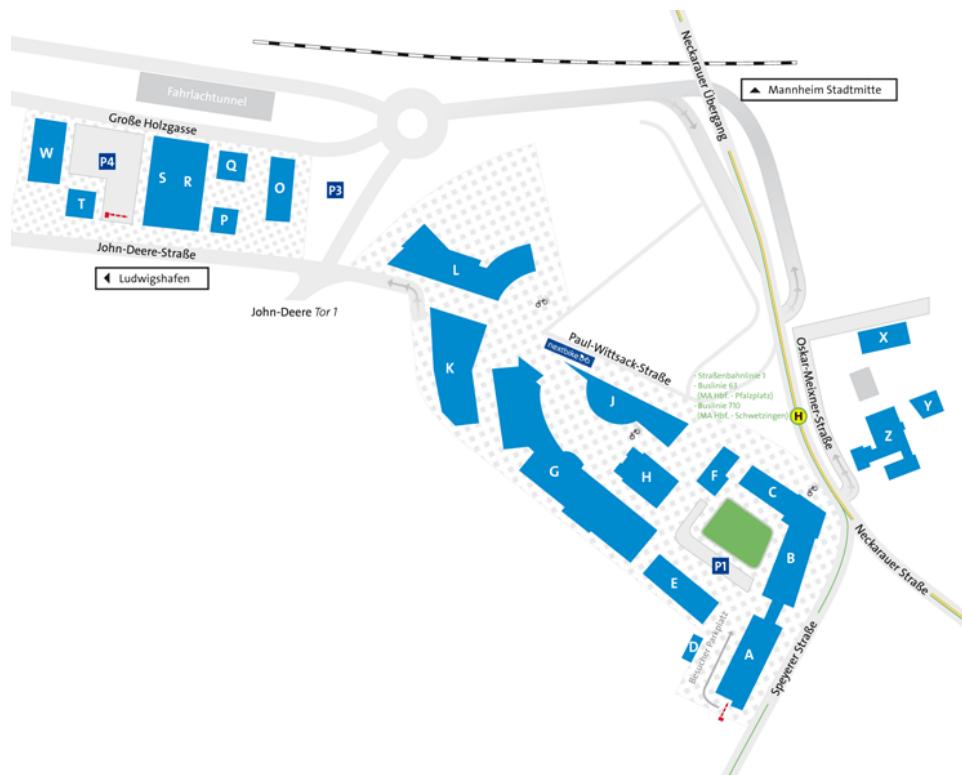


Abbildung 2.5.: Campusplan der Hochschule Mannheim [31]

2.2.2. E-Fahrzeuge

Die Hochschule Mannheim besitzt zwecks Forschung und Fortbewegung für Mitarbeiter*innen eine Reihe verschiedener E-Fahrzeuge. Diese sind in Tabelle 2.2 mit einer Typenbezeichnung, der Batteriekapazität und den verfügbaren Ladeoptionen aufgelistet. Die Fahrzeugflotte der Hochschule Mannheim ist nicht repräsentativ für die E-Fahrzeuge im deutschen Straßenverkehr, werden vorraussichtlich aber den Großteil der zu ladenden Vehikel in der Energieverbundinsel darstellen.

Neben den Hochschulfahrzeugen werden zusätzlich der Zoe Z.E.40 von Renault, der i3 von BMW und der fortwo von Smart mit optionalem 22kW-Bordlader als Referenzautos angegeben. Der Zoe ist in Deutschland das E-Auto mit den meisten Neuzulassungen 2017. Der i3 liegt auf Platz 2 und war im Vorjahr auf Platz 1 der Neuzulassungen. Gegenüber dem Stromos besitzen beide Fahrzeuge eine höhere Batteriekapazität und mögliche Ladeleistung. [32]

Name	Typ	Lade-anschluss	Batterie-Kapazität (brutto) / kWh	Batterie-Kapazität (netto) / kWh	Mögliche Ladeleistung (brutto) / kW	Lade-Wirkungs-Grad / (%)
BMW i3 94Ah	E-Auto	Combo 1	33.2	27.2	50	0.85**
Renault Zoe Z.E.40	E-Auto	Typ 2	k.A.	41*	22	0.862***
Stromos	E-Auto	Typ 2	k.A.	19.2*	11	0.85**
Smart EQ fortwo	E-Auto	Typ 2	k.A.	17.6*	22	0.85**
Prius Plug In Hybrid	Hybrid-Auto	Typ 1	k.A.	4.4*	3.7	0.85**
Zero DS ZF11.4 ohne ChargeTank	E-Motorrad	Typ 2	k.A.	11.4*	1.3	0.85**
Innoscooter EM2500-L	E-Roller	k.A.	k.A.	4.4*	0.6	0.85**
Wirsol Polaris	Pedelec	k.A.	k.A.	0.396*	0.198	0.85**

Tabelle 2.2.: Liste verschiedener E-Fahrzeuge mit Kenndaten nach Herstellerangaben[33] [34] [35] [36] [37] [38] [39]

*Annahme: Herstellerangabe ist brutto Kapazität mit 85% netto Kapazität

**eigene Schätzung

***Mittelwert von Messungen eines Fahrzeugnutzenden [40]

2.2.3. Kenndaten der PV-Anlage

In Tabelle 2.3 sind die Kenndaten der PV-Anlage und des PV-Wechselrichters (PV-WR) auf Gebäude C der Hochschule Mannheim aufgelistet. Die Kenndaten sind den Herstellerspezifikationen im Anhang A.4 entnommen.

2. Grundlagen, Bestandsaufnahme und Vorgehen

	Wert / Modellbezeichnung	Einheit
PV-Module	REC PE 265 Wp	
Peakleistung PV-Modul unter STC	265	Wp
Wirkungsgrad PV-Modul unter STC	16,1	%
Modulfläche	1,65	m^2
Anzahl PV-Module	76	
Peakleistung PV-Anlage unter STC	20,145	kWp
PV-Wechselrichter (PV-WR)	SAM STP 20.000 TL-þ30	
Wirkleistung PV-WR	14,09 (reduziert auf 70%)	kW
PV-WR: NA-Schutz	integriert	

Tabelle 2.3.: Kenndaten der PV-Anlage auf Gebäude C der Hochschule Mannheim

2.2.4. Vorgaben bei der Dimensionierung

Die Energieverbundinsel soll Lademöglichkeiten für 3 Autos, 2 Motorräder und 5 Fahrräder besitzen. Der Anschluss ans Hochschulnetz ist dabei auf eine verfügbare Leistung P_{max} von maximal 50 kW + 20 % Reserve begrenzt. Abbildung 2.6 zeigt den schematischen Aufbau der relevanten CPS-units in der Energieverbundinsel.

Die Dimensionierung der Ladepunkte erfolgt unter Berücksichtigung von P_{max} und den üblicherweise für E-Fahrzeuge ausgelegten Ladeleistungen (s. Kapitel 2.2.2) mit den in Tabelle 2.4 aufgelisteten Steckertypen und Anschlussleistungen.

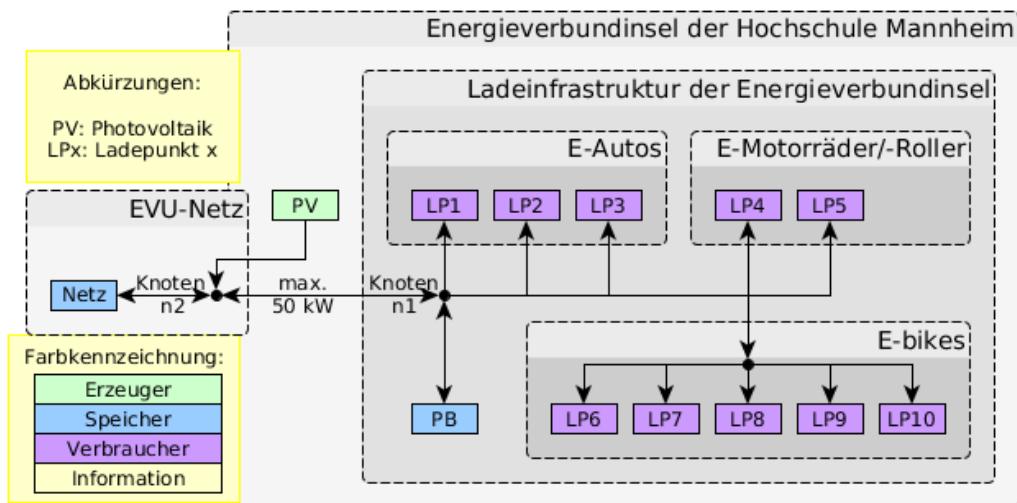


Abbildung 2.6.: Geplante Netztopologie der Energieverbundinsel

Fahrzeugtyp	E-Autos			E-Roller/ Motorräder	E-Bikes/ Pedelecs
Ladepunkt	LP1	LP2	LP3	LP4 u. LP5	LP6 bis LP10
Steckertyp	CCS2 / Typ2	Typ2	Typ2	Typ2 / CEE	Schuko
max. Phasenstrom / A	- / 3 x 32	3 x 32	3 x 16	3 x 16	1 x 16
Leistung / kW	48(DC) / 22(AC)	22(AC)	11(AC)	2 x 11(AC)	3,7(AC)

Tabelle 2.4.: Übersicht der Ladepunkte nach Fahrzeug- und Steckertyp, Anzahl der Phasen, maximalem Phasenstrom und maximaler Ladeleistung

Die Summe der maximalen Ladeleistung aller Ladepunkte einzeln liegt bei 106,7 kW und übersteigt die Übertragungskapazität von 50 kW am Anschluss der Ladeinfrastruktur ans Hochschulnetz. Die Anforderungen an ein EMS zur Steuerung von Ladepunkten und einer Pufferbatterie zur Einhaltung der Grenzwerte der Übertragungsleistung am Anschlusspunkt wird in Kapitel 3 beschrieben.

Für eine vollständige Kompatibilität mit allen in Kapitel 2.1.3 vorgestellten Ladesystemen können Adapter von Typ 2 auf Typ 1 sowie Adapter von CCS2 auf CCS1 zur Verfügung gestellt werden.

2.3. Methodisches Vorgehen für die Energieflussberechnung

Aufbauend auf den vorgegebenen Rahmenbedingungen aus Kapitel 2.2.4 wird in Kapitel 3 der Use Case eines Nanogrids mit konfigurierbarer, teilaufkrafter Ladeinfrastruktur definiert. Für die Energieverbundinsel wird ein EMS mit einstellbaren Ladesequenzen konzipiert. Die Anforderungen an einzelne Teilbereiche im SGAM werden erläutert insoweit sie für die Simulation der Energieflussberechnung notwendig sind. Die Teilbereiche, welche darüber hinaus für die praktische Implementation, nicht jedoch für die Simulation nötig sind, werden nur angedeutet.

Die einzelnen Szenarien werden in Kapitel 4 mit entsprechenden Randbedingungen für die Energieflussberechnung definiert und simuliert. Für die Erstellung von Erzeugungsprofilen der PV-Anlage wird ein Matlab-Code programmiert, um Wetterdaten des DWD auszuwerten und anhand der Globalstrahlungsdaten und Kenndaten der PV-Anlage die Leistung zu ermitteln. Für die Simulation der Energieflüsse wird ein weiterer Matlab-Code entworfen, der auf den zuvor in Kapitel 3 bestimmten Anforderungen an ein EMS aufbaut. Die Programme werden so entworfen, dass

sich durch Variation der Parameter leicht weitere Szenarien untersuchen lassen.

In Kapitel 5 werden die Simulationsergebnisse zusammengefasst und ausgewertet. Aus den Ergebnissen werden Handlungsempfehlungen für die Dimensionierung und die Betriebsweise der Energieverbundinsel abgeleitet. Dazu wird ein Ausblick gegeben, der Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des Konzeptes Energieverbundinsel präsentiert. Zum Schluss werden Auswertung, Handlungsempfehlung und Ausblick in einem Fazit in Kapitel 6 zusammengefasst.

2.3.1. Verwendete Software

Für diese Studie wurde vorzugsweise frei verfügbare Open Source Software verwendet, welche im folgenden gelistet ist.

Projektplanung: GanttProject

GanttProject ist eine freie Anwendung für Projektplanung, mit der Gantt-Diagramme wie in Abb. A.11 erstellt werden können. Dies erleichtert durch die übersichtliche Visualisierung in von zeitlich zugeordneten Blöcken von Projektphasen die Zeitplanung von zeitlich voneinander abhängigen Arbeitsschritten. [41]

Dokumentation: LaTeX

Dieser Bericht wird mithilfe der LaTeX-Vorlage für Abschlussarbeiten an der Hochschule Mannheim geschrieben. [42] LaTeX ist ein quelloffenes, frei verfügbares Softwarepaket, das die Benutzung des Textsatzsystems TeX durch Makros vereinfacht. Das LaTeX-Format erfordert eine bestimmte Syntax aufgrund der code-basierten Schreibart, was zu einer höheren Einarbeitungszeit als bei den verbreiteten Texteditoren wie Word, Open Office und Libre Office führt. LaTeX bietet demgegenüber zahlreiche Vorteile unter Anderem beim Darstellen mathematischer Formeln, Referenzieren und Zitieren, was wichtige Bestandteile wissenschaftlicher Dokumentationen sind.

Programmablaufpläne: yEd Graph Editor

Der Diagrammeditor yEd ist eine proprietäre, kostenlos nutzbare, plattformunabhängige Software zur Erstellung verschiedenster Diagrammtypen wie beispielsweise Programmablaufpläne und wurde für die im Kontext dieser Arbeit entstandenen Blockdiagramme und Programmablaufpläne verwendet. [43]

Programmiersprache: Matlab, Integrierte Entwicklungsumgebung: Gnu Octave

Die Simulationsprogramme werden unter Verwendung von Gnu Octave in Matlab-Code (.m-Code) geschrieben. Matlab ist eine häufig verwendete proprietäre Software im wissenschaftlich-technischen Bereich zur Lösung mathematischer Probleme und graphischen Darstellung, vor allem ausgelegt auf die numerische Berechnung mithilfe von Matrizen. Gnu Octave ist ein Open Source Klon Matlabs mit Fokus auf Kompatibilität zu Matlab generierten .m-Code mit überwiegend identischer Syntax.

Kapitel 3

Anforderungen an die Energieverbundinsel

In diesem Kapitel wird das Konzept von dem Projekt Energieverbundinsel und die damit verbundenen Anforderungen mit Orientierung am SGAM entwickelt. Eine Erklärung zum Aufbau des SGAM wird in Anhang B beschrieben. Die Abbildung 3.1 zeigt das Vorgehen bei der Entwurfserstellung der Energieverbundinsel und Abbildung C.2 visualisiert das Ergebnis, des in diesem Kapitel erarbeiteten Modells. Bei einer Vertiefung des Ansatzes bieten sich Entwicklungstools für SGAM wie beispielsweise die SGAM Tool Box oder DISCERN an, welche aus Einarbeitungsgründen nicht verwendet werden.

Nach der Bestimmung des Anwendungsfalles (Use Case), wird daraus die Funktions-Ebene mit ihren zugehörigen Domänen und Zonen abgeleitet. Dies geschieht unabhängig von den einzelnen Akteuren, Kommunikationstechnologien, Daten- und Geschäftsmodellen. Diese werden im Folgenden anknüpfend an die Funktions-Ebene in den weiteren Interoperabilitäts-Ebenen (Component, Communication, Information and Business Layer) entwickelt. Die Energieverbundinsel kann als Nanogrid der einzelnen SGAM Domäne Customer Premises zugeordnet werden.

Die Business-Ebene und die Zonen Enterprise und Market für eine kommerzielle Nutzung sind für die Simulation nicht erforderlich und werden nur skizziert. Auch die Kommunikations-Ebene und der ebenenübergreifende Aspekt Datenschutz, welcher vor allem bei Bezahlungsverfahren wichtig ist, werden nicht näher untersucht.

3. Anforderungen an die Energieverbundinsel

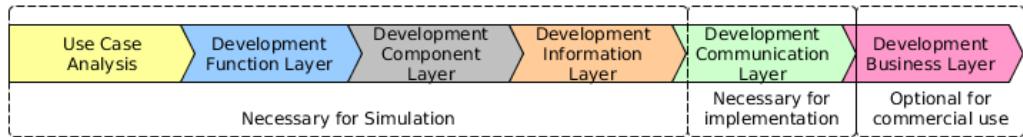


Abbildung 3.1.: Prozess für Einordnung des Use Case im SGAM

Die meisten Bezahlsysteme der öffentlichen Ladesäulen konnten Ende 2017 mit öffentlichen Exploits gehackt werden, sodass beispielsweise Rechnungen zu Lasten voriger Ladepunktnutzer*innen und die Entwendung sensibler Daten nicht auszuschließen sind. [29] [30]

3.1. Use Case Analysis

Der Anwendungsfall wird in Tabelle 3.1 beschrieben und in Abbildung 3.2 schematisch dargestellt. Die Abbildung fasst die Ladeinfrastruktur zu der CPS-unit „Ladepunkte inkl. Laderegler“ zusammen und zeigt vereinfacht die Energie- und Datenflüsse. Zum Beispiel kommunizieren Ladepunktnutzer*innen mit dem EMS und dieses steuert die Energieflüsse.

Das EMS kann sowohl in einer hierarchischen Struktur zentral gesteuert werden oder dezentral mit CPS-units, welche in einem Smart Grid miteinander kommunizieren und sich eigenintelligent selbst steuern. Eine dezentrale unhierarchische Kommunikationsstruktur ist deutlich komplizierter, daher wird für die Simulation der zentrale Ansatz gewählt.

Name	Betrieb eines teilautarken Nanogrids mit Ladeinfrastruktur
Aufgabenbereich (Scope)	Überwachung und Regelung der Energieverteilung in teilautarkem Nanogrid mit konfigurierbarer Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge durch zentrales EMS
Ziel (Objective)	Überwachung und Regelung der Energieflüsse eines Nanogrids

Tabelle 3.1.: Name, Aufgabenbereich und Ziel des Anwendungsfall

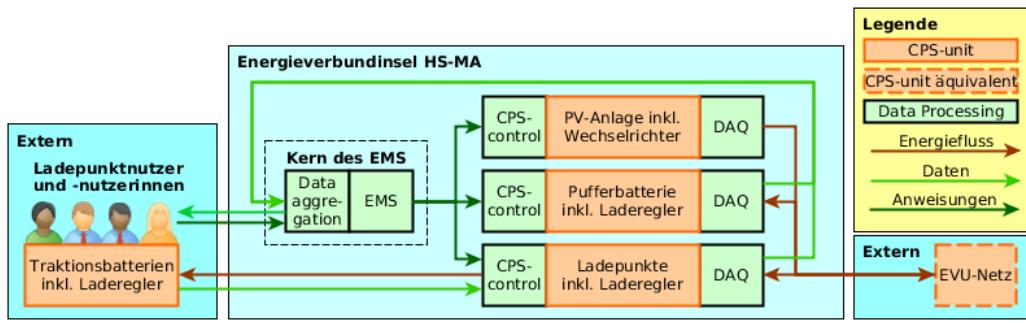


Abbildung 3.2.: Schematische Darstellung der Energie- und Datenflüsse der Energieverbundinsel

Anhand des Aufgabenbereichs wird eine Use Case Analysis durchgeführt. Alle Funktionalitäten und Akteur*innen werden den SGAM-Zonen zugeordnet und in Abbildung 3.3 dargestellt. Eine Erklärung der Funktionalitäten ist in Tabelle 3.2 ge-listet, die der Akteur*innen im Folgenden:

- Die CPS-units (EV, Ladepunktregler, PV-Anlage und Pufferbatterie) tauschen Energie im Nanogrid aus, werden überwacht und manche können gesteuert werden.
- Das Netz (Grid) tauscht mit dem Nanogrid Energie aus, kann jedoch nicht direkt gesteuert werden.
- Benutzer*innen (User) konfigurieren den Ladevorgang, erhalten Daten und könnten optional Bezahlen.
- Das Bezahlungssystem (Payment System) für die Bestimmung der Nutzungs-kosten und Abwicklung der Zahlung ist optional.
- Das EMS (EMS) sammelt Daten, zeigt sie an, regelt die Energieflüsse durch Steuerung der CPS-units und macht die Energieflussregelung abhängig von User Konfigurationen

3.2. Funktionsebene des Konzeptes

Aus den bestimmten Funktionalitäten lassen sich die Funktionsebene ableiten und die funktionalen Abhängigkeiten bestimmen wie in Abbildung 3.4 gezeigt.

3. Anforderungen an die Energieverbundinsel

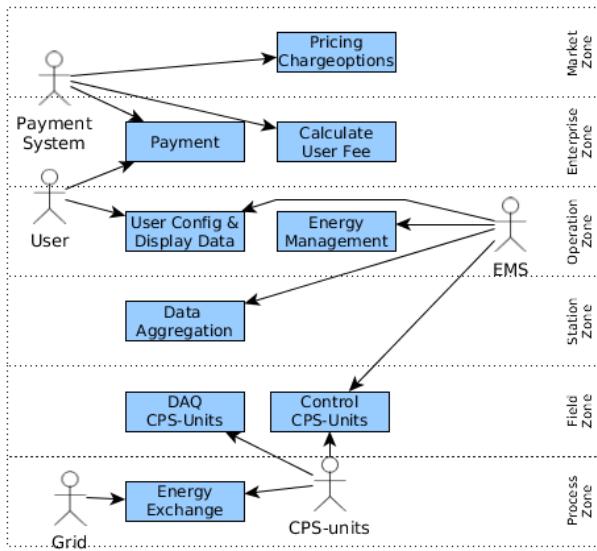


Abbildung 3.3.: Usecase analysis der Energieverbundinsel mit teilautarker Ladeinfrastruktur

Zone	Beschreibung
Process	Austausch von Energie zwischen einzelnen CPS-units über Leitungen und Netzknoten
Field	Messung und Steuerung übertragener Energie einzelner CPS-units
Station	Konzentration von Messdaten der einzelnen CPS-units
Operation	Konfiguration des Ladevorgangs und Regelung des Energymanagement aller CPS-units für den konfigurierten Ladevorgang
Enterprise	Kalkulation von Gebühren und Transaktionsverfahren für Bezahlungen
Market	Preisbilanzierung verschiedener Ladeoptionen

Tabelle 3.2.: Beschreibung aller Funktionalitäten des Use Case mit Zuordnung der SGAM Zonen

Der Energieaustausch (Energy Exchange) von CPS-units wird gemessen (DAQ) und gesteuert (Control). Die aufgenommenen Messdaten einzelner CPS-units werden zentral gesammelt (Data Aggregation). Das Energiemanagement regelt Energieflüsse durch Steuerung der CPS-units und braucht dafür die konzentrierten Messdaten und User Konfigurationen (User Config).

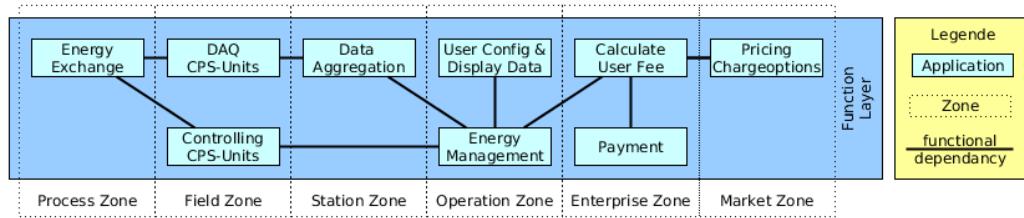


Abbildung 3.4.: Einordnung des Use Case in SGAM Zonen auf der Funktions-Ebene

3.2.1. Mögliche Konfiguration des Ladevorgangs

Grundmodelle

In diesem Kapitel werden verschiedene Lademodelle für den Ablauf von Ladevorgängen für EV definiert. Diese können durch intelligente Regelung eines Energie- bzw. Batteriemanagementsystem (BMS) z.B. hinsichtlich minimaler Ladeverluste, Strompreisschwankungen, Netzstabilität oder State of Health (deutsch: Alterungszustand einer Batterie in Relation zum Idealzustand) (SoH) optimiert werden. Dafür wurden einige Grundfunktionen in Tabelle 3.3 zusammengefasst und im Folgenden erklärt.

Kontinuierliche Ladung ist eine Möglichkeit mit minimalen Ladeströmen, somit auch minimalen Ladestromverlusten, welche proportional zur Stromstärke im Quadrat auftreten. Kontinuierliche Ladungen führen zu einer gleichmäßig zeitlich verteilten, prognostizierbaren Last und beugen starken Leistungsgradienten vor.

Flexible Ladungen müssen an bestimmte Vorgaben gekoppelt sein. Dieses Lademodell macht neben der vorraussichtlichen Anschlussdauer von weiteren Input-Parametern wie z.B. dynamischen Strompreisen oder Messwerten der Netzspannung bzw. -frequenz Gebrauch, welche in der Tabelle zusammengefasst als Lade-

3. Anforderungen an die Energieverbundinsel

kriterium benannt werden.

Spätladungen können unter Umständen die Lebenszeit von Fahrzeugbatterien gegenüber einer kontinuierlichen Ladung erhöhen. LiFePO₄-Zellen, die z.B. oft in Notebookakkus oder E-Fahrzeugen verbaut werden, altern bei hohen Temperaturen und hohem SoC schneller. [44, S.26] Zu berücksichtigen ist dabei, dass Ladeströme sich ebenfalls auf den SoH auswirken. Vergleichsweise hohe Ströme werden durch höheren Verschleiß den SoH stärker beeinträchtigen, zu einer stärkeren Erwärmung und höheren Verlustleistungen führen.

Je nach implementierter Hardware im Fahrzeug und verwendeter Ladesäulentechnik ist es theoretisch auch möglich zurück ins Netz zu speisen. Dieses Konzept wird Vehicle to Grid (V2G), vom Fahrzeug ins Netz, genannt.

Beispiele kombinierter Modelle

Die Grundmodelle für Ladevorgänge lassen sich auch sequenziell zu komplexeren Lademodellen kombinieren. Im folgenden werden zwei einfache Beispiele mit Anwendungsfällen erläutert.

Kontinuierliche Ladung und **Spätladung** lassen sich kombinieren zu einer später einsetzenden kontinuierlichen Ladung mit einer Ladeleistung zwischen der minimal für den Ladezeitraum nötigen und der maximal möglichen. Je genauer, die Auswirkungen auf den SoH der Batterie bestimmbar sind, desto genauer ließe sich der Ladealgorithmus einstellen, um den durch höhere Ladeströme bedingt größere Verschleiß zu berücksichtigen.

Sofortladung und **flexible Ladung** lassen sich kombinieren. Im ersten Teil wird mit maximaler Leistung bis zu einem eingestellten SoC geladen und anschließend beginnt eine *flexibleLadung* in welcher der vorher eingestellte SoC nicht unterschritten wird.

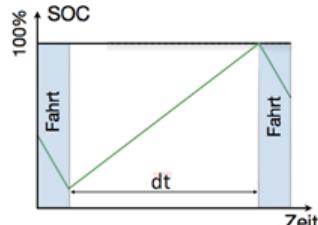
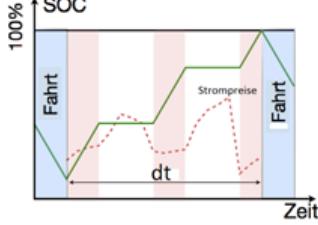
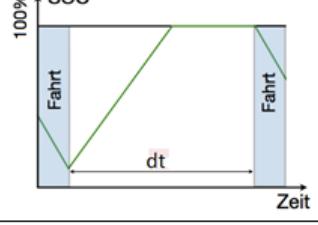
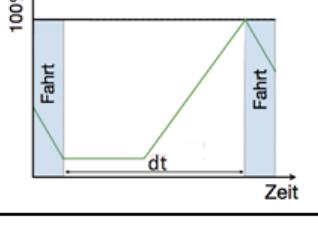
Lademodell	Input Parameter	Grafik	Beschreibung (Anwendungsfall)
Kontinuierliche Ladung	Lade-dauer (dt)		Gleichmäßig über den Zeitraum dt auf 100% SoC laden (z.B. für kontinuierlich minimale Ladeleistung)
Flexible Ladung	Lade-dauer (dt) Lade-kriterium		Flexibel über den Zeitraum dt auf 100% SoC laden (z.B. in Abhängigkeit von Strompreisen oder Netzfrequenz)
Sofort-Ladung			Max. schnell auf 100% SoC laden (z.B. bei kurzer oder unbestimmter Ladedauer)
Spät-Ladung	Lade-dauer (dt)		So spät wie möglich mit max. Leistung auf 100% SoC laden (z.B. um Akkulebensdauer zu optimieren)

Tabelle 3.3.: Übersicht von Lademodellen nach [44, modifizierte Grafiken]

3.2.2. Konzept Energiemanagement

Der Regelalgorithmus für das Energiemanagement eines EMS kann beliebig komplex gestaltet und hinsichtlich verschiedenster Aspekte optimiert werden. In diesem Kapitel wird ein einfacher Entwurf für die Laststeuerung DSM mit einem Lademodus für die Pufferbatterie und drei konfigurierbaren Modi für die Ladepunkte gestaltet.

