

Masterarbeit

Analyse von Szenarien für die Nutzung von erneuerbaren Energien und Batteriespeicher- technologien in subautarken Ortsnetzen

Modellierung eines Mikronetzes am Beispiel des Schau- fensters Dörpum

- Joscha Höck -

Ausgabedatum:	19.01.2018
Abgabedatum:	
Erstprüfer:	Prof. Dr.-Ing. Cecil Bruce-Boye
Zweitprüferin:	Mareike Redder (M.Sc.)
Inhaltlicher Betreuer:	Malte Myrau (M.Sc.)
Vorsitzender des Prüfungsausschusses:	Prof. Dr. rer. nat. Dipl.-Inform. Andreas Hanemann

Erklärung zur Masterarbeit

Ich versichere, dass ich die Arbeit selbständig, ohne fremde Hilfe verfasst habe.

Bei der Abfassung der Arbeit sind nur die angegebenen Quellen benutzt worden. Wörtlich oder dem Sinne nach entnommene Stellen sind als solche gekennzeichnet.

(Datum)

Unterschrift

Zusammenfassung der Arbeit

Fachbereich:	Elektrotechnik und Informatik
Studiengang:	Angewandte Informationstechnik, M.Sc.
Thema:	Analyse von Szenarien für die Nutzung von erneuerbaren Energien und Batteriespeichertechnologien in subautarken Ortsnetzen – Modellierung eines Mikronetzes am Beispiel des Schaufensters Dörpum
Zusammenfassung:	<p>Zur effizienteren Nutzung von erneuerbaren Energien auf Haushalts- und Netzebene, wurde ein Modell eines Ortsnetzes entwickelt, um den Lastfluss eines jeden Netzelementes zum Übergabepunkt des Verteilnetzbetreibers darzustellen. Außerdem wird ein Batteriemodell entwickelt, mit dem im Modell des Ortsnetzes verschiedene Untersuchungsfälle aufgestellt werden. Dies dient der Untersuchung der Auswirkung eines erhöhten Eigenverbrauchs auf den Autarkiegrad. Die Untersuchungen beinhalten den Einsatz von Haushalts- und Ortsnetzbatteriespeichern, die Verwendung einer Windenergieanlage sowie den Einsatz eines Blockheizkraftwerkes. Des Weiteren wird der Ausbau von sogenannten „Prosumern“ im Netz analysiert. Besonders die Untersuchungen auf Ortsnetzebene, führen zu einem erhöhten Autarkiegrad zwischen 20 und 45 Prozentpunkten, sowie einer Reduzierung der maximalen Leistung des Ortsnetzsummenprofils. Die alleinige Veränderung bereits existierender Prosumer hat nur eine kleine Auswirkung auf den Autarkiegrad des gesamten Ortsnetzes von ungefähr 4 Prozentpunkten, bewirkt jedoch für den einzelnen „Prosumer“ eine Erhöhung von 41 Prozentpunkten. Da einige Untersuchungsfälle eine Investition in einen Haushaltsspeicher bedürfen, wird für diese eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durchgeführt, um die Vorteile für einzelne „Prosumer“ zu zeigen.</p>
Verfasser:	Joscha Höck
Betreuender Professor:	Prof. Dr.-Ing. Cecil Bruce-Boye
WS / SS:	SS 2018

Abstract of Thesis

Department:	Electrical engineering and computer science
Study Course:	Applied Information Technology, M.Sc.
Subject:	Analysis of scenarios for the use of renewable energies and battery energy storages in sub-autarchic local distribution systems – A microgrid model based on the study case Dörpum
Abstract:	<p>For an efficient use of renewable energy resources on household and grid level, a model of a local distribution system is developed to analyze the power flow from each grid element to the interconnection point of the distribution system operator. Additionally, a battery model is developed to be used within the grid model to create different study cases, in which the impact of increased self-consumption on the degree of autarky is analyzed. The study cases include the use of household- and grid-level batteries and the use of an already existing wind power plant as well as the local combined heat and power station. Furthermore, the expansion of prosumers within the grid is analyzed. Especially the grid level study cases show an increased degree of autarky by 20 to 45 percentage points and a significant decrease of power levels within the grid's sum profile. The sole modification of existing, so called, "prosumers" only has a small impact on the degree of autarky of the entire grid by about 4 percentage points but leads to an increase of about 41 percentage points for an individual "prosumer".</p> <p>Since some of the study cases include an investment in a battery system on household level, an economic analysis is done to show the benefit for a single "prosumer".</p>
Author:	Joscha Höck
Attending Professor:	Prof. Dr.-Ing. Cecil Bruce-Boye
WS / SS:	SS 2018

Inhaltsverzeichnis

Erklärung zur Masterarbeit	i
Zusammenfassung der Arbeit	ii
Abstract of Thesis	iii
Inhaltsverzeichnis	iv
Abbildungsverzeichnis	vii
Tabellenverzeichnis	xi
Abkürzungsverzeichnis	xiii
1. Einleitung	1
1.1 Problembeschreibung	2
1.2 Stand der Forschung	3
1.3 Eingrenzung der Arbeit	5
2. Grundlagen	7
2.1 Wandel der Energiewirtschaft	7
2.2 Smart Grids.....	9
2.3 Batteriespeichertechnologien.....	11
2.3.1 Lithium-Ionen-Batterien	12
2.3.2 Redox-Flow Batterien	17
2.3.3 Batteriespeichersysteme.....	19
2.4 Grundlagen zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....	26
2.4.1 Methoden zur Wirtschaftlichkeitsermittlung und Investitionsentscheidung	26
2.4.2 Steuerliche Betrachtung für Photovoltaik-Batteriesysteme	27
2.4.3 Strompreis- und Marktwertentwicklung	29
2.5 Statistische Grundlagen	31
2.5.1 Arithmetisches Mittel und Median	31
2.5.2 Fehlermaße.....	32
3. Ist-Analyse Dörpum	34

3.1 Aufbau der Simulation.....	34
3.2 Energieverbraucher.....	35
3.2.1 Haushalte.....	36
3.2.2 Gewerbe und Kindergarten.....	43
3.2.3 Landwirtschaft.....	44
3.2.4 Biogasanlage.....	44
3.2.5 Straßenbeleuchtung.....	45
3.2.6 Zusammenfassung der Verbraucher.....	45
3.3 Energieerzeuger.....	46
3.3.1 Photovoltaik.....	47
3.3.2 Windkraft.....	48
3.3.3 Blockheizkraftwerke.....	49
3.4 Leistungssimulation: Ergebnisse und Auswertung.....	49
4. Modellierung des Batteriespeichers.....	56
4.1 Batteriemodell 1.....	56
4.1.1 Modellaufbau.....	56
4.1.2 Verifikation der Funktionsweise.....	60
4.2 Batteriemodell 2.....	62
4.2.1 Modellaufbau.....	62
4.2.2 Verifikation der Funktionsweise.....	69
4.3 Vergleich der Batteriemodelle.....	72
4.3.1 Unterschiede in der Leistungsaufnahme.....	72
4.3.2 Simulationsdauer.....	74
4.4 Integration eines Peak-Shaving-Controllers.....	76
5. Simulationsszenarien für EE-Anlagen und Batteriespeicher.....	81
5.1 Dezentrale Batteriespeicherverteilung: Nachrüstung.....	82
5.2 Dezentrale Batteriespeicherverteilung: Prosumerausbau.....	85
5.3 Verwendung eines Ortsnetzspeichers.....	86

5.4 Einsatz einer Windenergieanlage	88
5.5 Windenergieanlage und Ortsnetzspeicher	90
5.6 Integration des Blockheizkraftwerks	91
6. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	93
6.1 Ausbau von Prosumern.....	93
6.2 Erweiterung um einen Batteriespeicher.....	98
7. Verallgemeinerung der Vorgehensweise.....	102
8. Diskussion	104
9. Ausblick.....	107
10. Literaturangaben	110
11. Anhang	I

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Transformation vom Versorgungswerk zum digitalen Energiedienstleister [6].	8
Abbildung 2: Schichten eines Smart Grids [Quelle: TADA 2013].....	10
Abbildung 3: Lade- und Entladevorgang einer LFP-Zelle [26].....	14
Abbildung 4: Ladevorgang LFP-Zelle von 0,5 C bis 1,0 C (Eingeteilt in: Konstant-Strom (CC) und Konstant-Spannung (CV)) (eigene Darstellung).....	15
Abbildung 5: Entladevorgang LFP-Zelle von 0,5 C bis 1,0 C (eigene Darstellung)	16
Abbildung 6: Schematischer Aufbau einer Redox-Flow-Batterie [32].....	18
Abbildung 7: Aufbau eines Batteriespeichersystems [38]	20
Abbildung 8: Aufbau eines Batteriemoduls (exemplarisch für Lithium-Ionen) - Links: Zelle, Mitte: Verschaltung eines Moduls, Rechts: Modul im Gehäuse [39]	20
Abbildung 9: Aufbau eines Redox-Flow Batteriesystems [Quelle: LE System Co., Ltd.].....	22
Abbildung 10: Peak-Shaving / Last (Blau) – Peak-Shaving-Level (Rot) [41].....	23
Abbildung 11: Energie-Fehlerkurve [41]	23
Abbildung 12: Darstellung der Optimierungsprozedur; (a) Vektor mit Peak-Shaving Werten; (b) Vektor mit berechneten Fehlern; (c) Neuer Vektor mit P2 und P4 als Grenzen [41]	24
Abbildung 13: Betriebsstrategien für Solarstromspeicher [19].....	25
Abbildung 14: Bruttostrompreise seit 1998 - Quelle: BDEW	29
Abbildung 15: Simulationsstruktur des Ortsnetzes	34
Abbildung 16: Profilvergleich - Winter - Werktag	42
Abbildung 17: Profilvergleich - Winter - Samstag	42
Abbildung 18: Profilvergleich - Winter - Sonntag.....	42
Abbildung 19: Lasten in Dörpum.....	46
Abbildung 20: Skizze des Simulationsszenarios - Ist-Zustand Dörpum im Jahr 2015 (Haushaltssymbole repräsentieren Lasten sämtlicher Art, vereinzelt mit PV-Anlagen).....	50
Abbildung 21: Erzeugungsverhalten – Ortsnetz Dörpum Jahr 2015	51
Abbildung 22: Verbrauchsverhalten – Ortsnetz Dörpum Jahr 2015.....	51
Abbildung 23: Wahrscheinlichkeitsnetz der Winterwerkstage um 12:00 Uhr	53
Abbildung 24: Charakteristische Summenlastprofile Dörpum - Ist-Zustand – Jahr 2015.....	54
Abbildung 25: Erzeugungsverhalten – Beispielhaushalt Jahr 2015.....	54
Abbildung 26: Verbrauchsverhalten – Beispielhaushalt Jahr 2015	55
Abbildung 27: Blockdiagramm Batteriemodell 1 - Konstante Leistung.....	56
Abbildung 28: Flussdiagramm - Batteriemodell 1	59

Abbildung 29: Modell 1 – Resultierende Summenlast / 33kWh Kapazität / 33kW Ladeleistung	61
Abbildung 30: Modell 1 – Resultierende Summenlast / 5kWh Kapazität / 5kW Ladeleistung	61
Abbildung 31: Modell 1 – Resultierende Summenlast / 33kWh / 5kW Ladeleistung.....	62
Abbildung 32: Blockdiagramm - Batteriemodell 2: Top-Level.....	63
Abbildung 33: Flussdiagramm - Batteriemodell 2 - Charge Controller.....	65
Abbildung 34: Akku-Subsystem	66
Abbildung 35: Batteriemodell 2 - Charakteristik Datenstruktur.....	67
Abbildung 36: Flussdiagramm - Batteriemodell 2 – Charakteristik-Auswahl.....	67
Abbildung 37: Flussdiagramm - Batteriemodell 2 – Interpolation	68
Abbildung 38: Modell 2 - Ladespannung - Gemessen (Linie) vs. Simuliert (Punkte)	69
Abbildung 39: Modell 2 - Ladestrom - Gemessen (Linie) vs. Simuliert (Punkte).....	70
Abbildung 40: Modell 2 - Resultierende Summenlast / 33kWh Kapazität / 33kW	71
Abbildung 41: Modell 2 - Resultierende Summenlast / 5kWh Kapazität / 5kW	71
Abbildung 42: Modell 2 - Resultierende Summenlast / 33kWh / 5kW	71
Abbildung 43: Modellvergleich Ladevorgang: Leistung vs. SOC (Fall 1: ohne Begrenzung der Ladeleistung - Fall 2: mit Begrenzung der Ladeleistung).....	73
Abbildung 44: Modellvergleich Ladevorgang: Leistung vs. Zeit (Fall 1: ohne Begrenzung der Ladeleistung - Fall 2: mit Begrenzung der Ladeleistung).....	74
Abbildung 45: Modellvergleich Ladevorgang: Energie vs. Zeit (Fall 1: ohne Begrenzung der Ladeleistung - Fall 2: mit Begrenzung der Ladeleistung).....	74
Abbildung 46: Simulationsdauer Modell 1 vs. Anzahl der Batterien	75
Abbildung 47: Simulationsdauer Modell 2 vs. Anzahl der Batterien	75
Abbildung 48: Batteriemodell 1 mit Peak-Shaving-Controller.....	77
Abbildung 49: Peak-Shaving Controller Routine: Flussdiagramm Schema.....	79
Abbildung 50: Visualisierung des Peak-Shavings für die Einspeisung	80
Abbildung 51: Einbindung des Batteriemodells	81
Abbildung 52: Skizze Study Case 1 - Nachrüstung	82
Abbildung 53: Eigenverbrauchsanteil (links) und Autarkiegrad (rechts) in Abhängigkeit der Speicherkapazität und PV-Leistung, jeweils normiert auf den Jahresstrombedarf in MWh (1.000 kWh). [Quelle: HTW Berlin Solarspeicherstudie [19]].....	82
Abbildung 54: Skizze Study Case 3 – Ortsnetzspeicher	87
Abbildung 55: Erzeugungsverhalten – Study Case 3 – Ortsnetz Dörpum Jahr 2015	88

Abbildung 56: Verbrauchsverhalten – Study Case 3 – Ortsnetz Dörpum Jahr 2015.....	88
Abbildung 57: Skizze Study Case 4 – Windenergieanlage.....	89
Abbildung 58: Skizze Study Case 5 – Ortsnetzspeicher und Eindenergieanlage	90
Abbildung 59: Skizze Study Case 6 – Integration des BHKWs	92
Abbildung 60: Cashflow Vergleich PV- Investition mit und ohne Batterie - Strompreissteigerung 0,4 %	96
Abbildung 61: Cashflow Vergleich PV- Investition mit und ohne Batterie - Strompreissteigerung 3,6 %	96
Abbildung 62: Dynamische Amortisation - ohne Batterie (Blau) - mit Batterie (Orange) – 2,0 % Strompreissteigerung (schwarze Linie)	96
Abbildung 63: Bruttoeinkommensverteilung bei 2,0 % Strompreissteigerung	97
Abbildung 64: Amortisation - ohne Batterie (Blau) - mit Batterie mit halber Kapazität (Orange) – 2,0 % Strompreissteigerung (schwarze Linie)	98
Abbildung 65: Cashflow Vergleich PV- Investition mit und ohne Batterie - Strompreissteigerung 0,4 %	100
Abbildung 66: Cashflow Vergleich PV- Investition mit und ohne Batterie - Strompreissteigerung 3,6 %	100
Abbildung 67:Erstellung der Leistungszeitreihe eines Netzteilnehmers	102
Abbildung 68: Infrastruktur Smartmeter Messung und Matlab Connectivität	109
Abbildung 69: Erzeugungsverhalten – Ortsnetz Dörpum Jahr 2015	VII
Abbildung 70: Verbrauchsverhalten – Ortsnetz Dörpum Jahr 2015.....	VII
Abbildung 71: Erzeugungsverhalten – Beispielhaushalt Jahr 2015.....	VIII
Abbildung 72: Verbrauchsverhalten – Beispielhaushalt Jahr 2015	IX
Abbildung 73: Charakteristische Summenlastprofile Beispielhaushalt - Ist-Zustand	IX
Abbildung 74: Erzeugungsverhalten – Study Case 1 – Ortsnetz Dörpum Jahr 2015	X
Abbildung 75: Verbrauchsverhalten – Study Case 1 – Ortsnetz Dörpum Jahr 2015.....	X
Abbildung 76: Charakteristische Summenlastprofile Ortsnetz Dörpum – Study Case 1 – (Neues Profil (Blau) – Ist-Zustand (Orange)).....	XI
Abbildung 77: Erzeugungsverhalten – Study Case 1 – Beispielhaushalt Jahr 2015.....	XI
Abbildung 78: Verbrauchsverhalten – Study Case 1 – Beispielhaushalt Dörpum Jahr 2015.....	XII
Abbildung 79: Charakteristische Summenlastprofile Beispielhaushalt – Study Case 1 – (Neues Profil (Blau) – Ist-Zustand (Orange)).....	XII
Abbildung 80: Erzeugungsverhalten – Study Case 2 – Ortsnetz Dörpum Jahr 2015	XIII
Abbildung 81: Verbrauchsverhalten – Study Case 2 – Ortsnetz Dörpum Jahr 2015.....	XIII

Abbildung 82: Charakteristische Summenlastprofile Ortsnetz Dörpum – Study Case 2 – (Neues Profil (Blau) – Ist-Zustand (Orange)).....	XIV
Abbildung 83: Erzeugungsverhalten – Study Case 3 – Ortsnetz Dörpum Jahr 2015	XIV
Abbildung 84: Verbrauchsverhalten – Study Case 3 – Ortsnetz Dörpum Jahr 2015.....	XV
Abbildung 85: Charakteristische Summenlastprofile Ortsnetz Dörpum – Study Case 3 – (Neues Profil (Blau) – Ist-Zustand (Orange)).....	XV
Abbildung 86: Erzeugungsverhalten – Study Case 4 – Ortsnetz Dörpum.....	XVI
Abbildung 87: Verbrauchsverhalten – Study Case 4 – Ortsnetz Dörpum	XVI
Abbildung 88: Charakteristische Summenlastprofile Ortsnetz Dörpum – Study Case 4 – (Neues Profil (Blau) – Ist-Zustand (Orange)).....	XVII
Abbildung 89: Erzeugungsverhalten – Study Case 5 – Ortsnetz Dörpum.....	XVII
Abbildung 90: Verbrauchsverhalten – Study Case 5 – Ortsnetz Dörpum	XVIII
Abbildung 91: Charakteristische Summenlastprofile Beispielhaushalt – Study Case 5 – (Neues Profil (Blau) – Ist-Zustand (Orange)).....	XVIII
Abbildung 92: Erzeugungsverhalten – Study Case 6 – Ortsnetz Dörpum.....	XIX
Abbildung 93: Verbrauchsverhalten – Study Case 6 – Ortsnetz Dörpum	XIX
Abbildung 94: Charakteristische Summenlastprofile Beispielhaushalt – Study Case 6 – (Neues Profil (Blau) – Ist-Zustand (Orange)).....	XX