Der logische Ablaufplan einer Simulation über T Zeitintervalle wird in Abbildung 3.5 gezeigt. Die For-Schleife entspricht einem Regelkreis mit der Regelgröße P_{DSM} ,

3. Anforderungen an die Energieverbundinsel

der Führungsgröße 0 und der Stellgröße P , wobei in jeder Iteration die Planleistung von CPS-units der selben Priorität angepasst und damit P_{DCM} abgeregelt wird.



Abbildung 3.5.: Beispiel Ablaufplan für Energiemanagement mit mehreren Regelstufen

Konfiguration User sollen die Lademodi *Mode* Sofortladung (SofoL), Kontinuierliche Ladung (KontL) und Flexible Ladung (FlexL) einstellen und mit den Eingangsvariablen Anschlussdauer an Ladepunkt dt , zu ladende netto Batteriekapazität W_{rest} und max. Ladeleistung P_{max} konfigurieren können.

Bestimmung der Nennleistungen Die Planleistung P_m einer CPS-unit m wird zu Beginn eines Regelzyklus mit der zugehörigen Nennleistung $P_{m,n}$ gleichgesetzt $P_m = P_{m,n}$. Diese wird abhängig vom Lademodus bestimmt, bei Sofortladung (SofoL) mit der maximal möglichen Ladeleistung $P_{m,max}(SoC)$ und bei kontinuierlicher und flexibler Ladung (KontL und FlexL), so, dass der Energiebedarf $W_{m,rest}$ über den geplanten Anschlusszeitraum dt_m durch eine kontinuierlich gehaltene Ladeleistung gedeckt wird. Die Nennleistung der Pufferbatterie $P_{m,n}(PB)$ entspricht der Summe aus der negativen PV-Ertragsleistung P_{PV} und der Summe der Ladeleistungen von M Ladepunkten. Alle Leistungswerte sind auf das Netz bezogen und entsprechen somit den Brutto-Ladeleistungen und Netto-Einspeiseleistungen.

Für die Nennleistung innerhalb der Grenzwerte der verwendeten Ladepunkte gilt:

$$P_{m,n}(SofoL) = P_{m,max}(SoC)$$

$$\text{und } P_{m,n}(KontL) = P_{m,n}(FlexL) = W_{m,rest}/dt_m$$

$$\text{und } P_{m,n}(PB) = \sum_{m=1}^M (P_{m,n}) + P_{PV}$$

Bestimmung des Regelbedarfs Ein Bedarf für die Regelleistung P_{DSM} besteht, wenn die summierte Planleistung $P_{sum} = \sum_{m=1}^M P_m$ aller M CPS-units mindestens in einer Phase an einem Knoten (Nanogrid) außerhalb der netzspezifischen Grenzwerte $P_{min,grid}$ und $P_{max,grid}$ für die Übertragung zwischen Knoten der CPS-units und dem Netzknoten (Grid) liegt. Zu beachten ist, dass die PV-Anlage nicht am Netzknoden der Ladeinsel liegt und beim Energiemanagement nicht berücksichtigt wird. Im Verbraucherfeilsystem gilt für P_{DSM} :

$$\begin{aligned} P_{DSM} &= P_{max} - (P_{sum}) = P_{sum} > P_{max,grid} \text{ bei geplanter Überlast} \\ \text{und } P_{DSM} &= 0 \text{ für } P_{min,grid} < P_{sum} < P_{max,grid} \text{ bei Betrieb in Normalbereich} \\ \text{oder } P_{DSM} &= P_{min} - (P_{sum}) \text{ für } P_{sum} < P_{min,grid} \text{ bei geplanter Überversorgung} \end{aligned} \quad (3.1)$$

Im Nanogrid der Energieverbundinsel kann es aufgrund fehlender Energieerzeuger nur zu einem Regelbedarf an Erzeugungsleistung beziehungsweise Verbrauchsdrosselung kommen ($P_{sum} > P_{max,grid}$). Im Folgenden gilt daher pauschal $P_{DSM} \geq 0$.

Laststeuerung Um den Regelbedarf P_{DSM} an Regelleistung bereit zu stellen, können die Pufferbatterie mit $P_{max,PB}$ entladen und die genutzten L Ladepunkte um die zugehörige Ladeleistungen $\sum P_l$ mit $l = [1, \dots, L]$ gedrosselt werden. Die neue Planleistung P_{neu} kann mit einem Korrektursummanden C oder einem Korrekturfaktor k oder absolut mit X beschrieben werden.

$$P_{neu} = P + C \quad \text{mit} \quad P_{min} < P_{neu} < P_{max}$$

In jeder Regelstufe teilen L von M CPS-units der zugehörigen Priorität den größtmöglichen Teil des neuen Regelbedarfs $P_{DSM,neu}$ unter sich auf. Dies geschieht gleichmäßig, bezogen auf die jeweils potentiell bereitstellbare Regelleistung. Für den Korrektursummanden C und -faktor k gilt demnach:

$$\begin{aligned} P_{pot} &= P - P_{min} \quad \text{für} \quad \sum_{1:l}^L P_{l,pot} > P_{DSM} \geq 0 \\ \text{bzw. } P_{pot} &= P - P_{max} \quad \text{für} \quad P_{DSM} < 0 \\ C &= P_{DSM} \frac{P_{pot}}{\sum_{1:l}^L P_{l,pot}} \end{aligned}$$

3. Anforderungen an die Energieverbundinsel

Die Priorisierung von 1 bis 3 für CPS-units mit dem entsprechenden Lademodus wird in der folgenden Reihenfolge bestimmt:

$$\text{prio}[1 : 3] = [\text{PB} \quad \text{FlexL} \quad \text{KontL oder SofoL}]$$

Der Algorithmus kann beliebig verändert und um Eingangsparametern erweitert werden wie z.b. mit W , W_{max} , dt der Batterien (EVs und PB), PV-Leistung P_{PV} und Wetter-/Lastprognosen.

3.3. Informations- und Komponenten-Ebene des Konzeptes

In Abbildung 3.6 wurde die SGAM-Visualisierung um die Informations- und Komponenten-Ebene erweitert. Gezeigt wird die interebenen Kommunikation zwischen den Ebenen sowie die innerebenen, funktionalen Abhängigkeiten der User, Anwendungen, Info Objekten, Geräten und Netz.

Die CPS-units (Ladepunkte, PB, PV-Anlage) tauschen Energie mit dem Netz aus und werden von Smart Metern überwacht und Controllern gesteuert. Die Messdaten werden von einem Data Collector gesammelt. Dieser kann mit dem EMS-Controller verbunden sein oder mit diesem in einem Gerät umgesetzt sein. Der EMS-Controller koordiniert mit den User Konfigurationen vom User Interface die CPS-Controller, um die Energie im Nanogrid zu managen.

Im Folgenden werden die für die Berechnung der Energieflüsse verwendeten Datenmodelle beschrieben. Die Komponenten-Ebene wird nur skizziert, um den Prozess auf physikalischer Ebene besser zu veranschaulichen und für zukünftige Arbeiten eine Übersicht zu schaffen. Eine detaillierte Auflistung der Komponenten auf Prozess-Ebene wurde bereits erarbeitet. [9]

3.3.1. Datenmodelle der Info-Objekte in Matlab Syntax

Um die in Kapitel 3.2 beschriebenen Funktionalitäten zu gewährleisten, werden die benötigten Informationen verschiedenen Info-Objekten zugeordnet. In diesem Kapitel werden hierfür die in der Simulation verwendeten Datenmodelle des Info-

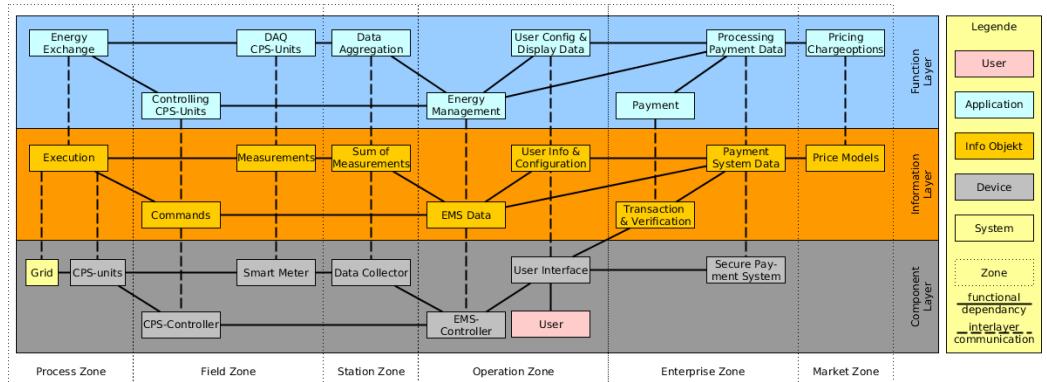


Abbildung 3.6.: Einordnung des Use Case in SGAM Ebenen Function, Information und Component über alle Zonen

Objektes *EMSData* und *UserKonfiguration* erstellt. Für die *EMSData* wird die Datenstruktur für CPS-units (cps) und für Netzknoten (nodes) in Matlab Syntax definiert und ebenso die *UserKonfiguration* für Einstellungsparameter der Ladevorgänge (cpsuse) definiert.

Prototyp Strukturdefinition der CPS-units (cps)

Die Attribute jeder CPS-unit werden, wie in Listing 3.1 gezeigt, mit einem Array aus Zellen mit jeweils einer Variable des Datentyps *struct* beschrieben. Jede Variable des Typs *struct* ist wiederum ein Array mit Variablen (optional) unterschiedlicher Datentypen, die jeweils einem Feld (field) zugewiesen werden. Die Attribute einer *struct* Variable können gelesen und beschrieben werden mit der Schreibweise `<name struct variable>.<name struct field>`, z.B. `cps.id = 'PV'`. Der Ansatz mithilfe von *struct* Variablen bietet die Möglichkeit, im Nachhinein weitere Felder hinzuzufügen, ohne, dass die Funktionalität des bestehenden Codes beeinträchtigt wird. Denkbar sind beispielsweise die Temperatur, der SoH, oder dass bisher statische Eigenschaften wie der Wirkungsgrad dynamisch beschrieben werden.

```

1 % CPS STRUCTURE (consumer-producer-storage)
2 % static fields
3 cpsstruct.id = ''%; % string, name of CPS-units
4 cpsstruct.node = ''%; % string, name of connected node
5 cpsstruct.pmin = [0,0,0]; % numeric (3x1), min. active power on phases [kW]
6 cpsstruct.pmax = [0,0,0]; % numeric (3x1), max. active power on phases [kW]
7 cpsstruct.qmin = [0,0,0]; % numeric (3x1), min. reactive power on phases [kvar]
8 cpsstruct.qmax = [0,0,0]; % numeric (3x1), max. reactive power on phases [kvar]

```

3. Anforderungen an die Energieverbundinsel

```

9    cpsstruct.wmax = 0;           % numeric, netto battery capacity [kWh]
10   cpsstruct.eta = [0,0,0];     % numeric (3x1), power efficiencies eta(1), eta(2)
11   % and rate of energy degradation per hour eta(3)
12   % .w(t+1) = .eta(3)*.w(t) + .eta(1)*.p(t) with .p(t) > 0
13   % .w(t+1) = .eta(3)*.w(t) + .eta(2)*.p(t) with .p(t) < 0
14   % efficiencies eta(1) for positive power, eta(2) for negative power
15   % eta(3) as relative energydegradation per timeinterval
16
17   % dynamic fields
18   cpsstruct.prio = 0;          % scalar, priority
19   cpsstruct.p = [0,0,0];        % numeric (3x1), sum of active power [kW]
20   % on each phase of every connected CPS-unit
21   cpsstruct.q = [0,0,0];        % numeric (3x1), sum of reactive power [kW]
22   % on each phase of every connected CPS-unit
23   cpsstruct.w = 0;             % scalar, netto capacity [kWh]

```

Listing 3.1: Funktion zur Strukturdefinition der CPS-units

Prototyp Strukturdefinition der Ladevorgangskonfiguration der CPS-units (cpsuse) und der Netzknosten (node)

Für den Usecase der jeweiligen CPS-unit wie beispielsweise einstellbarer Ladesequenzen und für die Netzknosten (nodes) im Nanogrid wird jeweils der gleiche Ansatz mit Variable des Typs *struct* gewählt. Der zugehörige Code wird in den Listings 3.2 und 3.3 gezeigt.

```

1  % CPSUSE STRUCTURE
2  cpsusestruct.info = ''; % string, additional information
3  cpsusestruct.id = ''; % string, name of CPS-units
4  cpsusestruct.mode = ''; % string, type of usecase e.g. 'KontL' for continuously
   charging
5  cpsusestruct.w0 = 0; % scalar, initial energy at start time t0
6  cpsusestruct.wmax = 0; % scalar, maximal energy (SoC 100 %)
7  cpsusestruct.t0 = 0; % scalar, start time,
8  cpsusestruct.tT = 0; % scalar, end time

```

Listing 3.2: Funktion zur Strukturdefinition der CPS-Unit zugehörigen Usecases

```

1  % NODE STRUCTURE
2  % static fields
3  nodestruct.id = {''}; % string, name of node
4  nodestruct.link = {''}; % string array, name(s) of connected node(s)
5  nodestruct.pmax = {[0,0,0]}; % numeric (3x1), max. sum of active power [kW]
6  % on each phase of every connected CPS-unit
7  nodestruct.qmax = {[0,0,0]}; % numeric (3x1), max. sum of reactive power [
   kvar]
8  % on each phase of every connected CPS-unit
9
10  % dynamic fields
11  nodestruct.p = {[0,0,0]}; % numeric (3x1), sum of active power [kW]

```

```
12 % on each phase of every connected CPS-unit  
13 nodestruct.q = {[0,0,0]};  
14 % numeric (3x1), sum of reactive power [kW]  
% on each phase of every connected CPS-unit
```

Listing 3.3: Funktion zur Strukturdefinition der Netzknoten

Konfigurationsdaten in CSV-Format

Für eine einfache Initialisierung mit Wertzuweisungen der *struct* Variablen, werden Matlab-Skripte in Form geschrieben, welche die entsprechenden Eigenschaften in tabellarischer Form aus CSV-Dateien auslesen und einem Array aus *struct* Variablen zuweisen. Der Name der dritten CPS-unit wird beispielsweise aus dem Zellen-Array *cps* mit *cps3.id* abgerufen. Die CSV-Dateien mit Konfigurationsdaten sind in tabellarischer Form im Anhang in den Tabellen D.1, D.2, D.4, D.5 und D.6 für alle drei Szenarien dargestellt.

Kapitel 4

Energieflussberechnungen verschiedener Szenarien

In diesem Kapitel wird die Simulation für die Energieflussberechnungen durchgeführt. Zu Beginn werden hierfür die notwendigen Randbedingungen definiert. Es gibt eine Auswahl an Szenarien, welche die nach Voreinschätzung bestmöglichen, möglichst durchschnittlichen und die schlechtest möglichen Bedingungen abdeckt. Diese werden im folgenden mit Best Case (BC), Normal Case (NC) und Worst Case (WC) abgekürzt. In Abb. 4.1 ist eine Übersicht der Szenarien mit den variierenden Parametern dargestellt. Nach Definition der Randbedingungen folgt eine kurze Beschreibung des entwickelten .m-Codes und die Simulationsergebnisse.

	wc								nc							bc	0 (worst)	1 (norm)	2 (best)
Wetter	0	1	2	0	1	2	0	1	2	0	1	2	0	1	2	0	1	2	
Verbrauch	0	0	0	1	1	1	2	2	2	0	0	0	1	1	1	2	2	2	
Lademodus	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	

Abbildung 4.1.: Übersicht der variablen Parameter innerhalb der ausgewählten, farblich markierten, Szenarien

4.1. Festlegung der Randbedingungen

Die szenarienübergreifenden Randbedingungen werden wie folgend definiert und sind abgesehen von der zeitlichen Auflösung tabellarisch in Kapitel D.3 gelistet. Die zeitliche Auflösung der Simulation liegt bei 1h, die betrachtete Zeitspanne bei 24 h. Die Netztopologie sowie die Kenndaten der Ladepunkte und der Pufferbatterie entsprechen dem Konzept aus Kapitel 2.2.4. Die Ladepunkte inklusive -regler und Batterie besitzen einen Wirkungsgrad von $\eta_{LP} = 85\%$. Die maximale Übertra-

gungsrate zwischen Knoten $n1$ mit allen Ladepunkten und der Pufferbatterie und Knoten $n2$ mit PV-Anlage und Netz liegt bei $P_{max,grid} = 50kW$. Der Algorithmus zur Bestimmung der Nennleistungen für alle Ladepunkte und die Pufferbatterie und für DSM wird aus Kapitel 3.2.2 übernommen und um die Wirkungsgrade ergänzt.

4.1.1. Auswahl der Pufferbatterie

Als Pufferbatterie wird aufgrund der in Kapitel 2.1.2 beschriebenen Vorteile ein Bleikristallakku ausgesucht. Es werden drei Akkus des Modells Lead Crystal 6-CNFJ-120 des Herstellers Lead Crystal[®] Batteries mit jeweils einem IUoU Automatikladegerät (12 V / 50 A) des Herstellers Fraron für jede Phase ausgewählt. Die Datenblätter sind im Anhang als Abbildung A.9 und A.10 gelistet.

Die Zellen haben eine Spannung von jeweils 12 V und eine Bruttokapazität von jeweils 100 Ah (1,2 kWh). Die maximal mögliche Ladeleistung je Zelle beträgt 0,6 kW. Die Kosten für Akkuzellen (je 391,90 Euro) und Laderegler (je 299,00 Euro) exklusive Versand liegen zusammen bei ca. 2070,00 Euro. Für die Simulation wird der DoD der Pufferbatterie auf 95 %, der anfängliche SoC der Pufferbatterie auf 50 % und der Lade- und Entladewirkungsgrad inklusive Ladereglerverlusten η_{PB} auf 90 % gesetzt.

In Tabelle 4.1 wird anhand der Herstellerangabe der optimale DOD für die 3 oben genannten Akkus mit maximaler Brutto Speicherkapazität über die Lebenszeit berechnet. Zudem wird eine Abschätzung der Rentabilität des Akkus vorgenommen.

Die Ersparnis ergibt sich aus der Menge nicht eingekaufter Energie und die Nicht-Einnahmen anhand der nicht verkauften Energie über die Lebenszeit. Hierfür wird von einem Kalkulationszins von 0 % und konstanten Strompreisen ausgegangen. Unter den getroffenen Annahmen amortisiert sich die Pufferbatterie nicht innerhalb der Lebenszeit. Bei einem DoD von 60 % würden sich die Akkus erst bei einem durchschnittlichen Stromkaufpreis von $55,8 \frac{ct}{kWh}$ - ca. das doppelte heutiger Strompreise - unter sonst gleichen Bedingungen gerade so über die Lebenszeit amortisieren.

Bezeichnung	Wert	Einheit	Beschreibung
DoD	variabel	1	Entladetiefe
eta	0.90	1	(Ent-)Ladewirkungsgrad von Pufferbatterie mit Laderegler
W_PB,brutto	3.60	kWh	Brutto Speicherkapazität Pufferbatterie bei DoD = 100%
Kaufpreis	0.28	€ / kWh	Strom Einkaufspreis (konstant)
Verkaufspreis	0.10	€ / kWh	Strom Verkaufspreis (konstant)
Investitionen	2,070.00	€	Investitionskosten Pufferbatterie und Laderegler

DoD	Zyklen-Festigkeit	W_PB,netto Zyklus	W_PB,netto Lebenszeit	Ersparnis Lebenszeit	Nicht-Einnahmen Lebenszeit	Profit Lebenszeit
					in €	
0.20	6,530	0.72	4702	1185	-522	-1408
0.40	3,670	1.44	5285	1332	-587	-1325
0.60	2,450	2.16	5292	1334	-588	-1324
0.80	1,630	2.88	4694	1183	-522	-1409
1.00	680	3.60	2448	617	-272	-1725

Tabelle 4.1.: Bestimmung der optimalen Entladetiefe der Pufferbatterie und Abschätzung des erzielten Profits der Pufferbatterie über die Lebenszeit gerechnet anhand der Zyklenfestigkeit Z

Um das Betriebsverhalten einer Pufferbatterie in der Simulationsumgebung zu testen werden alle Szenarien trotz nicht wirtschaftlicher Betriebsweise der Pufferbatterie einmal mit den oben spezifizierten Kennwerten berechnet.

4.1.2. Erzeugungsprofile der PV-Module

Die Erzeugungsprofile werden anhand der Kenndaten in Tabelle 2.3 der installierten PV-Anlage und den in 4.1.2 ausgewählten Globalstrahlungsdaten erstellt, da von der Anlage keine gelogten Erzeugungsdaten über einen längeren Zeitraum zur Verfügung stehen.

Der Wirkungsgrad der PV-Module wird modellhaft als konstant angenommen und nach Gleichung B.2 unter Einsetzen der Kenndaten aus Tabelle 2.3 ermittelt, wobei die Einheiten W und W_p sich herauskürzen.

$$\eta_{PV} = \left(\frac{P_p}{A} \right) / G_{STC} = \left(\frac{20145 W_p}{76 \cdot 1,65 m^2} \right) / (1000 \frac{W}{m^2}) = 16,06\%$$

Die eine Hälfte der Module ist nach Bemessung des Konstruktionsplans in Abbildung A.6 unter Annahme einer maßstabsgereuen Abbildung zu ca. 13,2° nach

4. Energieflussberechnungen verschiedener Szenarien

Osten geneigt, während die andere Hälfte symmetrisch dazu nach Westen geneigt ist. Zur Einfachheit wird von horizontal angebrachten PV-Modulen ausgegangen.

Genauere Ergebnisse können erzielt werden, wenn unter Berücksichtigung der Geoposition, Ausrichtung, Neigungswinkel und Uhrzeit die senkrecht auf die Modulflächen eintreffende Globalstrahlung aus der senkrecht auf die Erdoberfläche eintreffende Globalstrahlung berechnet wird. Die Umrechnung der Globalstrahlung von einer ebenen auf eine geneigte Fläche, wie in Kapitel B.2 beschrieben, ist noch nicht im Code implementiert.

Globalstrahlungsdaten für Mannheim

Der Deutscher Wetter Dienst (DWD) stellt von zahlreichen Wetterstationen Solarstrahlungsdaten (global und diffus), in einer Auflösung von bis zu 10 Minuten auf dem FTP-Server ihres Climate Data Center frei zur Verfügung.[45]

Angesichts der Ungenauigkeit der Repräsentativität manuell erstellter Verbrauchsprofile wird eine zeitliche Auflösung von einer Stunde für die dem Erzeugungsprofil zugrunde liegenden Globalstrahlungsdaten als hinreichend genau betrachtet. Eine fest definierte Auflösung von einer Stunde verringert den Programmier- und Rechenaufwand gegenüber höheren oder dynamisch einstellbaren Auflösungen.

Für die Auswahl geeigneter Tage wird mithilfe des in 4.1.2 beschriebenen .m-Codes ein Datensatz des DWD mit Tagessummen der Globalstrahlung für die Wetterstation in Mannheim mit der ID 05906 auf 96 m Höhe über dem Meeresspiegel, dem geographischen Breitengrad 49.5090° und geographischen Längengrad 8.5541° untersucht.

Von den verfügbaren Wetterdaten im folgenden Zeitraum wahrer Ortszeit (WOZ) werden die neusten 21 Jahre untersucht:

Zeitraum verfügbar: von 01.01.1979 00:00 Uhr bis 01.01.2012 00:00 Uhr

Zeitraum untersucht: von 01.01.1991 00:00 Uhr bis 01.01.2012 00:00 Uhr

.m-Code für Auswertung von Globalstrahlungsdaten

Das Programm *weatheranalysis.m* wertet die Globalstrahlungsdaten des DWD mit zeitlicher Auflösung von einer Stunde und einem Tag aus. In einem definierten Zeitintervall der zur Verfügung stehenden Daten sucht der Code den Tag mit der maximalen, minimalen und der geringsten Differenz zur durchschnittlichen Globalstrahlung für die Szenarien WC, NC, BC heraus. Zu jedem Tag werden unter Berücksichtigung der Peakleistung der PV-Anlage die Modulerträge ermittelt. Die Ertragsdaten beinhalten keine Wechselrichter- und keine Kabelverluste und werden in einer CSV-Datei mit Zeitstempel gespeichert.

Der vollständige Code der Datei *weatheranalysis.m* wird in Kapitel D.2 gezeigt. Das funktionstüchtige Programm mit allen weiteren Dateien für Funktionsdefinitionen und Konfigurationsdaten sind über die beigelegte CD und über Github verfügbar. [46] Die Benutzer*innen-Anleitung ist einer README Datei beigefügt.

```

Command Window
Total loading time: 10.984482 s
Initialisation time: 6.408073 s
Read 1h data: 3.748581 s
Read 24h data: 0.784187 s
Analysing time data 24h: 0.039337
Writing time data 1h: 0.004303

Timeinterval total:
01.01.1979 to 31.12.1979
Timeinterval analysed:
01.01.1979 to 31.12.1979

Minimal radiation on 27.11.1979:
33.00 J/(d*cm^2) = 91.67 Wh/(d*m^2)
PV-Power on 27.11.1979:
1.85 kWh/d with 0.02 kWP

Average radiation on 18.06.1979:
1016.00 J/(d*cm^2) = 2822.22 Wh/(d*m^2)
PV-Power on 18.06.1979:
56.85 kWh/d with 0.02 kWP

Maximal radiation on 28.05.1979:
2836.00 J/(d*cm^2) = 7877.78 Wh/(d*m^2)
PV-Power on 28.05.1979:
158.70 kWh/d with 0.02 kWP
-- less -- (r)forward, (b)ack, (q)uit

Command Window
Total loading time: 133.045837 s
Initialisation time: 4.025383 s
Read 1h data: 123.079941 s
Read 24h data: 5.615036 s
Analysing time data 24h: 0.321182
Writing time data 1h: 0.004295

Timeinterval total:
01.01.1979 to 31.12.2011
Timeinterval analysed:
01.01.1991 to 31.12.2011

Minimal radiation on 16.12.2005:
19.00 J/(d*cm^2) = 52.78 Wh/(d*m^2)
PV-Power on 16.12.2005:
1.06 kWh/d with 0.02 kWP

Average radiation on 10.05.2003:
1092.00 J/(d*cm^2) = 3033.33 Wh/(d*m^2)
PV-Power on 10.05.2003:
61.11 kWh/d with 0.02 kWP

Maximal radiation on 17.06.2000:
3121.00 J/(d*cm^2) = 8669.44 Wh/(d*m^2)
PV-Power on 17.06.2000:
174.65 kWh/d with 0.02 kWP
-- less -- (f)forward, (b)ack, (q)uit

```

Abbildung 4.2.: .m-Code Auswertung von Wetterdaten eines Datensatzes über 1 Jahr und über 32 Jahre
Farbkennung: Grün: BC, Gelb: NC, Rot: WC

Getestet wurde der Code mit einem gekürzten Testdatensatz der einstündigen Wetterdaten im Zeitraum vom 01.01.1979 bis 31.12.1979. Um die Ergebnisse zu überprüfen, wurde der Testdatensatz mithilfe des Tabellenkalkulators Libre Office auf

4. Energieflussberechnungen verschiedener Szenarien

inplausible Datenreihen, minimal, maximal und dem Durchschnitt am nächsten kommende Globalstrahlungsdaten untersucht. Die Auswertung der Testdaten mittels Code in Abbildung 4.2 (rechts) und mittels Tabellenauswertung in Abbildung 4.3 sind identisch. Implausible Daten werden fehlerfrei heraus gefiltert und fließen nicht in die Mittelwertsberechnung oder die Minimasche ein.