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übliche Spannungsebenen in der Bundesrepublik Deutschland [14]	7
Tabelle 2: Eigenschaften von Batteriespeichern [19, S. 17], [20].....	12
Tabelle 3: Lade- und Entladespezifikationen LFP [29], [30], [31].....	15
Tabelle 4: Statistikdaten - Umgebung Dörpum [Quelle: Zensus 2011 und Statistikamt Nord (2015)].....	38
Tabelle 5: Anteile der Haushalte nach Größe des privaten Haushalts [Quelle: Zensus 2011]	38
Tabelle 6: Einwohner und Haushalte nach Größe des privaten Haushalts (Bezogen auf Gesamteinwohnerzahl Tabelle 4).....	38
Tabelle 7: Bevölkerung nach Geschlecht und sozioökonomischen Strukturmerkmalen in Nordfriesland [Quelle: Zensus 2011].....	41
Tabelle 8: Anderson Darling p-Werte für H0-Dörpum.....	41
Tabelle 9: Quantitativer Vergleich H0_BDEW; H0_Dörpum.....	43
Tabelle 10: Lasten in Dörpum.....	46
Tabelle 11: Jahresenergiedaten - Ist-Analyse – Ortsnetz Dörpum Jahr 2015	52
Tabelle 12: Energiedaten - Ist-Analyse – Beispielhaushalt Jahr 2015.....	55
Tabelle 13: Ein- und Ausgänge des Batteriemodell 1.....	57
Tabelle 14: Batterieparameter - Konstante Leistung.....	58
Tabelle 15: Batterieparameter - Modell 2	64
Tabelle 16: Vergleich gemessene und simulierte Spannungscharakteristik	69
Tabelle 17: Modell 2 - Vergleich gemessene und simulierte Stromcharakteristik	70
Tabelle 18: Konfiguration Modell 1.....	72
Tabelle 19: Konfiguration Modell 2.....	72
Tabelle 20: Spezifikationen der Simulationszielplattform.....	76
Tabelle 21: Ein- und Ausgänge des Peak-Shaving Controllers	78
Tabelle 22: Batteriekonfiguration Study Case 1	83
Tabelle 23: Jahresenergiedaten – Study Case 1 – Ortsnetz Dörpum	84
Tabelle 24: Mittlere Änderung des Summenlastprofils im Vergleich zum Ist-Zustand – Study Case 1 – Ortsnetz Dörpum	84
Tabelle 25: Jahresenergiedaten – Study Case 1 – Beispielhaushalt.....	85
Tabelle 26: Batteriekonfiguration Study Case 2	85
Tabelle 27: Jahresenergiedaten – Study Case 2 – Ortsnetz Dörpum	86
Tabelle 28: Mittlere Änderung des Summenlastprofils im Vergleich zum Ist-Zustand – Study Case 2 – Ortsnetz Dörpum	86

Tabelle 29: Batteriekonfiguration – Study Case 3	87
Tabelle 30: Jahresenergiedaten – Study Case 3 – Ortsnetz Dörpum	87
Tabelle 31: Mittlere Änderung des Summenlastprofils im Vergleich zum Ist-Zustand – Study Case 3 – Ortsnetz Dörpum	88
Tabelle 32: Jahresenergiedaten – Study Case 4 – Ortsnetz Dörpum	89
Tabelle 33: Mittlere Änderung des Summenlastprofils im Vergleich zum Ist-Zustand – Study Case 4 – Ortsnetz Dörpum	89
Tabelle 34: Batteriekonfiguration Study Case 5	90
Tabelle 35: Jahresenergiedaten – Study Case 5 – Ortsnetz Dörpum	91
Tabelle 36: Mittlere Änderung des Summenlastprofils im Vergleich zum Ist-Zustand – Study Case 5 – Ortsnetz Dörpum	91
Tabelle 37: Jahresenergiedaten – Study Case 5 – Ortsnetz Dörpum	92
Tabelle 38: Mittlere Änderung des Summenlastprofils im Vergleich zum Ist-Zustand – Study Case 5 – Ortsnetz Dörpum	92
Tabelle 39: Systemdaten - Ausbau von Prosumern	94
Tabelle 40: Parameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnung: Prosumerausbau	95
Tabelle 41: Betrachtete Ein- und Auszahlungsgrößen	95
Tabelle 42: Ergebnisse Wirtschaftlichkeitsrechnung – Prosumerausbau	97
Tabelle 43: Systemdaten - Nachrüstung des Batteriespeichers	99
Tabelle 44: Parameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnung: Prosumerausbau	100
Tabelle 45: Ergebnisse Wirtschaftlichkeitsrechnung – Summe der Rückflüsse – Nachrüstung des Batteriespeichers	101
Tabelle 46: PV-Anlagen Dörpum nach Straßennummern [Quelle: [66]]; Jahresverbrauch ermittelt in Kapitel 3.2.1	XXI

Abkürzungsverzeichnis

(V-)RFB	(Vanadium-)Redox-Flow-Batterie (Flussbatterie)
AC	Alternating Current (Wechselstrom)
AfA	Absetzung für Abnutzung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMM	Batterie-Management-Modul
CC	Konstantstrom
C-Rate	Ladestrom in Abhängigkeit der Kapazität einer Batterie
CV	Konstantspannung
DC	Direct Current (Gleichstrom)
DoD	Depth of Discharge (Entladetiefe)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EstG	Einkommenssteuergesetz
Hz	Hertz
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologien
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
kWh	Kilowattstunden
KWM	Kapitalwertmethode
kWp	Spitzenleistung
LED	Light-Emitting-Diode
LFP	Lithium Eisenphosphat
Li	Lithium
LIB	Lithium-Ionen-Batterie
m ²	Quadratmeter
mA / A	Milliampere / Ampere
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
PV	Photovoltaik
RTE	Round-Trip-Efficiency
SH-NETZ AG	Schleswig-Holstein Netz AG
SLP	Standardlastprofil

SoC	State of Charge (Ladezustand)
UstG	Umsatzsteuergesetz
V / kV	Volt / Kilovolt
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
W / kW /MW	Watt / Kilowatt / Megawatt
WEA	Windenergieanlage

1. Einleitung

Im Sinne der Energiewende wird im norddeutschen Raum vermehrt auf erneuerbare Energien zurückgegriffen. Seit 2015 ist Schleswig-Holstein bereits bilanziell energieautark [1]. Mit Hilfe des erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) soll es sich wirtschaftlich lohnen in die neuere Energiegewinnung zu investieren, sowohl für Netzbetreiber als auch für Privatpersonen. Dieser Wandel umfasst den Umstieg von zentraler auf dezentrale Energieerzeugung. Die zumeist eingesetzten Verfahren zur Energieumwandlung mit regenerativen Ressourcen sind Photovoltaik (PV)- und Windenergieanlagen (WEA), welche stark wetterabhängig, im Vergleich zur konventionellen Energieerzeugung mittels fossiler Brennstoffe, sind. Die auf diese Weise erzeugte Energie ist aufgrund der Wetterabhängigkeit sehr volatil, weshalb sich die Haushalte mit kleineren Erzeugern nicht kontinuierlich darauf verlassen können, ihren Eigenbedarf an Energie zu decken und müssen deshalb die restliche Energie vom Netzanbieter beziehen. Durch diesen stetigen Wechsel entstehen in Überlastsituationen erhebliche Kosten für den Netzanbieter, da bei Überlast des Niederspannungsnetzes teurere Regelernergie durch das übergeordnete Netz geliefert werden muss [2].

Um den Austausch von Energie mit dem Übertragungsnetz zu verringern oder zu glätten, können alle energiebeziehenden und erzeugenden Einheiten zu sogenannten Mikronetzen, welche die kleine Einheit eines Smart Grids darstellt, zusammengefasst werden, um die Energie innerhalb des Netzes lokal zu nutzen [3]. Das heißt, dass ein Smart Grid zu einer besseren Ausnutzung der konventionellen Netzinfrastruktur führt, was deren Ausbaubedarf dämpft oder die Netzstabilität bei gleicher Auslastung verbessert [4].

Mit Hilfe frei verfügbarer Daten soll das Ortsnetz von einem Ortsteil der Gemeinde Bordelum (Nordfriesland) modelliert werden. Es soll untersucht werden, ob bereits verfügbare Anlagen der erneuerbaren Energien oder eine gezielte Investition in Speichertechnologien dazu in der Lage sind den Autarkiegrad des Ortnetzes, unter Beibehaltung der Anbindung zu den höheren Netzebenen, zu steigern. Hierbei werden auch wirtschaftliche Aspekte für Privatpersonen betrachtet.

1.1 Problembeschreibung

Das Projekt carpeDIEM beschäftigt sich mit der effizienten Nutzung lokal erzeugter Energien und der Entwicklung eines verteilten Energiemanagements. Zur praktischen Untersuchung des Konzeptes werden Anwendungsbeispiele benötigt. Die Gemeinde Bordelum in Nordfriesland besitzt einen hohen Anteil an erneuerbare-Energie-Anlagen und bietet somit das Potenzial eines „Mikronetzes“. Für deren Ortsteil Dörpum plant die Gemeinde bereits seit 2011 das Projekt „Schaufenster Dörpum“, welches eine 100%-ige regenerative Eigenenergieversorgung für den Ortsteil Dörpum anstrebt. Aus diesem Grund sind beide Projekte Netzwerkpartner, um gegenseitig von Ihren Ergebnissen zu profitieren.

Die Ortschaft Dörpum, mit 120 Haushalten und einem Stromverbrauch von jährlich etwa 800.000 Kilowattstunden, soll primär mit Energie aus regionalen Energiequellen - vorrangig dem vorhandenen Bürgerwindpark und der Biogasanlage versorgt werden. Weiterhin werden nach Auslaufen der EEG-Vergütung, rechtliche Voraussetzungen und notwendige Bedingungen identifiziert bzw. Möglichkeiten aufgezeigt, wie die auslaufenden Windenergieanlagen weiterhin sinnvoll genutzt werden können.

Durch eine effiziente Speicherung/Umwandlung der produzierten Energie werden Schwankungen aufgrund von Wettereinflüssen reduziert [5]. Dies kann durch eine hybride Speicherung, einer Sektorenkopplung (Power-to-X) aber auch durch typische Akkumulatoren erfolgen. Zur Evaluierung unterschiedlicher Auslegungskonzepte eines Mikronetzes wird in dieser Arbeit das Beispielnetz Dörpum verwendet.

1.2 Stand der Forschung

Um das Potenzial von Verbrauchern und Erzeugern in einem Mikronetz analysieren zu können ist eine rechnergestützte Einbindung aller Komponenten in einem Simulationsmodell mit Lastberechnung notwendig. Durch die zunehmende Dezentralisierung verläuft der Stromfluss nicht mehr unidirektional von Großkraftwerken zu den Verbrauchern. Es sind auch Rückspeisungen von Leistung durch „Prosumer“ in höhere Netzebenen möglich. Da die Erzeugung der „Prosumer“ aufgrund der Erneuerbaren Energiequellen, wetterabhängig ist, sind komplexere Berechnungen der Netzauslastung notwendig [6, 7].

In den folgenden Abhandlungen wird auf die Modellierung von Verbrauchern, Erzeugern und Prosumern in einem Mikronetz eingegangen.

Zur Darstellung der „Net Power“, also der Summenlast, eines „Prosumers“, wird in einer Veröffentlichung des IEEE „A methodology for modeling the behavior of electricity prosumers within the smart grid“ [8], die Summe aus Erzeugern und Lasten gebildet.

In der Dissertation von Philipp Nobis „Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen“ [9], werden Last- und Erzeugungsprofile von Wirkleistung dafür verwendet, Haushalte und andere Netzteilnehmer, darzustellen.

Im IÖW-Energie-Prosumer-Modell, des Institutes für ökologische Wirtschaftsforschung, werden Erzeugung und Verbrauch eines Prosumers minutengenau über den Zeitraum eines ganzen Jahres simuliert. Dabei wird der Verbrauch mit Hilfe eines Last-Profil-Generators mit Zufallswerten aus realen Verbrauchsprofilen generiert [10].

Zur Modellierung eines Batterieenergiespeichers wird in der Dissertation von Thomas Kaschub „Batteriespeicher in Haushalten - unter Berücksichtigung von Photovoltaik, Elektrofahrzeugen und Nachfragesteuerung“ die energetische Betrachtung der Lade- und Entladeleistungen, unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades, betrachtet. In dieser Modellierung werden konstante Leistungen zum Laden und Entladen eines Batteriesystems verwendet. Diese reicht aus, da nur die Entwicklung des Ladezustandes und die Lebensdauer, für energietechnische und wirtschaftliche Berechnungen, notwendig sind. Detailliertere Modelle, die zellinterne Prozesse darstellen, sind zu komplex für die Betrachtung über längere Zeiträume [11].

In der Studie „Optimierte Netz- und Marktintegration von Windenergie und Photovoltaik durch Einsatz von Energiespeichern“ des Fraunhofer UMSICHT [12], stellte sich durch Simulation eines Ortsnetzes heraus, dass das Netz durch eine Erhöhung des PV-Eigenverbrauchsanteils

entlastet wird. Dazu eignen sich mobile sowie stationäre Hausspeichersysteme. Außerdem wird auf Ortsnetzebene, in einer der Fallstudien, ein Windpark in Kombination mit einem großtechnischen, stationären Stromspeicher und dessen Dimensionierung untersucht.

Die Speicherstudie aus dem Jahr 2013 des Fraunhofer Instituts ISE [13] sieht, auf dem Weg zum Ziel der 100-prozentigen Versorgung durch erneuerbare Energien, das Hauptproblem bei Netzengpässen. Aus diesem Grund werden in dieser Studie Hausspeichersysteme betrachtet, die netzdienlich geführt werden. Die Netzdienlichkeit ergibt sich hierbei aus einer Kombination aus Minimierung der Einspeiseleistung bei gleichzeitiger Maximierung des Eigenverbrauchs. Durch diese Betriebsweise können laut der Studie die Einspeisespitzen um bis zu 40 % reduziert werden.

1.3 Eingrenzung der Arbeit

Um genaue Aussagen über den Autarkiegrad des Ortsteils treffen zu können wird ein Modell von Dörpum entwickelt, indem sowohl die Verbraucher als auch die Erzeuger mit Ihren elektrischen Lastgängen dargestellt werden. Es wird sich also auf die Energieschicht (vgl. Kapitel 2.2) eines Smart Grids bezogen, um das aktuelle Potenzial Dörpums, mit den bereits vorhandenen Anlagen, abschätzen zu können.

Anhand einer Simulation können die Lastflüsse im Netz analysiert und unterschiedliche Last- und Erzeugungsszenarien erstellt werden. In Kapitel 3 dieser Arbeit wird der Ist-Zustand Dörpums, durch Modellierung und Simulation, analysiert. Für die Modellierung des Netzes von Dörpum werden Last- und Erzeugerkennwerte benötigt, um mit Hilfe eines Simulationstools das Netz darzustellen und zu berechnen. Da für das Netz keine und für die Netzteilnehmer kaum Daten vorhanden sind, werden diese auf Basis von Statistiken oder anderen frei verfügbaren Daten hergeleitet. Dies dient zugleich der Verallgemeinerung der Vorgehensweise für andere Orte und Gemeinden.

Um die Simulation durchzuführen wird Matlab/Simulink verwendet. Mit der Software lassen sich verschiedene Ebenen des Stromnetzes in Form von Summenlastprofilen implementieren um Lastsimulationen durchzuführen. Diese Aufstellung repräsentiert dann die Lasten- und Erzeugerprofile, die an einem Übergabepunkt zum übergeordneten Netz aufsummiert werden. Dies ermöglicht Veränderungen am Netz, durch Hinzufügen oder Entfernen von Netzelementen, zu analysieren. Betrachtungen von Netzverlusten und Spannungsabfällen werden, auf Grund von nicht verfügbaren Daten über die Netzstruktur, in dieser Simulation vernachlässigt.

Zur Untersuchung des Potentials von Energiespeichern, wird in Kapitel 4 ein Batteriespeichermodell entworfen. Hierfür werden zwei Ansätze gewählt und auf ihre Tauglichkeit, in einer Leistungssimulation für Untersuchungen mit längeren Zeiträumen, geprüft.

Darauf aufbauend werden in Kapitel 5 Szenarien entwickelt, die durch Maximierung der lokalen Energienutzung den Energieaustausch zum Übertragungsnetz reduziert. Hierfür wird das zuvor entwickelte Batteriemodell verwendet. Zusätzlich bestehen weitere Szenarien daraus, den Einsatz bereits vorhandener erneuerbarer-Energien-Anlagen, wie das Blockheizkraftwerk und eine Windenergieanlage, zur Erhöhung des Autarkiegrades zu untersuchen.

Da einige Untersuchungsfälle die Teilnahme der Einwohner Dörpums verlangen, wird in Kapitel 6 eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung dieser Szenarien durchgeführt.

Ziel der Arbeit ist sowohl die effizientere Verwendung der erneuerbaren Energie-Anlagen in Dörpum als auch die Übertragbarkeit der Durchführung der Untersuchungen auf ähnliche Netzstrukturen.

2. Grundlagen

2.1 Wandel der Energiewirtschaft

Seit dem Beginn des 21. Jahrhunderts ist die Energiewirtschaft in Deutschland im stetigen Wandel. Durch die zunehmende Dezentralisierung der Energieerzeugung sind Energieversorgungsunternehmen einer immer stärker wachsenden Konkurrenz ausgesetzt und müssen sich an die Entwicklung der Energiemärkte anpassen [6].

Das Stromnetz in Deutschland ist in vier Ebenen unterteilt (vgl. Tabelle 1). Die Höchstspannung mit 380 kV dient dem Transport von elektrischer Energie über größere Distanzen. In diese Ebene speisen in der Regel Großkraftwerke ≥ 700 MW ein. Die Hochspannungsebene mit 110 kV und die Mittelspannungsebene mit 10 – 20 kV, gehören bereits zum Verteilnetz. In diese Ebenen speisen kleinere Kraftwerke und Windenergieanlagen ein. Die Verbraucher werden dann über die Verteilnetze der Nieder- und Mittelspannungsebene versorgt. [14]

Tabelle 1: Übliche Spannungsebenen in der Bundesrepublik Deutschland [14]

Bezeichnung	Kurzform	Spannung	Bemerkung
Höchstspannung	HS	380 kV	400-kV-Ebene
Hochspannung		110 kV	Verteilungsspannungen
Mittelspannung	MS	20 kV 10 kV	
Niederspannung	NS	230 V / 400 V	0,4-kV-Ebene

Im Netz wird eine Frequenz von 50 Hz, mit einer Genauigkeit von einem Tausendstel, verwendet. Die Genauigkeit ist notwendig, um die Stabilität des Netzes zu gewährleisten. Dies erfolgt nur unter der Bedingung, dass Erzeugung möglichst genau dem Verbrauch entspricht. Um dies zu organisieren, ist das Netz in ganz Deutschland in vier regionale Regelzonen untergliedert, welche wiederum in 100 – 200 Bilanzkreise unterteilt sind. Auf 15-Minuten-Basis wird der Verbrauch eines Bilanzkreises für den nächsten Tag abgeschätzt. Sollte das Gleichgewicht aus Erzeugung und Verbrauch dennoch nicht bestehen, muss der Übertragungsnetzbetreiber teure Regellenergie zum Ausgleich bereitstellen. Im Extremfall, müssen einzelne Bereiche des Netzes abgetrennt werden. Die Verantwortung für die Netzstabilität liegt bei den Übertragungsnetzbetreibern [14].

Aufgrund der zunehmenden Dezentralisierung der Energieversorgung durch private Photovoltaik- und Windenergieanlagen, ist die Erzeugung von Energie wetterbedingt schwerer vorherzusagen, was die Netzstabilität und die Energiebilanz in den Verteilnetzen stark beeinflusst [6,

14]. Weiter vorangetrieben wird die Dezentralisierung durch das erneuerbare-Energien-Gesetz, welches im Jahr 2000 in Kraft getreten ist. In diesem wird, in §1 EEG, das Ziel einer nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung im Interesse des Umweltschutzes geregelt. Es regelt die Förderung, den Ausbau und den netzverträglichen Einsatz von erneuerbaren Energien [15]. Zudem hat die Einspeisung aus Quellen der erneuerbaren Energien, Vorrang vor Erzeugern der fossilen Brennstoffe [6].

Der Wandel der Energiewirtschaft, lässt sich gut mit Hilfe des Strukturwandels der Energieversorgungsunternehmen in Abbildung 1 beschreiben.

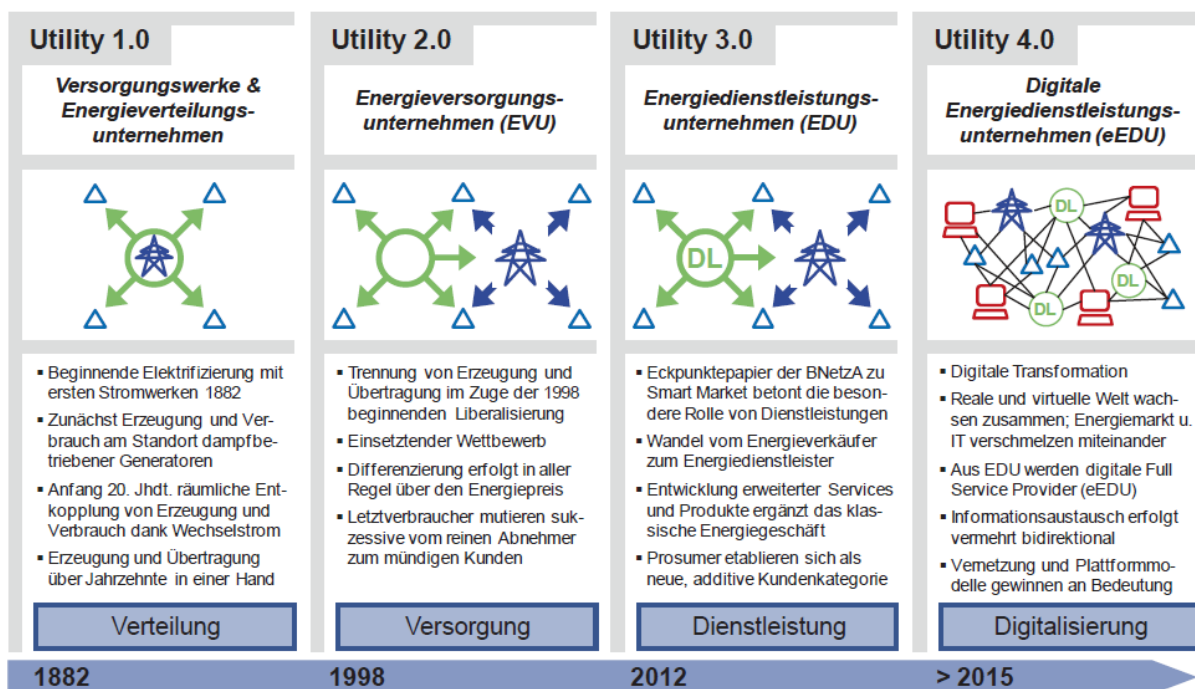


Abbildung 1: Transformation vom Versorgungswerk zum digitalen Energiedienstleister [6]

Bis Ende der 90er Jahre waren die Energieversorgungsunternehmen zentrale und monopolistische Energieproduzenten und zugleich die Energielieferanten (Utility 1.0). Das einzige Ziel bestand darin die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Mit der Liberalisierung der Energiewirtschaft im Jahr 1998, entwickelte sich ein Wettbewerbsmarkt in der Energiewirtschaft. Es trennte sich die Energieversorgung von der Energieübertragung (Utility 2.0). Die Differenzierung zwischen Erzeugung und Transport erfolgt über den Energiepreis. Endverbraucher haben von da an die Möglichkeit ihren Stromanbieter eigenständig zu wählen, was den Konkurrenzdruck auf die Energieversorger erhöht [6].

Mit Veröffentlichung des Eckpunktepapiers zu Smart Markets im Dezember 2011, weist die Bundesnetzagentur den Weg in Richtung eines Energiedienstleistungsunternehmens (EVU), anstelle von reinen Energieversorgern (Utility 3.0). Diese sollen sich mit Hilfe von innovativer

Dienstleistungen und komplexer Lösungen um Energiemengen, einen Mehrwert für den Kunden erzeugen und somit dessen Loyalität gewinnen. So ein Service ist beispielsweise die Betreuung von Prosumern, also Konsumenten, die gleichzeitig produzieren, um sich selber zu versorgen. Durch die Digitalisierung wird, mit Hilfe von Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT), die Energieproduktion immer weiter virtualisiert und automatisiert und führt zur Verschmelzung der Energiemärkte mit Informationstechnologie (Utility 4.0) [6].

Durch die Zunahme dezentraler Einspeise- und Eigenverbrauchsanlagen steigen auch die Koordinationsanforderungen und die zu beherrschenden Datenmengen für Abrechnungen und Energiebilanzplanungen. Außerdem steigt, durch die Zunahme des Volumens unsteter, regenerativer Energieformen, die Kapazitätsschwankung im Stromnetz. Trotzdem besteht für Energieversorgungs- und Energieverteilungsunternehmen die Aufgabe, kontinuierlich ein weitgehend stabiles Gleichgewicht aus Stromangebot und -nachfrage zu gewährleisten [6].

Langfristig müssen sich also Systeme etablieren, deren Verbrauchskurven sich mittels Lastverlagerung an die Erzeugung anpassen. Es findet also ein Paradigmenwechsel, von verbrauchsorientierter Erzeugung zum erzeugungsorientierten Verbrauch, statt [6]. Dies lässt sich beispielsweise durch sogenannte Smart Grids realisieren.

2.2 Smart Grids

In der Einleitung der Deutschen Normungsroadmap Version 1.0 wird der Begriff Smart Grid mit Abstimmung auf die IEC-Normung für Deutschland wie folgend definiert:

„Der Begriff ‚Smart Grid‘ (Intelligentes Energieversorgungssystem) umfasst die Vernetzung und Steuerung von intelligenten Erzeugern, Speichern, Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln in Energieübertragungs- und -Verteilungsnetzen mit Hilfe von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT). Ziel ist auf Basis eines transparenten, energie- und kosteneffizienten sowie sicheren und zuverlässigen Systembetriebs die nachhaltige und umweltverträgliche Sicherstellung der Energieversorgung.“ [7]

Smart Grids unterscheiden sich demnach also von herkömmlichen Energienetzen in den Punkten Transparenz und Dynamik. Sie betrachten zusätzlich zu den zentralen Energieerzeugern, Verteil-, Übertragungsnetzen und derer Betriebsmittel, ebenfalls dezentrale Erzeuger und Speicher bis hin zur Verbraucherebene, um eine gesamtheitliche Betrachtung des Energieversorgungssystems zu erzielen. Es werden also auch die Kunden als Verbraucher und gegebenenfalls als Erzeuger in die Betrachtung mit eingebunden. [7]

Die Netztransparenz wird mit Hilfe von IKT umgesetzt. Als Basis hierfür werden intelligente Energiezähler sogenannte ‚Smart Meter‘ verwendet, die die durchflossenen Energiemengen messen und in digitaler Form über eine Kommunikationsschnittstelle übertragen. In der Regel werden diese Daten in Netzwerkdatenbanken gespeichert, um von weiteren Anwendungen verwendet werden zu können. Diese sind zum Beispiel Regel- oder Prognosealgorithmen, um das Energienetz zu automatisieren. Außerdem sind Kostenabrechnungen leichter und in kleineren Zeiträumen durchführbar, da die Verbrauchsinformationen höher aufgelöst sind. [7]

In Abbildung 2 sind die einzelnen Schichten eines Smart Grids dargestellt.

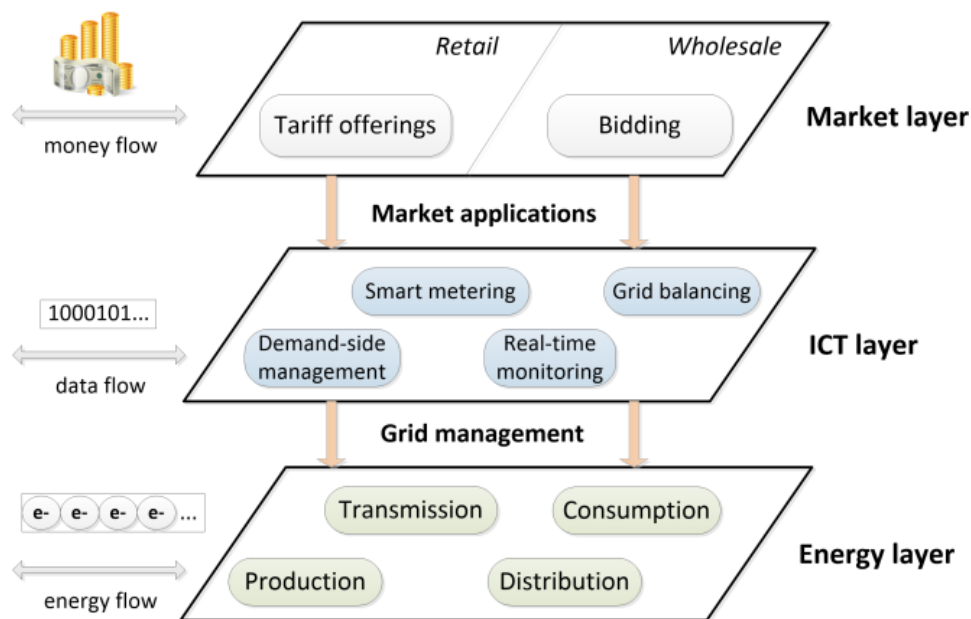


Abbildung 2: Schichten eines Smart Grids [Quelle: TADA 2013]

Die unterste Ebene ist die Energieschicht, auf der die physikalischen Energiemengen transportiert werden. In dieser Schicht werden Erzeuger, Verbraucher, die Verteilung und die Übertragung von Energie dargestellt. Die ICT-Schicht (aus dem englischen: Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT)) stellt die Digitalisierung des Smart Grids dar. In dieser Schicht werden die Teilnehmer aus der Energieschicht gesteuert, gemessen und überwacht. Auf Basis der Daten aus der ICT-Schicht, werden in der Marktschicht, die Abrechnungen der Energiemengen vorgenommen. In Interaktion mit der ICT-Schicht, kann beispielsweise der Handel mit Energie zur Zeit der besten Tarife koordiniert werden.

Ein Mikronetz ist eine kleinere Einheit eines Smart Grids. Dieses umfasst eine kleinere räumliche Ausdehnung bezogen auf ein einzelnes Dorf, Stadtteile, eine einzelne Fabrik oder ein Krankenhaus. Diese können Netzgekoppelt, aber auch als Inselnetz auftreten [3]. Die Inselssysteme erfordern die vollständige Deckung der Energienachfrage durch das Angebot zu jedem

Zeitpunkt. Sie sollten also vollständig autark sein, um ein zuverlässiges Netz zu gewährleisten. Im Falle der netzgebundenen Mikronetze steht meist die energiebilanzielle Autarkie im Vordergrund, bei der über einen Zeitraum mindestens so viel Energie produziert wird, wie auch verbraucht. Durch die Anbindung an das Netz, können momentane Überschüssen oder Bedarfe ausgeglichen werden. Es kann von einer Subautarkie gesprochen werden.

2.3 Batteriespeichertechnologien

Batteriespeicher sind chemische Speicher zum Speichern von elektrischer Energie. So wie auch andere Energiespeicher, dienen sie als zeitlicher Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage von Energie und sind somit eine Flexibilitätsoption, um Schwankungen auszugleichen. [16, S. 33]. Zum Beispiel können Überschüsse aus Photovoltaikanlagen, die um die Mittagszeit ihre höchsten Werte erreicht, in eine Batterie zwischen gespeichert werden, um sie in den Abendstunden zu verwenden, zu denen die Photovoltaikanlage keine Erträge mehr erzielt. Die Wahl von Batteriespeichern, auch Akkumulatoren genannt, ist naheliegend, da mit weiterem photovoltaischem Ausbau immer mehr dezentrale Batteriespeicher verwendet werden. 2015 wurden durchschnittlich 41 % Solarbatteriespeicher mit einer PV-Anlage installiert. Im Jahr 2014 waren es noch weniger als 14 % [17, S. 36].

Im Folgenden wird auf die Technologien der Li-Ionen und Vanadium Redox Flow Batterien eingegangen. Bleiakkumulatoren werden in der vorliegenden Arbeit nicht genauer betrachtet, denn sie geraten immer weiter in den Hintergrund. Im Jahr 2016 sind 8 % der Solarstromspeicher auf Blei-Basis installiert wurden. 2014 waren es noch 44 % [17, S. 44]. Dies könnte vor allem den hohen Investitionskosten gemessen über die Lebensdauer und nutzbaren Kapazität liegen. Dies wird mit Hilfe der sogenannten Levelized-Cost of Storage (kurz LCOS) berechnet. Laut [18, S. 72] liegen die LCOS für Bleiakkumulatoren bei einer 3,072 €/kWh, während ein gleiches Lithium-Ionen Batteriespeichersystem bei nur 1,678 €/kWh liegt. Dies entspricht mehr als den 1,8-fachen Kosten.

Eine neue aber bereits marktreife Technologie für stationäre Ortsnetzspeicher stellt die Technologie der Vanadium Redox Flow Speicher dar. Bei einem Viertel der maximalen Lade- und Entladeleistung liegt deren LCOS bei 0,338 kWh, im Vergleich liegt die Lithium-Ionen Batterie bei der gleichen Rate bei 0,455 €/kWh [18, S. 72]. Aufgrund von Alterungseffekten ist die Lade- und Entladeleistung ein wichtiger Faktor bei der Berechnung der LCOS.

Für Batteriespeicher können die Merkmale in Tabelle 2 zur Charakterisierung verwendet:

Tabelle 2: Eigenschaften von Batteriespeichern [19, S. 17], [20]

Eigenschaft	Beschreibung
Nominale Speicherkapazität	Auch genannt Nenn- oder Bruttokapazität. Ist die Energiemenge, die laut Datenblatt unter definierten Bedingungen gilt.
Nutzbare Speicherkapazität	Auch Nutzkapazität. Zur Erhöhung der Lebensdauer wird die Nennkapazität auf einen nutzbaren Ladezustandsbereich beschränkt.
Ladezustand (SoC)	Ist der relative Ladezustand bezogen auf die nominale Speicherkapazität.
Entladetiefe (DoD)	Die Differenz zwischen dem minimalen und maximalen Ladezustand des Batteriespeichers.
Zykluslebensdauer	Gibt die Anzahl der Zyklen an, nach denen die Anfangskapazität auf 80 % gesunken ist.
Kalendarische Lebensdauer	Ist die Lebensdauer nach der die Anfangskapazität ohne Zyklisierung auf 80 % gesunken ist.
Energiewirkungsgrad	Ist das Verhältnis aus entladener Energie zu zugeführter Energiemenge.

2.3.1 Lithium-Ionen-Batterien

Wie bereits beschrieben gewinnen die Lithium-basierten Batteriespeicher (LIB) im Bereich der stationären aber auch mobilen Speicherlösungen immer mehr an Bedeutung und sind für die Energie- und Leistungsdichte eine Referenztechnologie [21, S. 13]. Unterschiedliche Zellchemien stehen für die Verwendung von Lithium-Ionen-Batterien zur Verfügung, die die Speichereigenschaften beeinflussen. So haben beispielsweise LIBs mit einer Lithium-Eisenphosphat-Kathode (LFP) und einer Graphit-Anode zwar eine geringere Energiedichte als herkömmliche LIBs mit einer Kathode aus Lithium-Kobaltoxid (LCO), haben aber dafür eine deutlich höhere Lebensdauer und Leistungsdichte [21, S. 34]. Außerdem basiert die LFP-Kathode nicht zusätzlich aus Kobalt, welches als selten gilt und dessen Produktion dem Bedarf nicht gerecht wird [22, S. 9]. Die LFP-Batterien erreichen Zyklenzahlen von bis zu 10.000 Zyklen und eine kalendarische Lebensdauer von bis zu 20 Jahren [20, S. 20]. Die LFE-Kathode kann mit einer Lithium-Titanoxid-Anode (LTO) kombiniert werden, was dazu führt, dass Zyklenzahlen von bis zu 20.000 Zyklen erreicht werden können [21, S. 12]. Eine Übersicht über die unterschiedlichen LIB-Zellchemien und deren Eigenschaften, erstellt vom VDE in „Kompendium: Li-Ionen-Batterien“ [23, S. 33] kann in Anlage A betrachtet werden.

Die kalendarische sowie die zyklische Lebensdauer, ist ein wichtiges Maß zur Beurteilung der kapazitiven Degradation. In Datenblättern werden, mit Garantieanspruch, sowohl die Vollzyk-

len als auch die Jahre angegeben, bei denen die Batterie noch 80 % ihrer ursprünglichen Kapazität aufweisen sollte. Die Berechnung der jährlichen Degradation für die kalendarische Lebensdauer lautet wie folgt:

$$d_{kal} = \frac{20 \%}{n_{80}} \quad (1)$$

Die Berechnung der jährlichen Degradation für die zyklische Lebensdauer lautet:

$$d_{zyk} = \frac{20 \% * v_a}{v_{80}} \quad (2)$$

Mit:

d_{kal}	= kalendarische Degradation pro Jahr
n_{80}	= Anzahl der Jahre bis 80 % der Anfangskapazität
d_{zyk}	= zyklische Degradation pro Jahr
v_{80}	= Anzahl der Zyklen bis 80 % der Anfangskapazität
v_a	= Vollzyklen pro Jahr

Die Anzahl der Vollzyklen pro Jahr ist abhängig von der Ausnutzung der Batterie. Ein Vollzyklus ist erreicht, wenn die gesamte Nutzkapazität einmal entladen wurde. Bei Teilentladungen wirken, sich diese anteilig auf einen Vollzyklus aus [24]. Die Berechnung ist dementsprechend:

$$v_a = \frac{E_{aus}}{E_{nutz}} \quad (3)$$

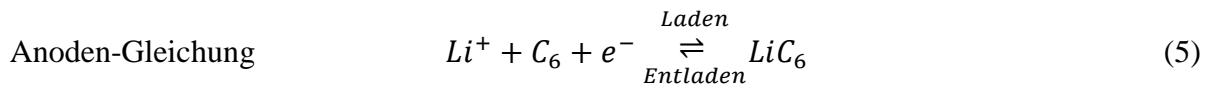
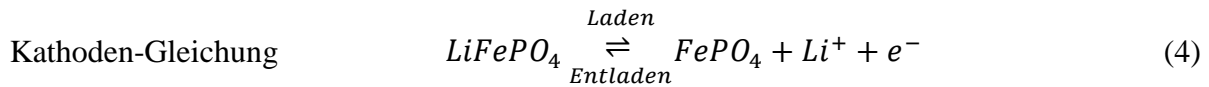
Mit:

v_a	= Vollzyklen pro Jahr
E_{aus}	= entladene Energie pro Jahr
E_{nutz}	= Nutzkapazität des Batteriespeichers

Unter Annahme einer Vollladung pro Tag, durch Photovoltaikproduktion, würden im Jahr also 365 Vollzyklen verwendet werden. Bei 10.000 Zyklen bis 80 % der Kapazität, entspräche das einer Nutzdauer von ca. 27 Jahren. Die kalendarische Degradation ist in dem Fall für LFP-Batterien also die entscheidendere Größe.