Abbildung 4.3.: Überprüfung der Wetterdatenauswertung mit .m-Code in Tabellenkalkulator

Farbkennung: Purpur: unplatible Messreihe, Grün: BC, Gelb: NC, Rot: WC
 ATMO_STRahl : Tagessumme der atmosphärischen Gegenstrahlung $\frac{J}{d*cm^2}$
 FD_STRahl : Tagessumme der diffusen solaren Strahlung $\frac{J}{d*cm^2}$
 FG_STRahl : Tagessumme der Globalstrahlung $\frac{J}{d*cm^2}$
 SD_STRahl : Tagessumme der Sonnenscheindauer in h

Die durchschnittlich ermittelten Globalstrahlungswerte von ca. 1000 und 1100 $\frac{J}{d*cm^2}$ entsprechen mit etwa $1014 \frac{Wh}{a*m^2}$ und $1115 \frac{Wh}{a*m^2}$ mit $1 \frac{J}{d*cm^2} = \frac{365*100^2}{60^2} \frac{Wh}{a*m^2}$ den typischen Werten für Deutschland zwischen 900 und 1200 $\frac{kWh}{a*m^2}$. [45]

Die ermittelten Ertragsleistungen $PV - Power$ stellen die Ausgangsleistung der PV-Module dar. Abbildung 4.4 zeigt die Ertragsleistung der PV-Anlage für alle drei Szenarien in Form von Ertragsprofilen mit einem Systemwirkungsgrad von 90% für Wechselrichter- und Kabelverluste.

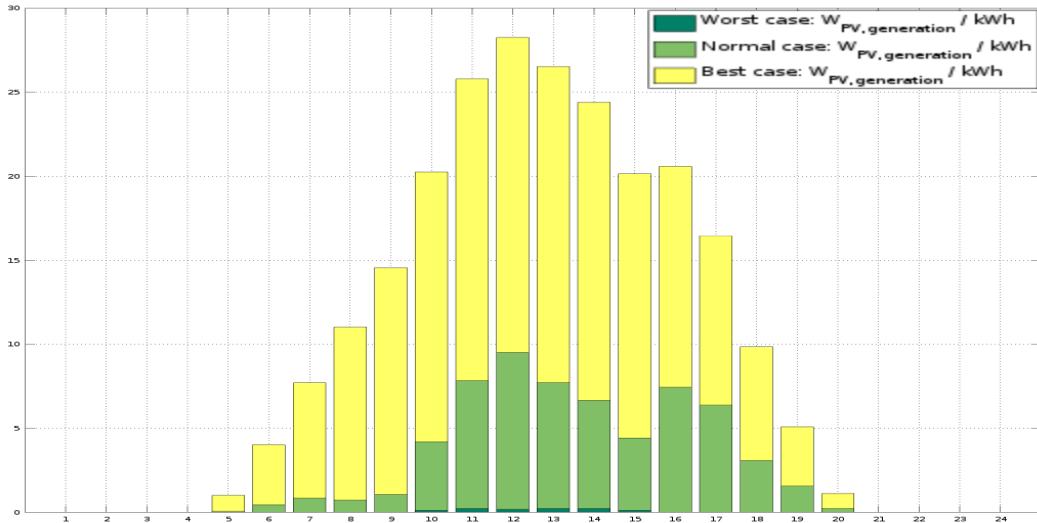


Abbildung 4.4.: Netto Erzeugungsprofil der PV-Anlage im Worst, Normal und Best Case über 24 h

4.1.3. Lastprofile der E-Fahrzeuge

Die Lastprofile werden durch das EMS abhängig von den vordefinierten Ladevorgängen, von der eingesetzten Pufferbatterie und von der zur Verfügung stehenden PV-Leistung berechnet. Die Ladevorgänge werden, wie in Kapitel 3.2.2 beschrieben, mit den Parametern $t0$, tT , $Mode$, $W0$, $Wmax$ und $Pmax$ konfiguriert. Aufgrund der in Realität unterschiedlicher, stark fluktuierender Nutzung werden für die Bestimmung der Szenarien mehrere grobe Annahmen getroffen und ein am Wetter orientiertes Nutzungsverhalten mit Tag- und Nachladungen modelliert.

Abbildung 4.5 zeigt die verwendeten Ladekonfigurationen. Im BC bei gutem Wetter werden 33,18 kWh Batteriekapazität durch ein E-Auto tagsüber, ein E-Roller nachts und fünf E-bikes tagsüber kontinuierlich geladen. Im NC sind es 44,66 kWh bei je einem E-Auto tagsüber und nachts, ein Roller nachts und zwei E-bikes tagsüber, die kontinuierlich geladen werden. Im WC sind es 104,02 kWh bei je zwei E-Autos tagsüber und nachts, sowie jeweils ein E-Roller und ein E-Motorrad abends, die mit maximal möglicher Ladeleistung geladen werden. Der anfängliche SoC aller Fahrzeuge liegt bei $SoC = 30\%$.

4. Energieflussberechnungen verschiedener Szenarien

Szenario	Ladepunkt	Zeitpunkt am Ende eines 1h-Zeitintervalls (h), farbig: Fahrzeug an Ladepunkt																							W Lade (kWh)	
		01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	00	
BC	LP1																									28.70
	LP4	Vectrix (4,4 kWh, Ende)							Renault Zoe Z.E.40 (41 kWh)															1.54		
	LP4																									1.54
	LP6																									0.28
	LP7																									0.28
	LP8																									0.28
	LP9																									0.28
	LP10																									0.28
	SUM																									33.18
	LP1																									28.70
NC	LP2	Electro Smart (17,6 kWh, Ende)							Renault Zoe Z.E.40 (41 kWh)															6.16		
	LP2																									6.16
	LP4	Vectrix (4,4 kWh, Ende)							Vectrix (4,4 kWh, Start)															1.54		
	LP4																									1.54
	LP6																									0.28
	LP7																									0.28
	SUM																									44.66
WC	LP1																									23.24
	LP1																									28.70
	LP2																									28.70
	LP3																									12.32
	LP4																									7.98
	LP5																									3.08
	SUM																									104.02
MAX		Vollast aller summierten Ladepunkte = 50 kW * 24 h mit Ladewirkungsgrad = 1																							1,200.00	
Auslastung		BC Vollaststunden / 24 h	0.7	NC Vollaststunden / 24h	0.9	WC Vollaststunden / 24h	2.1																			
Fahrzeugtyp		E-Bikes / Pedelecs (LP6:LP10)		E-Roller / -Motorräder (LP4:LP5)		E-Autos (LP1:LP3)																				

Abbildung 4.5.: Ladekonfigurationen für Szenarien BC, NC und WC mit Batteriekapazität $W_{max} = \frac{W_{Lade}}{70\%}$

4.2. .m-Code für Simulationen

Das Programm *EnergyFlowSim* simuliert die Energieflüsse der konzipierten Energieverbundinsel. In Kapitel D.2 ist dazu ein Programmablaufplan dargestellt. Eine Programmbeschreibung befindet sich im ersten Kommentarblock des Codes der Main File *energyflowsim.m* in Listing D.2. Dazu gibt es beispielhaft den Code *dsmrel.m* der Funktion *dsmrel()* in Listing D.3.

Alle weiteren Daten für die funktionstüchtige Nutzung des Programms - über 20 Funktionen und 5 Konfigurationsdateien - sind über die beigelegte CD und über Github verfügbar. Die Benutzer*innen-Anleitung ist in einer README Datei. [46]

Sämtliche Funktionen haben in einem auskommentierten Header eine Funktionsbeschreibung und gegebenenfalls Definitionen der Eingangs- und Ausgangsvariablen. Dieser kann in Matlab mithilfe der Funktion *help < Funktionsname >* abgerufen.

4.3. Simulationen

4.3.1. Energieflüsse der jeweiligen Szenarien

Die Simulation berechnet für jede CPS-unit einzeln die stündlichen Energieflüsse. Untersucht werden im weiteren die Energieflüsse an Knoten n_2 gemäß der Netztopologie in Abbildung 2.6. Diese umfassen die Energieflüsse des öffentlichen Versorgungsnetzes (grid), der PV-Anlage (PV) und der Ladeinfrastruktur (node) und sind in Abbildung 4.6 für den Worst Case, in Abbildung 4.7 für den Normal Case und in Abbildung 4.8 für den Best Case dargestellt. Da in allen Szenarien für sämtliche E-Fahrzeuge der selbe Lademodus verwendet wird, gibt es im Fall von Regelbedarf eine Regelstufe in der alle Ladepunkte gleichmäßig abgeregelt werden.

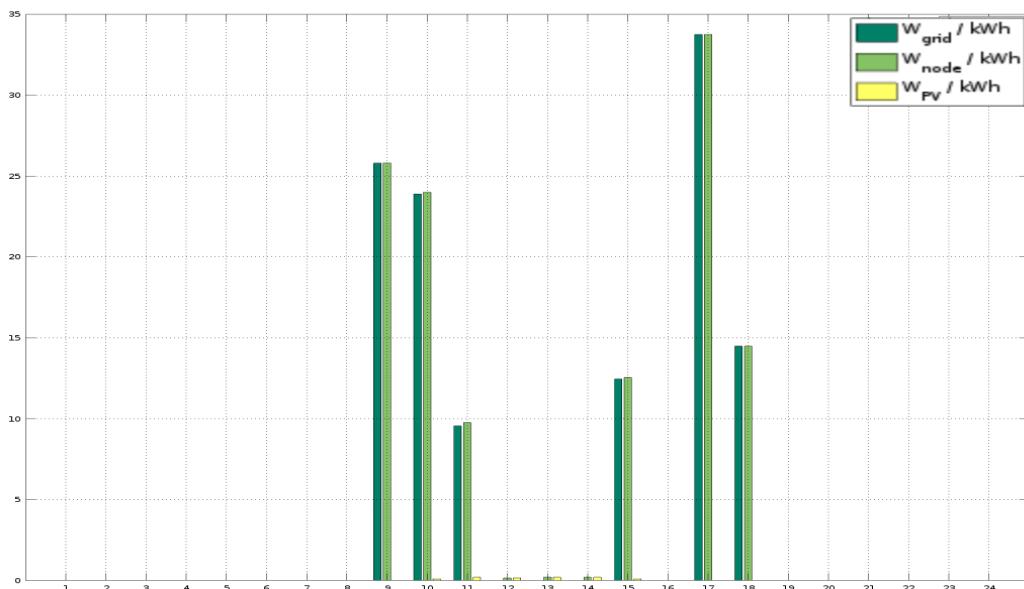


Abbildung 4.6.: Szenario Worst Case: Stündliche Energieflüsse über 24 h des öffentlichen Netzes (grid) und der PV-Anlage (PV) im Erzeugerpfeilsystem und der Ladeinfrastruktur (node) im Verbraucherpfeilsystem

Für eine bessere Vergleichbarkeit aller drei Szenarien sind die stündlichen Energieflüsse der Ladeinfrastruktur (node) aller drei Szenarien in Abbildungen 4.9, der jeweilige Eigenenergieverbrauch der Ladeinfrastruktur in Abbildung 4.10 und jene Energieflüsse des öffentlichen Versorgungsnetzes in Abbildung 4.11 dargestellt.

4. Energieflussberechnungen verschiedener Szenarien

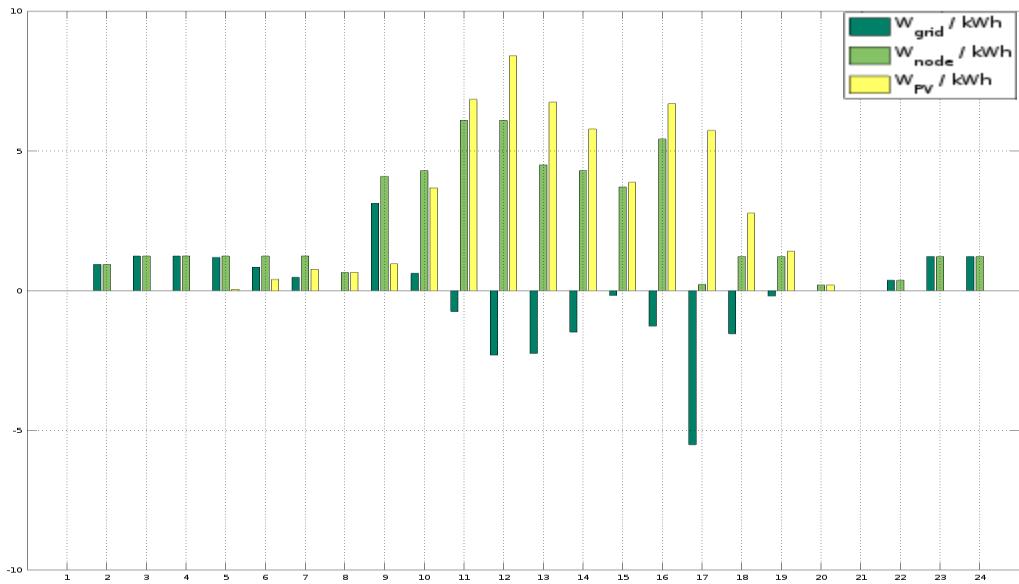


Abbildung 4.7.: Szenario Normal Case: Stündliche Energieflüsse über 24 h des öffentlichen Netzes (grid) und der PV-Anlage (PV) im Erzeugerpfeilsystem und der Ladeinfrastruktur (node) im Verbraucherpeilsystem

4.3.2. Statistiken der einzelnen Szenarien

Für eine Gesamtbetrachtung werden die über den Simulationszeitraum summierten absoluten Werte *Gesamtverbrauch*, *Gesamterzeugung*, *Eigenverbrauch* und die daraus abgeleitete Quotienten *Verhältnis von Erzeugung zu Verbrauch*, *Autarkiegrad* und *Eigenverbrauchsanteil* für alle Szenarien ermittelt.

Um den Einfluss der Pufferbatterie besser ermitteln zu können, werden zum Einen die Werte *Verbrauch Pufferbatterie* und *Erzeugung Pufferbatterie* über den Simulationszeitraum T ermittelt. Zum Anderen werden noch drei Szenarien (WC0, NC0 und BC0) ohne Pufferbatterie aber sonst gleichen Bedingungen wie in den Szenarien WC, NC und BC simuliert und deren Statistiken erfasst.

Alle Statistiken sind in Tabelle 4.2 für alle Szenarien gelistet und wurden für alle Szenarien mit Pufferbatterie mit Bereinigung des SoC berechnet. Die Pufferbatterie ist am Ende des Simulationszeitraums unterschiedlich stark geladen. Zur Bereinigung des SoC wird der theoretisch notwendige Eigenverbrauch oder die theoretisch notwendige Erzeugung für Eigenverbrauch zum Wiederherstellen des initialen SoC am Ende des Simulationszeitraums unter Berücksichtigung des (Ent-)Ladewirkungsgrades verwendet.

4. Energieflussberechnungen verschiedener Szenarien

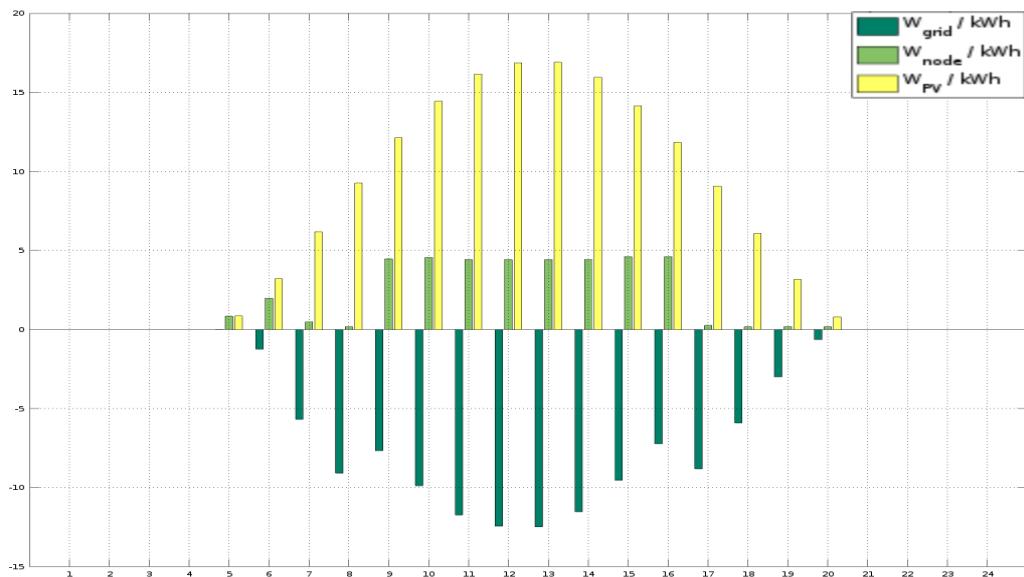


Abbildung 4.8.: Szenario Best Case: Stündliche Energieflüsse über 24 h des öffentlichen Netzes (grid) und der PV-Anlage (PV) im Erzeugerpeilsystem und der Ladeinfrastruktur (node) im Verbraucherpeilsystem

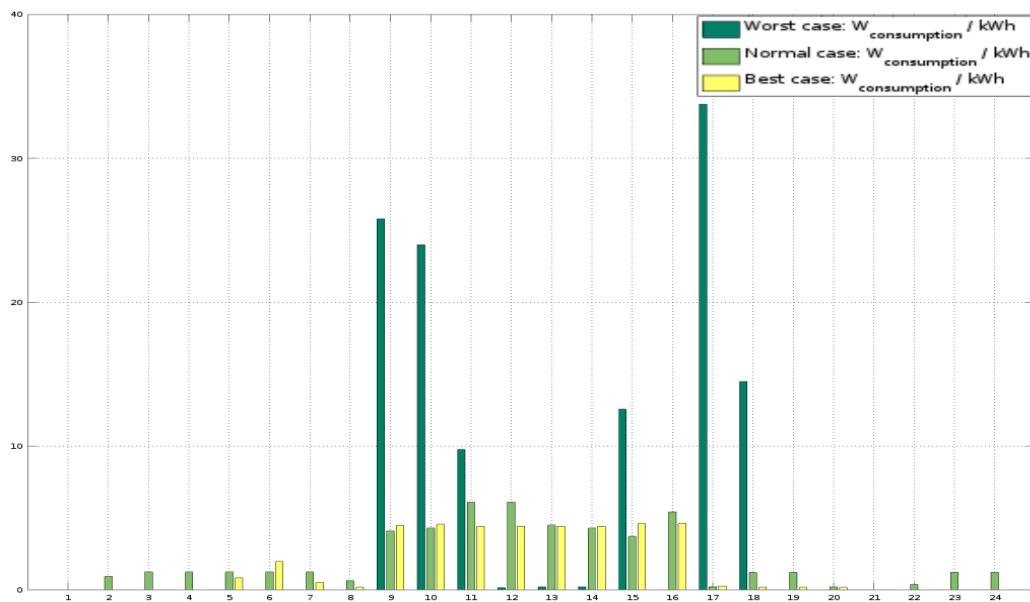


Abbildung 4.9.: Stündlicher Energieverbrauch der Ladeinfrastruktur (node) über 24 h in den Szenarien Worst Case, Normal Case und Best Case

4. Energieflussberechnungen verschiedener Szenarien

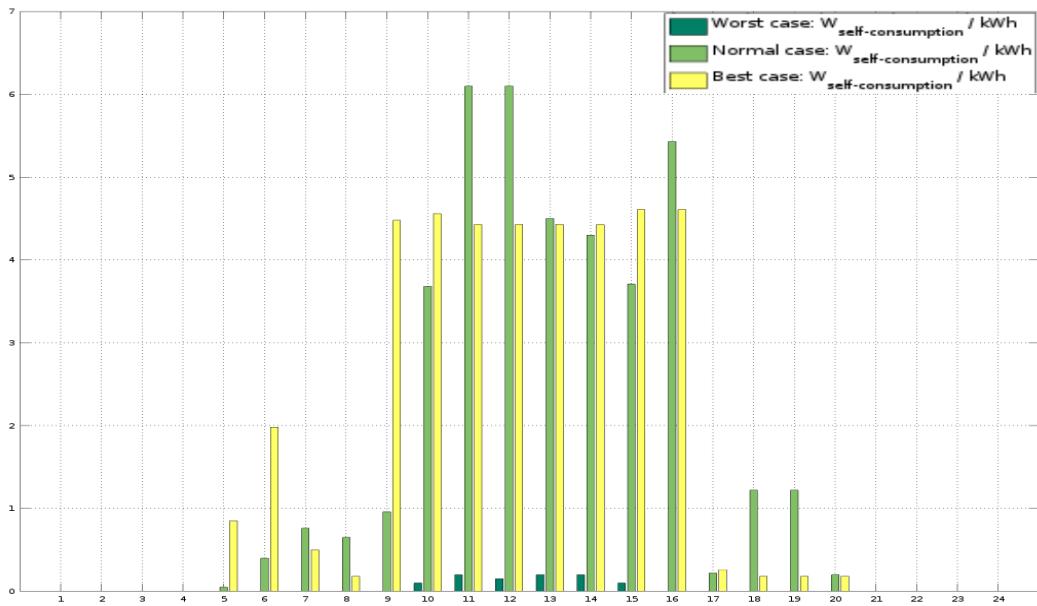


Abbildung 4.10.: Stündlicher Eigenenergieverbrauch der Ladeinfrastruktur (node) an der PV-Erzeugung (PV) über 24 h
in den Szenarien Worst Case, Normal Case und Best Case

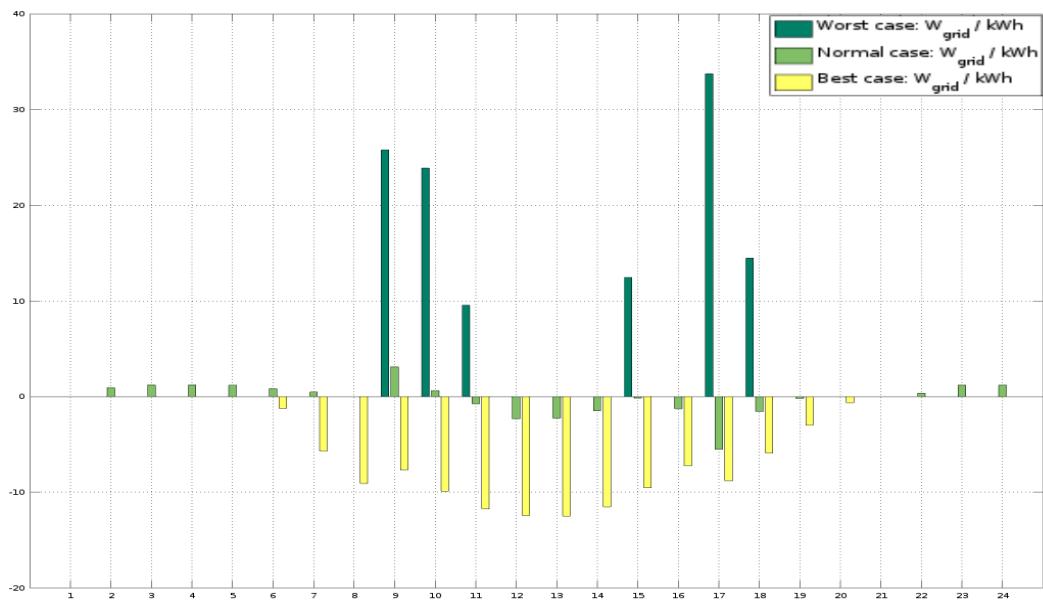


Abbildung 4.11.: Stündlicher Energiebezug vom öffentlichen Netz (grid) über 24 h
in den Szenarien Worst Case, Normal Case und Best Case

Statistiken Pufferbatterie-SoC bereinigt			
	WC	NC	BC
Verbrauch Pufferbatterie / kWh	0,55	5,21	2,79
Erzeugung Pufferbatterie / kWh	1,99	5,76	1,45
Änderung SoC Pufferbatterie / kWh	-1,71	-1,71	0,90
Verbrauch Pufferbatterie* / kWh	2,45	7,11	2,79
Erzeugung Pufferbatterie* / kWh	1,99	5,76	2,26
Gesamterzeugung* / kWh	0,96	55,00	157,18
Gesamtverbrauch* / kWh	122,84	53,89	39,57
Eigenverbrauch* / kWh	0,96	39,51	40,38
Verhältnis Erzeugung zu Verbrauch* / %	0,79	105,78	389,25
Eigenverbrauchsanteil* / %	100,00	71,85	25,69
Autarkiegrad* / %	0,78	73,32	100,00
Statistiken ohne Pufferbatterie			
	WC**	NC**	BC**
Gesamtverbrauch / kWh	122,38	52,54	39,04
Eigenverbrauch / kWh	0,40	34,47	37,59
Verhältnis Erzeugung zu Verbrauch / %	0,78	104,67	402,66
Eigenverbrauchsanteil / %	42,11	62,69	23,91
Autarkiegrad / %	0,33	65,61	96,29

Tabelle 4.2.: Statistiken der simulierten Szenarien Worst (WC), Normal (NC) und Best (BC) Case

*SoC der Pufferbatterie bereinigt mit SoC(Startzeit) = SoC(Endzeit)

**Szenarienbedingungen gleich WC, NC und BC ohne Verwendung einer Pufferbatterie

Kapitel 5

Ergebniszusammenfassung und Handlungsempfehlungen zur Auslegung der Anlage

In diesem Kapitel werden die Simulationsergebnisse zusammengefasst, verglichen und bewertet, um daraus Handlungsempfehlungen zur Dimensionierung und Betriebsweise der Energieverbundinsel abzuleiten.

5.1. Zusammenfassung der Ergebnisse

Ertrag und Verbrauch

Die Wertebereiche für mögliche Ertrags- und Verbrauchsleistungen umfassen eine große Spannbreite. Das Ertragsprofil fluktuiert stark in Abhängigkeit des Wetters und der Tages- und Jahreszeit. Die Lastprofile der Szenarien unterscheiden sich stark in Abhängigkeit des Ladebedarfs, der Nutzungszeit und dem gewählten Lademodus. Dabei ist die Nutzungszeit in der Regel tagsüber für Angestellte, Studierende und Besuchende der Hochschule oder näheliegender Einrichtungen und nachts für Anwohnende. Der Tagesertrag der PV-Anlage mit 20,145 kWp schwankt von kleiner als 1 kWh im WC bis über 157 kWh bei einem Durchschnitt von 55 kWh. Der Gesamtverbrauch der aller drei Szenarien beträgt 122,38 kWh im WC, 52,54 kWh im NC und 39,04 kWh im BC. Das Verhältnis aus insgesamt erzeugter und durch Ladepunkte verbrauchter Energie beträgt in den Szenarien 0,78 % im WC, 104,67 % im NC und 402,66 % im BC.

Eigenverbrauchsanteil, Autarkiegrad und Einfluss der Pufferbatterie

Die Eigenverbrauchsanteile und Autarkiegrade lassen sich aus den Ertrags- und Verbrauchsprofilen sowie der Dimensionierung der Pufferbatterie errechnen. Der Eigenverbrauchsanteil der PV-Erzeugung mit (und ohne) Pufferbatterie beträgt jeweils 100 % (42,11 %) im WC, ca. 71,85 % (62,69 %) im NC und ca. 25,69 % (23,91 %) im BC und der Autarkiegrad mit (und ohne) Pufferbatterie 0,78 % (0,33 %) im WC, 73,32 % (65,61 %) im NC und 100 % (96,29 %) im BC. Die Pufferbatterie findet im WC am wenigsten und im NC am meisten Gebrauch. Den Eigenverbrauchsanteil beeinflusst die Pufferbatterie relativ gesehen am stärksten im WC trotz geringstem Verbrauch, da das Verhältnis von PV-Erzeugung zu Verbrauch deutlich kleiner ist als im NC und BC. Der Autarkiegrad wird durch die Pufferbatterie am stärksten im NC erhöht. Die Brutto Ladeenergie (und Netto Entladeenergie) der Pufferbatterie beträgt jeweils 0,55 kWh (1,99 kWh) im WC, 5,21 kWh (5,76 kWh) im NC und 2,79 kWh (1,45 kWh) im BC.

5.2. Bewertung der Ergebnisse

Die Simulationsergebnisse sind nur bedingt aussagekräftig, aufgrund der hohen Unsicherheit der Repräsentativität des modellierten Nutzungsverhaltens der Ladeinfrastruktur. Die zeitliche Auflösung von einer Stunde mittelt zudem Schwankungen des Ertragsprofils heraus.

Die Pufferbatterie bietet an an Tagen extrem hoher oder niedriger PV-Erträge nur einen geringen Vorteil. Lediglich an normalen Tagen kommt sie mit mehr als einem Ladezyklus am Tag bemerkbar zum Gebrauch und verbessert den Autarkiegrad deutlich. Die potentielle Regelleistung durch intelligent gesteuerte Ladesequenzen ist verglichen mit der Pufferbatterie wesentlich größer und verlustärmer um ungünstige Lastspitzen zu vermeiden.