In circa 60 % der individuellen netzgebundenen Systemlösungen für dezentrale PV-Batteriesysteme werden heutzutage LFP/Graphit-basierte LIBs eingesetzt [21, S. 13]. Auch im Bereich von Großspeicherlösungen von 100 kWh – 1 MWh werden diese Systeme verwendet [25, S. 11]. Aus diesem Grund wird dieser Zelltyp in dieser Arbeit genauer betrachtet und in der Simulation in Kapitel 5 werden die LIB-Batteriespeicher auf diesen Typ ausgelegt.

Die chemischen Reaktionsgleichungen für den Lade- und Entladevorgang an der LFP-Kathode und der der Graphit-Anode lauten wie folgt [26, 27]:



Dabei werden bei der Entladung (Reaktion: Rechts nach links) Lithium-Ionen von der Anode getrennt und der Kathode hinzugeführt. Es bleiben Eisenphosphate zurück. Beim Ladevorgang (Reaktion: Links nach rechts) erfolgt der umgekehrte Prozess. Beim Zuführen von Elektronen in die Kathode mit Hilfe einer Stromquelle, verbinden sich die Lithium-Ionen wieder mit dem Eisenphosphat. Der gesamte Prozess kann in Abbildung 3 betrachtet werden.

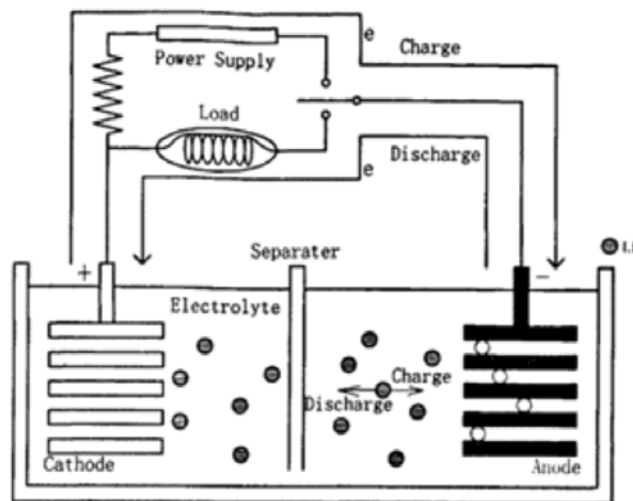


Abbildung 3: Lade- und Entladevorgang einer LFP-Zelle [26]

Der standardmäßige Ladevorgang einer LFP-Zelle erfolgt wie für LIBs üblich nach dem Konstant-Spannungs- / Konstant-Strom-Verfahren (CC/CV). Dabei wird die Zelle mit einem konstanten Strom, von üblicherweise 1 C, geladen. Die C-Rate entspricht dem Wert des Stromes, im Verhältnis zur Nennkapazität. Wenn die Zellspannung der Ladeschlussspannung entspricht, wird diese Spannung mit einer Spannungsquelle gehalten. Der Ladevorgang gilt als abgeschlossen, sobald der Ladestrom aufgrund des immer weiter steigenden Innenwiderstands der Zelle unter einen bestimmten Wert fällt. Bei kleineren Laderaten wird die Ladeschlussspannung verhältnismäßig langsamer erreicht, was dazu führt, dass die Konstant-Strom-Phase einen größeren Anteil an dem Ladevorgang hat. Die Entladung erfordert kein spezielles Ladeverfahren, jedoch müssen trotzdem die Grenzwerte eingehalten werden. Die Entladung ist limitiert durch den maximalen Entladestrom und die Entladeschlussspannung, die nicht unterschritten werden

darf. Für sowohl Lade- als auch Entladevorgang gelten Temperaturbereiche, die zum Betrieb eingehalten werden müssen [28]. In Tabelle 3 werden die typischen Lade- und Entladespezifikationen von LFP-Zellen aufgeführt:

Tabelle 3: Lade- und Entladespezifikationen LFP [29], [30], [31]

Spezifikation	Wert
Ladeschlussspannung [V]	3,6 – 3,65
Maximaler Ladestrom	1,00 – 2,00 C
Ladeschlussstrom	0,05 C
Entladeschlussspannung [V]	2,00
Maximaler Entladestrom	3 C – 27 C
Ladetemperaturbereich	-10°C – 45°C
Entladetemperaturbereich	-20°C – 60°C

In Abbildung 4 und Abbildung 5 können die Lade- und Entladekurven einer 1100 mAh LFP-Zelle betrachtet werden. Dabei sind Messwerte von 0,5 C bis 1 C aufgenommen worden. Die Messwerte stammen aus einer eigenen Messdurchführung und können der Daten-CD mit beiliegendem Bericht entnommen werden.

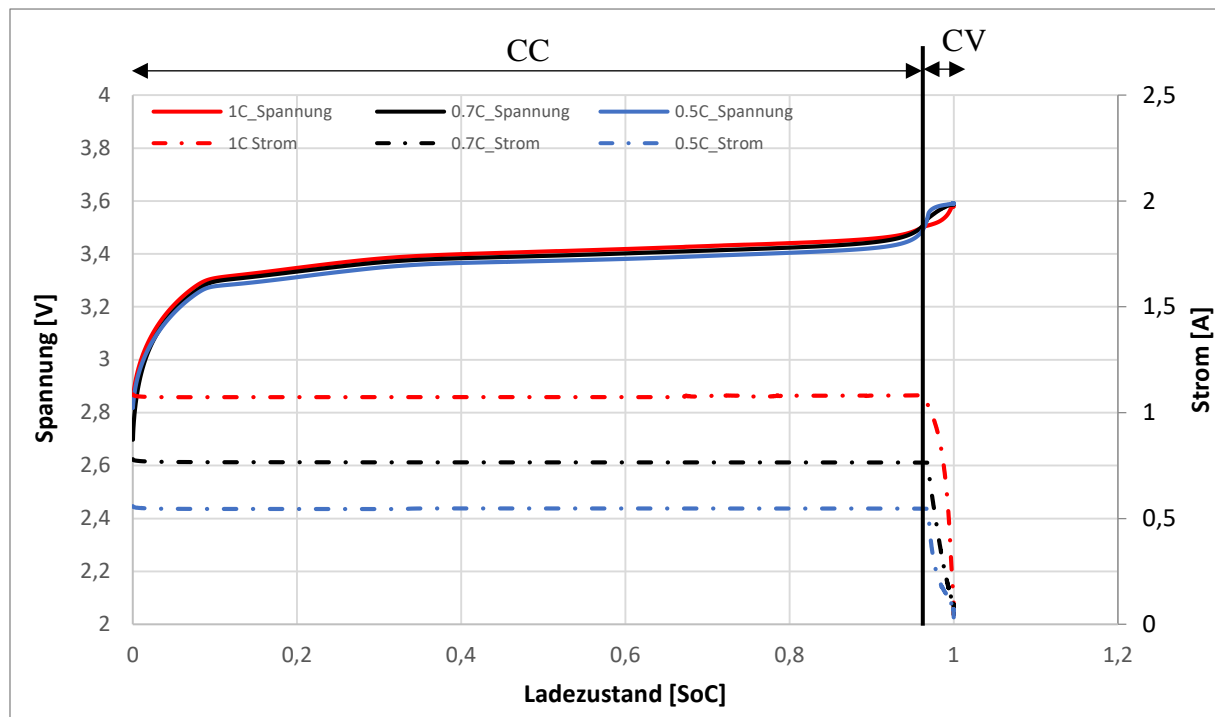


Abbildung 4: Ladevorgang LFP-Zelle von 0,5 C bis 1,0 C (Eingeteilt in: Konstant-Strom (CC) und Konstant-Spannung (CV)) (eigene Darstellung)

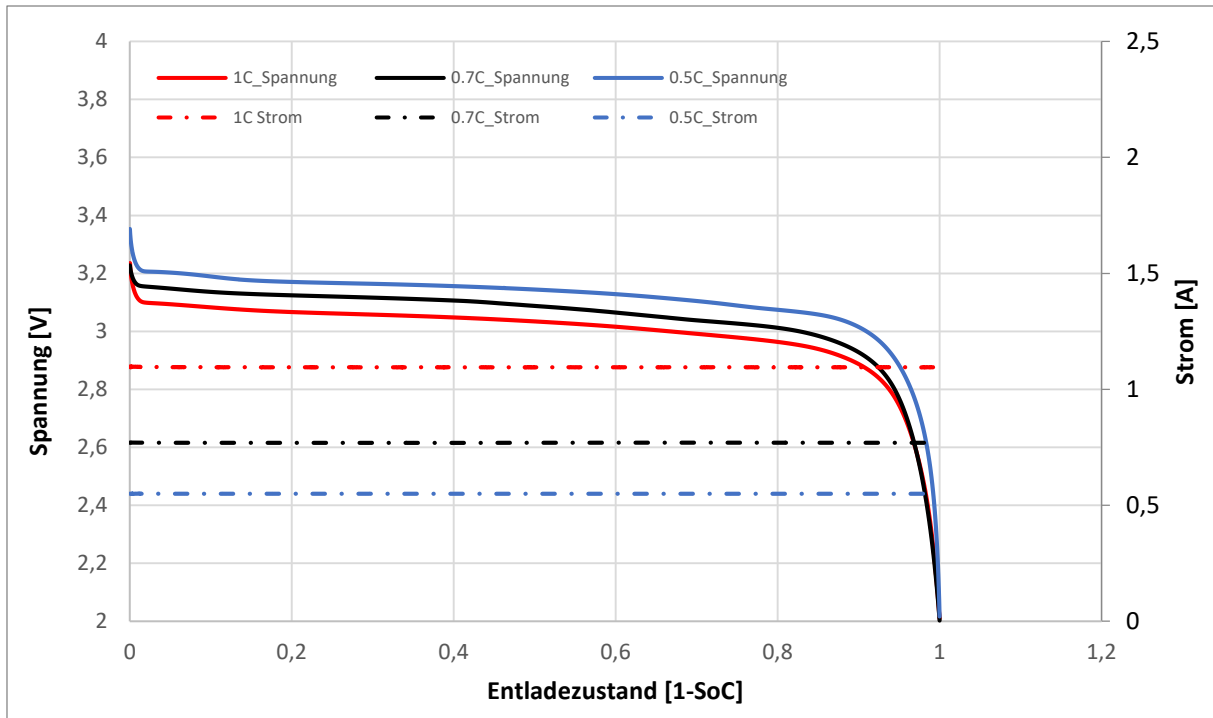


Abbildung 5: Entladevorgang LFP-Zelle von 0,5 C bis 1,0 C (eigene Darstellung)

In Abbildung 4 indiziert die vertikale schwarze Linie den Übergang von Konstant-Strom auf Konstant-Spannung. Diese liegt hier für alle Laderaten bei circa 95 % des Ladezustandes.

Die folgenden Formeln aus [11, S. 74] beschreiben den Verlauf der Batterieleistung beim Ladevorgang einer LIB unter der Voraussetzung, dass die anfängliche Ladeleistung $P_{Max,init}$ bis zum Erreichen der maximalen Ladespannung konstant gehalten wird. Aus den vorherigen Abbildungen ergibt sich aber, dass beim Verwenden der CC/CV-Methode keine konstante Leistung während des Ladevorgangs vorhanden ist. Es ist nicht zwingend notwendig nach diesem Verfahren zu laden, sofern die Maximalwerte nicht überschritten werden. Wird die Batterie mit einer konstanten Leistung ge- oder entladen, wird lediglich nicht das volle Potenzial ausgenutzt. Dadurch vereinfacht sich die Modellierung wie folgt:

$$P_{Max}(SOC) = P_{Max,init} \quad \text{für } SoC = \{0 \dots 1\} \quad (6)$$

$$P_{Max}(SOC) = \begin{cases} P_{Max,init} & \text{für } SoC = \{0 \dots SoC_{CC/CV}\} \\ 0 & \text{für } SoC = \{SoC_{CC/CV} \dots 1\} \end{cases} \quad (7)$$

$$P_{Max}(SOC) = \begin{cases} P_{Max,init} & \text{für } SoC = \{0 \dots SoC_{CC/CV}\} \\ P_{MaxH,init} * \left(\frac{1 - SoC}{1 - SoC_{CC/CV}} \right) & \text{für } SoC = \{SoC_{CC/CV} \dots 1\} \end{cases} \quad (8)$$

Mit:

P_{Max}	= maximale Leistungsaufnahme in Watt
$P_{Max,init}$	= maximale Leistung in Watt zu Anfang der CC Ladephase
SoC	= momentaner Ladezustand der Batterie
$SoC_{CC/CV}$	= Ladezustand der Batterie bei Übergang von CC zu CV

Die Betrachtung in Formel 6 führt dazu, dass eine Zelle zu jedem Zustand des State of Charge eine konstante Leistung aufnehmen oder abgeben kann. Für diesen Fall wird die aufgenommene Leistung für höhere SoC, im Vergleich zu einer echten LIB, überschätzt. Diese Betrachtung ist also realistisch, sofern nur der Bereich der gesamten Nutzkapazität genutzt wird, in dem die Konstant-Strom-Phase stattfindet. Über die komplette Nutzkapazität betrachtet, gilt dann jedoch Formel 7. Diese Betrachtung nutzt die tatsächlich vorhandene Kapazität nicht voll aus, ist aber eine deutliche Beschleunigung des gesamten Ladevorgangs, da die Zunahme des SoC während der Konstant-Strom-Phase am schnellsten ist. Diese Phase kann also als Schnellladephase bezeichnet werden.

Um die gesamte Kapazität der LIB auszunutzen, kann der exponentiell abfallende Endbereich des Ladevorgangs mit einer linearen Abnahme der Ladeleistung bei steigendem Ladezustand beschrieben werden. Dieser Vorgang wird durch Formel 8 beschrieben und legt verstärkt Wert auf die tatsächliche Leistungsaufnahme des Ladevorgangs einer LIB [11].

Die Entladung der Batterie bedarf keiner Konstant-Spannungsphase. Deshalb kann für jeden Ladezustand die gleiche Leistungsabgabe erwartet werden. Das Verhalten ist also analog zu Formel 6.

2.3.2 Redox-Flow Batterien

Die Redox-Flow-Batterie (RFB), auch Flussbatterie, stellt im Bereich der netzgebundenen Großbatteriespeicher eine Alternative zu Lithium-Ionen und Natrium-Schwefel Batteriespeicher dar [32]. Anders als bei der Lithium-Ionen-Zelle, befindet sich das Elektrolyte in Reservoirs außerhalb der Zelle und wird über Pumpen in das Innere der Zelle gepumpt. Die Zelle selber besteht wie die LIB aus zwei Elektroden getrennt durch eine Membran, die die Ionen passieren lässt, jedoch gleichzeitig die beiden Elektrolytgemische voneinander trennt. Die Redox-Flow-Batterie kann entweder normal über eine Gleichstromquelle oder durch Austausch des Elektrolyten geladen werden. Eine Übersicht über den Aufbau einer RFB kann in Abbildung 6 betrachtet werden. Letzteres macht es auch besonders attraktiv für mobile Anwendungen. Die Standardvariante der Redox-Flow-Batterie basiert auf Vanadium (VRFB), welches

zwar teuer ist, aber im Vergleich zu anderen Typen nicht den Nachteil der Kreuz-Kontamination der Elektrolyten hat. Dies liegt daran, dass für beide Halbzellen die gleiche Elektrolytlösung verwendet wird [32, S. 28].

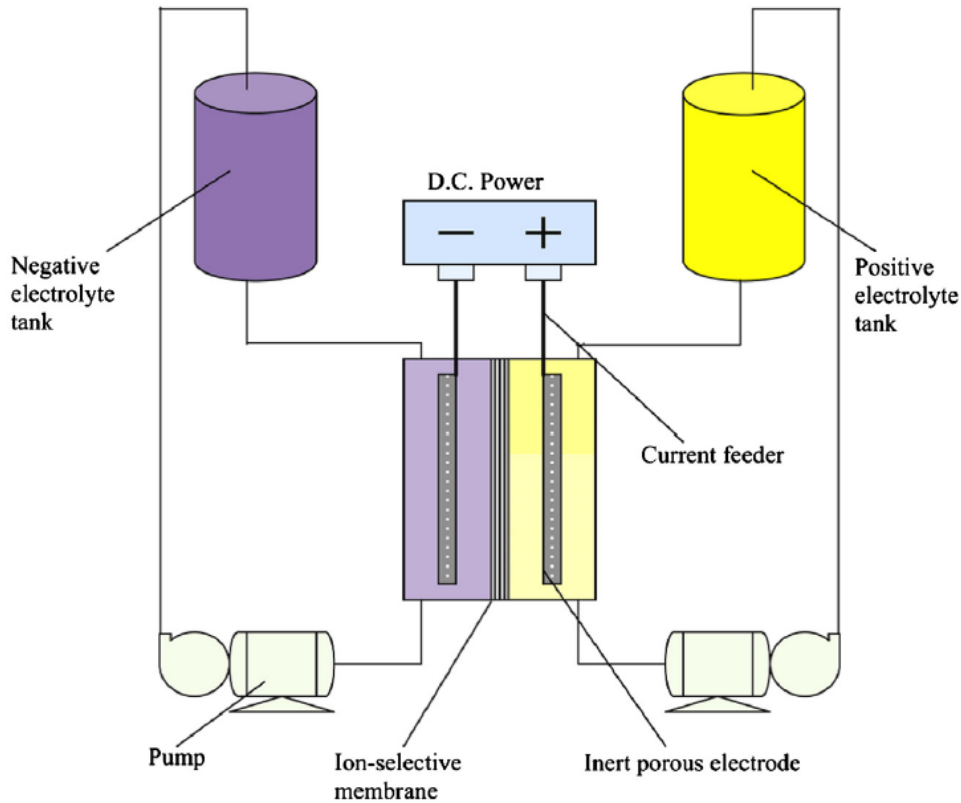
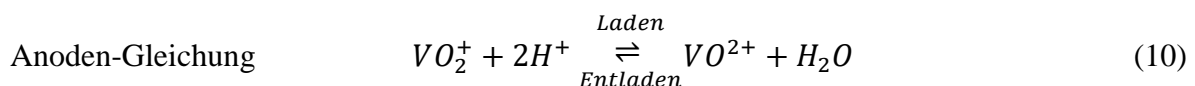
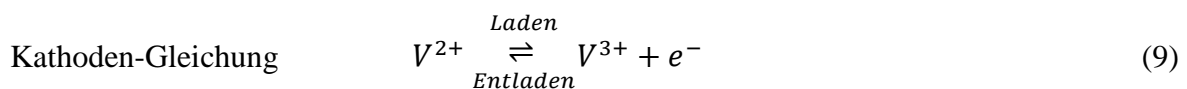


Abbildung 6: Schematischer Aufbau einer Redox-Flow-Batterie [32]

Ein Vorteil der RFB ist der, dass die Speicherkapazität einzig von der Größe der Reservoirs abhängt. Der Wirkungsgrad beträgt über 75 % und RFBs haben eine vergleichbare Energiedichte wie Bleiakkumulatoren bei einer fast zehn Mal höheren Lebensdauer [21, S. 41]. Aktuell gibt es schon mehrere Großprojekte, die VRFBs verwenden. Zum Beispiel auf der Nordsee-Insel Pellworm [33] oder auf dem Gelände des Fraunhofer ICT in Karlsruhe [34]. Die Kosten für VRFB-Systeme liegen bei ca. 365 US-Dollar pro kWh [35, S. 3].