5.3. Handlungsempfehlung zur Auslegung und Betriebsweise der Anlage

5.3.1. Komponentenauswahl der Energieverbundinsel

Für die Ausarbeitung der Komponentenebene in SGAM zur Optimierung der Ladeinfrastruktur auf Energie- und Kosteneffizienz empfehlen sich folgende Punkte:

- Prozesszone:

Nutzung keiner Pufferbatterie aufgrund Nichtrentabilität und geringen Regelungspotential und für die Ladeinfrastruktur eine Neuauslegung der maximalen Übertragungsleistung am Anschlusspunkt der Ladeinfrastruktur auf ca. 22 bis 30 kW und an den drei Auto-Ladepunkte (mit Typ 2 Stecker) auf 1x22 kW AC und 2x11 kW AC

- Feldzone:

Konzipierung der Ladepunkte mit steuerbarem Laderegler und sicherer Kommunikationsmöglichkeit entweder mit zentralem EMS oder dezentral untereinander und mit Erzeugungsanlagen

5.3.2. Energiemanagementkonzept

Für die Verbesserung des Energiemanagementkonzepts im SGAM empfehlen sich folgende Punkte:

- Funktionsebene: Operationszone

Entwicklung einer dynamischen Ladesteuerung mit Berücksichtigung sowohl der momentanen als auch prognostizierten erzeugten bzw. verbrauchten Leistung im Verbundnetz

- Kommunikations- und Informationsebene: Feld-, Stations- und Operationszone

Grundlegende Untersuchung von Möglichkeiten dezentralen Energiemanagements ohne klassische Server-Client-Hierarchie durch eigenintelligent mit einander kommunizierende Geräte unter Anwendung von Distributed-Ledger-Technologien verteilter Rechnernetzwerke wie z.B. Technologien auf Basis von Blockchains wie Ethereum, auf Basis von Blockchainabwandlungen wie der Tangle von IOTA oder auf Basis von Hashgraphen

5. Ergebniszusammenfassung und Handlungsempfehlungen zur Auslegung der Anlage

- Informations- und Funktionsebene: Prozess- Feld-, Stations- und Operationszone
Erstellung einer Testumgebung mit Datenmodellen und Energiemanagementalgorithmus möglichst in einer Sprache, womit sich die Steueralgorithmen der Testumgebung möglichst einfach implementieren lassen z.B. durch Verwendung des Datenprotokolls SPINE von EEBUS

5.4. Ausblick

Auf weite Sicht lässt sich die geplante Energieverbundinsel auf mehr als die PV-Anlage und die Ladeinfrastruktur erweitern.

- Komponentenebene: Prozesszone:
 - Berücksichtigung des Gesamtverbrauchs im Hochschulnetz
 - Integration von mehr vorhandenen energietechnisch relevanten Geräten in die Energieverbundinsel, z.B. Lüftungssysteme und Boiler der Hochschule
 - Untersuchung der Ausbaumöglichkeiten von weiteren Erzeugungsanlagen wie weiteren PV-Anlagen und Mini-Windkraftanlagen
 - Nähere Untersuchung zum Ausbaupotential weiterer Speichermöglichkeiten z.B. durch Verwendung von Wasserstoffelektrolyse und einer Brennstoffzelle
- Ebenenübergreifend:
Ausbau der Energieverbundinsel zum zentral gesteuerten virtuellen Kraftwerk zur Bereitstellung von Regelleistung für das elektrische Versorgungsnetz oder Ausbau der Infrastruktur für intelligente Anbindung von Einzelgeräten zur Bereitstellung von Regelleistung durch Einzelgeräte als virtuelles Mini-Kraftwerk

Kapitel 6

Fazit

Das Ziel der Studie ist es, die Energieflüsse innerhalb der geplanten Energieverbundinsel zu optimieren. Im Folgenden wird eine Zusammenfassung der Studienergebnisse und eine kritische Schlussbemerkung zur verwendeten Methodik gegeben.

Das Konzept der Energieverbundinsel mit Ladeinfrastruktur, PV-Anlage und Pufferbatterie wurde in die Komponenten-, Informations- und Funktionsebene des Smart Grid Architecture Model eingeordnet, um das Projekt möglichst gut in Teilbereiche zu gliedern und eine bessere Übersicht für zukünftige Entwicklungen zu schaffen. Es wurde ein möglichst modulares Modell von einer steuerbaren Ladeinfrastruktur mit PV-Anlage und Pufferbatterie erstellt, das leicht erweitert werden kann.

Das erstellte Energiemanagementkonzept zur Optimierung der Energieflüsse ist ein ausbaubares Grundgerüst, kann funktional erweitert und auf zusätzliche Betriebsmittel ausgeweitet werden. Es wurde für verschiedene Beispielszenarien in einer programmierten Simulationsumgebung getestet, welche für weitere Untersuchungen genutzt und verbessert werden kann. Aus den Simulationsergebnissen wurden Handlungsempfehlungen für die Auswahl der Komponenten der Ladeinfrastruktur und deren Dimensionierung und Betriebsweise abgeleitet.

Es wird von einer Auslegung der Ladeinfrastruktur für Schnellladungen bis 50 kW abgeraten, da in der Regel längere Ladezeiten während der Arbeit oder zu Hause möglich sind. Für die Betriebsweise empfiehlt es sich, den Fokus auf die Entwicklung intelligenter Ladesequenzen zu legen, statt in teure Batteriespeicher zu

6. Fazit

investieren. Allgemein rät es sich, das gesamte Hochschulnetz in die Energieverbundinsel mit einzubeziehen und zusätzliche oder bestehende Betriebsmittel ins Energiemanagementsystem (EMS) zu integrieren. Als mögliche Stoßrichtung für Entwicklungen auf lange Sicht, wurde im Ausblick die Möglichkeit eines Ausbaus der Energieverbundinsel zum virtuellen Kraftwerk skizziert, wodurch Regelleistung für das Versorgungsnetz bereit gestellt werden könnte. Grundsätzlich wird geraten vor der Implementation eines EMS, das Potential verschiedener zentraler und dezentraler Kommunikationsansätze zu vergleichen.

Kritisch anzumerken ist zum Einen, dass sich die Abgrenzung der Themenstellung als ungünstig umfassend erwies, sodass der Zeitaufwand auf 4 Monate erweitert werden musste und an einigen Stellen dennoch unerwünschte Abstriche gemacht werden mussten, wodurch die gewählte Aufgabenstellung nicht im vollen Umfang gelöst wurde. Zum Anderen hat sich gezeigt, dass sich die Kosten- und Energieeffizienz besser als Bewertungskriterium für verlustbehaftete Speichermöglichkeiten wie der Pufferbatterie eignen als der alleinige Vergleich erreichbarer Autarkiegrade.

Der Arbeitsaufwand zum Programmieren der halbautomatisierten Analyse regionaler Globalstrahlungsdaten zur Erstellung von PV-Ertragsprofilen wurde unterschätzt und ist unverhältnismäßig hoch. Die einmalige Auswahl jeweils eines Tages mit maximaler, durchschnittlicher und minimaler Globalstrahlung konnte mithilfe eines herkömmlichen Tabellenkalkulators schneller durchgeführt werden. Zudem hätte in der Simulationsumgebung aufgrund der untersuchten Nicht-Rentabilität der gewählten Pufferbatterie die Implementation flexibler Ladesequenzen höher priorisiert werden sollen als die Implementation der Pufferbatterie.

Mit der Studie konnte die Zielsetzung trotz umfassender Arbeitsplanung erreicht werden. Darüber hinaus wurden Kenntnisse zu Smart Grid Architekturen, Energiemanagementkonzepten, dem Aufbau einer Ladeinfrastruktur, Programmierkenntnisse in Matlab und Methoden wissenschaftlichen Arbeitens erworben beziehungsweise ausgeweitet.

Literatur

1. *Climate change 2007: Mitigation of climate change : contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change: Chapter 5, Transport and its infrastructure* (Hrsg. Metz, B.) aufgerufen am 12.01.18. <<https://doi.org/10.1017/CBO9780511546013>> (Cambridge University Press, Cambridge, 2007).
2. David Dallinger. *Gesellschaftliche Fragestellungen der Elektromobilität: Broschüre* (Hrsg. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI) aufgerufen am 12.01.18. 2011. <http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/e/de/publikationen/elektromobilitaet_broschuere.pdf>.
3. (Hrsg. Umweltbundesamt) *Jährliche Treibhausgas-Emissionen in Deutschland: Entwicklung 1990 bis 2015* aufgerufen am 17.06.18. 28.02.18. <<https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutzennergiepolitik-in-deutschland/treibhausgas-emissionen/emissionsquellen#textpart-1>>.
4. (Hrsg. Umweltbundesamt) *Stickstoffoxid (NOx, gerechnet als NO2)-Emissionen nach Quellkategorie: Entwicklung 1990 bis 2015* aufgerufen am 17.06.18. 28.02.18. <<https://www.umweltbundesamt.de/daten/luft/luftschatstoff-emissionen-in-deutschland/stickstoffoxid-emissionen#textpart-1>>.
5. (Hrsg. Die Bundesregierung Deutschland) *Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung* aufgerufen am 12.01.18. 2009. <http://www.bmub.bund.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nep_09_bmu_bf.pdf>.
6. *Zulassungszahlen von Elektroautos: Auf Grundlage der Angaben zu Neuzulassungen des KBA, ohne Hybridfahrzeuge* aufgerufen am 30.01.18. <<https://www.e-stations.de/elektroautos/zulassungszahlen>>.
7. (Hrsg. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur) *Förderrichtlinie Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland* aufgerufen am 12.01.18. 2017.

- <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/foerderrichtlinie-ladeinfrastruktur-fuer-fahrzeuge-in-deutschland.pdf?__blob=publicationFile>.
8. Oliver Kersten. *Erstellung eines Konzeptes zum Projekt Energieverbundsystem „Energieinsel Mannheim“: Studienarbeit an der Hochschule Mannheim, Fakultät für Elektrotechnik, Institut für Automatisierungstechnik* (2015).
 9. Chris Wan Yee Ong. *Errichtung einer Energieverbundinsel mit teilautarker Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge: Bachelorarbeit an der Hochschule Mannheim, Fakultät für Elektrotechnik, Institut für Automatisierungstechnik* (2017).
 10. Syed Murtaza Ali Shah Bukhari, Junaid Maqsood, Mirza Qutab Baig, Suhail Ashraf, Tamim Ahmed Khan. *Comparison of Characteristics - Lead Acid, Nickel Based, Lead Crystal and Lithium Based Batteries* (Hrsg. UKSIM-AMSS International Conference on Modelling and Simulation) aufgerufen am 23.01.18. <<https://ieeexplore.ieee.org/document/7576583/>>.
 11. (Hrsg. Battery University) *BU-410: Charging at High and Low Temperatures: Learn how to extend battery life by moderating ambient temperatures.* aufgerufen am 31.01.18. 15.09.2017. <http://batteryuniversity.com/index.php/learn/article/charging_at_high_and_low_temperatures>.
 12. Rudolf Hradcovsky, O. R.R. K. *Pat.* United States Patent 4143216. aufgerufen am 12.06.18. <<http://www.freepatentsonline.com/4143216.html>>(1979).
 13. Rudolf Hradcovsky, O. R.R. K. *Pat.* aufgerufen am 12.06.18. <<https://patents.google.com/patent/US4140589>>(1979).
 14. Eva Mahnke, J. M. *Renews Spezial Ausgabe 57 / März 2012: Strom speichern* (Hrsg. Agentur für Erneuerbare Energien) aufgerufen am 21.01.18. <http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/160.57_Renews_Spezial_Strom_speichern_mar13_online.pdf>.
 15. (Hrsg. Automotive World) *CHAdeMO officially recognised as international DC fast charging standard published by IEC* aufgerufen am 31.01.18. 2014. <<https://www.automotiveworld.com/news-releases/chademo-officially-recognised-international-dc-fast-charging-standard-published-iec/>>.
 16. (Hrsg. Begleit- und Wirkungsforschung Schaufenster Elektromobilität) *Status quo Ladeinfrastruktur 2016: Workshop Dokumentation: Ergebnispapier Nr. 36* aufgerufen am 12.01.18. 2017. <<http://schaufenster-elektromobilitaet.org/media/media/documents/>

- dokumente_der_begleit_und_wirkungsforschung/EP36
_Ladeinfrastruktur_online.pdf>.
17. Europäisches Parlament und europäischer Rat. *RICHTLINIE 2014/94/EU über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe* aufgerufen am 31.01.18. 22.10.2014.
<<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0094>>.
 18. Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz.
Ladesäulenverordnung vom 9. März 2016 (BGBl. I S. 457), die durch Artikel 1 der Verordnung vom 1. Juni 2017 (BGBl. I S. 1520) geändert worden ist: LSV aufgerufen am 17.06.18. 9.03.2016.
<<https://www.gesetze-im-internet.de/lsv/BJNR045700016.html>>.
 19. (Hrsg. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.)
Ausbau der öffentlich zugänglichen Ladepunkte aufgerufen am 12.01.18. 2017. <https://www.vewsaar.de/fileadmin/dokumente/Aktuell/Presse/2017/Anlage1_BDEW_Praesentation_Erhebung_Ladeinfrastruktur.pdf>.
 20. *Wirtschaftslexikon - Definition Energiemanagement* aufgerufen am 16.02.18.
<<http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Definition/energiemanagement.html>>.
 21. (Hrsg. CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group) *Smart Grid Reference Architecture* aufgerufen am 24.02.18. Nov. 2012.
<https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/xpert_group1_reference_architecture.pdf>.
 22. (Hrsg. VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.)
GERMAN STANDARDIZATION ROADMAP: Smart Home + Building Version 2.0 aufgerufen am 24.02.18. Frankfurt, Aug. 2015.
<<https://www.dke.de/resource/blob/1511992/45ca0b869b3c199349c472d8a008f93e/german-standardization-roadmap-smart-home---building--version-2-0-data.pdf>>.
 23. Peter Heusinger. *Flexible Softwareplattform für Energiemanagement* (Hrsg. Fraunhofer Institut für Integrierte Schaltungen) aufgerufen am 16.02.18. 27.10.2014.
<https://www.energy-seeds.org/content/dam/energy-seeds/de/documents/22_2014-10-27_Energiesymposium_FhG-IIS-Heusinger_Flexible-Softwarplatforem-Energiemanagement.pdf>.
 24. *OGEMA-Projekt der MVV Model City Mannheim (MoMa)* aufgerufen am 17.06.18. <https://www.mvv.de/en/mvv_energie_gruppe/nachhaltigkeit_2/nachhaltig_wirtschaften_1/innovationen_1/modellstadt_mannheim_1/moma.jsp>.

25. CENELEC. *EN 50631-1:2017; CLC/TC 59X; Performance of household and similar electrical appliances* aufgerufen am 20.02.18.
https://www.cenelec.eu/dyn/www/f?p=104:110:62657705178101::::FSP_ORG_ID,FSP_LANG_ID,FSP_PROJECT:1257245,25,47024.
26. ETSI. *TS 103 410-1 V1.1.1 SmartM2M; Smart Appliances Extension to SAREF* aufgerufen am 20.02.18. 2017-01.
http://www.etsi.org/deliver/etsi_ts/103400_103499/10341001/01.01.01_60/ts_10341001v010101p.pdf.
27. *EEBUS Datenmodell* aufgerufen am 21.02.18.
<https://www.eebus.org/technologie/datenmodell/>.
28. (Hrsg. EEBus Initiative e.V.) *EEBus SPINE Technical Report: Introduction: V.1.0.0* aufgerufen am 17.06.18. Köln, 2016-04-29.
<https://www.eebus.org/download-standard/>.
29. Dalheimer, M. *Präsentation "Ladeinfrastruktur für Elektroautos: Ausbau statt Sicherheit"* aufgerufen am 23.05.18. Dez. 2017.
https://media.ccc.de/v/34c3-9092-ladeinfrastruktur_fur_elektroautos_ausbau_statt_sicherheit.
30. Dalheimer, M. *EVSIM: Tester für Ladestationen* aufgerufen am 23.05.18. Jan. 2018. <https://evsim.gonium.net/>.
31. *Campusplan der Hochschule Mannheim* aufgerufen am 17.06.18.
<https://www.hs-mannheim.de/die-hochschule/hochschule-mannheim/campusplan.html>.
32. Michael Brecht. Diese Elektroautos werden wir häufiger auf den Straßen sehen: Neuzulassungen 2017. *WELT*. aufgerufen am 27.02.18.
[\(18.01.2018\)](https://www.welt.de/wirtschaft/bilanz/article172526314/Elektroautos-Das-sind-die-beliebtesten-E-Autos-2017.html).
33. *Herstellerinformation, technische Spezifikation des i3 von BMW* aufgerufen am 17.06.18. <https://www.bmw.de/de/neufahrzeuge/bmw-i/i3/2017/technische-daten.html#tab-0>.
34. *Englische Herstellerinformation, technische Spezifikation des i3 von BMW* aufgerufen am 17.06.18. <https://www.bmw.com.mt/en/all-models/bmw-i/i3/2017/technical-data.html#tab-0>.
35. *Herstellerinformation, technische Spezifikation zur Batterie und Ladeleistung des Zoe Z.E.40 von Renault* aufgerufen am 17.06.18.
<https://www.renault.de/modellpalette/renault-modelluebersicht/zoe/Batterie-und-Aufladen.html>.

36. *Herstellerinformation, technische Spezifikation des Stromos von German E-Cars* aufgerufen am 17.06.18.
<<https://www.german-e-cars.de/fahrzeuge/personenwagen/stromos/>>.
37. *Herstellerinformation, technische Spezifikation des fortwo von Smart* aufgerufen am 17.06.18. <<https://www.smart.com/de/dealers/smartcenter-master/de/index/smart-eq-fortwo-453/technical-data.html>>.
38. *Fahrzeugsteckbrief mit technischer Spezifikation des Prius Plug-in Hybrid von Toyota* aufgerufen am 17.06.18.
<<https://www.e-stations.de/elektroautos/steckbrief?carid=102>>.
39. *Herstellerinformation, technische Spezifikation des ZeroDS ZF14.4 von Zero Motorcycles* aufgerufen am 17.06.18.
<<http://www.zeromotorcycles.com/de/zero-ds>>.
40. STEN, O.-F.a. h. *Messergebnisse des Ladewirkungsgrads bei verschiedenen Umgebungstemperaturen bei einem Renault Zoe* aufgerufen am 17.06.18.
<<https://www.goingelectric.de/forum/renault-zoe-laden/zoe-ladewirkungsgrad-vs-umgebungstemperatur-beim-laden-t5056.html>>.
41. *Project management software GanttProject* aufgerufen am 17.06.18.
<<https://www.ganttproject.biz>>.
42. Smits, P. T. *Vorlage für Abschlussarbeiten mit LaTeX an der Hochschule Mannheim* aufgerufen am 17.06.18. <<https://github.com/informatik-mannheim/thesis-template/tree/master/latex>>.
43. *yEd Graph Editor* aufgerufen am 17.06.18. <<https://www.yworks.com>>.
44. (Hrsg. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. FfE) *Detaillierte Betrachtung von Lademodellen für Elektroautos: Endbericht zum Projekt KW21 BY 2E – Einsatzmöglichkeiten von Elektroautos zum Lastmanagement: ISBN: 978-3-941802-07-0* aufgerufen am 28.02.18.
<https://www.ffe.de/download/article/221/2012-11-27_Endbericht_eV_KW21BY2E_Batterie.pdf>.
45. (Hrsg. Deutscher Wetter Dienst) *Climate Data Center: FTP-Server* aufgerufen am 06.02.18. <<ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC>>.
46. Werle, M. *EnergyFlowSim - Matlab Programm zur Generierung von PV-Ertragsprofilen und Simulation der Energieflüsse einer teilautarken Ladeinfrastruktur* aufgerufen am 12.06.18. 2018.
<<https://github.com/Humanimaliberation/EnergyFlowSim/tree/master>>.

47. (Hrsg. National Renewable Energy Laboratory) *Best Research-Cell Efficiencies* aufgerufen am 17.06.18. 30.10.2017.
<<https://www.nrel.gov/pv/assets/images/efficiency-chart.png>>.
48. *Bildquelle* aufgerufen am 01.03.18.
<<https://de.wikipedia.org/wiki/Schuko#/media/File:Steckdose.jpg>>.
49. *Bildquelle* aufgerufen am 01.03.18.
<https://en.wikipedia.org/wiki/IEC_60309#/media/File:CEE-Stecker.jpg>.
50. *Bildquelle* aufgerufen am 01.03.18.
<https://en.wikipedia.org/wiki/File:Type1_J1772.svg>.
51. *Bildquelle* aufgerufen am 01.03.18.
<https://de.wikipedia.org/wiki/Datei:Stecker-Typ_2_Belegung.svg>.
52. *Bildquelle* aufgerufen am 01.03.18.
<<https://insideevs.com/wp-content/uploads/2012/10/SAE-Combo-plugs.jpg>>.
53. *Bildquelle:* aufgerufen am 01.03.18.
<<https://de.wikipedia.org/wiki/Datei:CCSCombo2.svg>>.
54. *Bildquelle* aufgerufen am 01.03.18.
<<https://en.wikipedia.org/wiki/CHAdMO#/media/File:Chademo-combo2-iec-type-2-connectors-side-by-side.jpg>>.
55. *Herstellerinformation, technische Spezifikation des Wechselrichters SUNNY TRIPower 20000 TL-30 des Herstellers SMA* aufgerufen am 27.05.18.
<<http://files.sma.de/dl/24336/STP25000TL-30-DAU1742-V31web.pdf>>.
56. *Spezifikation: Lead Crystal 6-CNFJ-100 inkl. Poladapter-Set des Herstellers Lead Crystal Batteries* aufgerufen am 23.06.18.
<<https://www.leadcrysalbatterien.de/shop/produkt/6-cnfj-100/>>.
57. *Spezifikation: Automatikladegerät 12 Volt 50 Ampere des Herstellers Fraron* aufgerufen am 23.05.18.
<<https://www.leadcrysalbatterien.de/shop/produkt/automatikladegeraet-12-volt-50-ampere/>>.
58. Kniffler, P. D. N. *Das Energieangebot der Sonne, Skript der Vorlesung Regenerative Energien 2 an der Hochschule Mannheim* (2017).

Tabellenverzeichnis

2.1.	Vergleich von Batterien auf Basis von Bleisäure, Bleikristall und Lithium; [10], *[14, S.7]	11
2.2.	Liste verschiedener E-Fahrzeuge mit Kenndaten nach Herstellerangaben[33] [34] [35] [36] [37] [38] [39] *Annahme: Herstellerangabe ist brutto Kapazität mit 85% netto Kapazität **eigene Schätzung ***Mittelwert von Messungen eines Fahrzeugnutzenden [40]	21
2.3.	Kenndaten der PV-Anlage auf Gebäude C der Hochschule Mannheim	22
2.4.	Übersicht der Ladepunkte nach Fahrzeug- und Steckertyp, Anzahl der Phasen, maximalem Phasenstrom und maximaler Ladeleistung	23
3.1.	Name, Aufgabenbereich und Ziel des Anwendungsfall	28
3.2.	Beschreibung aller Funktionalitäten des Use Case mit Zuordnung der SGAM Zonen	30
3.3.	Übersicht von Lademodellen nach [44, modifizierte Grafiken]	33
4.1.	Bestimmung der optimalen Entladetiefe der Pufferbatterie und Abschätzung des erzielten Profits der Pufferbatterie über die Lebenszeit gerechnet anhand der Zyklenfestigkeit Z	43
4.2.	Statistiken der simulierten Szenarien Worst (WC), Normal (NC) und Best (BC) Case *SoC der Pufferbatterie bereinigt mit SoC(Startzeit) = SoC(Endzeit) **Szenarienbedingungen gleich WC, NC und BC ohne Verwendung einer Pufferbatterie	53
A.1.	Vergleich verschiedener Ladesysteme für E-Autos [16, S.15]	xxv
A.2.	Vergleich verschiedener standardisierter Steckervorrichtungen; Bildquellen:[48][49][50][51][52][53][54]	xxvi
B.1.	Beschreibung der Winkel um die Position der Erde zur Sonne zu beschreiben	xxxviii
C.1.	SGAM Ebenen (Layers) eines Energiesystems nahezu unverändert aus dem Englischen übersetzt [21, S.27]	xliii
C.2.	SGAM Domänen (Domains) eines Energiesystems	xliv
C.3.	SGAM Zonen (Zones)	xliv
D.1.	Konfigurationsdatei für CPS-units: cfg_cps.csv	lxvi

D.2. Konfigurationsdatei für Knoten: cfg_node.csv	lxvi
D.4. Konfigurationsdatei für CPS Usecases im Worst Case: cfg_cpsuse_wc.csv	lxvi
D.5. Konfigurationsdatei für CPS Usecases im Normal Case: cfg_cpsuse_nc.csv	lxvii
D.6. Konfigurationsdatei für CPS Usecases im Best Case: cfg_cpsuse_bc.csv	lxvii
D.3. Stündliche Ertragsdaten der PV-Module in den Szenarien Worst, Normal und Bestcase in kWh	lxvii

Abbildungsverzeichnis

1.1.	Zugelassene E-Fahrzeuge in Deutschland von 2004 bis 2017 [6]	2
2.1.	Speicherkapazitäten eines Akkus: Netto Speicherkapazität W_{netto} (grün) Brutto Speicherkapazität W_{brutto} (grün + gelb) Theoretisch max. verfügbare Speicherkapazität W_{theo} (grün + gelb + orange)	9
2.2.	Anzahl der Ladepunkte in Deutschland und EVs, Dez. 2011 bis Dez. 2016 [19]	13
2.3.	Modulare Baukastenstruktur von OGEMA [23]	17
2.4.	Einordnung von SPINE in das SGAM sowie der daraus abgeleiteten HBAM [27]	19
2.5.	Campusplan der Hochschule Mannheim [31]	20
2.6.	Geplante Netztopologie der Energieverbundinsel	22
3.1.	Prozess für Einordnung des Use Case im SGAM	28
3.2.	Schematische Darstellung der Energie- und Datenflüsse der Energieverbundinsel	29
3.3.	Usecase analysis der Energieverbundinsel mit teilautarker Ladeinfrastruktur	30
3.4.	Einordnung des Use Case in SGAM Zonen auf der Funktions-Ebene	31
3.5.	Beispiel Ablaufplan für Energiemanagement mit mehreren Regelstufen	34
3.6.	Einordnung des Use Case in SGAM Ebenen Function, Information und Component über alle Zonen	37
4.1.	Übersicht der variablen Parameter innerhalb der ausgewählten, farblich markierten, Szenarien	41
4.2.	.m-Code Auswertung von Wetterdaten eines Datensatzes über 1 Jahr und über 32 Jahre Farbkennung: Grün: BC, Gelb: NC, Rot: WC . .	45
4.3.	Überprüfung der Wetterdatenauswertung mit .m-Code in Tabellenkalkulator Farbkennung: Purpur: unplausible Messreihe, Grün: BC, Gelb: NC, Rot: WC ATMO_STRAHL: Tagessumme der atmosphärischen Gegenstrahlung $\frac{J}{d*cm^2}$ FD_STRAHL: Tagessumme der diffusen solaren Strahlung $\frac{J}{d*cm^2}$ FG_STRAHL: Tagessumme der Globalstrahlung $\frac{J}{d*cm^2}$ SD_STRAHL: Tagessumme der Sonnenscheindauer in h	46

4.4.	Netto Erzeugungsprofil der PV-Anlage im Worst, Normal und Best Case über 24 h	47
4.5.	Ladekonfigurationen für Szenarien BC, NC und WC mit Batteriekapazität $W_{max} = \frac{W_{lade}}{70\%}$	48
4.6.	Szenario Worst Case: Stündliche Energieflüsse über 24 h des öffentlichen Netzes (grid) und der PV-Anlage (PV) im Erzeugerpfeilsystem und der Ladeinfrastruktur (node) im Verbraucherpfilsystem	49
4.7.	Szenario Normal Case: Stündliche Energieflüsse über 24 h des öffentlichen Netzes (grid) und der PV-Anlage (PV) im Erzeugerpfeilsystem und der Ladeinfrastruktur (node) im Verbraucherpfilsystem	50
4.8.	Szenario Best Case: Stündliche Energieflüsse über 24 h des öffentlichen Netzes (grid) und der PV-Anlage (PV) im Erzeugerpfeilsystem und der Ladeinfrastruktur (node) im Verbraucherpfilsystem	51
4.9.	Stündlicher Energieverbrauch der Ladeinfrastruktur (node) über 24 h in den Szenarien Worst Case, Normal Case und Best Case	51
4.10.	Stündlicher Eigenenergieverbrauch der Ladeinfrastruktur (node) an der PV-Erzeugung (PV) über 24 h in den Szenarien Worst Case, Normal Case und Best Case	52
4.11.	Stündlicher Energiebezug vom öffentlichen Netz (grid) über 24 h in den Szenarien Worst Case, Normal Case und Best Case	52
A.1.	Entwicklung der Wirkungsgrade verschiedener Solarzellentechnologien [10], [47]	xxiv
A.2.	EEBUS Spezifikation im Detail [28, S.5]	xxvii
A.3.	Spezifikation der PV-Anlage auf Gebäude C der Hochschule Mannheim, Ausschnitt der Anlagenplanung	xxviii
A.4.	Spezifikation der PV-Anlage auf Gebäude C der Hochschule Mannheim, Ausschnitt der Anlagenplanung: Kenndaten des Moduls REC Solar Peak Energy REC265PE	xxix
A.5.	Spezifikation der PV-Anlage auf Gebäude C der Hochschule Mannheim, Ausschnitt der Anlagenplanung: Dachplanung - Schienenlänge, Modulpositionen (Himmelsrichtung Norden, oben im Bild)	xxx
A.6.	Spezifikation der PV-Anlage auf Gebäude C der Hochschule Mannheim, Ausschnitt der Anlagenplanung: Dachplanung - Montagedetails, Modulneigung (Westen links, Osten rechts im Bild)	xxxi
A.7.	Spezifikation der PV-Anlage auf Gebäude C der Hochschule Mannheim, Ausschnitt der Anlagenplanung: Anlagenschaltplan	xxxii
A.8.	Spezifikation des PV-Wechselrichters, technische Herstellerangaben [55]	xxxiii
A.9.	Spezifikation des Bleikristallakkus Lead Crystal 6-CNFJ-100 inkl. PoladAPTER-Set des Herstellers Lead Crystal [®] Batteries [56]	xxxiv
A.10.	Spezifikation des Automatikladegeräts 12 Volt 50 Ampere des Herstellers Fraron [57]	xxxv
A.11.	Projektplanung mit Gantt project	xxxvi

B.1.	Relevante beschreibende Winkelgrößen, welche die Bewegung der Erde um die Sonne beschreiben und so für $G_{0,g}$ entscheidend sind. Die Variablen des Horizonts- und des Äquator-Koordinatensystems (links und mittig). Rechts die Aufteilung im Horizont-Koordinatensystem für die nördliche (Zenit) und südliche (Nadir) Halbkugel.[58]	xxxix
B.2.	Relevante beschreibende Winkelgrößen, welche die Bewegung der Erde um die Sonne beschreiben und so für $G_{0,g}$ entscheidend sind. Hier Ekliptik und Himmelsäquator bzw. Horizont [58]	xl
C.1.	SGAM framework [21]	xlii
C.2.	Überblick der Einteilung der Energieverbundinsel in SGAM in die Ebenen Function, Information und Component, in die Domäne Customer Premises und in alle Zonen	xlv
C.3.	Einordnung des Use Case in SGAM Ebenen Function, Information und Component über alle Zonen	xlvii
D.1.	Programmablaufplan zur Simulation der Energieflüsse einer teilautarken Ladeinfrastruktur	xlviii

Listings

3.1. Funktion zur Strukturdefinition der CPS-units	37
3.2. Funktion zur Strukturdefinition der CPS-Unit zugehörigen Usecases	38
3.3. Funktion zur Strukturdefinition der Netzknoten	38
D.1. Programm <i>weatheranalysis</i> zur Analyse von Globalstrahlungsdaten des DWD und Erstellung von Tagesertragsprofilen von PV-Anlagen	xlix
D.2. Programm <i>energyflowsim</i> zur Simulation von Energieflüssen einer teilautarken Ladeinfrastruktur	liv
D.3. Beispiel Funktion für gleichmäßiges DSM	lxii

Anhang A

Erster Anhang - Technische Spezifikationen

In diesem Anhang sind technische Spezifikationen und eine Grafik mit Entwicklung von Wirkungsgraden verschiedener PV-Technologien gelistet. Die Tabellen und Abbildungen gliedern sich in die folgenden Sektionen.

A.1. Entwicklung verschiedener PV-Technologien

A. Erster Anhang - Technische Spezifikationen

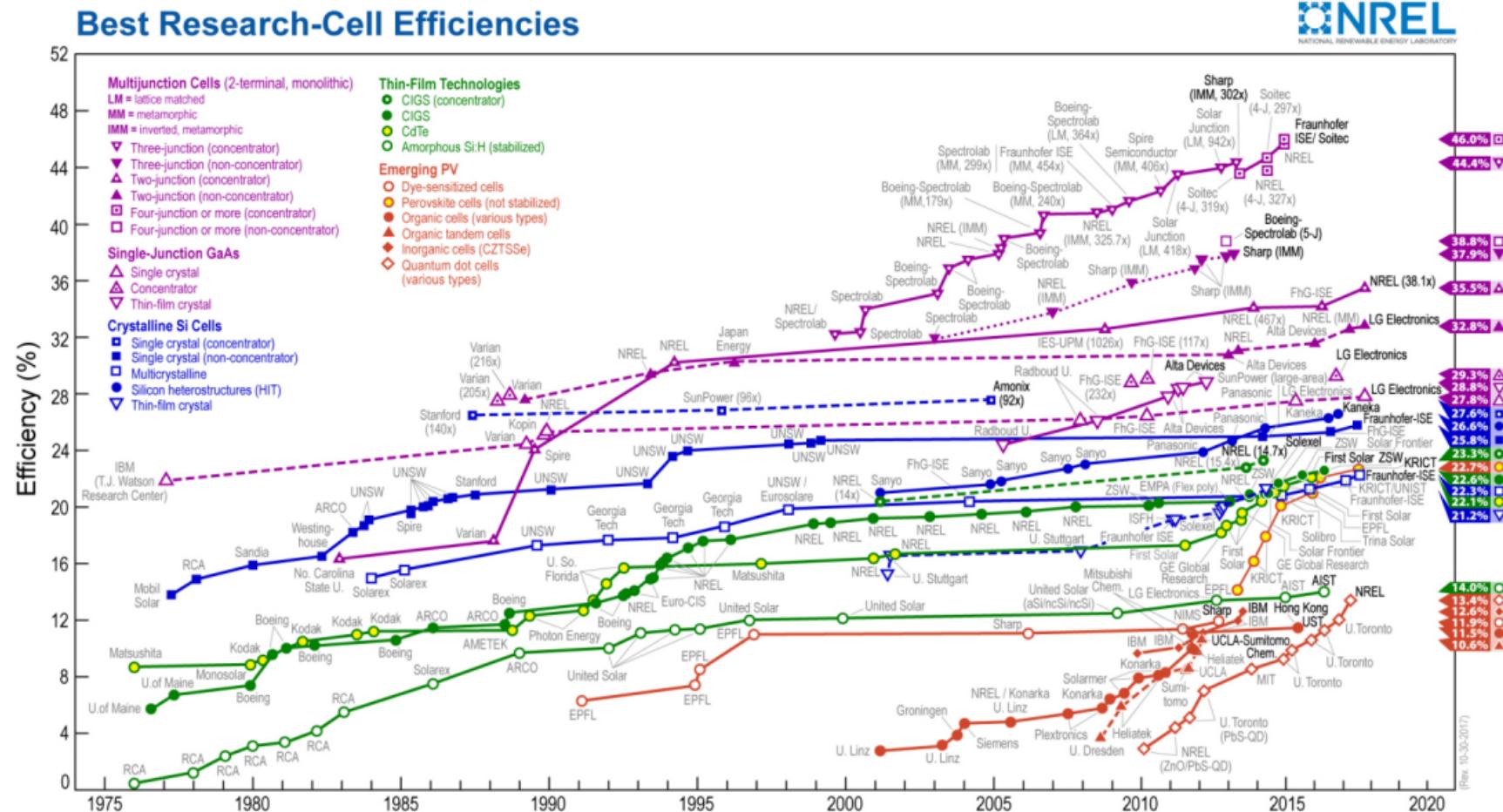


Abbildung A.1.: Entwicklung der Wirkungsgrade verschiedener Solarzellentechnologien [10], [47]

A.2. Steckersysteme und Ladetechniken für Elektro-Autos

	AC-Laden Schuko / CEE	AC-Laden Schuko / CEE	AC-Laden Walbox (home & public) typ. Typ 2	AC-Laden "Intelligente Ladesäule" typ. Typ 2	Induktives Laden	DC-Schnellladung typ. CCS1 / CCS2 / CHAdeMM
Lademodus	1	2	3	3	5	4
Abrechnungs- verfahren	Nein		Nein	Ja	Ja	Ja
Leistung	typ. 1ph 16 A (3,7 kW) max. 3ph 16 A (11 kW) / 3ph 32 A (22 kW)		max. 1ph 16 A (3,7 kW) max. 3ph 63 A (43,5 kW) theor. bis zu 250 A nach IEC 62196		2...5 kW	DC low =< 38 kW DC high =< 170 kW
Ladezeit			Einige Stunden je nach Batteriekapazität			=< 30 min
Ladestromkreis	Ladekabel ist "Teil des Fahrzeugs"	Ladekabel inkl. IC-CPD & "low level" Control Pilot Funktion	Wallbox inkl. "low level" Control Pilot Funktion	Ladestation inkl. "high level" PLC- kommunikation / Netzwerkzugang	Kommunikation Wireless	Ladestation inkl. "high level" PLC- kommunikation / Netzwerkzugang
Kommunikation	keine	Control Pilot	Control Pilot	Power Line Kommunikation, Control Pilot (PWM), RFID, GSM, 3G/4G	Wireless	Power Line Kommunikation

Tabelle A.1.: Vergleich verschiedener Ladesysteme für E-Autos [16, S.15]

A. Erster Anhang - Technische Spezifikationen

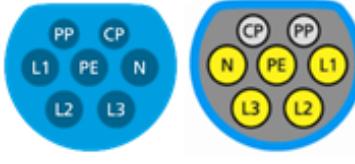
Steckertyp	Bauform	AC/DC	Leistung / kW (Strom / A)
Typ F Schuko		AC 1ph	3,7 (16)
CEE rot (Industrie- Drehstrom- Stecker)		AC 3ph	typ. 11 (16) 22 (32)
Typ 1 (SAE J1772) IEC 62196		AC 1ph	7,7 (32A) 19,2 (80A)
Typ 2 ("Mennekes- Stecker") IEC 62196		AC 1 bis 3ph	1ph 3,7/7,4 (16/32) 3ph 11/22 (16/32) (Bis 63 A möglich)
Typ 3 (EV-plug- Alliance) IEC 62196	Produktion eingestellt		
CCS US (Combo1) IEC 62196		DC	max. 80 (200 A, 400 V)
CCS Europe (Combo2) IEC 62196		DC	typ. 50 max. 350 (200 - 1000 V)
CHAdeMO ISO/IEC 61851-23 ISO/IEC 61851-24		DC	20/typ. 50/ 100/150 (50A/125A/ 200A/350A)

Tabelle A.2.: Vergleich verschiedener standardisierter Steckervorrichtungen; Bildquel- len:[48][49][50][51][52][53][54]

A.3. EEBUS Spezifikation

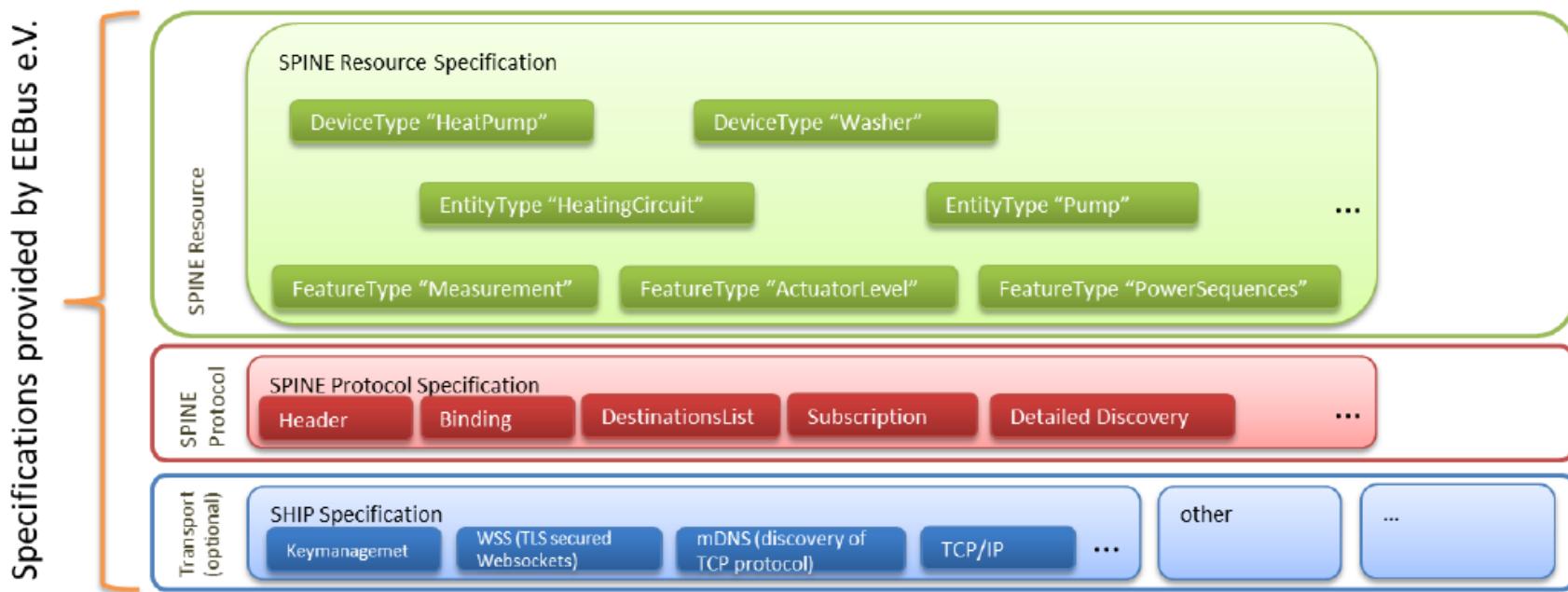


Abbildung A.2.: EEBUS Spezifikation im Detail [28, S.5]

A.4. Herstellerangaben zu PV-Anlage, PV-Wechselrichter und Pufferbatterie

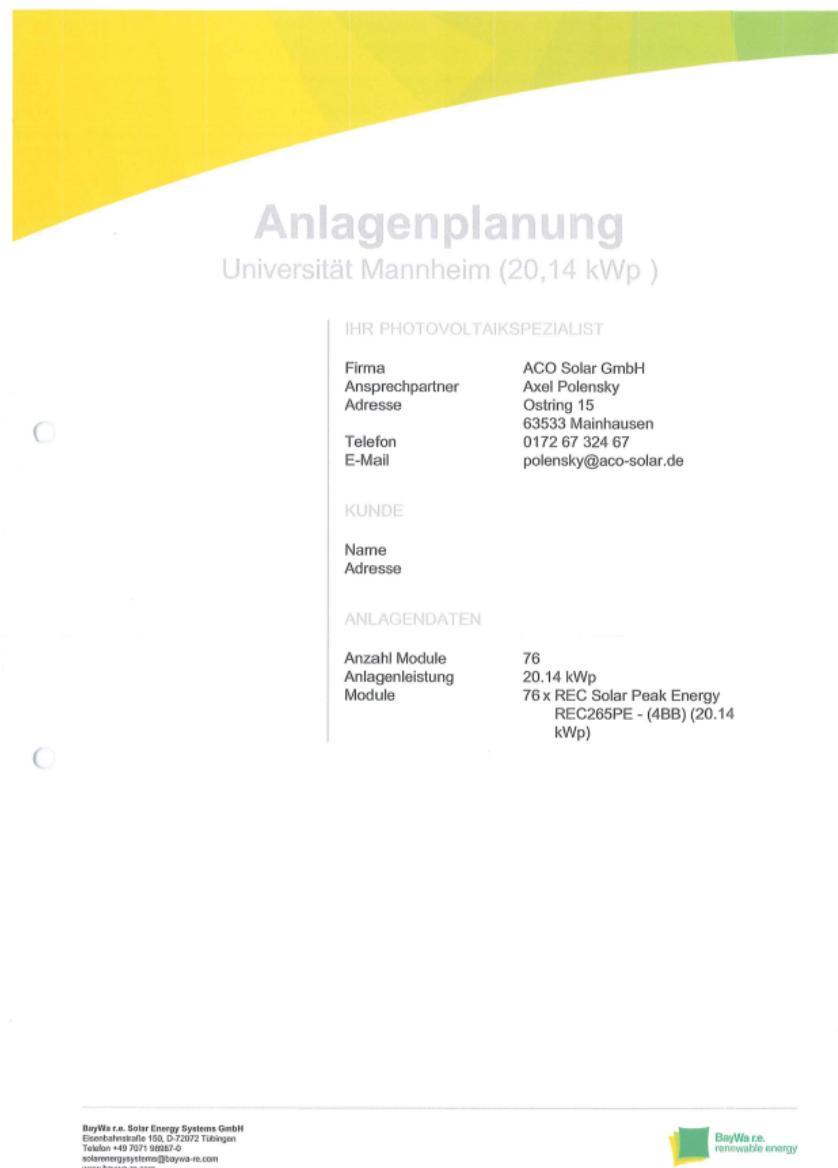


Abbildung A.3.: Spezifikation der PV-Anlage auf Gebäude C der Hochschule Mannheim, Ausschnitt der Anlagenplanung

A.5. Projektplanung Gantt Chart

Module Universität Mannheim (20,14 kWp)	
Modultyp	REC Solar REC Solar Peak Energy REC265PE - (4BB)
	
Elektrische Daten	
Nennleistung Pmpp (Wp)	265
Max. Abweichung von Pmpp (%)	+2/-0
Spannung bei Pmpp (V)	30.9
Strom bei Pmpp (A)	8.58
Leerlaufspannung Uoc (V)	38.1
Kurzschlussstrom Isc (A)	9.08
Temperatur Koeff. Pmpp (%/°C)	-0.4
Temperatur Koeff. Isc (mA/°C)	0.0
Temperatur Koeff. Uoc (mV/°C)	0.0
Zeilwirkungsgrad (%)	k.A.
Modulwirkungsgrad (%)	16.1
Grenzwerte	
Max. zulässige Systemspannung (V)	1000
Max. Sogbelastung (N/m²)	2400
Max. Druckbelastung (N/m²)	5400
Rückstrombelastbarkeit Ir (A)	25
Max. Strangabsicherung (A)	25
Abmessung und Gewicht	
Modulfläche (m²)	1.65
Modullänge (mm)	1665
Modulbreite (mm)	991
Rahmendicke (mm)	38
Rahmenbohrungsdurchm. (mm)	6.6
Gewicht (kg)	18.0
Kenndaten	
Anschluss	MC4
Kabellänge +/- (cm)	90.0 / 120.0
Art.-Nr.	205820A

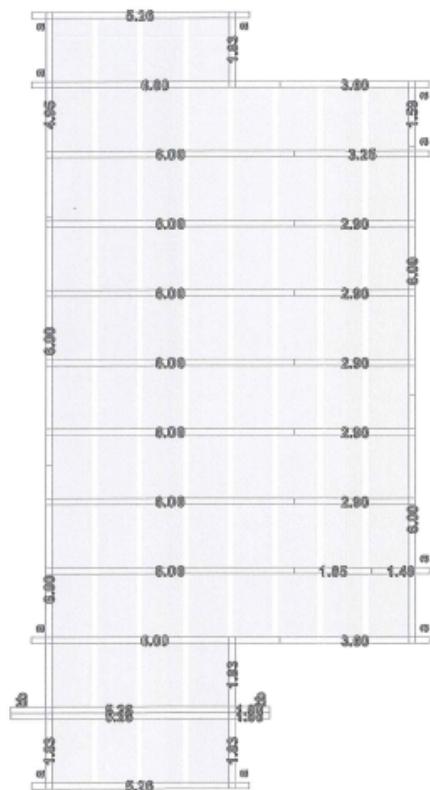
Erstellt am 01.09.2016 mit Solar-Plant 3.05.01 von Axial Polaroid. Inklusive und Änderungen vorbehalten. Copyright BayWa r.e. Solar Energy Systems GmbH 2012-2016.

4 / 19

Abbildung A.4.: Spezifikation der PV-Anlage auf Gebäude C der Hochschule Mannheim, Ausschnitt der Anlagenplanung: Kenndaten des Moduls REC Solar Peak Energy REC265PE

A. Erster Anhang - Technische Spezifikationen

Dachplanung - Schienenlängen (m) Universität Mannheim (20,14 kWp)

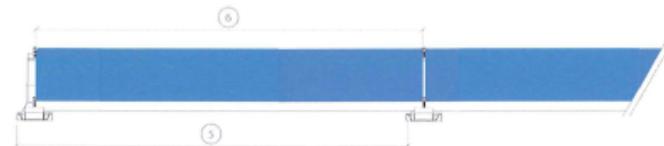
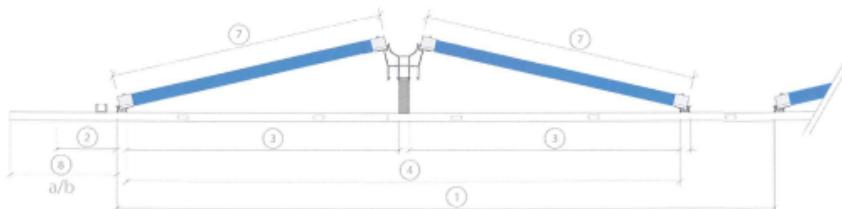


Erstellt am 01.06.2010 mit Solar-Plan 3.05.01 von Axel Polonsky. Änderungen und Änderungen vorbehalten. Copyright GuyWa e.U. (Solar Energy Systems GmbH) 2012-2016

10 / 19

Abbildung A.5.: Spezifikation der PV-Anlage auf Gebäude C der Hochschule Mannheim,
Ausschnitt der Anlagenplanung: Dachplanung - Schienenlänge, Modulpositionen
(Himmelsrichtung Norden, oben im Bild)

Dachplanung - Montagedetails
Universität Mannheim (20,14 kWp)



ID	1	2	3	4	5	6	7	8 (a/b)
A	217.0	17.0	98.2	200.0	168.0	166.5	99.1	50/100

- 1 Reihenabstand [cm]
- 2 Überstand Grundschiene [cm]
- 3 Abstand Basisfuß / Stütze [cm]
- 4 Abstand Basisfuß / Basisfuß [cm]
- 5 Grundschienenabstand [cm]
- 6 Modullänge [cm]
- 7 Modulbreite [cm]
- 8 Auslagerung [cm]

Erstellt am 01.08.2016 mit Solar-Planer 3.65.01 von Axel Pötzky. Letzterer und Änderungen vorbehalten. Copyright GreWa c/o Trifor Energy Systems GmbH 2012-2016.

11 / 19

Abbildung A.6.: Spezifikation der PV-Anlage auf Gebäude C der Hochschule Mannheim,
Ausschnitt der Anlagenplanung: Dachplanung - Montagedetails, Modulneigung
(Westen links, Osten rechts im Bild)

A. Erster Anhang - Technische Spezifikationen

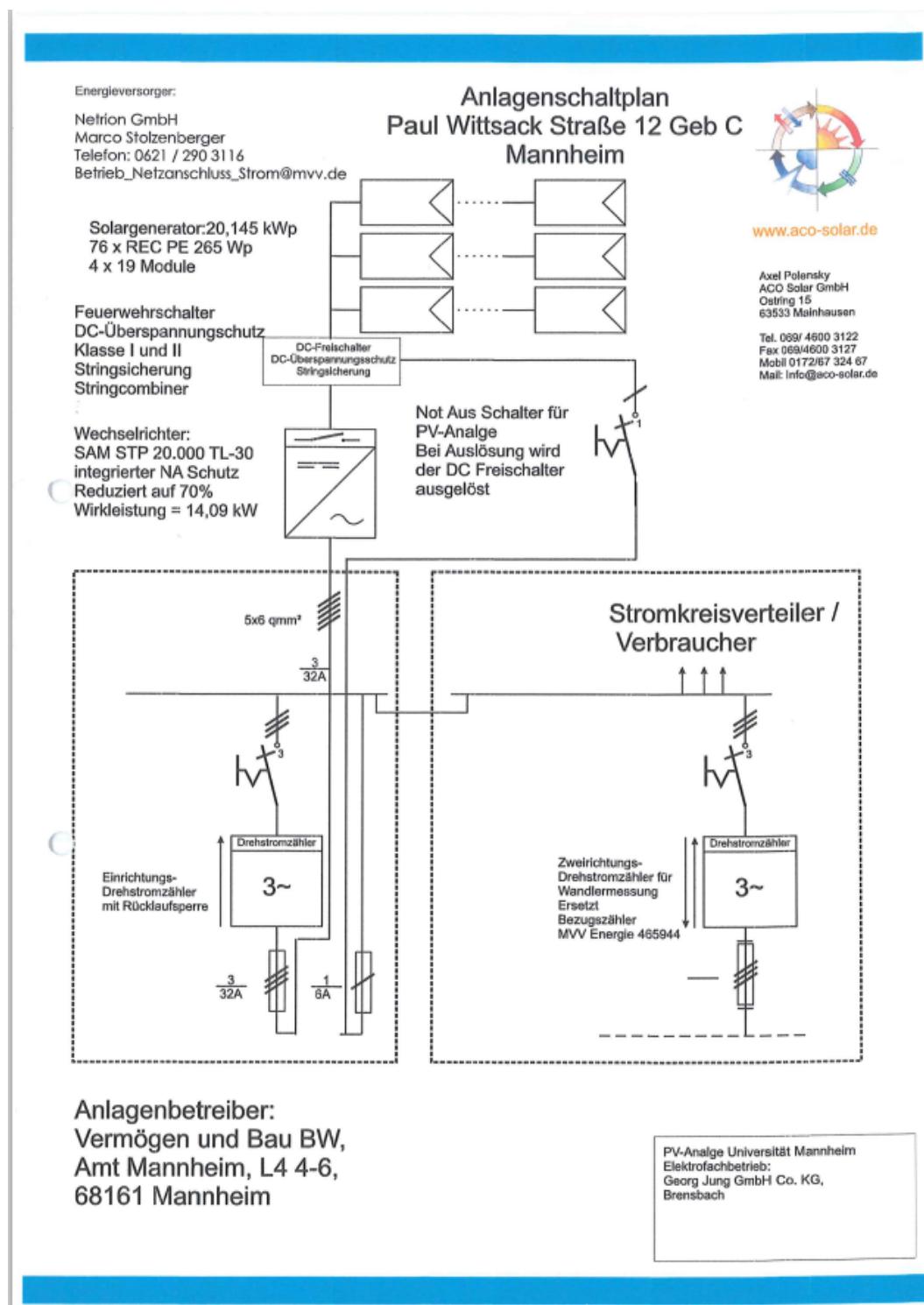


Abbildung A.7.: Spezifikation der PV-Anlage auf Gebäude C der Hochschule Mannheim,
Ausschnitt der Anlagenplanung: Anlagenschaltplan

A. Erster Anhang - Technische Spezifikationen

Technical Data	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Input (DC)		
Max. generator power	36000 Wp	45000 Wp
DC rated power	20440 W	25550 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	320 V to 800 V / 600 V	390 V to 800 V / 600 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	33 A / 33 A	33 A / 33 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:3; B:3	2 / A:3; B:3
Output (AC)		
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	20000 W	25000 W
Max. AC apparent power	20000 VA	25000 VA
AC nominal voltage	3 / N / PE; 230 V / 400 V	
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz	50 Hz / 230V
Rated power frequency / rated grid voltage		36.2 A / 36.2 A
Max. output current / Rated output current	29 A / 29 A	1 / 0 overexcited to 0 underexcited
Power factor at rated power / Adjustable displacement power factor		≤ 3%
THD		3 / 3
Feedin phases / connection phases		
Efficiency		
Max. efficiency / European Efficiency	98.4% / 98.0%	98.3% / 98.1%
Protective devices		
DC-side disconnection device	•	
Ground fault monitoring / grid monitoring	• / •	
DC surge arrester (Type II) can be integrated	○	
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	• / • / -	
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	•	
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (according to IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II	
General data		
Dimensions (W / H / D)	661 / 682 / 264 mm (26.0 / 26.9 / 10.4 inch)	
Weight	61 kg (134.48 lb)	
Operating temperature range	-25 °C to +60 °C (-13 °F to +140 °F)	
Noise emission (typical)	51 dB(A)	
Self-consumption (at night)	1 W	
Topology / cooling concept	Transformerless / Opticool	
Degree of protection (as per IEC 60529)	IP65	
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	
Features / Function / Accessories		
DC connection / AC connection	SUNCLIX / spring-cage terminal	
Display	○	
Interface: RS485, Speedwire/Webconnected	○ / •	
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus	• / •	
Malfuction relay / Power Control Module	○ / ○	
OptiTrac Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	• / • / •	
Off-Grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	• / •	
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 years	• / ○ / ○ / ○	
Certificates and permits (more available on request)	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, DEWA 2.0, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NR5 097-2-1, PEA 2013, PFC, RD 169/413, RD 661/2007, Res. n°7.2013, SI4777, TOR.D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014	
Type designation	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30

Abbildung A.8.: Spezifikation des PV-Wechselrichters, technische Herstellerangaben [55]

A. Erster Anhang - Technische Spezifikationen

Screenshot of the product page for the Lead Crystal 6-CNFJ-100 battery on the website <https://www.leadcrystalbatterien.de/shop/produkt/6-cnfj-100>.