Die Reaktionsgleichungen der VRFB für die positive und negative Halbzelle lauten [36, S. 195]:



Anders als bei den Lithium-Ionen-Batterien können die Redox-Flow-Batterien über den gesamten Kapazitätsbereich mit einem konstanten Strom geladen werden [37, S. 118]. Es besteht also keine Notwendigkeit für eine Modellierung nach Formel 8 aus dem vorherigen Kapitel, in der die Ladeleistung im Endbereich linear abfällt.

2.3.3 Batteriespeichersysteme

Die in den vorhergehenden Kapiteln beschriebenen Batterietypen werden für große Leistungs- oder Energieanwendungen zu großen Speichersystemen zusammengefasst. Hierbei unterscheiden sich die dezentralen Batteriespeicher bis 100 kW für zum Beispiel Haushalte und größere Batteriespeichersysteme in Verteilnetzen. Die Anwendung auf Haushaltsebene dient zur Maximierung des Eigenverbrauchs selbst erzeugten Stromes, um zum Beispiel Strombezugskosten einzusparen oder den Strom zu späterer Zeit zu vermarkten. Sie dienen also hauptsächlich dazu Energiemengen zeitlich zu verlagern (Energy Shifting). Großbatteriespeicher können auch für diese Zwecke eingesetzt werden, um beispielsweise den Eigenverbrauch und Autarkiegrad eines Ortsnetzes zu optimieren. Jedoch werden diese auch für Anwendungen wie Lastprofilglättung (Peak-Shaving), Regelleistungsversorgung, zur Unterstützung der Spannungsqualität und Direktvermarktung von erneuerbarer Energie verwendet [21].

Der Aufbau eines Lithium-Ionen Batteriespeichersystems, abgebildet in Abbildung 7 und Abbildung 8, ist aufgeteilt in mehrere Ebenen, angefangen mit dem sogenannten Zell-Stacking (Stapeln), bei der die Elektroden, das Elektrolyt und der Separator in einem Gehäuse zu einer Zelle gestapelt werden. Diese Zellen wiederum werden durch Reihen- und Parallelschaltung zu einem Batteriemodul zusammengeschaltet, dabei bestimmt die Anzahl der in reihe geschalteten Zellen die Modulspannung und die Anzahl der in parallel geschalteten Zellen den maximalen Modulstrom und die -Kapazität. Diese werden dann in Verbindung mit einem Batterie-Management-Modul (BMM) und einem Kühlsystem in ein Gehäuse verbaut. Das BMM sorgt für den Schutz einzelner Zellen vor Überladung und Tiefenentladung, außerdem überwacht es den Ladezustand der Zellen und sorgt dafür, dass sich alle Zellen auf dem gleichen Ladezustand befinden (Cell-Balancing). Diese Module werden in einem Schrank miteinander verschaltet und die einzelnen BMMs werden über ein Master-Batterie-Management Modul (MBMM), dass den Gesamtzustand des Systems überwacht, gesteuert.

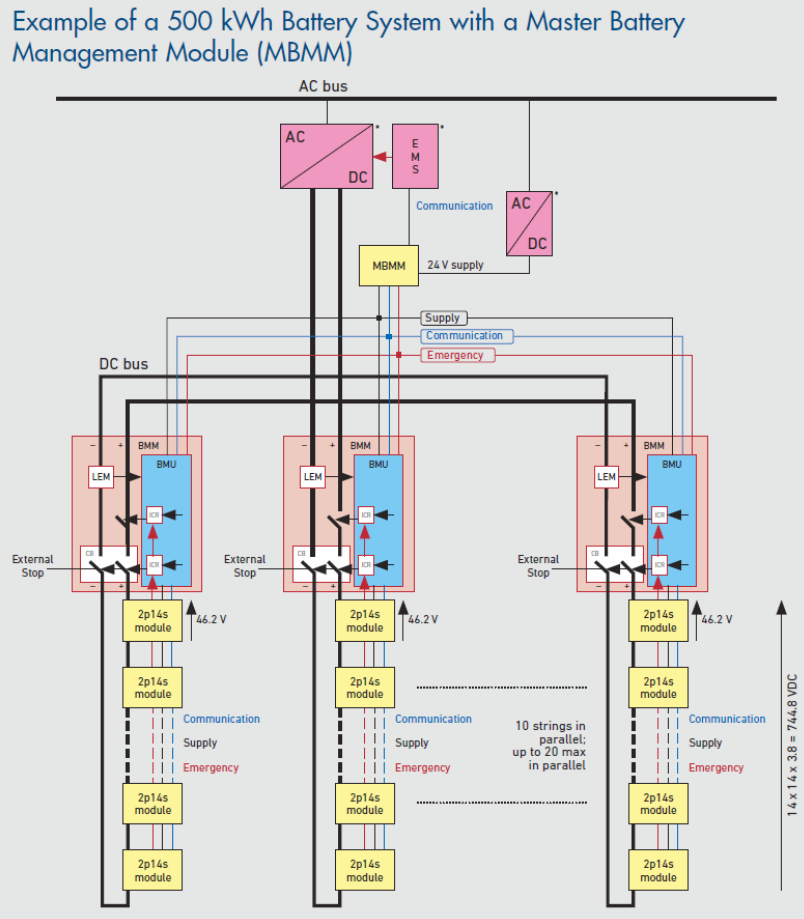


Abbildung 7: Aufbau eines Batteriespeichersystems [38]

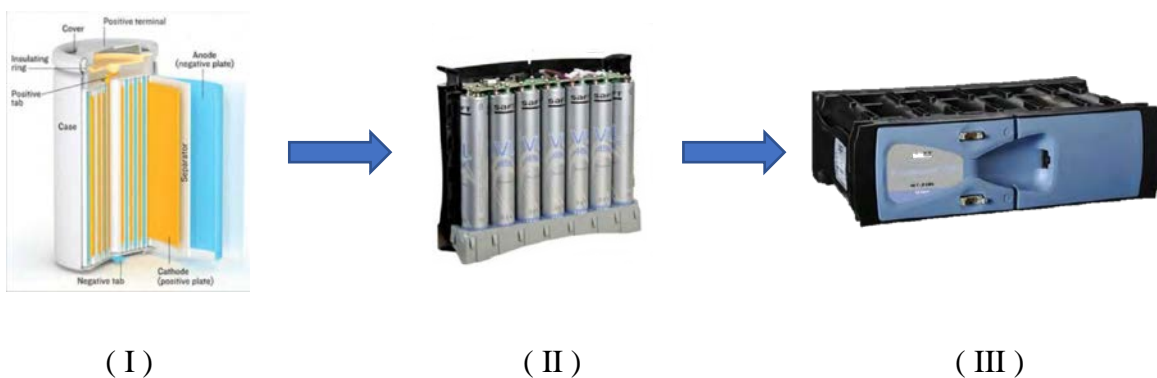


Abbildung 8: Aufbau eines Batteriemoduls (exemplarisch für Lithium-Ionen) - Links: Zelle, Mitte: Verschaltung eines Moduls, Rechts: Modul im Gehäuse [39]

Wie in Abbildung 8 dargestellt, ist das Batteriesystem über einen Wechselrichter (AC/DC-Wandler) mit dem Stromnetz verbunden, dies ist notwendig, um den Gleichstrom (DC) des mit dem Wechselstrom des Stromnetzes anzupassen und auf das gleiche Spannungsniveau zu bringen. Durch die Leistungselektronik, die BMMs und die Lade- und Entladeeffizienz der Zelle besitzt das Batteriespeichersystem ein Gesamtwirkungsgrad der Energiespeicherung

(engl. Round-Trip Efficiency (RTE)). Dieser gilt für alle Energiespeicher und ergibt sich aus dem Verhältnis der entladenen Energie zur geladenen Energie, bzw. dem Produkt von Ladewirkungsgrad, Speicherwirkungsgrad und Entladewirkungsgrad [16, S. 40].

$$\eta_{ges} = \frac{W_{aus}}{W_{ein}} = \eta_{ein} * \eta_{sp} * \eta_{aus} \quad (11)$$

Mit:

- η_{ges} = Gesamtwirkungsgrad des Energiespeichersystems
- W_{aus} = entladene Energie
- W_{ein} = gespeicherte Energie
- η_{ein} = Einspeicherwirkungsgrad
- η_{sp} = Speicherwirkungsgrad
- η_{aus} = Ausspeicherwirkungsgrad

Der Speicherwirkungsgrad ist die Fähigkeit des Energiespeichers, die gespeicherte Energiemenge zu halten. Diese wird bestimmt durch die Selbstentladerate. Bei Lithium-Ionen Batterien ist die Selbstentladerate kleiner als 5 % der nutzbaren Kapazität pro Monat [40]. Dies entspricht 60 % in einem Jahr. Für netzgebundene PV-Batteriespeicher, die maximal 365-mal pro Jahr vollständig ge- und entladen werden, sind diese 60 % eines Vollzyklus verschwindend gering. Deshalb kann der Speicherwirkungsgrad gegenüber der Lade- und Entladewirkungsgrade bei hohen Zyklenzahlen vernachlässigt werden. Vanadium-Redox-Flow Batterien wird nachgesagt keine Selbstentladung aufzuweisen [34].

Das System für Redox-Flow Batterien erfordert einen etwas anderen Aufbau (Abbildung 9). Da sich der Elektrolyt in Tanks außerhalb der Zelle befindet, müssen Rohrsysteme verwendet werden, um den Elektrolyten in die Zelle zu leiten. Eine Regelsteuerung passt hier die Flussgeschwindigkeit des Elektrolyten mit Hilfe von Pumpen an und überwacht die Zelleigenschaften. Wie bei dem Batteriespeichersystem, muss für die Verbindung zum Stromnetz ebenfalls eine AC/DC-Wandlung erfolgen. Allgemein sind Vanadium-Redox Flow Batteriespeichersysteme aufgrund ihrer niedrigen Energiedichte größer als Lithium-Ionen Systeme, weshalb sie heute noch keine Referenztechnologie in Hausspeicheranwendungen sind [21].

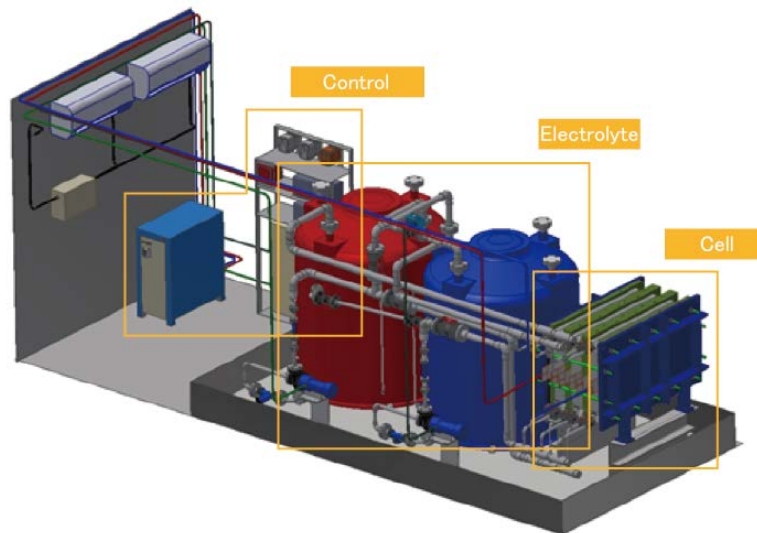


Abbildung 9: Aufbau eines Redox-Flow Batteriesystems [Quelle: LE System Co., Ltd.]

Eine wichtige Aufgabe von Großbatteriespeichern ist das Halten des Lastniveaus (Peak-Shaving) eines Ortsnetzlastprofils über einen gewissen Zeitraum, um Schwankungen zu reduzieren und die Energielieferung für den Verteilnetzbetreiber planbarer zu machen. Im Folgenden wird ein Algorithmus zum Peak-Shaving mit Hilfe von Batteriespeichersystemen präsentiert.

Der folgende Regelalgorithmus basiert auf einem Verfahren zum Peak-Shaving der Summenlast an einem Niederspannungstransformator mit Hilfe eines Batteriespeichersystems, präsentiert in einer Veröffentlichung vom ABB Corporate Research Center in Schweden [41]. In dem Algorithmus werden historische Lastprofildaten verwendet um, eine Prognose des kommenden Lastprofils zu erstellen. Diese wird benötigt, und ein Peak-Shaving-Level mit Hilfe einer Optimierungsfunktion zu ermitteln. Das Peak-Shaving-Level, zu sehen in Abbildung 10, gibt an welches Leistungslevel über einen bestimmten Zeitraum von der Batterie gehalten werden soll.

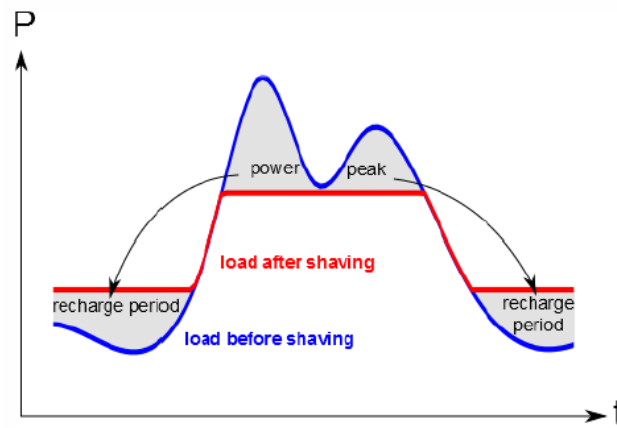


Abbildung 10: Peak-Shaving / Last (Blau) – Peak-Shaving-Level (Rot) [41]

Die Zielfunktion der Optimierung stellt dann den Fehler zwischen der Energiemenge der Lastspitze oberhalb des Shaving-Levels und der gesamten Batteriekapazität dar. Das Shaving-Level zu dem der Fehler am geringsten ist, ist das Leistungslevel an dem die gewählte Batterie die Lastspitze vollständig aufnehmen kann.

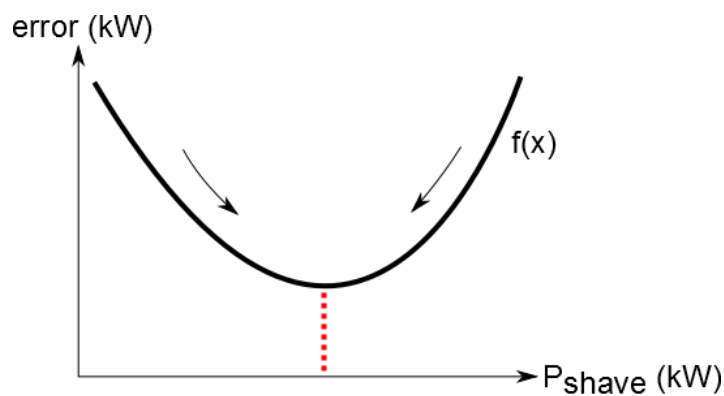


Abbildung 11: Energie-Fehlerkurve [41]

Für die Zielfunktion wird vorausgesetzt, dass die Batterie innerhalb des Zeitintervalls für den das Peak-Shaving-Level gelten soll, sowohl geladen als auch entladen werden kann, um das Lastlevel zu halten. Hierbei wird das Shaving-Level so gewählt, dass die Nettoenergiemenge um das Peak-Shaving-Level die Gesamtkapazität der Batterie zu Ende des Shaving-Vorgangs vollständig ausgenutzt hat.

Die Zielfunktion wird nach [41] mit folgender Gleichung beschrieben:

$$f(x) = \left| C_{batt} - \left(\max \left(\int_{t_0}^t (L(t) - x) dt \right) - \min \left(\int_{t_0}^t (L(t) - x) dt \right) \right) \right| \quad (12)$$

Mit:

- f = Fehler der gepufferten Energiemenge zur gesamten Batteriekapazität in kWh
- C_{batt} = nutzbare Kapazität des Batteriesystems

- $L(t)$ = momentane Last in kW
- x = Peak-Shaving-Level in kW
- t_0 = Anfangszeitpunkt des Shaving Intervalls
- t = Endzeitpunkt des Shaving Intervalls
- Z_t = $E_t - A_t$ (Rückflüsse der Periode t)
- S_t = Steuerzahlungen in der Periode t
- i_s = Kalkulationszins nach Steuern
- s = Ertragssteuersatz
- AfA_t = steuerliche Abschreibung in der Periode t (siehe Kapitel 2.4.2)
- L_n = Liquidationserlös am Ende der tatsächlichen Nutzungsdauer

Das Minimum wird bestimmt, indem ein Vektor mit Peak-Shaving-Leveln aufgestellt und zu jedem Wert der Fehler berechnet wird (Abbildung 12a und b). Sollte der kleinste berechnete Fehler (P3) nicht unterhalb der Toleranz liegen, wird die Berechnung mit einem neuen Vektor wiederholt. Der Vektor mit den Shaving-Leveln besteht zunächst aus fünf Werten mit gleichem Abstand, wobei der erste und der letzte Wert (P1 und P5) die minimalen und maximalen Leistungswerte des Intervalls beinhalten. In den folgenden Iterationen sind die Grenzen des neuen Vektors die Shaving-Level, die um das Shaving-Level mit dem kleinsten Fehler liegen (Abbildung 12c). Je Iteration wird sich dem tatsächlichen Minimum der Optimierungsfunktion soweit angenähert, bis der Fehler unterhalb der Toleranz liegt.

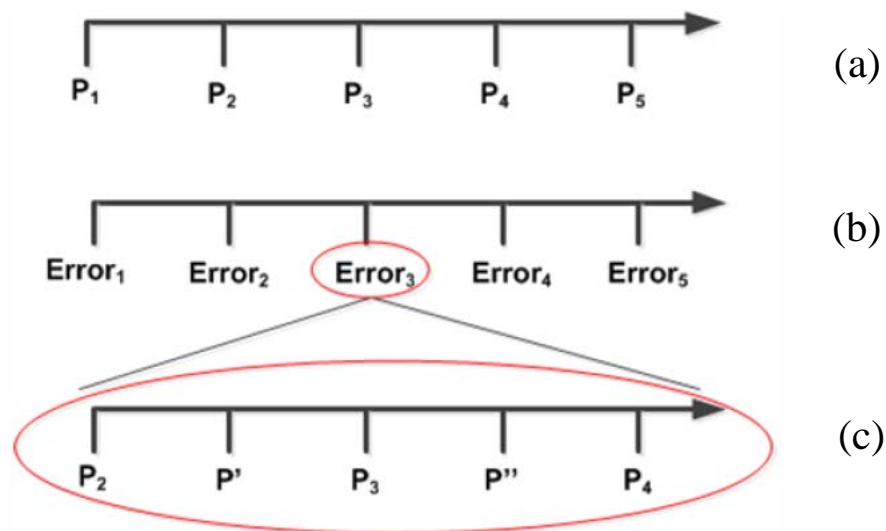


Abbildung 12: Darstellung der Optimierungsprozedur; (a) Vektor mit Peak-Shaving Werten; (b) Vektor mit berechneten Fehlern; (c) Neuer Vektor mit P2 und P4 als Grenzen [41]

Durch Peak-Shaving kann, im Falle von Einspeisung bei Photovoltaiküberproduktion, die Einspeisespitze zur Mittagszeit reduziert werden. Dies ist besonders bei sehr ertragreichen Tagen

für Anlagenbetreiber interessant, um die Energie, die durch Einspeiserichtlinien abgeregelt werden muss, trotzdem nutzen zu können. Dies ist zum Beispiel, nach § 9 EEG, für kleinere Anlagen der Fall, bei der die Einspeiseleitung am Netzanschlusspunkt nicht mehr als 70 % der Nennleistung betragen darf, sofern sie nicht am Einspeisemanagement teilnehmen. Sollte der Batteriespeicher mit Hilfe eines geförderten Kredites der KfW angeschafft werden, beträgt die Einspeisegrenze sogar 50 % der Nennleistung am Netzanschlusspunkt [42].