The page shows the following details:

- Product Name:** Lead Crystal 6-CNFJ-100 inkl. Poladapter-Set
- Price:** 391,90€ inkl. MwSt zzgl. Versand
- Technical Specifications:**

BESCHREIBUNG	Gewicht	31,5 kg
ZUSÄTZLICHE INFORMATION	Höhe (gesamt)	220 mm
BEWERTUNGEN (0)	Höhe	220 mm
	Länge	330 mm
	Breite	172 mm
	Nennspannung	12 V
	Kapazität C20	110 Ah
	Kapazität C10	100 Ah
	Entladung	Kapazität nach 3 Mon. 95% Kapazität nach 6 Mon. 85% Kapazität nach 12 Mon. 80%
	Maximaler Entladestrom	1000 A
	Ladespannung	Ladeschlussspannung 14,3 V bis 14,7 V Erhaltungsladung 13,6 V bis 13,8 V
	Zyklenfestigkeit	Bei 20% DOD 6.530 Zyklen Bei 40% DOD 3.670 Zyklen Bei 60% DOD 2.450 Zyklen Bei 80% DOD 1.630 Zyklen Bei 100% DOD 680 Zyklen
	Temperaturbereich	-40 bis +65 Grad
	Garantie	3 Jahre
- Delivery Information:** Lieferzeit: 2 – 3 Werkstage
- Buttons:** Quantity selector (1), Add to Cart button ("IN DEN WARENKORB"), and a dropdown menu icon.
- Category and Keyword:** Kategorie: Lead Crystal Batterien; Schlüsselwort: batterie

Abbildung A.9.: Spezifikation des Bleikristallakkus Lead Crystal 6-CNFJ-100 inkl. Poladapter-Set des Herstellers Lead Crystal® Batteries [56]

A. Erster Anhang - Technische Spezifikationen

The screenshot shows a product page for a 'Automatikladegerät 12 Volt 50 Ampere' (12V 50A battery charger) from the brand Fraron. The page includes a product image showing the charger unit and its accessories (cables), a price of 299,00€ (including VAT), and a detailed technical specification table.

Product Information:

- Automatikladegerät 12 Volt 50 Ampere**
- Ladestrom: max. 50 A
- Batteriesystemspannung: 12 V DC
- Ladekennlinie: IUoU
- Ladeausgänge: 2
- Batteriekapazität: 150-500 Ah
- Eingangsspannungsbereich: 100-240 V AC
- Frequenz: 50-400 Hz
- Stromaufnahme bei 230 V: max. 4 A (Einschaltstrom max. 8 A)
- Toleranz des Ladestromes in Abhängigkeit zur Eingangsspannung(100-240 V): ca. 0,3 %
- Restwelligkeit: max. 150 mV
- Kühlung: Temperatur- und Geschwindigkeitsgesteuerter Lüfter
- Temperaturbereich: -10 °C bis +40 °C
- Ladeschlussspannung ±0,1 V in Stellung:
 - Gel: 14,2 V
 - Blei-Säure (WET) / AGM: 14,4 V
 - AGM1: 14,7 V (ideal für Bleikristall-Batterien)
 - Calcium: 15,5 V
- Erhaltungsladespannung: einstellbar, 13,2 V, 13,5 V, 13,8 V
- Kurzschlüsseschutz am Ausgang (3 x 25 A Sicherung)
- Gehäusematerial aus Aluminium
- Gewicht: 3,2 kg (ohne Verpackung)
- Gewicht: 4,7 kg (mit Verpackung)
- Abmessungen (L x B x H): 260 x 220 x 80 mm

Lieferumfang:

- Automatikladegerät 12 Volt 50 Ampere
- 1 Satz Ladekabel (Länge 1 m)

Abbildung A.10.: Spezifikation des Automatikladegeräts 12 Volt 50 Ampere des Herstellers Fraron [57]

A. Erster Anhang - Technische Spezifikationen

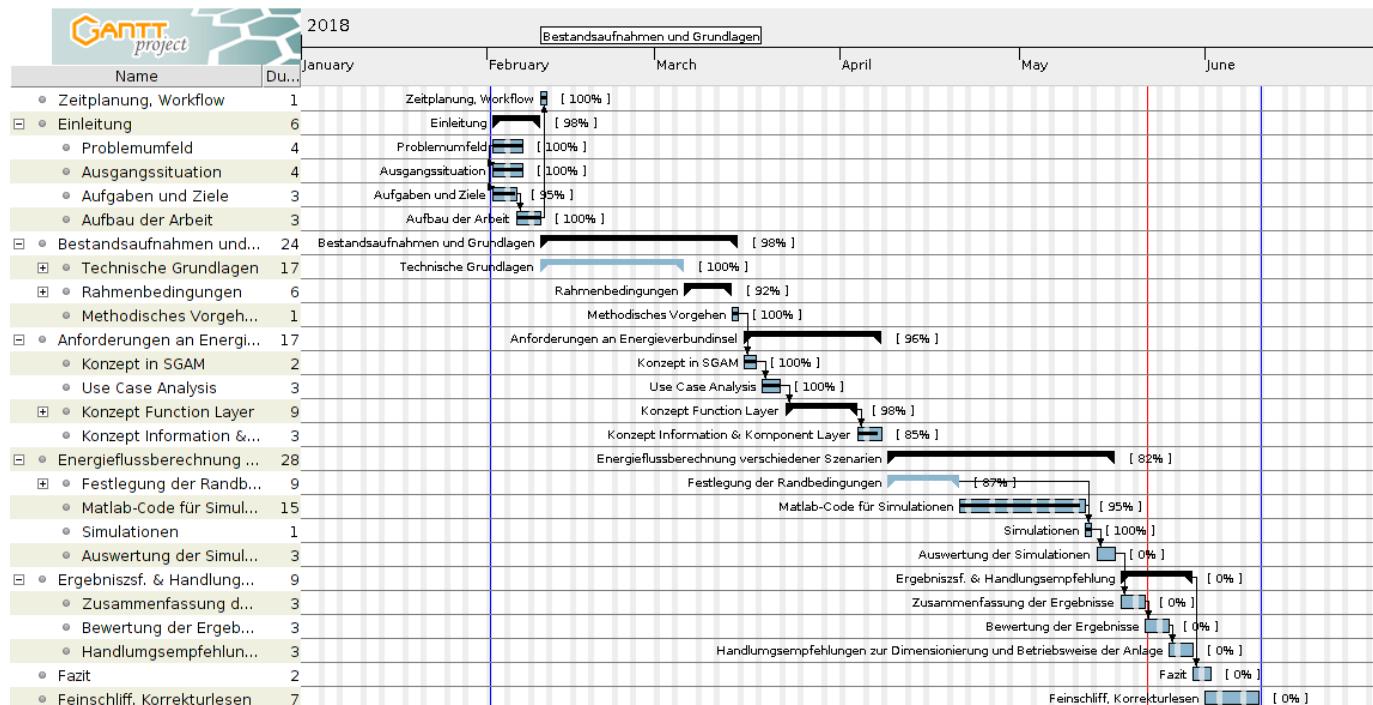


Abbildung A.11.: Projektplanung mit Gantt project

Anhang B

Zweiter Anhang - Ermittlung des PV-Ertrags anhand der Globalstrahlung

Der Inhalt dieses Kapitels zeigt die Berechnung von PV-Erträgen bei senkrecht auf die Modulfläche eintreffender Globalstrahlung. Außerdem wird der Rechenweg für die Bestimmung des senkrecht auf eine geneigte Fläche treffende Globalstrahlung an der senkrecht auf den Grund eintreffenden Globalstrahlung gezeigt.

B.1. PV-Ertrag bei anhand senkrecht auf die Modulfläche eintreffender Globalstrahlung bestimmen

Die erzeugte DC-Leistung $P_{PV,DC}$ berechnet sich aus dem Wirkungsgrad η_{PV} der Zellen, der Kollektorfläche A und der senkrecht auf die geneigte Modulfläche treffende Globalstrahlung $G_{0,g}$ mit der Kollektorfläche A .

$$P_{PV,DC} = \eta_{PV} \cdot G_{0,g} \cdot A \quad (\text{B.1})$$

Der Wirkungsgrad η_{PV} kann anhand der Peakleistung P_p bestimmt werden.

$$\eta_{PV} = \frac{\frac{P_p}{A}}{G_{STC}} = \frac{\frac{P_p}{A}}{1000 \frac{W}{m^2}} \quad (\text{B.2})$$

Die Ausgangsleistung des PV-Wechselrichters $P_{PV,AC}$ wird wie folgt berechnet.

$$P_{PV,AC} = \eta_{WR} \cdot P_{PV} = \eta_{WR} \cdot \eta_{PV} \cdot G_{0,g} \cdot A \quad (\text{B.3})$$

B.2. Bestimmung der senkrecht auf eine geneigte Modulfläche eintreffenden Globalstrahlung

Die vertikal auf eine geneigte Modulfläche eintreffende Globalstrahlung $G_{0,g}$ kann anhand der senkrecht auf den Grund treffenden Globalstrahlung G_0 gemäß Gleichung B.4 und B.5 mit den in Tabelle B.1 sowie den Abbildungen B.1 und B.2 definierten Winkelgrößen bestimmt werden.[58]

$$G_{0,g} = G_0 \cdot \cos(\psi) \quad (\text{B.4})$$

mit der Kosinusfunktion des Einfallswinkels ψ nach folgender Gleichung:

$$\begin{aligned} \cos(\psi) = & (\cos(\alpha)\sin(\Phi) - \sin(\alpha)\cos(\Phi)\cos(\beta))\sin(\delta) + \\ & ((\cos(\alpha)\cos(\Phi) + \sin(\alpha)\sin(\Phi)\cos(\beta))\cos(\delta)\cos(t) + \\ & \sin(\alpha)\sin(\beta)\cos(\delta)\sin(t)) \quad (\text{B.5}) \end{aligned}$$

"Die Deklination δ schwankt aufgrund der scheinbaren Sonnenbewegung um $\pm 23,45^\circ$ "[58] und kann folgendermaßen berechnet werden, wobei d der Tag des Jahres, vom 1. Januar aus gezählt ist:

$$\delta = -23,45^\circ \cdot \cos(360^\circ/365, 25^\circ(d + 10)) \quad (\text{B.6})$$

Der Stundenwinkel t lässt sich aus der Rotationsgeschwindigkeit der Erde ermitteln.

$$15^\circ/h(12h - WOZ) \text{ dabei ist } WOZ = GZ + 4min \cdot (\lambda_0 - \lambda) - Z \quad (\text{B.7})$$

und $Z/min = -7,66\sin(x) - 9,87\sin(2x + 24,99^\circ + 3,83^\circ\sin(x))$
mit $x = 0,9856^\circ d - 2,72^\circ$

Die wahre Ortszeit WOZ (Sonnenzeit) kann sich von der gesetzlich geregelten Zeit GZ (Ortszeit) je nach Ortslage und Jahreszeit unterscheiden. Die Ortszeit ist auf einen Längenmeridian λ_0 bezogen (z.B. MEZ: Bezugsmeridian $\lambda_0 = -15^\circ$).

Zeichen	Definition
α [°]	Neigungswinkel (gegen Horizontale)
β [°]	Azimutwinkel (Ost-West-Orientierung) (Empfangsfläche)
δ [°]	Deklination, Winkelabstand des Sonnenhöchststands vom Himmelsäquator
λ [°]	geographische Länge (Meridian)
ψ [°]	Einfallswinkel (zwischen Strahlungsrichtung & Flächennormalen)
Φ [°]	geographische Breite
t [°]	Stundenwinkel (Sonnenstand)

Tabelle B.1.: Beschreibung der Winkel um die Position der Erde zur Sonne zu beschreiben

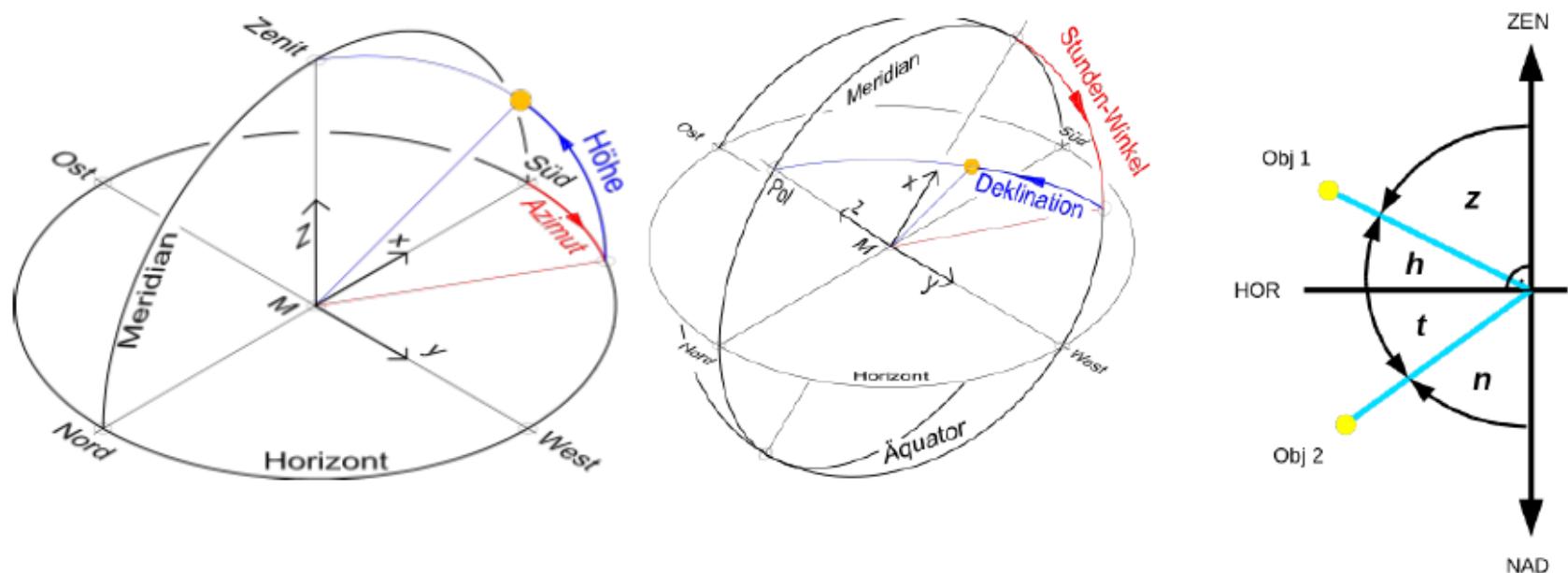


Abbildung B.1.: Relevante beschreibende Winkelgrößen, welche die Bewegung der Erde um die Sonne beschreiben und so für $G_{0,g}$ entscheidend sind. Die Variablen des Horizonts- und des Äquator-Koordinatensystems (links und mittig). Rechts die Aufteilung im Horizont-Koordinatensystem für die nördliche (Zenit) und südliche (Nadir) Halbkugel.[58]

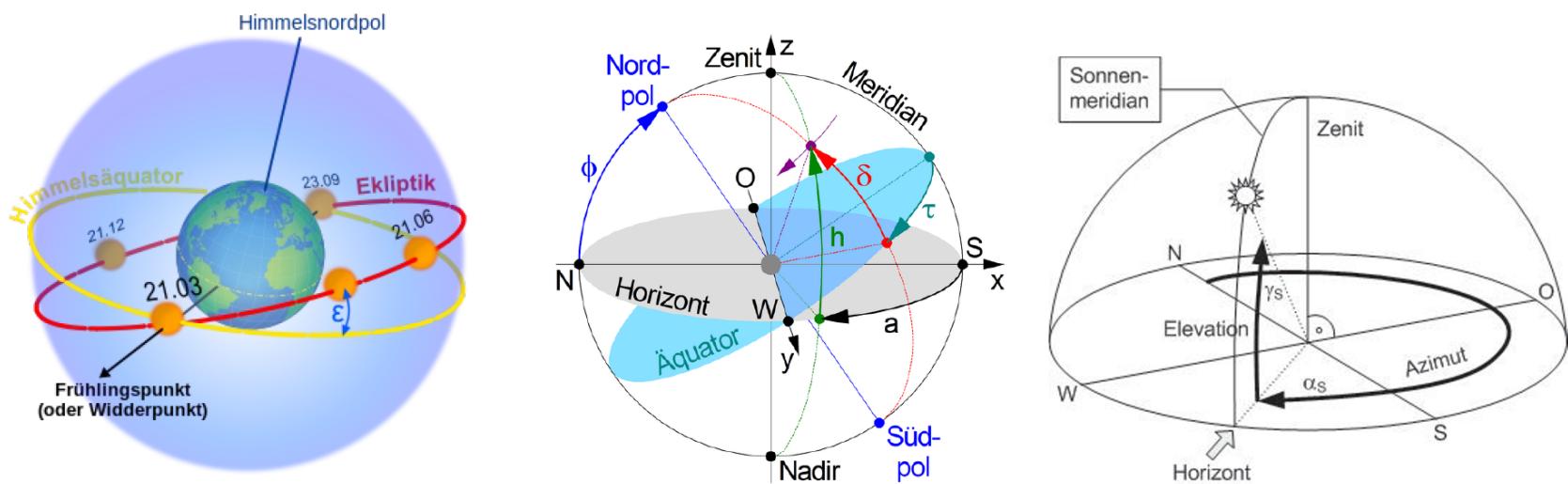


Abbildung B.2.: Relevante beschreibende Winkelgrößen, welche die Bewegung der Erde um die Sonne beschreiben und so für $G_{0,g}$ entscheidend sind. Hier Ekliptik und Himmelsäquator bzw. Horizont [58]

Anhang C

Dritter Anhang - Aufbau des SGAM Frameworks

C.1. Grundlegender Aufbau des SGAM Frameworks

Das SGAM besteht aus Interoperabilitäts-Ebenen (Layers), physikalischen Domänen (Domains) entlang der Energiewandlungskette und funktionaler Zonen (Zones) des Prozessmanagements, die in Abb. C.1 dargestellt werden. Jede Funktionsseinheit (entity) einer Smart Grid Anwendung kann von einer architektonischen Perspektive einer der SGAM Layers, Domains und Zones zugeordnet werden.

C.2. SGAM Tabellen

SGAM Interoperabilitäts-Ebenen (Interoperability Layers) Die in Abbildung C.1 gezeigten, dem SGAM zugrunde liegenden, Interoperabilitäts-Ebenen (Layers) werden in Tabelle C.1 definiert.

SGAM Smart Grid Plane Im Allgemeinen kann bei Energiemanagementsystemen zwischen den beiden Gesichtspunkten des elektrischen Prozesses und des Prozessmanagements unterschieden werden. Im SGAM wird beides in der Smart Grid Plane dargestellt. Der Prozess der Energiewandlungskette von der Erzeugung über die Umwandlung und Verteilung bis hin zum Verbrauch im Smart Grid wird einzelnen physikalischen Domänen (Domains) zugeordnet und das Prozessmanagement hierarchisch aufgebauten Zonen (Zones).

SGAM Domänen (Domains) Die in Tabelle C.2 beschriebenen SGAM Domänen decken die gesamte Energiewandlungskette in einem Smart Grid ab.

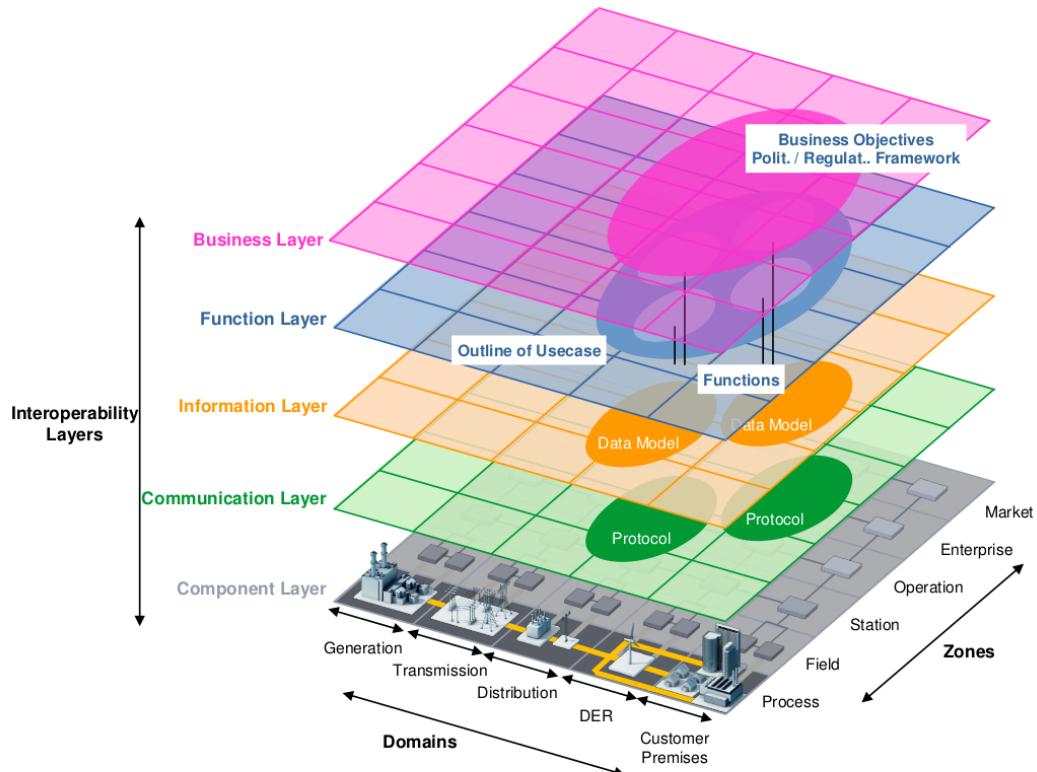


Figure 8: SGAM framework

Abbildung C.1.: SGAM framework [21]

SGAM Zonen (Zones) Die in Tabelle C.3 beschriebenen funktional separierten SGAM Zonen spiegeln ein hierarchisches Modell wider, das sowohl den Prozess als auch das Prozessmanagement umfasst.

C.3. Überblick einer Beispiel Einordnung ins SGAM

Die Abbildung C.2 zeigt die einzelnen Schritte bei der Erstellung des SGAM Modells in Kapitel 3.2.

Ebene	Beschreibung
Business	Repräsentiert den unternehmerischen Blickwinkel auf den Austausch Smart Grid zugehöriger Informationen. Diese Ebene kann regulatorische und ökonomische (Markt-)Strukturen und Richtlinien, Geschäftsmodelle, -optionen und -prozesse, sowie Geschäfts-Portfolios (Produkte und Dienstleistungen) beteiligter Marktteilnehmer*innen beinhalten.
Funktion	Beschreibt Funktionen und Dienste inklusive deren Beziehung von einem architektonischen Blickpunkt aus. Die Funktionen werden unabhängig von Akten und physikalischen Implementierungen in Anwendungen, System und Komponenten dargestellt und von der Akten unabhängigen Use Case Funktionalität abgeleitet.
Information	Beschreibt die Information, die von Funktionen verwendet und zwischen Funktionen, Diensten und Komponenten ausgetauscht wird. Es beinhaltet Informationsobjekte und die zugrunde liegenden kanonischen Datenmodelle und definiert damit die übliche Semantik für Funktionen und Dienste, um den interoperablen Austausch von Information mit Kommunikationsmitteln zu ermöglichen.
Kommunikation	Beschreibt Protokolle und Mechanismen für den interoperablen Austausch von Informationen zwischen Komponenten im Kontext des zugrunde liegenden Anwendungsfalls, Funktion oder Service und zugehöriger Informationsobjekte oder Datenmodelle.
Komponenten	Schreibt die physikalische Aufteilung aller beteiligten Komponenten im Smart Grid Kontext. Das beinhaltet System-Akteure, Anwendungen, Geräte zur Energieversorgung, Schutz, Geräte zur Fernsteuerung, Netzwerkinfrastruktur (verkabelte und kabellose Kommunikation, Router, Switches, Server) und jegliche Art von Computern.

Tabelle C.1.: SGAM Ebenen (Layers) eines Energiesystems
nahezu unverändert aus dem Englischen übersetzt [21, S.27]

Domäne	Beschreibung
Bulk Generation	Repräsentiert die Erzeugung elektrischer Energie in großen Mengen wie z.B. durch fossile, nukleare und wasserbetriebene Kraftwerke, Off-shore Windparks und große Solarkraftwerke.
Transmission	Repräsentiert die Infrastruktur und Organisation für den Transport elektrischer Energie über weite Distanzen.
Distribution	Repräsentiert die Infrastruktur und Organisation für die Verteilung von elektrischer Energie zu Verbraucher*innen.
DER	Repräsentiert verteilte elektrische Ressourcen (distributed electric resource) mit Energieerzeugungstechnologien im kleinen Maßstab (typ. von 3 kW bis 10.000 kW), die direkt ans öffentliche Stromnetz angeschlossen sind.
Customer Premises	Beinhaltet sowohl den Endverbrauch von Elektrizität als auch elektrische Energieerzeugung z.B. in Form von PV-Anlagen, Batterien, Mikro-Turbinen, etc.. Die Räumlichkeiten (Premises) umfassen industrielle, kommerzielle und häusliche Anlagen.

Tabelle C.2.: SGAM Domänen (Domains) eines Energiesystems

Zone	Beschreibung
Process	Beinhaltet die physikalische, chemische oder räumliche Transformation von Energie und die direkt involvierten Gerätschaften.
Field	Beinhaltet Geräte für Schutz, Steuerung und Überwachung des Prozesses des Energiesystems.
Station	Repräsentiert die räumliche Agglomeration für die Field Zone.
Operation	Beinhaltet Steuerungsoperationen für das Energiesystem.
Enterprise	Beinhaltet kommerzielle und organisatorische Prozesse, Services und Infrastrukturen für Unternehmen.
Market	Stellt die möglichen Markthandlungen dar entlang der Energiewandlungskette.