In Abbildung 13 werden unterschiedliche Betriebsweisen von Solarbatteriespeichern dargestellt. Dabei ist die Variante ohne Einspeisebegrenzung zwar am einfachsten, lässt sich aber nur durchführen, wenn die Erzeugung unterhalb der gesetzlich festgelegten 70 % bleibt. Wie im zweiten Szenario würde jede weitere Energie abgeregelt werden. Dies ist vom Nachteil für den Anlagenbetreiber, da er für diese Energie keine Vergütung bekommt. Verwendet er wie in Szenario 4 eine prognose-basierte Steuerung zum Laden, sodass der Batteriespeicher nur um die Mittagszeit geladen wird, bekommt er für die Vormittagsstunden seine Vergütung und verwendet nur die Energie, die ohnehin gedrosselt werden würde, zum Laden seiner Batterie.

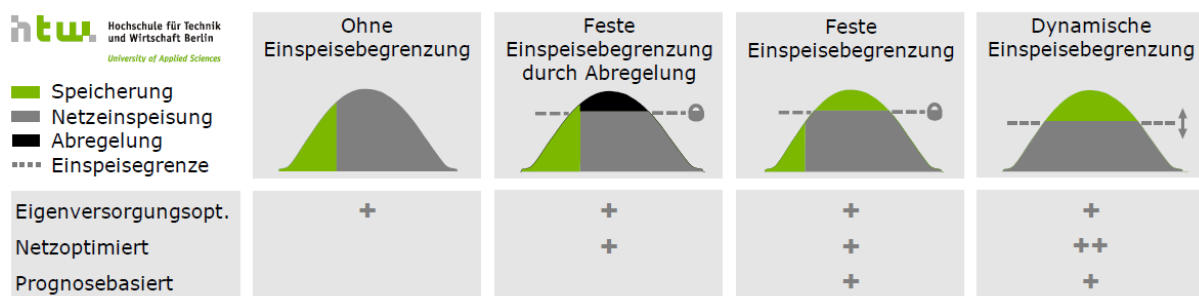


Abbildung 13: Betriebsstrategien für Solarstromspeicher [19]

2.4 Grundlagen zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

In dieser Arbeit werden unterschiedliche Einsatzszenarien von Batterieenergiespeichern und erneuerbarer Energien Anlagen präsentiert. Da einige dieser Szenarien die Einbringung der Bürger erfordert, wird bei diesen Systemen eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durchgeführt.

2.4.1 Methoden zur Wirtschaftlichkeitsermittlung und Investitionsentscheidung

Zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit werden in dieser Arbeit Methoden aus der dynamischen Investitionsrechnung herangezogen, um darzustellen, wie groß der Einfluss der Verwendung eines Batteriespeichers auf die Gesamtinvestition ist. Der Grund für die Verwendung der dynamischen Betrachtung besteht darin den Einfluss von Modul- und Speicherdegradation, sowie sich dynamisch verändernde Stromkosten über die Lebensdauer der Anlage zu betrachten. Des Weiteren fällt nach 20 Jahren die EEG-Vergütung aus der Investitionsrechnung, eine Photovoltaikanlage kann jedoch auch weiterhinaus betrieben werden. Der Vorteil gegenüber den statischen Methoden ist der, dass die unterschiedlichen eingehenden und ausgehenden Zahlungshöhen betrachtet werden und somit der Zinseszins explizit einbezogen wird [43, S. 49].

Die **Kapitalwertmethode (KWM)** gibt Auskunft über den Kapitalwert einer Investition. Sie ist definiert als die Summe der Barwerte der Ein- und Auszahlungen, die durch die Investition hervorgerufen wurden. Hierbei wird die bevorstehende Investition mit einer alternativen Kapitalanlage verglichen, die sich um einen Kalkulationszinssatz verzinst. Dabei sind alle Barwerte auf den Zeitpunkt der Investition abzuzinsen. Diese Methode wird ebenfalls als Entscheidungskriterium verwendet. Ist der Kapitalwert C_0 am Ende der Nutzungsdauer größer als Null gilt die Investition als lohnenswert gegenüber der Anlage mit dem Kalkulationszinssatz [43, S. 53]. Die Höhe des Kapitalwertes gibt außerdem Auskunft darüber welches von mehreren Kapitalanlagen die bessere Entscheidung ist. Außerdem ist eine steuerliche Betrachtung der Investition nicht außer Acht zu lassen, da im Allgemeinen die Entscheidungsneutralität der Besteuerung in der Realität nicht angenommen werden kann [43, S. 78]. Für die Berechnung des Kapitalwertes unter Berücksichtigung von Steuern gilt:

$$C_0 = \sum_{t=0}^n \frac{Z_t - S_t}{(1 + i_s)^t} \quad (13)$$

$$C_0 = -I_0 + \sum_{t=0}^n [(E_t - A_t) - s(E_t - A_t - AfA_t)] * (1 + i_s)^{-t} - L_n(1 + i_s)^{-n} \quad (14)$$

Mit

C_0	= Kapitalwert
I_0	= Investitionsauszahlung in der Periode 0
t	= Einzelne Periode 0 bis n
n	= Nutzungsdauer
E_t	= Einzahlungen der Periode t
A_t	= Auszahlungen der Periode t
Z_t	= $E_t - A_t$ (Rückflüsse der Periode t)
S_t	= Steuerzahlungen in der Periode t
i_s	= Kalkulationszins nach Steuern
s	= Ertragssteuersatz
AfA_t	= steuerliche Abschreibung in der Periode t (siehe Kapitel 2.4.2)
L_n	= Liquidationserlös am Ende der tatsächlichen Nutzungsdauer

Außerdem wird noch auf die **dynamische Amortisationsrechnung** eingegangen, um abschätzen zu können, wie lange die kritische Nutzungsdauer einer Photovoltaikanlage mit Speicher ist, damit die Rückflüsse die Investition ausgleichen [44, S. 40]. Hier wird nicht die Kumulationsrechnung der Amortisation verwendet, da diese nicht den Zeitwert des Geldes berücksichtigt [43, S. 47]. Es muss wie bei der Kapitalwertmethode auf die abgezinsten Einzahlungsüberschüsse eingegangen werden. Die Berechnung der Dauer der dynamischen Amortisationsrechnung lautet:

$$C_0 = \sum_{t=0}^T \frac{Z_t - S_t}{(1 + i_s)^t} = 0 \quad (15)$$

Mit

T = Periode der Amortisation

2.4.2 Steuerliche Betrachtung für Photovoltaik-Batteriesysteme

Das bayrische Landesamt für Steuern hat 2015 eine Richtlinie zur steuerlichen Betrachtung von Photovoltaikanlagen herausgegeben. In dieser wird genau beschrieben, was Betreiber einer Photovoltaikanlage steuerlich zu beachten haben, wenn sie eine Photovoltaikanlage planen [45].

Bei der **Umsatzsteuerpflicht** hat der Anlagenbetreiber die Möglichkeit eine Vereinfachung durchzuführen. Diese ist nach §19 UstG die Kleinunternehmerregelung. Sofern die Umsätze im Gründungsjahr 17.500 € und 50.000 € in den Folgejahren nicht überschreiten kann diese Regelung in Anspruch genommen werden. Dadurch muss der Betreiber keine Umsatzsteuer zusätzlich zu der EEG-Vergütung eintreiben und muss auch beim Eigenverbrauch keine Umsatzsteuer an das Finanzamt abführen. Sollte die Kleinunternehmerregelung nicht beantragt werden, muss die Umsatzsteuer auf die EEG-Vergütung und den Eigenverbrauch an das Finanzamt abgeführt

werden, allerdings wird die Umsatzsteuer für die Investition von der Photovoltaik und gegebenenfalls des Batteriespeichers zurückerstattet. Beim einem Batteriespeicher gilt dies jedoch nur, wenn dieser zusammen mit der Photovoltaikanlage gekauft wird. Bei einem nachträglichen Einbau ist das nur der Fall, wenn mit dem Batteriespeicher eine unternehmerische Tätigkeit erzielt wird [45, 8;12;13]. Die Bemessung für die Höhe der Umsatzsteuer bei einem Eigenverbrauch (unentgeltliche Wertabgabe) wird laut § 10 Abs.4 S.1 Nr.1 des UstG der Einkaufspreis zuzüglich der Nebenkosten verwendet. In diesem Fall also der (fiktive) Einkaufspreis des Stromes, welcher der Nettostrombezugspreis ist.

Zusätzlich zur Umsatzsteuer muss ebenfalls der durch die Photovoltaikanlage entstehende Gewinn über die **Einkommenssteuer** nach § 15 des EstG besteuert werden. Zur Bemessung des zu versteuernden Einkommens werden die Betriebseinkünfte (Vergütungen vom Netzbetreiber oder eines Dritten für die Stromlieferung, erhaltene Zuschüsse und Entnahmen) den Betriebsausgaben gegenübergestellt. Zu den Ausgaben zählen sowohl die Betriebskosten, als auch Abschreibungen und Zinsen bei einer Fremdkapitalinvestition. Die Abschreibungen wirken sich dementsprechend steuermindernd aus und werden als AfA (Absetzung für Abnutzung) betitelt. Laut den AfA Tabellen wird die Abschreibung einer Photovoltaikanlage über 20 Jahre, also 5% der Anschaffungskosten, aufgeteilt [45, S. 29–31]. Eine Abschreibung des Batteriespeichers ist nicht möglich, wenn dieser ausschließlich zur Erhöhung des Eigenverbrauchs verwendet wird.

Die Entnahmen, also der selbstverbrauchte Strom wird bemessen, indem die Wiederbeschaffungskosten für die Stromproduktion verwendet werden. Hier können drei verschiedene Methoden angewandt werden:

- Anhand der Selbstkosten für die Stromproduktion (progressive Methode)
- Durch den Verkaufspreis am Markt ohne den Gewinnaufschlag (retrograde Methode)
- Oder vereinfacht über den (fiktiven) Einkaufspreis wie bei der unentgeltlichen Wertabgabe

Bei der progressiven Methode errechnet sich der Selbstkostenpreis pro kWh über die Kosten (Betriebskosten und AfA) pro erzeugter Energiemenge im Jahr. [45, S. 32–33].

2.4.3 Strompreis- und Marktwertentwicklung

Die Entwicklung des Strompreises ist ein wesentlicher Faktor für die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern. Diese werden nach Kapitel 2.3 dafür verwendet Energie aus Erzeugungsreichen Stunden des Tages, an denen die Erzeugung den Verbrauch übersteigt, in die Stunden zu verlagern, in denen ein größerer Bedarf besteht. Häufig also eine Verschiebung aus den Mittagstunden auf die Morgen- und Abendstunden. Ohne Batteriespeicher müsste der Photovoltaikanlagenbetreiber Strom vom Netzbetreiber beziehen, dessen Kosten seit 2012 die Stromgestehungskosten der Photovoltaikanlage übersteigen [27, S. 254]. Je stärker die Strombezugskosten steigen, desto rentabler ist demnach der Betrieb eines Batteriespeichers.

Für die Annahme der Strompreissteigerung in dieser Arbeit wird zum einen die Steigerung des Strombezugspreises der letzten 20 Jahre und zum anderen der der letzten 5 Jahre betrachtet. Für Prognosen werden dann jeweils die folgenden Steigerungsfaktoren pro Jahr verwendet. Folgende Strombezugspreise wurden vom BDEW als Strompreisanalyse im Januar 2018 veröffentlicht [46, S. 8] für Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh (siehe Anhang A):

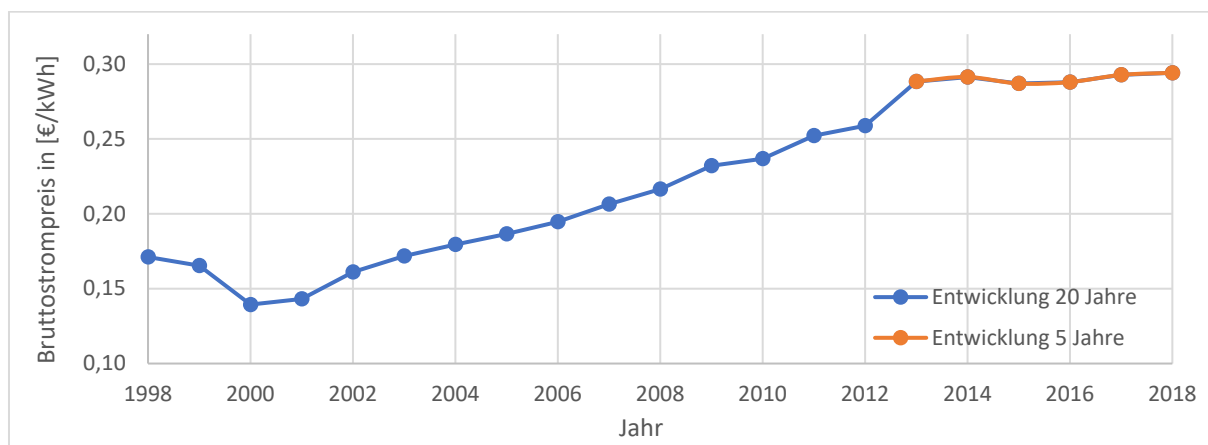


Abbildung 14: Bruttostrompreise seit 1998 - Quelle: BDEW

Vom Jahr 1998 bis zum Jahr 2018 hat sich der Strompreis von 17,11 auf 29,42 Cent/kWh, also um 3,597% pro Jahr im Durchschnitt erhöht. Im 5-Jahres-Rückblick sind es jedoch nur 0,417%. Diese beiden Strompreissteigerungen werden in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in Kapitel 6 verwendet.

Der Marktwert des Stromes und dessen Entwicklung ist bei einer langjährigen Investitionsbetrachtung von Photovoltaikanlagen ebenfalls von Bedeutung, da nach Wegfall der EEG-Vergütung nach 20 Jahren der eingespeiste Strom mit diesem Wert vergütet wird. Auf der Internetseite www.netztransparenz.de können aktuelle und historische Monatsmittelwerte des Strommarktwertes bezogen werden. Dabei wird der mittlere Marktwert für das Jahr 2017 als Basis

für die Marktwert-Prognose herangezogen dieser beträgt 3,51 Cent/kWh. Eine Leitstudie vom Fraunhofer ISI hat 2015 Prognosen für den Marktwert von Strom aus erneuerbaren Energien für die Jahre 2030 und 2050 aufgestellt. Für 2030 soll der Marktwert auf 6,6 Cent/kWh angestiegen sein und dann für 2050 je nach Netzausbau entweder 7,3 oder 7,6 Cent/kWh betragen, im Mittel also 7,45 Cent/kWh [47, S. 33].

Mit Hilfe von linearer Interpolation werden dann die benötigten Marktwerte errechnet und in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in Kapitel 6 verwendet. In Anlage C kann die interpolierte Kurve der Strompreisentwicklung nachvollzogen werden.

2.5 Statistische Grundlagen

In den folgenden Abschnitten werden grundlegende statistische Methoden präsentiert. Dabei werden zunächst das arithmetische Mittel und der Median zur Mittelwertbildung von Daten und deren Anwendung beschrieben. Im Anschluss wird auf Fehlermaße zum Vergleich von Zeitreihen eingegangen.

2.5.1 Arithmetisches Mittel und Median

Bei der Betrachtung von Zeitreihen über mehrere Tage oder Monate hinweg, bietet es sich an zur Darstellung dieser, Mittelwerte zu bilden, um zum Beispiel eine charakteristische Zeitreihe für einen gegebenen Zeitraum darzustellen.

Das arithmetische Mittel [48]:

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum x_v \quad (16)$$

Mit

- \bar{x} = Durchschnittswert (arithmetisches Mittel)
- x_v = einzelner Beobachtungswert
- n = Anzahl der Beobachtungswerte

Der Median (Zentralwert) [48]:

Für den Median müssen die Beobachtungswerte vor der Ermittlung geordnet werden.

$$Z = \tilde{x}_{0,5} = \begin{cases} x_{((n+1)/2)} & \text{falls } n \text{ ungerade} \\ \frac{1}{2} [x_{(n/2)} + x_{([n/2]+1)}] & \text{falls } n \text{ gerade} \end{cases} \quad (17)$$

Mit

- Z = Zentralwert oder Median
- x = einzelner Beobachtungswert
- n = Anzahl der Beobachtungswerte

Für die Aussagekraft der beiden Mittelwerte kommt es darauf an, ob die Beobachtungswerte normalverteilt sind. Dies kann zum Beispiel mit dem Anderson Darling Test geprüft werden. Wenn keine Normalverteilung vorliegt, sind die zu mittelnden Werte von Ausreißern verunreinigt. In diesem Fall sollte der Median zur Mittelung der Daten verwendet werden, da dieser Robustheit gegenüber Ausreißern bietet [48, S. 28]. Bei einer Normalverteilung ist der Median gleich dem arithmetischen Mittel.

Bei dem Anderson Darling-Test wird die sogenannte H0-Hypothese aufgestellt. Wird diese abgelehnt, sind die Daten nicht normalverteilt. Die Hypothese sollte dann abgelehnt werden, wenn der p-Wert kleiner als 0,05 ist [49]. Folgende Formeln werden nach [49] zur Berechnung des p-Wertes verwendet:

$$AD = -n - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (2i - 1) [\ln(F(X_i)) + \ln(1 - F(X_{n+1-i}))] \quad (18)$$

$$z = AD * \left(1 + \frac{0,75}{n} + \frac{2,25}{n^2}\right) \quad (19)$$

$$p = \begin{cases} e^{1,2937-5,709z+0,0186z^2}, & z > 0,6 \\ e^{0,9177-4,279z-1,38z^2}, & 0,34 < z \leq 0,6 \\ 1 - e^{-8,318+42,796z-59,938z^2}, & 0,2 < z \leq 0,34 \\ 1 - e^{-13,436+101,14z-223,73z^2}, & z \leq 0,2 \end{cases} \quad (20)$$

Mit

- AD = Anderson-Darling Statistik
- n = Anzahl der Beobachtungswerte
- i = Index des geordneten Beobachtungswertes
- X_i = geordneter Beobachtungswert
- F = kumulative Verteilungsfunktion
- z = Anpassung der AD-Statistik für wenige Beobachtungswerte
- n = Anzahl der Beobachtungswerte

2.5.2 Fehlermaße

Fehlermaße sind ein statistisches Hilfsmittel und stellen den Unterschied eines erwarteten Wertes zum Ist-Wert dar. Deshalb werden sie als Beurteilung der Vorhersagegenauigkeit von Prognosen verwendet. Folgende Verfahren werden nach [50, S. 171] zur Berechnung der Vorhersagegenauigkeit verwendet:

Der einfache Fehler E_t ist die einfache Differenz aus dem Ist-Wert x_t und dem Prognosewert y_t zu einem bestimmten Zeitpunkt t .

$$E_t = x_t - y_t \quad (21)$$

Der absolute Fehler AE_t ist der Betrag des einfachen Fehlers und gibt nicht die Richtung, sondern nur den Wert der Abweichung wieder.

$$AE_t = |E_t| \quad (22)$$

Häufig ist es auch notwendig eine Beurteilung des Fehlers über ganze Zeitreihen zu treffen. Der mittlere absolute Fehler (MAE) ist der Durchschnitt der absoluten Fehler einer Zeitreihe mit der Anzahl der Messwerte n .