Tabelle C.3.: SGAM Zonen (Zones)

C. Dritter Anhang - Aufbau des SGAM Frameworks

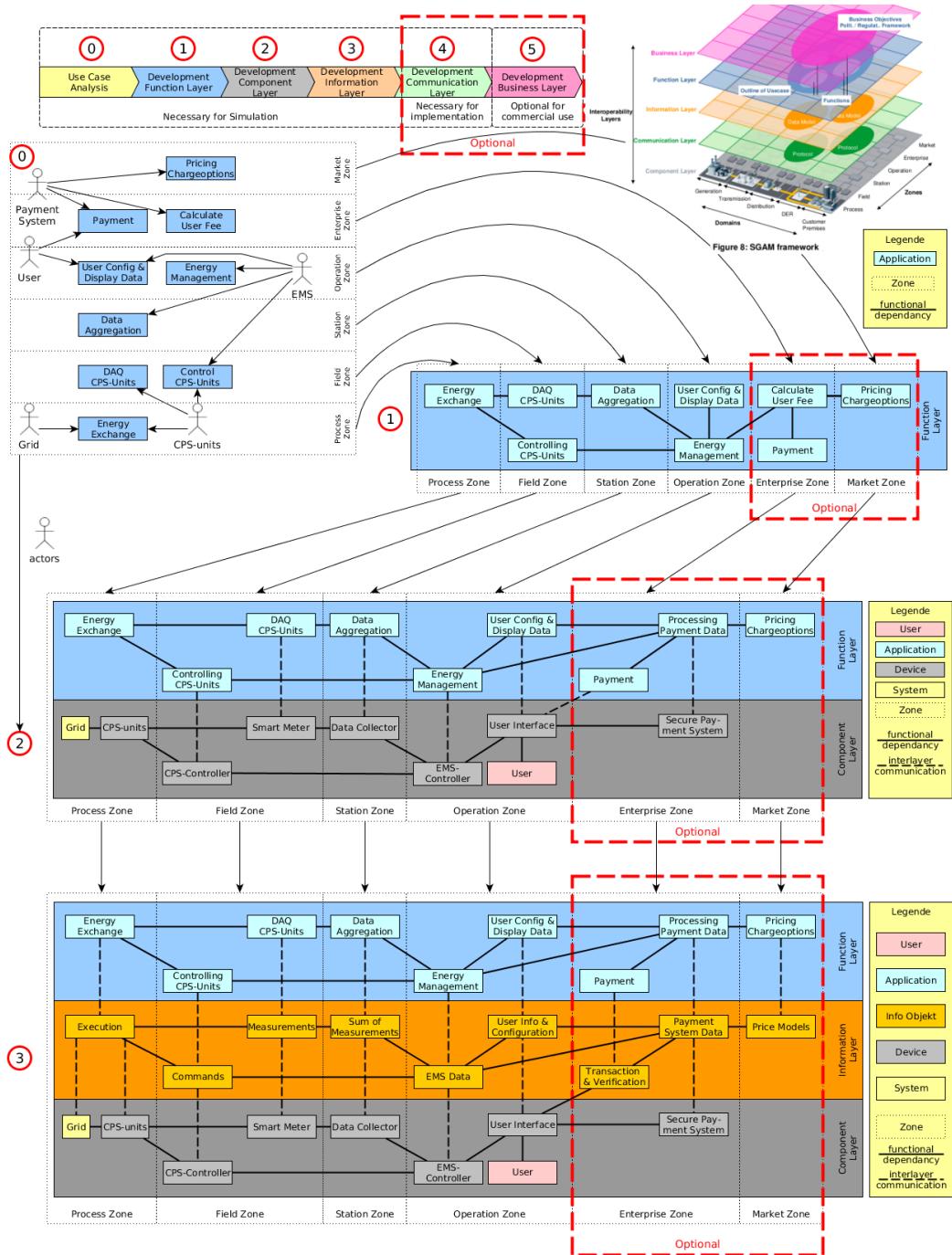


Abbildung C.2.: Überblick der Einteilung der Energieverbundinsel in SGAM in die Ebenen Function, Information und Component, in die Domäne Customer Premises und in alle Zonen

C. Dritter Anhang - Aufbau des SGAM Frameworks

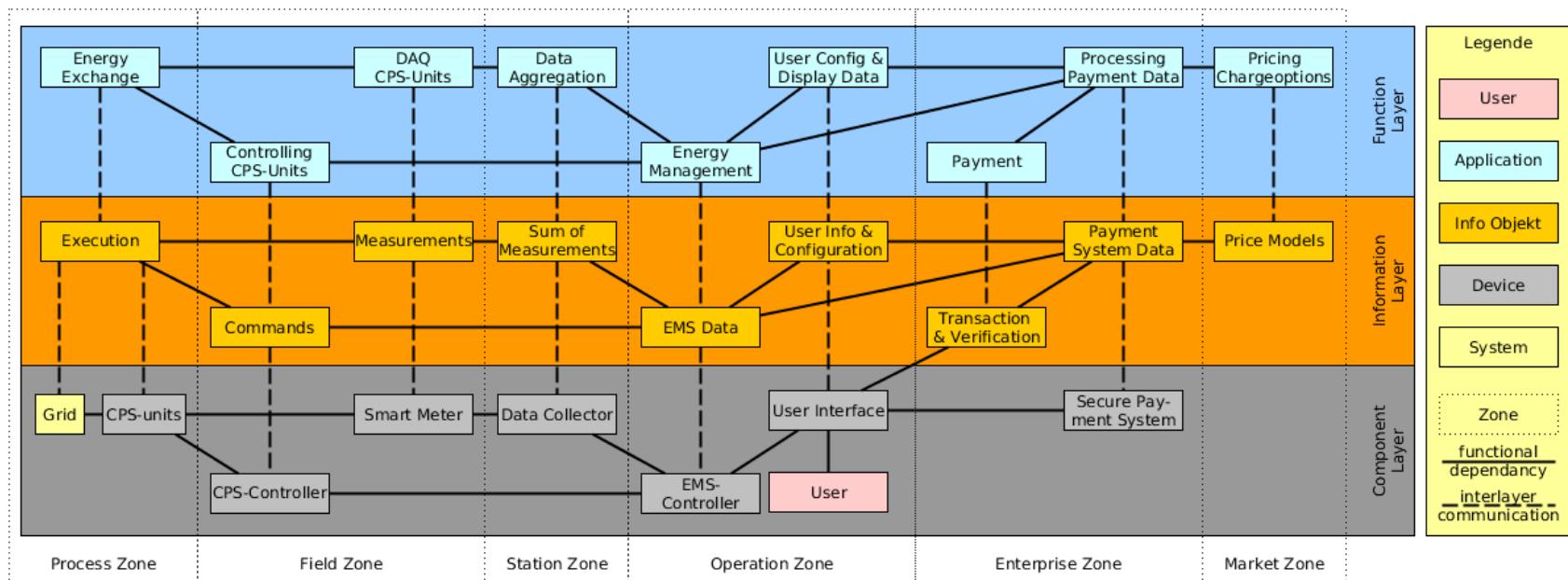


Abbildung C.3.: Einordnung des Use Case in SGAM Ebenen Function, Information und Component über alle Zonen

Anhang D

Vierter Anhang - Beschreibung der Matlab-Programme

In diesem Anhang ist die Programmstruktur des Programmes *energyflowsim.m* zur Simulation von Energieflüssen einer teilautarken Ladeinfrastruktur in Form eines Programmablaufplans in Abbildung D.1 dargestellt. Der vollständige Code für die Programme ist auf der beigelegten CD oder über GitHub verfügbar.[46] Eine Beschreibung der Code Funktionalität auf englisch findet sich im ersten Kommentarblock im jeweiligen Code.

In Kapitel D.2 sind einige Quellcodes als Beispiele gelistet, darunter die Main File *energyflowsim.m* zur Simulation der Energieflüsse, die Main File *weatheranalysis.m* zur Erstellung von PV-Ertragsprofilen und eine Beispielfunktion zur gleichmäßig drosselnden Laststeuerung *dsmrel.m*. Die in *energyflowsim.m* eingelesenen Konfigurationsdateien in CSV-Format, die für die Energieflussberechnung in Kapitel 4 verwendet wurden, werden am Ende tabellarisch gelistet.

D.1. Programmablaufplan energyflowsim.m

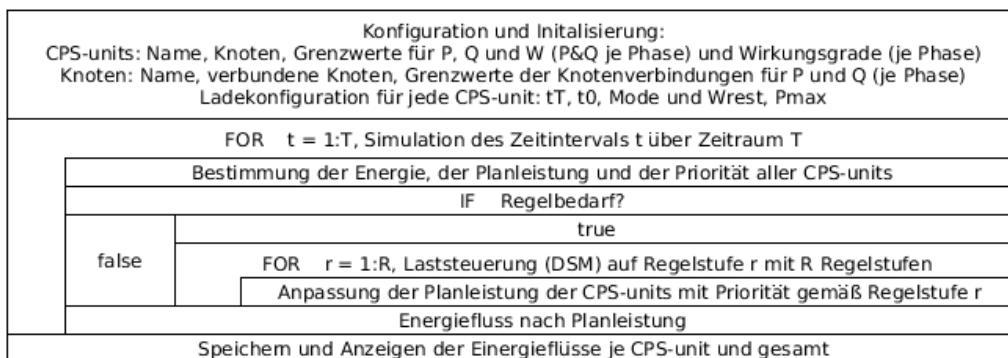


Abbildung D.1.: Programmablaufplan zur Simulation der Energieflüsse einer teilautarken Ladeinfrastruktur

D.2. Code Beispiele

D.2.1. weatheranalysis.m

```

1 % =====
2 % LICENCE DISCLAIMER
3 %
4 % This file is part of EnergyFlowSim.
5 %
6 % EnergyFlowSim is free software: you can redistribute it and/or modify
7 % it under the terms of the GNU General Public License as published by
8 % the Free Software Foundation, either version 3 of the License, or
9 % (at your option) any later version.
10 %
11 % EnergyFlowSim is distributed in the hope that it will be useful,
12 % but WITHOUT ANY WARRANTY; without even the implied warranty of
13 % MERCHANTABILITY or FITNESS FOR A PARTICULAR PURPOSE. See the
14 % GNU General Public License for more details.
15 %
16 % You should have received a copy of the GNU General Public License
17 % along with EnergyFlowSim. If not, see <http://www.gnu.org/licenses/>.
18 % =====
19 % USER INSTRUCTION: STEP BY STEP
20 % 1) Download global radiation data with 1h-timebase and 24h-timebase from link
21 % below into the subdirectory 'data' of the current working directory
22 % DWD weather data in the climate data center (cdc) accessable through ftp
23 % ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/observations\_germany/climate/
24 % 2) Configure parameters
25 % 2)a) filenames 'filename_1h' and 'filename_24h' in Initialisation-Part of this
26 % script
27 % 2)b) times 'time_start_str' and 'time_end_str' for the timeinterval which
28 % should be used
29 % 2)c) P_stc
30 % 2)d) pv_angle [NOT YET IMPLEMENTED!]
31 %
32 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
33 % NOTES: FORMAT DATA SOURCE DWD CDC GLOBAL RADIATION
34 % 1h Dataset:
35 % STATIONS_ID;MESS_DATUM; QN_592; ATMO_LBERG; FD_LBERG;FG_LBERG;SD_LBERG;ZENIT;
36 % MESS_DATUM_WOZ;eor
37 % 5906; 1979010100:28; 1; -999; 0.0; 0.0; 0; 152.90;
38 % 1979010101:00;eor
39 % global radiation (FG_LBERG) in J/cm^2
40 %
41 % 24h Dataset:
42 % STATIONS_ID;MESS_DATUM;QN_592;ATMO_STRahl;FD_STRahl;FG_STRahl;SD_STRahl;eor
43 % 5906; 19790101; 1; -999; -999; 373.00; 2.7;eor
44 % global radiation (FG_STRahl) in J/cm^2
45 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
46 %
47 % PROGRAMSTART
48 % Add path to function folder to matlab search path
49 clear;
50

```

D. Vierter Anhang - Beschreibung der Matlab-Programme

```
47 % add loadpath to parentfolder of this executing file to allow function calls
48 current_directory = fileparts(mfilename('fullpath'));
49 addpath(genpath(current_directory));
50
51 t0 = clock(); % to estimate the calculation time
52 printf("Programstart: Let us begin! \n");
53
54 %%%%%%
55
56 % FUNCTIONS in extra file
57 % function description callable with command "help function_name" where
      function_name is the name of the function
58 % In/Out: argument/output name: datatype and if applicable physical unit
59 % e.g. In: time: datestring in format 'yyyymmdd'
60 % e.g. Out: matrixOut: (4x2) [datenum, scalar value in Wh; ...]
61
62 %%%%%%
63
64
65 % INITIALISATION (manual configuration of parameters)
66 filename_1h = 'Testdaten_1h.txt';      % 1h-timebase data shortened dataset
67 filename_24h = 'Testdaten_2h.txt';      % 24h-timebase data shortened dataset
68 %filename_1h = 'produkt_st_stunde_19790101_20180330_05906.txt'; % 1h-timebase data
      original full dataset
69 %filename_24h = 'produkt_st_tag_19790101_20180330_05906.txt'; % 24h-timebase data
      original full dataset
70
71 frmt_1h = ['%d %s %d %d %f %f %f %s']; % Datatypes: Integer(%d), String)(%s),
      Float(%f) NOTE: Theoretisch reichen Int16 (%d16)
72 frmt_24h = ['%d %s %d %d %f %f %f']; % Datatypes: Integer(%d), String)(%s), Float
      (%f) NOTE: Theoretisch reichen Int16 (%d16)
73 frmt_1htime = 'yyyymmddHH:MM';        % Timestamp format after conversion
74 frmt_24htime = 'yyyymmdd';           % Timestamp format
75
76 % filepaths
77 pwd = change_savedir();             % prompt to change directory to save data
78
79 % timeinterval start/end for observations_germany
80 time_start_str = '19910101';        % start of timeinterval in format 'yyyymmdd'
81 time_end_str = '20111231';          % end   of timeinterval in format 'yyyymmdd'
82 % timeinterval length of observation as datenum difference
83 time_diff = datenum(time_end_str,frmt_24htime) - datenum(time_start_str,
      frmt_24htime);
84
85 % PV plant specifications
86 P_stc = 20.145;                   % PV peak power in kWp
87 %pv_angle = 0;                    % NOT INTEGRATED YET, module angle to
      horizontal line in degree
88
89 % Geodata (necessary if the module angle is not zero)
90 % geo_b = 49.4875;                % geographical width in degree, Mannheim
91 % geo_l = 8.4661;                 % geographical length in degree, Mannheim
92
```

```

93 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
94
95 % Debug Mode? (Partial reinitialisation)
96 usrprmp = input('Start in debug mode with shorter loading time? Y/N [Y]: ','s');
97 if (isempty(usrprmp))
98     usrprmp = 'Y';
99 end
100 if (usrprmp == 'Y')
101     time_start_str = '19790101';           % start of timeinterval in format 'yyyymmdd'
102     time_end_str = '19791231';           % end   of timeinterval in format 'yyyymmdd'
103     time_diff = datenum(time_end_str,frmt_24htime) - datenum(time_start_str,
104                         frmt_24htime); % length of observed timeinterval
105     filename_1h = 'Testdaten_1h.txt';    % 1h-timebase data
106     filename_24h = 'Testdaten_24h.txt'; % 24h-timebase data
107
108     printf('1h database: %s \n 24h database: %s \n time start observation: %s \n time
109         end observation: %s \n',filename_1h,filename_24h,time_start_str,
110             time_end_str);
111 elseif
112     printf('1h database: %s \n 24h database: %s \n time start observation: %s \n time
113         end observation: %s \n \n',filename_1h,filename_24h,time_start_str,
114             time_end_str);
115 endif
116
117 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
118
119 % READING AND RE-FORMATTING DATA WITH 1H-TIMEBASE
120 t00 = clock(); % timestamp for caltime(t) function
121 printf('1h-database is loading... this could take some minutes. Ignore fopen-
122     warning. \n'); % user info
123 % read original weather data 1h-timebase:
124 fid_1h = fopen(fullfile('data',filename_1h),'rt'); % file identifier
125 raw1h = textscan(fid_1h, frmt_1h, 'Delimiter',';', 'CollectOutput',true, '
126     HeaderLines',1, 'CommentStyle','eor'); % cell-array with all data from file
127 fclose(fid_1h);
128
129 dt_woz = datenum(raw1h{5}, frmt_1htime);           % convert datestring to datenum
130 dt_utc = datenum(raw1h{2}, frmt_1htime);           % convert datestring to datenum
131
132 % filter raw data:
133 data_1h_cell = [num2cell([dt_woz raw1h{4}(:,2)])] % timestamps (1h steps) and
134     radiation
135 data_1h = cell2mat (data_1h_cell);                 % convert data in cell to matrix
136
137 % Calculate PV energyoutput [kWh] out of vertical global radiation [J/cm^2]
138 data_1h(:,2) = pv_power(data_1h(:,2),P_stc,1); % timestamps (24h steps), PV
139     energy
140
141 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
142
143 % READING AND RE-FORMATTING DATA WITH 24H-TIMEBASE
144 t01 = clock();                                     % timestamp for caltime(t)

```

D. Vierter Anhang - Beschreibung der Matlab-Programme

```
136 disp('24h-database is loading... this could take some minutes. Ignore fopen-warning  
137 .'); % user info  
138 % read original weather data 24h-timebase:  
139 fid_24h = fopen(fullfile('data',filename_24h),'rt'); % File Identifier  
140 raw24h = textscan(fid_24h, frmt_24h, 'Delimiter',';', 'CollectOutput',true, '  
141 HeaderLines',1, 'CommentStyle','eor'); % cell-array with all data from file  
142 fclose(fid_24h);  
143  
144 % filter raw data:  
145 data_24h_cell = [num2cell([dt_24h raw24h{4}(:,2)])] % timestamps (24h steps) and  
146 radiation  
147 data_24h = cell2mat (data_24h_cell); % convert data in cell to matrix  
148  
149 % Calculate PV energyoutput [kWh] out of vertical global radiation [J/cm^2]  
150 data_24h(:,2) = pv_power(data_24h(:,2),P_stc,1); % timestamps (24h steps), PV  
151 energy  
152  
153 % %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%  
154 % ANALYSING DATA WITH 24H-TIMEBASE AND SAVE DATA WITH 1H-TIMEBASE TO .CSV  
155 t02 = clock(); % timestamp for caltime(t) function  
156 % find indices 24h-timebase, convert to 1h-timebase  
157 [idx_min,idx_max,idx_avg,idx_miss] = daychooser(data_24h,time_start_str,  
158 time_end_str,frmt_24h); % index for day with min/max/avg global radiation  
159 idx_min1h = idx24hto1h(idx_min,data_24h(1,1),data_1h(1,1),frmt_24h); % Convert  
160 Index 24h dataset to 1h dataset  
161 idx_avg1h = idx24hto1h(idx_avg,data_24h(1,1),data_1h(1,1),frmt_24h); % Convert  
162 Index 24h dataset to 1h dataset  
163 idx_max1h = idx24hto1h(idx_max,data_24h(1,1),data_1h(1,1),frmt_24h); % Convert  
164 Index 24h dataset to 1h dataset  
165  
166 % SAVING DATA WITH 1H-TIMEBASE TO .CSV  
167 % path and filename = case_date_datestart_to_dateend.csv  
168 filename_wd = strcat('wd_',datestr(data_24h(idx_min,1),'yyyymmdd'),'_',  
169 time_start_str(1:4),'_to_',time_end_str(1:4),'.csv'); % filename for worst day  
170 global radiation data  
171 filename_ad = strcat('ad_',datestr(data_24h(idx_avg,1),'yyyymmdd'),'_',  
172 time_start_str(1:4),'_to_',time_end_str(1:4),'.csv'); % filename for average  
173 day global radiation data  
174 filename_bd = strcat('bd_',datestr(data_24h(idx_max,1),'yyyymmdd'),'_',  
175 time_start_str(1:4),'_to_',time_end_str(1:4),'.csv'); % filename for best day  
176 global radiation data  
177  
178 % write data of certain days to new .csv  
179 t03 = clock(); % timestamp for caltime(t) function  
180 dlmwrite(fullfile(pwd, filename_wd),data_1h(idx_min1h:idx_min1h+23,:),'delimiter',  
181 ';' , 'newline', 'pc'); % write 24h .csv worst day
```

```

173 dlmwrite(fullfile(pwd, filename_ad), data_1h(idx_avg1h:idx_avg1h+23,:), 'delimiter', ','
174 ;', 'newline', 'pc'); % write 24h .csv average day
175 dlmwrite(fullfile(pwd, filename_bd), data_1h(idx_max1h:idx_max1h+23,:), 'delimiter', ','
176 ;', 'newline', 'pc'); % write 24h .csv best day
177
178 printf('%s is written to directory %s \n',filename_wd,pwd); % user info
179 printf('%s is written to directory %s \n',filename_ad,pwd); % user info
180 printf('%s is written to directory %s \n',filename_bd,pwd); % user info
181
182 % DISPLAY RESULTS FOR USER
183 t1 = clock();
184 t = {t0,t00,t01,t02,t03,t1};
185 usrprmpt = input('Zeiten und Ergebnisse anzeigen? Y/N [Y] \n', 's');
186 if (isempty(usrprmpt))
187     usrprmpt = 'Y';
188 end
189 if usrprmpt == 'Y'
190     caltime(t);
191     printf('Timeinterval total: \n %s to %s \n',datestr(data_24h(1,1), 'dd.mm.yyyy'),
192         datestr(data_24h(end,1), 'dd.mm.yyyy'));
193     printf('Timeinterval analysed: \n %s to %s \n\n',datestr(datenum(time_start_str,
194         yyyyymmdd), 'dd.mm.yyyy'), datestr(datenum(time_end_str, 'yyyyymmdd'), 'dd.mm.
195         yyyy')));
196
196 info.date.min = datestr(data_24h(idx_min,1), 'dd.mm.yyyy');
197 info.date.avg = datestr(data_24h(idx_avg,1), 'dd.mm.yyyy');
198 info.date.max = datestr(data_24h(idx_max,1), 'dd.mm.yyyy');
199 info.rad.min.j = raw24h{4}(idx_min,2); % J/cm^2
200 info.rad.avg.j = raw24h{4}(idx_avg,2); % J/cm^2
201 info.rad.max.j = raw24h{4}(idx_max,2); % J/cm^2
202 info.rad.min.kwh = raw24h{4}(idx_min,2)*(100/60)^2; % Wh/m^2
203 info.rad.avg.kwh = raw24h{4}(idx_avg,2)*(100/60)^2; % Wh/m^2
204 info.rad.max.kwh = raw24h{4}(idx_max,2)*(100/60)^2; % Wh/m^2
205 info.pv.min = data_24h(idx_min,2); % kWh
206 info.pv.avg = data_24h(idx_avg,2); % kWh
207 info.pv.max = data_24h(idx_max,2); % kWh
208
208 % user info: Minimum
209 printf('Minimal radiation on %s: \n %.2f J/(d*cm^2) = %.2f Wh/(d*m^2) \n', info.
210     date.min, info.rad.min.j,info.rad.min.kwh);
211 printf('PV-Power on %s: \n %.2f kWh/d with %.2f kWp \n \n', info.date.min, info.
212     pv.min, P_stc/1000);
213
213 % user info: Average
214 printf('Average radiation on %s: \n %.2f J/(d*cm^2) = %.2f Wh/(d*m^2) \n', info.
215     date.avg, info.rad.avg.j,info.rad.avg.kwh);
216 printf('PV-Power on %s: \n %.2f kWh/d with %.2f kWp \n \n', info.date.avg, info.
217     pv.avg, P_stc/1000);
218
218 %user info: Maximum

```

D. Vierter Anhang - Beschreibung der Matlab-Programme

```
216 printf('Maximal radiation on %s: \n %.2f J/(d*cm^2) = %.2f Wh/(d*m^2) \n', info.
217     date.max, info.rad.max.j,info.rad.max.kwh);
218 printf('PV-Power on %s: \n %.2f kWh/d with %.2f kWp \n \n', info.date.max, info.
219     pv.max, P_stc/1000);
220
221 endif
222
223 plot_pv(data_1h, idx_min1h, idx_avg1h, idx_max1h);
224 printf('%d day(s) with implausible datarows between %s and %s an the following
225         indices: \n ',length(idx_miss),time_start_str,time_end_str);
226 disp(idx_miss);
227
228 %%%%%%
229 % Only for debugging and further analysing
230 idx_start = 1 + datenum(time_start_str,frmt_24htime) - data_24h(1,1); % set index
231 % to skip first part in dataset
232 a = datenum(time_start_str,frmt_24htime);
233 o = datenum(time_end_str,frmt_24htime); % to be checked ... (o-a)==dt ???
234 idx_end = idx_start + (o-a); % index for dataset to datestr_end
235 [idxneg, idxnegall, avg, avgpos, avgall, avgposall] = average_more (data_24h(:,2),
236     idx_start,idx_end);
237 %%%%%%
```

Listing D.1: Programm *weatheranalysis* zur Analyse von Globalstrahlungsdaten des DWD und Erstellung von Tagesertragsprofilen von PV-Anlagen

D.2.2. *energyflowsim.m*

```
1 %=====
2 % LICENCE DISCLAIMER
3 %
4 % This file is part of EnergyFlowSim.
5 %
6 % EnergyFlowSim is free software: you can redistribute it and/or modify
7 % it under the terms of the GNU General Public License as published by
8 % the Free Software Foundation, either version 3 of the License, or
9 % (at your option) any later version.
10 %
11 % EnergyFlowSim is distributed in the hope that it will be useful,
12 % but WITHOUT ANY WARRANTY; without even the implied warranty of
13 % MERCHANTABILITY or FITNESS FOR A PARTICULAR PURPOSE. See the
14 % GNU General Public License for more details.
15 %
16 % You should have received a copy of the GNU General Public License
17 % along with EnergyFlowSim. If not, see <http://www.gnu.org/licenses/>.
18 %=====
19 % DESCRIPTION
20 %
21 % energyflow() simulates the energyflows of a partly autark charging
22 % infrastructure for electric vehicles (EV). Including:
```

```

23 % - simulated physical components
24 % - - charging points (LP)
25 % - - battery buffer (PB)
26 % - - photovoltaic modules (PV),
27 % - - conductors (link)
28 % - - nodes (node)
29 % - energymanagement algorithm to:
30 % - - maximize self-sufficiency level with battery buffer
31 % - - configure charging sequences for charging points (LP)
32 % - - apply demand side management (DSM) keeping loads within power transmission
33 %-----%
34 % GENERAL DECLERATIONS
35 %
36 % CPS-Units (passive sign convention, dt. Verbraucherpfeilsystem)
37 % p < 0 : produces energy
38 % p > 0 : consumes energy
39 %-----%
40 % INSTRUCTIONS
41 %
42 % Settings for this simulations can be edited in the config files 'cfg_<name>.csv',
43 % in the subfolder 'data' of the current folder of this file
44 %
45 % Configurations include configurations for:
46 % - consumer-producer-storage-units (CPS-units)
47 % - usecases for CPS-units
48 % - nodes
49 % - priolist
50 % Code, Information and Contact via https://github.com/Humanimaliberation/
51 %
52 % use the command help <name> for further information about a file or function
53 % with
54 % <name> = <filename> or with <name> = <functionname>
55 % e.g. 'help energyflowsim' or 'help textscan_cfg'
56 %
57 % list all files in directory with the command dir <path to directory>
58 % e.g. 'dir current_directory' for directory of this file
59 % e.g. 'dir .' for current path or 'dir ..' for path to parent directory
60 %-----%
61 clear;
62 %
63 %-----%
64 %           INITIALISATION AND CONFIGURATIONS
65 %-----%
66 %
67 % user info: current state of program (starting)
68 printf('===== \n');
69 printf('starting Program... \n');
70 %
71 % add loadpath to parentfolder of this executing file to allow function calls
72 current_directory = fileparts(mfilename('fullpath'));
73 addpath(genpath(current_directory));

```

D. Vierter Anhang - Beschreibung der Matlab-Programme

```
74 % user info: display added loadpath
75 printf('This file is currently in directory: \n \n %s \n \n',fileparts(mfilename(
76     'fullpath')));
77 printf('added path to parentfolder of this file and subfolders to Matlab Load Path
78     ... for function calls \n');
79 % display help instructions for function usage
80 printf('===== \n');
81 printf('PROGARMMERS INSTRUCTIONS FOR HELP \n');
82 printf('For information about the listed functions, use the command "help <
83     functionname>" \n \n');
84 printf('files in folder functions: \n');
85 dir(fullfile(fileparts(mfilename('fullpath')), 'functions'));
86 printf('\n files in subfolders functons_energyflowsim: \n');
87 dir(fullfile(fileparts(mfilename('fullpath')), 'functions', 'functions_energyflowsim',
88     ));
88 printf('\n navigate to other folders with command "cd <relative path>" \n');
89 printf ('showing files in that folder with "dir <optional relative path>" \n');
90 printf('END USER INSTRUCTIONS FOR HELP \n');
91 printf('===== \n');
92 %-----%
93 %             Simulation arguments
94 %-----%
95 % Choose load case
96 % user prompt charging configurations
97 printf('\n');
98 usrprmpt = input('Choose case for charging configurations and PV-generation data:
99     wc/nc/bc/tc [tc] ','s');
100 % default user prompt
101 if isempty(usrprmpt)
102     usrprmpt = 'tc';    % default userprompt, other options: 'wc','nc','bc'
103 end
104 casename = usrprmpt;           % name of case which defines
105 T = 24;                      % simulated timeinterval in hours
106 precision = 2;               % precicision to round floats
107 %-----%
108 %             READ CONFIG FILES AND ADD TO STRUCTURE ARRAYS
109 %-----%
110 %
111 %
112 % SET CONFIGURATIONS TO READ CONFIG FILES
113 sbdr_cfg = 'data';           % name of subdirectory with configfiles
114 dlmtr = ';' ;                % delimiter
115 headerlines_cfg = 3;          % headerlines
116 %
117 %cfg.fname.cps = 'cfg_cps_eta1.csv'; % filename configFile cps
118 cfg.fname.cps = 'cfg_cps.csv';   % filename configFile cps
119 cfg.frmt.cps = '%s%s %f%f%f %f%f%f %f%f%f %f %f%f%f'; % format configFile
120     cps:                         % name, node, pmin(1:3), pmax(1:3),
```

```

121 % qmin(1:3), qmax(1:3), wmax, etap, etan,
122 % etaw
123 cfg.fname.pv = ['pv_gen_', casename, '.csv']; % filename pv generation data
124 cfg.frmrmt.pv = '%f%f'; % format pv generation data: time, kWh
125
126 cfg.fname.cpsuse = ['cfg_cpsuse_', casename, '.csv']; % filename config cpsuse
127 cfg.frmrmt.cpsuse = '%s%s%s %f%f %f%f'; % format configfile cpsuse:
128 % comment, cps.id, Mode, W, Wmax, t0, tT
129
130 cfg.fname.node = 'cfg_nodes.csv'; % filename configfile nodes
131 cfg.frmrmt.node = '%s%s %f%f%f %f%f%f'; % format configfile nodes:
132 % name, link, pmax(1:3), qmax(1:3)
133
134 cfg.fname.priolist = 'cfg_priolist.csv'; % filename configfile cps
135 cfg.frmrmt.priolist = '%s %f'; % format configfile cps: mode, priority
136
137 % READ CONFIG FILES
138 % load cps configurations to struct array
139 printf('\n read configFile for cps-units... \n'); % unser info
140 cfg_cps = textscan_cfg(cfg.fname.cps, sbdr_cfg, cfg.frmrmt.cps, dlmtr,
141 headerlines_cfg);
142 cps = textscan2struct_cfg_cps (cfg_cps);
143 % cps = cps_ini_prio(cps); % initialize dynamic fieldvalues of cps
144
145 % load PV generation data
146 printf('\n read pv generation data... \n'); % unser info
147 pv_textscan = textscan_cfg(cfg.fname.pv, sbdr_cfg, cfg.frmrmt.priolist, dlmtr, 0);
148
149 % transform PV generation data to better readable matrix
150 for t = [1:length(pv_textscan{1,2}{:})]
151     pv_profile(t,1) = -pv_textscan{1,2}{:}(t); % PV generation data
152 endfor
153
154 % load cpsuse configurations to struct array
155 printf('\n read configFile for cpsuse sequences... ');
156 % unser info
157 cfg_cpsuse = textscan_cfg(cfg.fname.cpsuse, sbdr_cfg, cfg.frmrmt.cpsuse, dlmtr,
158 headerlines_cfg); % configs cpsuse
159 cpsuse = textscan2struct_cfg_cpsuse (cfg_cpsuse);
160
161 % load node configurations to struct array
162 printf('\n read configFile for nodes... \n'); % unser info
163 cfg_nodes = textscan_cfg(cfg.fname.node, sbdr_cfg, cfg.frmrmt.node, dlmtr,
164 headerlines_cfg);
165 node = textscan2struct_cfg_nodes (cfg_nodes);
166
167 % indices to PV plant and buffer battery
168 idx_cps_pv = findidxstructarray(cps, 'id', 'PV'); % index for PV plant
169 idx_cps_pb = findidxstructarray(cps, 'id', 'PB'); % index for battery buffer
170 idx_cps_n1 = findidxstructarray(cps, 'node', node{1}.id); % indices to cps on node
171 idx_cpsuse_pb = findidxstructarray(cpsuse, 'mode', 'PB'); % index for battery buffer