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n AE_t \quad (23)$$

Um Abweichungen miteinander vergleichen zu können, wird häufig auch anstatt eines absoluten Fehlers, ein relativer Fehler angegeben. Der mittlere absolute prozentuale Fehler (MAPE) beschreibt die relativen Abweichungen im Durchschnitt.

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \frac{AE_t}{x_t} * 100\% \quad (24)$$

Es besteht zusätzlich die Möglichkeit, eine zusätzliche Gewichtung auf starke Abweichungen zu legen. Dies ist besonders wichtig, wenn eben diese eine besondere Wichtigkeit bei der Prognose darstellen. Um dies zu ermöglichen, wird der einfache Fehler pro Zeitschritt quadriert. Nach Mittelwertbildung wird dann die Quadratwurzel gezogen

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{t=1}^n E_t^2} \quad (25)$$

3. Ist-Analyse Dörpum

Um das Netz von Dörpum darzustellen, muss zunächst eine Ist-Analyse der Verbraucher und Erzeuger durchgeführt werden. Hierzu werden mehrere methodische Ansätze zur Herleitung der Daten verwendet, da nicht alle Daten von der Gemeinde bzw. des Verteilnetzbetreibers zum Netz Dörpum bereitgestellt wurden.

3.1 Aufbau der Simulation

Das Stromnetz von Dörpum und seiner Netzteilnehmer wird auf Basis von 15-minütigen momentanen Leistungswerten mit Hilfe von MATLAB/Simulink modelliert. Hierbei ist zu beachten, dass der Leistungsfluss in eine Richtung, in Form eines Blockdiagrammes, durchgeführt wird. Dies ist anders als in einem physikalischen Stromnetz, bei dem der Leistungsfluss abhängig von der Stromrichtung bestimmt ist. Diese vereinfachte Betrachtung entspricht zwar nicht einem physikalischen Modell, führt jedoch für die Untersuchung in dieser Arbeit zu dem gleichen Ergebnis und verhindert eine unnötige Verkomplizierung. Die resultierenden Leistungskurven an den Übergabepunkten stellen die Summenprofile der Netzelemente wie Haushalte, Gewerbe oder Bauernhöfe dar. Diese Beispiele werden als Energieverbraucher angesehen und werden intern mit einer positiven Leistung beschrieben. Dem entgegengesetzt stehen die energieerzeugenden Netzelemente wie Blockheizkraftwerke oder Photovoltaikanlagen. Sie werden mit negativer Leistung modelliert, da sie der verbrauchten Leistung direkt entgegenwirken.

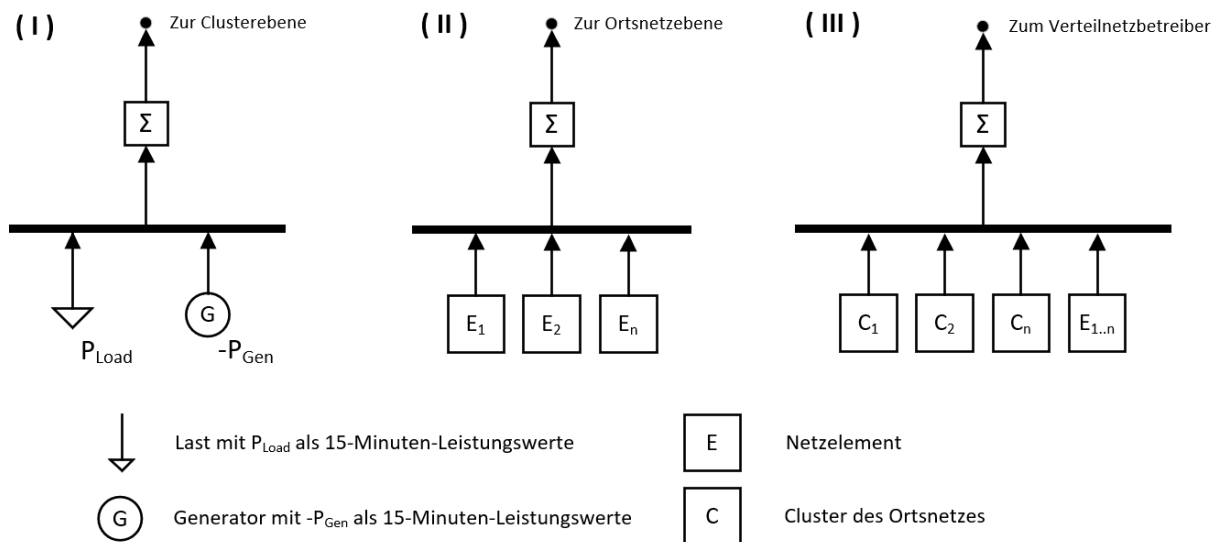


Abbildung 15: Simulationsstruktur des Ortsnetzes

Zur Strukturierung des Modells Dörpum wird die Simulation in drei Ebenen aufgeteilt (Abbildung 15). Im untersten Level stehen die einzelnen Netzelemente, die mit ihrem Verbrauch oder ihrer Erzeugung das Netz belasten (I). Ein Netzelement kann sowohl einen stromerzeugenden

Anteil als auch einen stromverbrauchenden Anteil haben und dementsprechend ihr eigenes Summenprofil. In einer bestimmten räumlichen Aufstellung bilden die Netzelemente ein Cluster, in dem sie wiederum aufsummiert werden und ein Clustersummenprofil bilden. Diese Ebene wird als Clusterebene (II) bezeichnet. Zur Übersichtlichkeit und Vereinfachung einer späteren Anpassung der Netzteilnehmer besteht ein Cluster aus den jeweiligen Straßenzügen. Die Cluster werden wiederum auf der Ortsnetzebene (III) aufsummiert und bilden das Summenprofil des Ortsnetzes, was in der Praxis das Summenprofil an der Anschlussklemme des Ortsnetztransformators darstellt. Netzelemente die einen großen Anteil zum Summenlastprofil beitragen, wie zum Beispiel die Biogasanlage, werden direkt auf der Ortsnetzebene platziert. Diese Methode dient dazu die Einflüsse dieser Elemente auf den Ortsnetztransformator besser darzustellen.

In Simulink wird diese Strukturierung mit Hilfe von Subsystemen realisiert, die als Ausgang jeweils einen Bus mit den Daten der erzeugten, verbrauchten und summierten Leistung beinhalten. Diese Subsysteme tragen eine Maskierung, wodurch es möglich ist interne Konstanten durch ein Skript zu editieren und damit die gesamte Datenverwaltung durch eine grafische Benutzeroberfläche zu vereinfachen. Das negative Vorzeichen der stromerzeugenden Elemente ist durch eine Negation der Eingangsleistung realisiert, weshalb bei der Konfiguration in der Benutzeroberfläche kein Vorzeichen nötig ist.

3.2 Energieverbraucher

In diesem Abschnitt werden die Energieverbraucher von Dörpum identifiziert und als Leistungszeitreihen quantifiziert. Dafür dient eine bereits im Jahr 2012 durchgeführte Analyse als Grundlage [51]. Diese trägt den Namen „Umsetzungskonzept für eine regenerative Eigenstromversorgung der Ortschaft Dörpum“. Dieses Dokument kann von der beiliegenden Daten-CD bezogen werden. Die Analyse enthält bereits ein Konzept zur Eigenstromversorgung mit Hilfe der vorhandenen Blockheizkraftwerke und des Windparks in Dörpum.

Da die Jahresenergiemengen der Verbraucher in diesem Umsetzungskonzept teilweise referenzlos angenommen sind, werden diese in dieser Arbeit näher untersucht. Ebenfalls wird nach weiteren Verbrauchern gesucht, die bisher von dem Umsetzungskonzept nicht erfasst sind.

Am Ende des Kapitels erfolgt eine Übersicht über alle elektrischen Energieverbraucher Dörpums.

3.2.1 Haushalte

Die Haushalte in Dörpum haben einen hohen Anteil am Gesamtenergieverbrauch, was später in Kapitel 3.2.6 dargestellt wird, und haben über einen Tag hinweg ein schwankendes Lastprofil. Die Höhe der Haushaltslasten hängen von vielen Faktoren, wie Jahreszeit, regionale Wetterbedingungen sowie von allgemeinen Bevölkerungsdaten des Ortes oder der Region ab. Zum Beispiel ist es von entscheidender Bedeutung, ob Personen häufiger zu Hause oder außer Haus sind. Dies hängt unter anderem vom Beschäftigungsstand der Einwohner ab.

Grundsätzlich gibt es zwei Möglichkeiten den Lastgang eines Haushaltes darzustellen. Entweder über die Verwendung von Lastprofilen mit Hilfe des Standardlastprofilverfahren (SLP) oder über konkrete Messwerte gemessen mit Hilfe von sogenannten modernen Messeinrichtungen. Letztere sind jedoch erst in der Einbauphase, da der Einbau für Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch unter 6.000 kWh nach § 29 MsbG (3) [52] nur verpflichtend ist, wenn der Einbau technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar ist. Dementsprechend liegen für den Zeitpunkt dieser Arbeit noch keine realgemessenen Lastprofile der Haushalte in Dörpum vor.

In dieser Untersuchung werden also zwei Ansätze gewählt, um Haushaltslastprofile zu synthetisieren. Zum einen unter Verwendung vom BDEW H0-Lastprofil und zum anderen die Verwendung eines Lastprofils auf Basis von allgemeinen Bevölkerungsdaten von Dörpum und der Region. Dieses Lastprofil wird mit Hilfe eines Load-Profile-Generators [53] erstellt, der Haushalte in Abhängigkeit von der Personenanzahl, des Lebensstils und der im Haushalt verfügbaren Geräte simuliert. Hierfür werden mitgelieferte Vorlagen verwendet und auf die Bevölkerungsdaten angepasst.

Für beide Ansätze werden jedoch zumindest die Informationen über die Anzahl der Einwohner und Haushalte benötigt. Diese Daten können in der Regel vom Zensus 2011, einer Volkszählung des statistischen Bundesamtes, bezogen werden [54]. Allerdings besitzt Dörpum keinen eigenen Eintrag im Zensus, dessen Ergebnisse auf <https://ergebnisse.zensus2011.de/> verfügbar sind, da es ein Ortsteil Bordelums ist. Naheliegender wäre es also die Daten von Bordelum zu verwenden, denn für den Ort insgesamt, ist ein Eintrag vorhanden. Allerdings ist Bordelum mit einer Gesamteinwohnerzahl von ca. 2.000 Personen und einer Haushaltszahl von 892 (bezogen aus der Zensusdatenbank) deutlich größer als Dörpum. Dessen Einwohnerzahl beträgt, laut des Umsetzungskonzeptes, 500 Personen mit einer Haushaltszahl von 120 Haushalten [51]. Deshalb wird für den Ortsteil Dörpum angenommen, dass er eher Dörfern aus der unmittelbaren Umgebung ähnelt, weshalb drei andere Orte zur Betrachtung herangezogen werden, die ähnliche Einwohner- und Haushaltszahlen haben. Hierbei handelt es sich um Lütjenholm, Högel und

Goldelund, die sowohl in einem Umkreis von 10 Kilometern liegen, als auch eine ähnliche flächenmäßige Größe haben wie Dörpum. Alle verwendeten Zensus Merkmale für Dörpum bestehen deshalb aus dem Mittelwert der Daten dieser drei Orte also eines mittleren lokalen Dorfes (vgl. Tabelle 4).

Da jedoch zur tatsächlichen Ermittlung der Anzahl der Haushalte nur die strukturellen Anteile des mittleren Dorfes verwendet werden sollen und nicht die absoluten Werte, wurden mit Hilfe von Google Maps die Gebäude in Dörpum abgezählt. Nach Abzug der in Google Maps verzeichneten und im Umsetzungskonzept beschriebenen gewerblich und landwirtschaftlich genutzten Gebäude ergibt sich eine Anzahl von 172 Wohngebäuden. Das mittlere Dorf hat ein Verhältnis von 1,11 Haushalten pro Wohngebäude, welches sich aus den Zensusdaten „Anzahl der Haushalte“ und „Anzahl der Wohngebäude“ ergibt (vgl. Tabelle 5). Dem entsprechend hat Dörpum also ca. 191 Haushalte. Die Anzahl der Einwohner wird dann mit Hilfe der Zensusdaten „Haushalte nach Größe des privaten Haushalts“ ermittelt. Hierfür sind die Anteile der Ein- bis Fünf-Personenhaushalte und der Anteil der Haushalte mit sechs und mehr Personen gegeben. Letzteres wird mit sechs Personen angenommen, da keine genauere Information vorhanden ist und der Anteil an den Gesamthaushalten mit 3,91 % sehr gering ist. Jeweils mit der Personenzahl multipliziert und aufaddiert ergibt sich eine Gesamtanzahl von ca. 495 Einwohnern (vgl. Tabelle 6). In dem Umsetzungskonzept für Dörpum wird eine Zahl von 500 Einwohnern genannt, was der errechneten Einwohnerzahl mit einer Abweichung von 1,0 % sehr nah kommt. In dem Umsetzungskonzept wird jedoch eine Zahl von 120 Haushalten für den Ortsteil Dörpum genannt. Das entspräche einer Personen-Haushalts-Dichte von 4,17 Personen pro Haushalt. In gesamt Bordelum, im mittleren Ort um Dörpum und anderen Gemeinden Schleswig-Holsteins ist die Personen-Haushalts-Dichte kleiner als 3 Personen pro Haushalt. Die errechneten Werte ergeben eine Personen-Haushalts-Dichte von 2,58 Personen pro Haushalt für Dörpum. Diese Information wird benötigt um mit Hilfe des Stromspiegels des BDEW [55] eine Jahresenergie-menge, als Skalierung für die Lastprofile, zu bestimmen.

Tabelle 4: Statistikdaten - Umgebung Dörpum [Quelle: Zensus 2011 und Statistikamt Nord (2015)]

	Högel	Lütjenholm	Goldelund	
Gebäude	160	123	141	Zensus 2011
Wohnungen	200	141	175	
Haushalte	186	134	154	
Einwohner	451	323	408	
Anzahl der Wohngebäude	153	122	148	Statistikamt Nord (2015)
Durchschnittliche Wohnungsgröße in m ²	118	109	115	
Wohnfläche je Einwohner in m ²	51	54	53	
Einwohner pro Wohnung	2,31	2,01	2,18	Direkt errechnet aus obigen Werten
Einwohner pro Haushalt	2,42	2,41	2,65	
Einwohner pro Haushalt (Mittelwert)		2,49		
Haushalt pro Gebäude	1,16	1,09	1,09	
Haushalt pro Gebäude (Mittelwert)		1,11		
Wohnungen pro Gebäude	1,25	1,15	1,24	
Wohnungen pro Gebäude (Mittelwert)		1,21		
Haushalte pro Wohnung	0,93	0,95	0,88	
Haushalte pro Wohnung (Mittelwert)		0,92		

*

Tabelle 5: Anteile der Haushalte nach Größe des privaten Haushalts [Quelle: Zensus 2011]

	1 Pers.	2 Pers.	3 Pers.	4 Pers.	5 Pers.	6 Pers +
Anteile der Haushaltsgrößen						
Bordelum	28 %	37 %	15 %	11 %	7 %	2 %
Högel	24 %	33 %	10 %	19 %	9 %	5 %
Lütjenholm	25 %	44 %	7 %	17 %	4 %	3 %
Goldelund	23 %	32 %	17 %	18 %	6 %	4 %
Mittleres Dorf	24 %	37 %	11 %	18 %	6 %	4 %

Tabelle 6: Einwohner und Haushalte nach Größe des privaten Haushalts (Bezogen auf Gesamteinwohnerzahl Tabelle 4)

	1 Pers.	2 Pers.	3 Pers.	4 Pers.	5 Pers.	6 Pers +	
Haushalte Dörpum mit Statistik des mittleren Dorfes	46	70	22	35	12	7	Σ 192
Einwohner für Dörpum mit Bordelum Statistik	54	141	85	86	65	24	Σ 455
Einwohner Högel	45	124	57	140	80	54	Σ 500
Einwohner Lütjenholm	33	118	27	92	30	24	Σ 324
Einwohner Goldelund	35	100	78	112	45	36	Σ 406
Einwohner mittleres Dorf	38	114	54	115	52	38	Σ 410
Einwohner Dörpum mit Statistik des mittleren Dorfes	46	140	65	138	60	45	Σ 495

Der Stromspiegel 2017 des BDEW bildet den Jahresstromverbrauch von Haushalten ab [56]. Dabei setzen sich die Werte aus 161.000 Verbrauchsdaten und Studien zusammen. Die Haushalte sind aufgegliedert in die Gebäudetypen „Ein- und Zweifamilienhaus“ und „Wohnungen im Mehrfamilienhaus“. Diese sind weiterhin gegliedert in Haushalte mit oder ohne Verwendung von elektrischer Energie zur Warmwasseraufbereitung. Abbildern lassen sich Haushalte mit einer Person bis hin zu Haushalten mit fünf oder mehr Personen. Um unterschiedliche Stromverhaltensverhalten darzustellen, sind die Jahresstromverbräuche in sieben Klassen zu je 14,2 % aller Haushalte eingeteilt. Klasse A stellt Haushalte mit einem sehr guten Verbrauchsverhalten dar, während Klasse G einen sehr hohen Verbrauch hat. Die Werte des Stromspiegels werden in Anlage D präsentiert.

Die Haushalte in Dörpum werden mit einem Wert skaliert, der sich in der mittleren Klasse also zwischen C und D befindet. Dazu wird eine neue Klasse erstellt, die genau 50% aller Haushalte abbildet und mit Hilfe von linearer Interpolation ermittelt wird. Es wird außerdem nur der Gebäudetyp „Ein- und Zweifamilienhaus“ betrachtet. Für 2,58 Personen im Haushalt ergibt sich eine Jahresstrommenge von circa 3450 kWh. Es wird hier angenommen, dass diese Haushalte keine elektrische Energie zur Warmwasserbereitung verwenden, da nur 17 % der Haushalte in Deutschland Strom zur Warmwasserbereitstellung verwenden [57]. Um nun den Jahresverbrauch eines gesamten Wohngebäudes zu ermitteln, welches in der Ortsnetzsimulation dargestellt wird, muss der Verbrauchswert wiederum mit dem Faktor der 1,11 multipliziert werden. Dies entspricht einem Jahresverbrauch von ca. 3800 kWh pro Wohngebäude. Folgende Verfahren dienen zur Bildung eines Lastprofils:

a) H0-Standardlastprofil

Bei der Verwendung von Standardlastprofilen (SLP) werden synthetische Lastprofile für Verbrauchergruppen zur Prognostizierung und Abrechnung von elektrischer Leistung oder Gas verwendet. Der BDEW stellt die SLPs für die Gruppen Gewerbe (G0 bis G6), Landwirtschaft (L0 bis L2) und Haushalten (H0) [58]. Erstellt werden diese mit Hilfe des synthetischen Verfahrens, bei dem ein Summenlastprofil aus mehreren gewichteten Lastprofilen von Kundengruppen aus vergangenen Messwerten erstellt wird [59, S. 12]. Die SH-Netz AG verwendet diese standardisierten Lastprofile bei Letztverbrauchern mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh [58].