```

D. Vierter Anhang - Beschreibung der Matlab-Programme

```
169 % load priolist configurations to struct array
170 printf('\n read configfile for priolist... \n'); % unser info
171 %cfg_priolist = textscan_cfg(cfg.fname.priolist, sbdr_cfg, cfg.frmt.priolist, dlmtr
172     , 1);
173 %priolist = textscan2struct_cfg_priolist(cfg_priolist); % not yet implemented
174
175 % load priolist alternatively, because textscan2struct_cfg_priolist is not yet
176     implemented
177 priolist{1}.mode = 'PB';
178 priolist{1}.prio = 1;
179 priolist{2}.mode = 'FlexL';
180 priolist{2}.prio = 2;
181 priolist{3}.mode = 'KontL';
182 priolist{3}.prio = 3;
183 priolist{4}.mode = 'SofoL';
184 priolist{4}.prio = 3;
185 priolist{5}.mode = 'inactive';
186 priolist{5}.prio = 0;
187
188 %=====
189 %           MAIN ROUTINE: SIMULATION LOOP
190 %=====
191
192 % log.cps = log_cps_ini(T,length(cps)); % Initialize log variables with []
193
194 % indices to PV plant and buffer battery
195 idx_cps_pv = findidxstructarray(cps,'id','PV'); % index for PV plant
196 idx_cps_pb = findidxstructarray(cps,'id','PB'); % index for battery buffer
197
198 printf('\n starting main routine... \n');    % user info
199
200 for t = [1:T]
201     printf('Current interation... t = %d \n',t); % user info
202 %
203 % (re)sets energy and power of cps according to usecase
204 %
205 cps = energyplugset(cps, cpsuse, t);          % (re)set energy if plugged in/out
206 cps = nominalpowerset(cps, cpsuse, t);          % set nominal power for charging
207     points
208 cps{idx_cps_pv}.p = [1,1,1]/3*pv_profile(t)*(cps{12}.eta(2)); % set power of PV
209     plant
210 cps = nominalpowerset_buffer(cps,cpsuse); % set power of puffer battery PB
211
212 % log sum of nominal planned power of each phase for each cps and for the node
213 log.node.pn{t} = [0,0,0];                      % initialize node power on each phase
214 log.node.pnsum(t) = 0;                         % initialize node sum of phase powers
215
216 for i = [1:length(cps)]
217     log.cps.pn{t,i} = round(cps{i}.p*10^(precision))/(10^(precision)); % log cps
218         nominal power on each phase
219     log.cps.pnsum(t,i) = round(sum(cps{i}.p)*10^(precision))/(10^(precision)); % log cps sum of phase powers
```

```

216     if strcmp(cps{i}.node,'n1')
217         log.node.pn{t} = log.node.pn{t} + cps{i}.p; % log node power on each phase
218         log.node.pnsum(t) = log.node.pnsum(t) + sum(cps{i}.p); % log node sum of
219             phase powers
220     endif
221 endfor
222 %-----%
223 %    DSM START if powerdemand on at least one phase of the first node
224 %-----%
225
226 % active powerdemand pdsm on each phase on 1st node
227 pdsm = pdsm_get(cps, node, node{1}.id);      % get active power demand
228
229 if find(pdsm != [0,0,0]) > 0
230     % set priorities
231     for i = [1:length(cps)]
232         cps{i}.prio = 0;                      % reset priorities
233     endfor
234
235     cps = setcpsprio(cps, idx_cps_n1, cpsuse, priolist, t); % set priorities
236
237     % find highest priority
238     priomax = 0;
239     for p = [1:length(priolist)]
240         priomax = max(priomax, priolist{p}.prio); % number of different priorities
241     endfor
242
243     % DSM regulating equally relativ CPS-units with same priority starting by
244         lowest
245     for prio = [1:priomax]
246         idx_cps_prio = findidxstructarray(cps,'prio',prio); % indices to cps
247         pdsm = pdsm_get(cps, node, node{1}.id); %
248         cps = dsmrel(cps, idx_cps_prio, pdsm); % adjust planned power .p
249     endfor
250 endif
251
252 % Apply energyflows
253 cps = energyflow_set(cps); % set .w of cps elements, does not reset .p yet
254
255 %-----%
256 %          Log Data
257 %-----%
258
259 cpst{t} = cps;                      % for debugging
260 log.node.pdsm{t} = pdsm;
261 log.node.pdsmsum(t) = sum(pdsm);      % for debugging
262 log.node.psum(t) = 0;                  % initialize
263
264 for i = [1:length(cps)]            % logging loop
265     log.cps.p{t,i} = cps{i}.p;
266     log.cps.psum(t,i) = sum(cps{i}.p);
267     log.cps.w(t,i) = cps{i}.w;

```

D. Vierter Anhang - Beschreibung der Matlab-Programme

```
267 %     value = cps{i}.p;
268 %     log.cps.p{t,i} = round(value*10^(precision))/(10^(precision));
269 %     log.cps.psum(t,i) = round(sum(value)*10^(precision))/(10^(precision));
270 %     value = cps{i}.w;
271 %     log.cps.w(t,i) = round(value*10^(precision))/(10^(precision));
272 log.cps.prio(t,i) = cps{i}.prio;
273 log.cps.id{i} = cps{i}.id;
274
275 if strcmp(cps{i}.node,'n1')
276     log.node.psum(t) = log.node.psum(t) + sum(cps{i}.p);
277 endif
278
279 endfor                                % end logging loop
280
281 endfor                                % end main routine
282
283 % Reformat some logs
284 log.node.psum = log.node.psum';
285 log.node.pnsum = log.node.pnsum';
286 log.node.pdsmsum = log.node.pdsmsum';
287
288 %-----%
289 %     Get statisticss (self sufficiency level and self consumption share)
290 %-----%
291
292 W_con_t_LP = zeros(T, 1);      % energy consumption (LP) in specific timeinterval
293 W_con_t    = zeros(T, 1);      % energy consumption (LP+PB) in specific
294          timeinterval
295 W_gen_t    = zeros(T,1);       % energy generation in specific timeinterval
296 W_con_self_t = zeros(T,1);    % energy self consumption in specific timeinterval
297
298 for t = [1:T]
299     W_con_t_LP(t) = sum(log.cps.psum(t,1:(idx_cps_pb-1))'); % total energy
300          consumption of charging points
301     W_con_t(t)    = sum(log.cps.psum(t,1:idx_cps_pb')); % total energy consumption
302          of charging infrastructure incl. PB
303 % W_con_t_PB0(t) = sum(log.cps.psum(t,1:idx_cps_pb-1)); % total energy
304          consumption without PB
305     W_gen_t(t)    = log.cps.psum(t,idx_cps_pv);
306     W_con_self_t_LP(t) = min(W_con_t_LP(t),-W_gen_t(t));
307     W_con_self_t(t) = min(W_con_t(t),-W_gen_t(t));
308 % W_con_self_t_PB0(t) = min(W_con_t_PB0(t),-W_gen_t(t));
309 endfor
310
311 % log buffer battery statistics
312 idx_cps_pb_pos = find(log.cps.psum(:,idx_cps_pb) > 0); % indices for time with PB
313          discharging
314 idx_cps_pb_neg = find(log.cps.psum(:,idx_cps_pb) < 0); % indices for time with PB
315          charging
316 log.stat.PB_P_pos = sum(log.cps.psum(idx_cps_pb_pos, idx_cps_pb)); % battery energy
317          consumption
318 log.stat.PB_P_neg = sum(log.cps.psum(idx_cps_pb_neg, idx_cps_pb)); % battery energy
319          generation
```

```

312 log.stat.PB_W_delta = log.stat.PB_P_pos * cps{idx_cps_pb}.eta(1) + log.stat.
313     PB_P_neg / cps{idx_cps_pb}.eta(2);
314 log.stat.PB_P_pos_deltaSoCO = log.stat.PB_P_pos - (log.stat.PB_W_delta < 0)*log.
315     stat.PB_W_delta / cps{idx_cps_pb}.eta(1); % theoretical battery energy
316     consumption to gain initial SoC
317 log.stat.PB_P_neg_deltaSoCO = log.stat.PB_P_neg - log.stat.PB_W_delta*(log.stat.
318     PB_W_delta > 0) * cps{idx_cps_pb}.eta(2); % theoretical battery energy
319     generation to gain initial SoC
320
321 % log absolute statistics in kWh
322 log.stat.W_con_LP = W_con_LP = sum(W_con_t_LP); % total energy consumption
323 log.stat.W_con = W_con = sum(W_con_t); % total energy consumption
324 log.stat.W_con_deltaSoCO = W_con - log.stat.PB_P_pos - log.stat.PB_P_neg + log.stat.
325     .PB_P_pos_deltaSoCO + log.stat.PB_P_neg_deltaSoCO; % total energy consumption
326     with battery (dis)charged to initial SoC
327 %log.stat.W_con_PBO = sum(W_con_t_PBO); % total energy consumption
328     without PB
329 log.stat.W_gen = W_gen = sum(W_gen_t); % total energy generation
330 log.stat.W_con_self_LP = W_con_self_LP = sum(W_con_self_t_LP); % total energy self
331     consumption
332 log.stat.W_con_self = W_con_self = sum(W_con_self_t); % total energy self
333     consumption
334 %log.stat.W_con_self_PBO = sum(W_con_self_t_PBO); % total energy self
335     consumption without PB
336
337 % log relative statistics
338 log.stat.gen_con_ratio = sum(W_gen) / sum(W_con); %%
339     generation consumption ratio
340 %log.stat.gen_con_ratio_PBO = sum(W_gen) / sum(log.stat.W_con_PBO); %%
341     generation consumption ratio without PB
342 log.stat.self_con_share = sum(W_con_self) / -sum(W_gen); % self
343     consumption share
344 %log.stat.self_con_share_PBO = sum(log.stat.W_con_self_PBO) / sum(W_gen); % self
345     consumption share without PB
346 log.stat.self_suff_level = min(1,sum(W_con_self)) / sum(log.stat.W_con_deltaSoCO));
347     ; % self sufficiency level
348 %log.stat.self_suff_level_PBO = sum(log.stat.W_con_self_PBO) / sum(log.stat.
349     W_con_PBO); % self sufficiency level without PB
350
351 %=====
352 %          DISPLAY AND SAVE DATA, USER INFO
353 %=====
354 %
355 %-----%
356 %          Display Data
357 %-----%
358
359 t0 = 1; % start time to plot
360 W_grid_t(1:length(W_con_t(:))) = W_con_t(:) + W_gen_t(:);
361 data_plot_p = [W_grid_t(:)' W_con_t(:)' W_gen_t(:)'];
362 leg = {'W_{grid}' / kWh'; 'W_{node}' / kWh'; 'W_{PV}' / kWh'};
363 plotbar = bar(data_plot_p); % Plot PV-generation grouped bar chart
364 axis([t0-1 T+1 -15 35]);

```

```

348 colormap(summer( length(data_plot_p(:,1)) ));
349 grid on;
350 legend(plotbar,leg);
351
352 % write cps timetable to .csv
353 header.psum = header.w = {};
354 header.psum{1} = header.w{1} = 'time';
355
356 %
357 for i = [1:length(cps)]
358     header.psum{i+1} = [cps{i}.id, ': P/kW'];
359     header.w{i+1} = [cps{i}.id, ': W/kWh'];
360     fname_log.p{i} = ['log_',cps{i}.id,'_p'];
361     fname_log.psum{i} = ['log_',cps{i}.id,'_psum'];
362     fname_log.w{i} = ['log_',cps{i}.id,'_w'];
363 endfor
364
365 %header = {'time','p1','p2','p3'};
366 %for n = [1:N]
367 % filename = ['cps',num2str(n),'.csv'];
368 % fid = fopen(filename, 'w');
369 % fprintf(fid, repmat('%s',1,4),header{:});
370 % %fprintf(fid, repmat('%s',1,22), header2{:});
371 % fclose(fid);
372 % dlmwrite(fullfile(pwd, 'cps3.csv'),[x{3}.t, x{3}.p, x{3}.pmin, x{3}.pmax],'
373 %     delimiter',';','newline','pc'); % write 24h .csv worst day
374 %endfor
375 %
376 %-----%
377 %                         Save Data
378 %-----%
379 % adjust save directory filepaths
380 pwd = change_savedir();           % prompt to change directory to save data
381
382 % save energyflow data
383 dlmwrite(fullfile(pwd, ['W_grid_',casename,'0.csv']),W_grid_t(:),'delimiter','',';','
384     newline','pc'); %
385 dlmwrite(fullfile(pwd, ['W_con_',casename,'0.csv']),W_con_t(:),'delimiter','',';','
386     newline','pc'); %
387 dlmwrite(fullfile(pwd, ['W_con_self_',casename,'0.csv']),W_con_self_t(:),'delimiter'
388     ',',';','newline','pc'); %
389
390 printf('\n finished simulation. Call logs with variable "log" e.g. "log.cps" \n ')
391 ;

```

Listing D.2: Programm *energyflowsim* zur Simulation von Energiefüssen einer teilaufarten Ladeinfrastruktur

D.2.3. *dsmrel.m*

```

1 function cps = dsmrel(cpsin, idxcps, pdsm)
2 % =====

```

```

3 % Syntax: cps = dsmrel(cpsin, idxcps, pdsm)
4 % Description: adjust planned power for indexed CPS-units symetrical on each
5 % connected phase equally relativ to their potential power regulation according
6 % to power demand pdsm
7 %
8 % IN: cpsin: struct array of variable length with field definitions like
9 % prototype cpsstruct
10 % IN: idxcps: array of variable length with indices for cps
11 % IN: pdsm: numeric array (3x1) with active power demand on each phase
12 % OUT: cps: identical to cpsin with partly overwritten fieldvalues .p of array
13 % elements
14 %
15 % Note: power on each phase is equal to eachother or zero (symetrical load on all
16 % connected phases)
17 % =====%
18 %
19 % LICENCE DISCLAIMER
20 %
21 % This file is part of EnergyFlowSim.
22 %
23 % EnergyFlowSim is free software: you can redistribute it and/or modify
24 % it under the terms of the GNU General Public License as published by
25 % the Free Software Foundation, either version 3 of the License, or
26 % (at your option) any later version.
27 %
28 % EnergyFlowSim is distributed in the hope that it will be useful,
29 % but WITHOUT ANY WARRANTY; without even the implied warranty of
30 % MERCHANTABILITY or FITNESS FOR A PARTICULAR PURPOSE. See the
31 % GNU General Public License for more details.
32 %
33 % You should have received a copy of the GNU General Public License
34 % along with EnergyFlowSim. If not, see <http://www.gnu.org/licenses/>.
35 % =====%
36 %
37 % INITIALISATION FOR ALL CPS-UNITS
38 cps = cpsin;
39 pptpos_sum = [0,0,0];      % pos. potential power regulation of indexed CPS-units
40 pptneg_sum = [0,0,0];      % neg. potential power regulation of indexed CPS-units
41 %
42 % GET POS. AND NEG. POTENTIAL POWER REGULATION FOR INDEXED CPS-UNITS
43 for i = idxcps
44 %
45 % mask for connected phases of CPS-unit
46 for phase = [1:3]
47     mask{i}(phase) = (cps{i}.pmax(phase) - cps{i}.pmin(phase)) != 0; % connected?
48 endfor
49 %
50 % maximal power to fully charge buffer (100 % SoC)
51 psum_max_w{i} = 0;
52 pmax_w{i} = [0,0,0];
53 %
54 if cps{i}.eta(1) > 0

```

D. Vierter Anhang - Beschreibung der Matlab-Programme

```

53 psum_max_w{i} = (cps{i}.wmax - cps{i}.w) / cps{i}.eta(1); % max. power sum
54 % (100% SoC)
55
56 % max. power (100 % SoC) on each phase
57 for phase = [1:3]
58     pmax_w{i}(phase) = mask{i}(phase)*psum_max_w{i}/sum(mask{i});
59 endfor
60 endif
61
62 % minimal power to fully discharge buffer (0 % SoC)
63 psum_min_w{i} = 0;
64 pmin_w{i} = [0,0,0];
65
66 if cps{i}.eta(2) > 0
67     psum_min_w{i} = (0 - cps{i}.w) * cps{i}.eta(2); % min. power sum (0 % SoC)
68
69 % min. power (0 % SoC) on each phase
70 for phase = [1:3]
71     pmin_w{i}(phase) = mask{i}(phase)*psum_min_w{i}/sum(mask{i});
72 endfor
73 endif
74
75 % potential power regulation (positive and negative) by power limits
76 ppotpos_p{i} = cps{i}.pmax - cps{i}.p;
77 ppotneg_p{i} = cps{i}.pmin - cps{i}.p;
78
79 % potential power regulation (positive and negative) by energy limits
80 ppotpos_w{i} = pmax_w{i} - cps{i}.p;
81 ppotneg_w{i} = pmin_w{i} - cps{i}.p;
82
83 % resulting pos. and neg. potential power regulations by power and energy
84 % limits
85 ppotpos{i} = min(ppotpos_p{i}, ppotpos_w{i});
86 ppotneg{i} = max(ppotneg_p{i}, ppotneg_w{i});
87
88 % sum of pos. and neg. potential power regulation of indexed CPS-units
89 ppotpos_sum = ppotpos_sum + ppotpos{i};
90 ppotneg_sum = ppotneg_sum + ppotneg{i};
91 endfor
92
93 % ADJUST POWER DEMAND FOR INDEXED CPS-UNITS TO MANAGEABLE POWER REGULATION
94 for phase = [1:3]
95     if pdsm(phase) > ppotpos_sum(phase)
96         pdsm = ppotpos_sum;
97     elseif pdsm(phase) < ppotneg_sum(phase)
98         pdsm = ppotneg_sum;
99     endif
100 endfor
101
102 % GET ASYMETRIC AND SYMETRIC CORRECTIVE SUMMAND AND APPLY FOR INDEXED CPS-UNITS
103 for i = idxcps
104     % initialize asymmetric corrective summand for power correction on each phase

```

```

103 C_asym_neg{i} = [0,0,0]; % asymmetric corrective summand for negative
104   powerdemand
105 C_asym_pos{i} = [0,0,0]; % asymmetric corrective summand for positive
106   powerdemand
107 C_asym_min{i} = 0;       % min. asym. neg. corr. summ.
108 C_asym_max{i} = 0;       % max. asym. pos. corr. summ.
109 C_sym_neg{i} = 0;        % negative symmetric corrective summand
110 C_sym_pos{i} = 0;        % positive symmetric corrective summand
111
112 % get asymmetric corrective summand for power correction on each phase
113 for phase = [1:3]
114   % asymmetric corrective summand for negative powerdemand
115   if ppotneg_sum(phase) != 0
116     C_asym_neg{i}(phase) = pdsm(phase)*ppotneg{i}(phase)/ppotneg_sum(phase);
117   endif
118
119   % asymmetric corrective summand for positive powerdemand
120   if ppotpos_sum(phase) != 0
121     C_asym_pos{i}(phase) = pdsm(phase)*ppotpos{i}(phase)/ppotpos_sum(phase);
122   endif
123
124   C_asym_min{i} = min(C_asym_min{i}, C_asym_neg{i}(phase)); % min. asym. neg.
125     corr. summ.
126   C_asym_max{i} = max(C_asym_max{i}, C_asym_pos{i}(phase)); % max. asym. pos.
127     corr. summ.
128 endfor
129
130 % get symmetric corrective summand for power correction on each phase
131 for phase = [1:3]
132   C_sym_pos{i}(phase) = mask{i}(phase)*C_asym_max{i};      % pos. sym. corrective
133     summand
134   C_sym_neg{i}(phase) = mask{i}(phase)*C_asym_min{i};      % neg. sym. corrective
135     summand
136 endfor
137
138 % apply symmetric corrective summand for power correction on each phase
139 if sum(pdsm) >= 0
140   cps{i}.p = cps{i}.p + C_sym_pos{i};                      % apply corrective
141     summand
142 elseif sum(pdsm) < 0
143   cps{i}.p = cps{i}.p + C_sym_neg{i};                      % apply corrective
144     summand
145 endif
146
147 endfor
148
149 endfunction

```

Listing D.3: Beispiel Funktion für gleichmäßiges DSM

D.3. Konfigurationsdateien und PV-Ertragsdaten für energyflowsim.m

In diesem Kapitel sind die CSV-Konfigurationsdateien für den .m-Code gelistet. Tabelle D.1 definiert die statischen Parameter für alle CPS-units und Tabelle D.2 für alle Knoten (nodes). Die mit *weatheranalysis.m* unter den in Kapitel 4 definierten Randbedingungen generierten Ertragsdaten der PV-Module für die Szenarien Worst Case, Normal Case und Best Case sind in Tabelle D.3 aufgeführt. Die Usecases aller CPS-units für die drei genannten Szenarien sind in den Tabellen D.4, D.5 und D.6 parametrisiert.

name	node	pmin1	pmin2	pmin3	pmax1	pmax2	pmax3	qmin1	qmin2	qmin3	qmax1	qmax2	qmax3	wmax	etap	etan	etaw
LP1	n1	0	0	0	16	16	16	11	12	13	0	0	0	0	0.85	1	1
LP2	n1	0	0	0	8	8	8	21	22	23	0	0	0	0	0.85	1	1
LP3	n1	0	0	0	8	8	8	31	32	33	0	0	0	0	0.85	1	1
LP4	n1	0	0	0	3.7	3.7	3.7	0	0	0	0	0	0	0	0.85	1	1
LP5	n1	0	0	0	3.7	3.7	3.7	0	0	0	0	0	0	0	0.85	1	1
LP6	n1	0	0	0	0.74	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.85	1	1
LP7	n1	0	0	0	0.74	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.85	1	1
LP8	n1	0	0	0	0.74	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.85	1	1
LP9	n1	0	0	0	0.74	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.85	1	1
LP10	n1	0	0	0	0.74	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.85	1	1
PB	n1	-0.6	-0.6	-0.6	0.6	0.6	0.6	0	0	0	0	0	0	0	0.9	0.9	1
PV	n2	-10	-10	-10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.9	0.9	1

Tabelle D.1.: Konfigurationsdatei für CPS-units: cfg_cps.csv

name	link	pmax1	pmax2	pmax3	qmax1	qmax2	qmax3
n1	n2	16.66666666667	16.66666666667	16.66666666667	0	0	0
n2	n1	16.66666666667	16.66666666667	16.66666666667	0	0	0

Tabelle D.2.: Konfigurationsdatei für Knoten: cfg_node.csv

Comment	cps.id	Mode	W	Wmax	t_start	t_end
BMW i3	LP1	SofoL	9.96	33.2	800	1600
Renault Zoe Z.E.40	LP1	SofoL	12.3	41	1600	2400
Renault Zoe Z.E.40	LP2	SofoL	12.3	41	900	1700
Electro Smart	LP3	SofoL	5.28	17.6	1700	2400
ZeroDS	LP4	SofoL	3.42	11.4	1400	2400
Vectrix	LP5	SofoL	1.32	4.4	1400	2400
Pufferbatterie	PB	PB	1.71	3.42	0	2400
PV 20,145 kWp	PV	PV	0	0	0	2400

Tabelle D.4.: Konfigurationsdatei für CPS Usecases im Worst Case:
cfg_cpsuse_wc.csv

Comment	cps.id	Mode	W	Wmax	t_start	t_end
Renault Zoe Z.E.40	LP1	KontL	12.3	41	800	1600
Electro Smart	LP2	KontL	11.44	17.6	0	700
Electro Smart	LP2	KontL	5.28	11.44	1700	2400
Vectrix	LP4	KontL	2.86	4.4	0	900
Vectrix	LP4	KontL	1.32	2.86	1400	2400
Wirsol Polaris	LP6	KontL	0.12	0.4	800	1600
Wirsol Polaris	LP7	KontL	0.12	0.4	900	1700
Pufferbatterie	PB	PB	1.71	3.42	0	2400
PV 20,145 kWp	PV	PV	0	0	0	2400

Tabelle D.5.: Konfigurationsdatei für CPS Usecases im Normal Case:
cfg_cpsuse_nc.csv

Comment	cps.id	Mode	W	Wmax	t_start	t_end
Renault Zoe Z.E.40	LP1	FlexL	12.3	41	800	1600
Vectrix	LP4	FlexL	2.86	4.4	0	1000
Vectrix	LP4	FlexL	1.32	2.86	1400	2400
Wirsol Polaris	LP6	FlexL	0.12	0.4	800	1600
Wirsol Polaris	LP7	FlexL	0.12	0.4	800	1600
Wirsol Polaris	LP8	FlexL	0.12	0.4	900	1700
Wirsol Polaris	LP9	FlexL	0.12	0.4	900	1700
Wirsol Polaris	LP10	FlexL	0.12	0.4	1000	1600
Pufferbatterie	PB	PB	1.71	3.42	0	2400
PV 20,145 kWp	PV	PV	0	0	0	2400

Tabelle D.6.: Konfigurationsdatei für CPS Usecases im Best Case:
cfg_cpsuse_bc.csv

Stunde	WC	NC	BC
1.	0.00	0.00	0.00
2.	0.00	0.00	0.00
3.	0.00	0.00	0.00
4.	0.00	0.00	0.00
5.	0.00	0.06	0.95
6.	0.00	0.45	3.58
7.	0.00	0.84	6.88
8.	0.00	0.73	10.30
9.	0.00	1.06	13.49
10.	0.11	4.08	16.06
11.	0.22	7.61	17.96
12.	0.17	9.35	18.75
13.	0.22	7.50	18.80
14.	0.22	6.44	17.74
15.	0.11	4.31	15.72
16.	0.00	7.44	13.15
17.	0.00	6.38	10.07
18.	0.00	3.08	6.77
19.	0.00	1.57	3.53
20.	0.00	0.22	0.90
21.	0.00	0.00	0.00
22.	0.00	0.00	0.00
23.	0.00	0.00	0.00
24.	0.00	0.00	0.00

Tabelle D.3.: Stündliche Ertragsdaten der PV-Module in den Szenarien Worst, Normal und Bestcase in kWh