Die Momentanlasten in dem Standardlastprofil werden in einer 15-minütigen Auflösung mit der Einheit Kilowatt dargestellt. Dabei ist die elektrische Jahresenergiemenge skaliert auf 1.000 kWh. Für einen Haushalt muss das Profil also auf die individuelle Jahresenergiemenge skaliert

werden. Zusätzlich wird das H0-Profil mit einem Dynamisierungspolynom multipliziert, um die täglichen Stromverbräuche an die jeweilige Season anzupassen. Dadurch ist der angenommene Stromverbrauch für einen Haushalt im Winter höher als im Sommer.

b) Angepasstes Lastprofil für Dörpum

Das H0-Standlastprofil dient zur Vereinfachung der Stromlieferanten und ist bezogen auf einzelne Verbraucher nicht sehr genau [60, S. 14]. Eine Möglichkeit ein genaueres Lastprofil zu erhalten ist der, ein regional- oder ortsbezogenes Profil zu bilden. Hierfür wird der Mittelwert der gemessenen Haushaltslasten des Ortes in 15-minütiger Auflösung benötigt, welcher für diese Arbeit jedoch nicht zur Verfügung steht. Um trotzdem ein gemeindebezogenes Lastprofil zu generieren, wird der Ansatz mit Hilfe des Load Profile Generators durchgeführt. Der Load Profile Generator zieht diverse Lasten eines Haushalts in Abhängigkeit der Einwohner in Betracht um einen Haushaltslastgang zu simulieren. Die Anwesenheit eines Einwohners variiert die Last eines Haushalts, denn es ist offensichtlich, dass ein Staubsauger oder ein Fernsehgerät nur verwendet wird, wenn auch eine Person anwesend ist. Allerdings gibt es auch Haushaltslasten, die durchgängig oder zeitgesteuert vorhanden sind wie beispielsweise Kühlschränke oder Klimaanlage. Ausschlaggebend für die Haushaltslasten ist hiernach also die Lebensweise beziehungsweise die Erwerbstätigkeit der Personen, also ob sie erwerbstätig sind, zur Schule gehen oder Rentner sind. Die Anteile dieser Personengruppen können ebenfalls aus dem Zensus 2011 bezogen werden, jedoch doch lediglich in einer regionalen Tiefe für den Kreis Nordfriesland. Es handelt sich hierbei also nicht um die Erstellung eines ortsbezogenen Lastprofils für die Haushalte, sondern um ein regionalbezogenes. Mit Hilfe der zuvor bestimmten Bevölkerungszahl für Dörpum und der Anteile aus Tabelle 7, wird die tatsächliche Anzahl der einzelnen Personen bestimmt. Mit diesen Zahlen wird dann im Load Profile Generator eine Siedlung auf Basis der vorhandenen Vorlagen erstellt, die die Strukturmerkmale Nordfrieslands aufweist, also der Struktur Dörpums näherkommt als das konventionell verwendete H0-Profil vom BDEW.

Tabelle 7: Bevölkerung nach Geschlecht und sozioökonomischen Strukturmerkmalen in Nordfriesland [Quelle: Zensus 2011]

Sozioökonomische Strukturmerkmale auf Basis des Zensus 2011 (NF)	Anteil an der Bevölkerung [%]	Anteil der Bevölkerung (männlich) [%]	Anteil der Bevölkerung (weiblich) [%]
Anteil der Erwerbstätigen	51,98%	27,22%	24,76%
Anteil der Erwerbslosen	1,91%	1,17%	0,74%
Anteil der Personen unterhalb des Mindestalters	14,10%	7,53%	6,58%
Unter 6	4,64%	2,43%	2,21%
6 - 14	9,46%	5,10%	4,36%
Anteil der Senioren	22,55%	9,71%	12,84%
Anteil der Schüler/Studierende (>15 Jahre)	3,56%	1,69%	1,88%
Anteil Hausfrauen/Hausmänner	3,39%	0,08%	3,31%
Sonstige	2,50%	1,25%	1,25%

c) Vergleich der Lastprofile

Die Abbildung 16 bis Abbildung 18 zeigen die Unterscheide zwischen dem BDEW H0-Profil und dem H0-Profil erstellt durch den Load-Profile-Generator. Dabei wird sowie für das H0-Profil vom BDEW ein mittleres charakteristisches Profil, skaliert auf 1000 kWh/a, verwendet. Mit Hilfe des Anderson Darling-Tests wird, durch Stichprobe an Winterwerktagen, geprüft, ob das Lastprofil normalverteilt ist. Das Ergebnis entscheidet, ob das arithmetische Mittel oder der Median zur Mittelwertbildung verwendet wird. Tabelle 8 zeigt einzelnen p-Werte des Tests. Sollte einer der Werte unterhalb 0,05 liegen, wird die H0-Hypothese verworfen.

Tabelle 8: Anderson Darling p-Werte für H0-Dörpum

	00:00	06:00	12:00	18:00
p-Werte	<0,005	0,357	<0,005	0,084

Bei einem Stichprobenabstand von 6 Stunden hat der Test ergeben, dass bereits zwei Uhrzeiten über alle Winterwerktagen, nicht normalverteilt sind. Um den Einfluss von Ausreißern zu vermeiden wird deshalb der Median zur Mittelwertbildung verwendet.

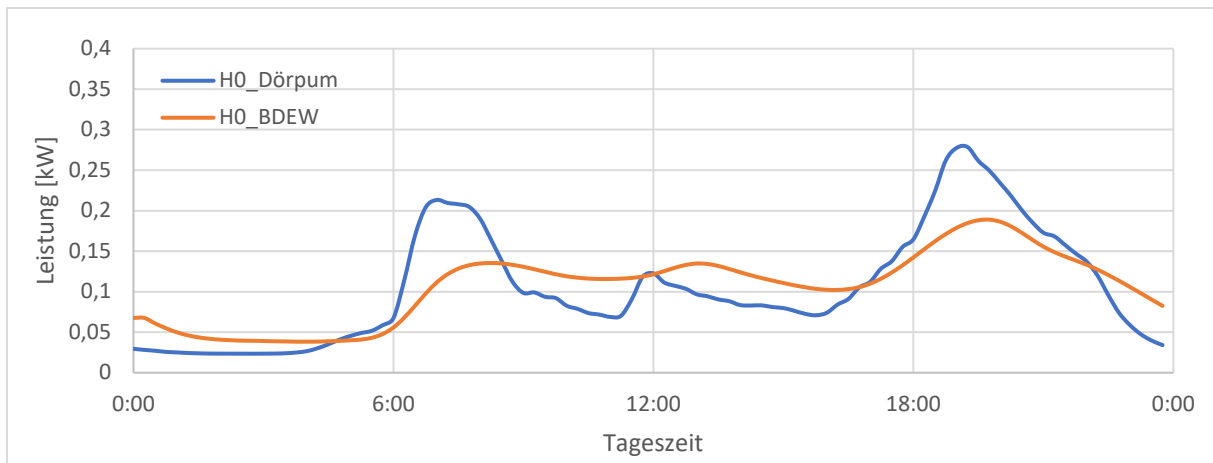


Abbildung 16: Profilvergleich - Winter - Werktag

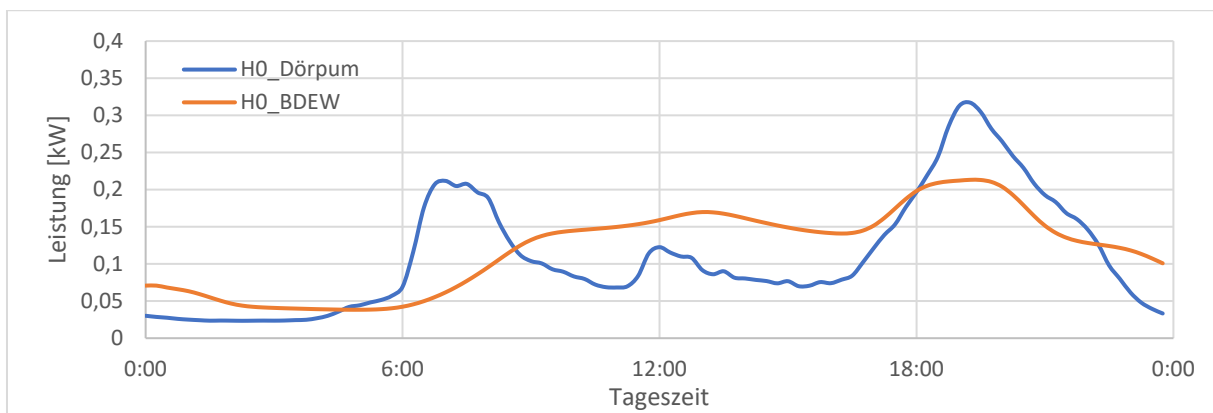


Abbildung 17: Profilvergleich - Winter - Samstag

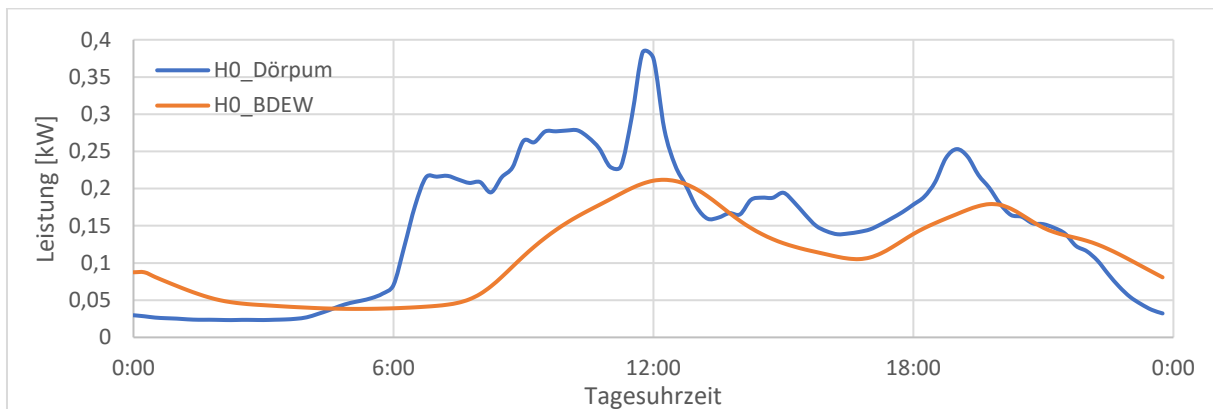


Abbildung 18: Profilvergleich - Winter - Sonntag

Das mit Hilfe des Load-Profile-Generator generierte Profil weist deutlichere Schwankungen auf, außerdem besteht eine leichte zeitliche Verschiebung der Extrema um circa eine Stunde. In beiden Fällen, besonders an Werktagen, ist der charakteristische Verlauf des H0-Profiles jedoch gut zu erkennen.

Mit Hilfe von Fehlermaßverfahren der Zeitreihenanalyse, dem „mittlerer absoluter Fehler“ (MAE), „mittlerer absoluter prozentualer Fehler“ (MAPE) und dem „quadratischem Fehler“

(RMSE), welche in Kapitel 2.5.2 beschrieben sind, lässt sich ein Unterschied der beiden Profilen, sowohl als Leistung in Watt als auch prozentual, quantifizieren. Hierbei wird das Profil vom BDEW als Referenzkurve angesehen und das Profil für Dörpum als zu bewertendes Profil.

Tabelle 9: Quantitativer Vergleich $H0_{BDEW}$; $H0_{Dörpum}$

	MAE	MAPE	RMSE
Fehler über das gesamte Jahr	44,13 W	41,80 %	57,08 W
Fehler an Werktagen	32,59 W	32,08 %	40,66 W
Fehler an Samstagen	51,49 W	50,23 %	61,54 W
Fehler an Sonntagen	55,77 W	68,06 %	74,96 W

Aus den berechneten Fehlern in Tabelle 9 lässt sich erkennen, dass die Tage an den Wochenenden des Dörpum Profils stärkere Abweichungen zum standardisierten Lastprofil aufweisen. Am stärksten ist Abweichung an den Sonntagen mit 68,06 % Abweichung. Da es sich bei dem Lastprofil von Dörpum um ein regionales Profil handelt, wird dieses in Netzsimulationen dieser Arbeit verwendet.

3.2.2 Gewerbe und Kindergarten

Das Gewerbe in Dörpum besteht aus einer Werkstatt, einer Gaststätte und drei weiteren kleinen Läden. Sowohl von der Werkstatt als auch von der Gaststätte wurden die Jahresstrommengen bereits durch die Studienarbeit „Autarke Energieversorgung in Dörpum“ von 2012 erfasst. Im Umsetzungskonzept werden die Daten referenziert. Die Gaststätte hat einen jährlichen Strombedarf von 12.000 kWh und der Lastgang wird mit dem G2 Profil synthetisiert, die Werkstatt mit dem G1 Profil und einem Verbrauch von 10.000 kWh pro Jahr.

Über die restlichen drei Kleingewerbe ist lediglich die Information von Google Maps über Ort und Name des Betriebs vorhanden, woraus sich die Branchen ableiten lassen. So bestehen die drei Läden aus Friseur-Handwerk, Gardinenfachmarkt und ein Physiotherapeut. Das Friseur-Handwerk wird mit dem speziellen G4 Lastprofil modelliert. Abhängig davon ob die Warmwasseraufbereitung elektrisch oder thermisch durchgeführt wird, verbraucht ein Friseursalon durchschnittlich zwischen 130 und 170 kWh/(Jahr*m²) elektrische Energie pro Jahr und Verkaufsfläche. Die Warmwasseraufbereitung wird hier ebenfalls nicht betrachtet, da der Stromverbrauch für Wäschepflege nur ca. 6 % beträgt [61]. Die Verkaufsfläche wird über die Ausmessfunktion von Google Maps abgeschätzt und beträgt ca. 118 m². Der Lastgang des Gardinenfachmarktes wird mit dem Lastprofil G1 modelliert und laut dem EHI Retail Institute [62]

beträgt 2015 der jährliche Stromverbrauch des deutschen Einzelhandels 115 kWh/(Jahr*m²). Die abgeschätzte Fläche beträgt ca. 164 m². Der Physiotherapeut wird ebenfalls mit dem G1 Profil modelliert. Die Energiekennzahl lässt sich nicht speziell für diese Branche ermitteln, jedoch gibt es eine Kennzahl für Arztpraxen mit 42 kWh/(Jahr*m²) [63], welche zwar auch Kühlgeräte beinhaltet aber zumindest der Branche am nächsten kommt. Die Fläche der Praxis beträgt ca. 330 m².

Zusätzlich hat Dörpum ein Gemeindehaus. Dieses beinhaltet eine Außenstelle der Kindertagesstätte (Kita) von Bordelum, in der 22 Kinder betreut werden. Es wird angenommen, dass die Kita den signifikanten Anteil am Jahresstromverbrauch des Gemeindehauses darstellt und sich deshalb nur darauf bezogen wird, da ansonsten keine Informationen über eventuelle Verwaltungsaktivitäten bekannt sind. Da das Tagesgeschäft einer Kita eher dem eines Gewerbes entspricht, weil es nur wochentags und von morgens bis nachmittags stattfindet, wird der Tageslastgang in dieser Untersuchung mit dem G1 Lastprofil vom BDEW synthetisiert. Der angenommene Strombedarf im Umsetzungskonzept ist lediglich angenommen, jedoch ist anzunehmen, dass die Zahl der betreuten Kinder erfragt wurde. Um die Jahresstrommenge abzuschätzen wird eine Untersuchung von 12 Kitas im Berliner Umfeld herangezogen, bei der sowohl der Jahreswärmebedarf als auch der Jahresstrombedarf pro Kind im Jahr 2005 untersucht wurde [64]. Gemittelt über alle 12 Kitas liegt der Jahresstromverbrauch bei circa 108 kWh/Jahr pro Kind. Dieser Wert wird für die Kita in Dörpum ebenfalls angenommen und ergibt bei 22 Kindern 2.376 kWh/Jahr.

3.2.3 Landwirtschaft

Vier landwirtschaftliche Betriebe sind in Dörpum vorhanden. Die drei Milchviehbetriebe können mit dem synthetischen Lastprofil L1 und einer Jahresenergiemenge von insgesamt 125.000 kWh/Jahr modelliert werden. Außerdem gibt es noch einen Sauenmastbetrieb mit dem synthetischen Lastprofil L0 und einer Jahresenergiemenge von insgesamt 120.000 kWh/Jahr.

3.2.4 Biogasanlage

Dörpum besitzt zwei Standorte mit Biogasanlagen (BGA). Einen im Glücksburger Weg und einen im Megelbarger Ring, wobei lediglich von der ersten BGA der Eigenverbrauch bekannt ist. Aus diesem Grund wird hier nur die erste BGA betrachtet.

Laut Daten des Umsetzungskonzeptes wurde 2011 ein Eigenstromverbrauch von 640.000 kWh für den Betrieb der BGA benötigt. Im Jahr 2012 kam ein weiteres Block-Heizkraftwerk hinzu, was den Eigenverbrauch auf ca. 750.000 kWh erhöhte. Der verwendete Jahreslastgang der BGA

ist ein Mittelwert aus drei real-gemessenen Lastgängen anderer Biogasanlagen von Nordgrön. Dieser ist normiert auf 1000 kWh/Jahr um der gleichen Skalierungsmethode der anderen Lastprofile zu folgen. Die drei Lastgänge wurden vom Biogasanlagenbetreiber Nordgrön bereitgestellt. Es wird unterstellt, dass die Biogasanlage in Dörpum einem dieser Lastgänge folgt (Messwerte liegen der Daten-CD dieser Arbeit bei).

In der Netzsimulation werden die BGA und die Blockheizkraftwerke als separate Elemente dargestellt.

3.2.5 Straßenbeleuchtung

Die Straßenbeleuchtung Dörpums verwendet LED-Technik als Leuchtmittel [65, S. 5]. Die Schleswig-Holstein Netz AG verwendet das SB0-Profil zur Modellierung von Straßenlaternen [58], bezogen auf eine Spitzenlast von ca. 241 W pro Laterne. Zur Ermittlung der Anzahl der Straßenlaternen in Dörpum kann eine Analyse des deutschen Städte- und Gemeindebunds herangezogen werden, bei der für Gemeinden bis unter 5,000 Einwohnern ca. 120 Lichtpunkte pro 1000 Einwohner angenommen werden. Die Lichtpunkte repräsentieren die Straßenlaternen. Für Dörpum mit 500 Einwohner gilt also, dass dieser Ortsteil Bordelums ca. 60 Straßenlaternen besitzt. Unter Verwendung von 40 W LED Straßenlaternen wird das SB0 von der SH-Netz AG dementsprechend skaliert. Dadurch ergibt sich eine Jahresstrommenge von ca. 10,000 kWh für alle Laternen.

3.2.6 Zusammenfassung der Verbraucher

Die Tabelle 10 fasst alle hergeleiteten Daten um die Jahresenergiemengen und die Lastprofile zusammen. In Abbildung 19 können die Anteile der einzelnen Verbraucherkategorien, ohne Biogasanlage, betrachtet werden. Die Kategorie „Sonstige“ enthält die Verbraucher, die einen eher kleinen Beitrag zum Gesamtverbrauch leisten.

Tabelle 10: Lasten in Dörpum

Bezeichnung	Profil	Verbrauch in kWh
Wohngebäude	H0-Dörpum	658.385
Milchviehbetrieb	L1	125.000
Sauenmastbetrieb	L0	120.000
Sonstige		82.296
Gardinenstudio	G1	18.860
Friseur	G4	15.340
Physiotherapeut	G1	13.860
Gaststätte	G2	12.000
Werkstatt	G1	10.000
Straßenbeleuchtung	SB0	9.860
Kindergarten	G1	2.376
Gesamt		985.681
Biogasanlage	Real	750.000

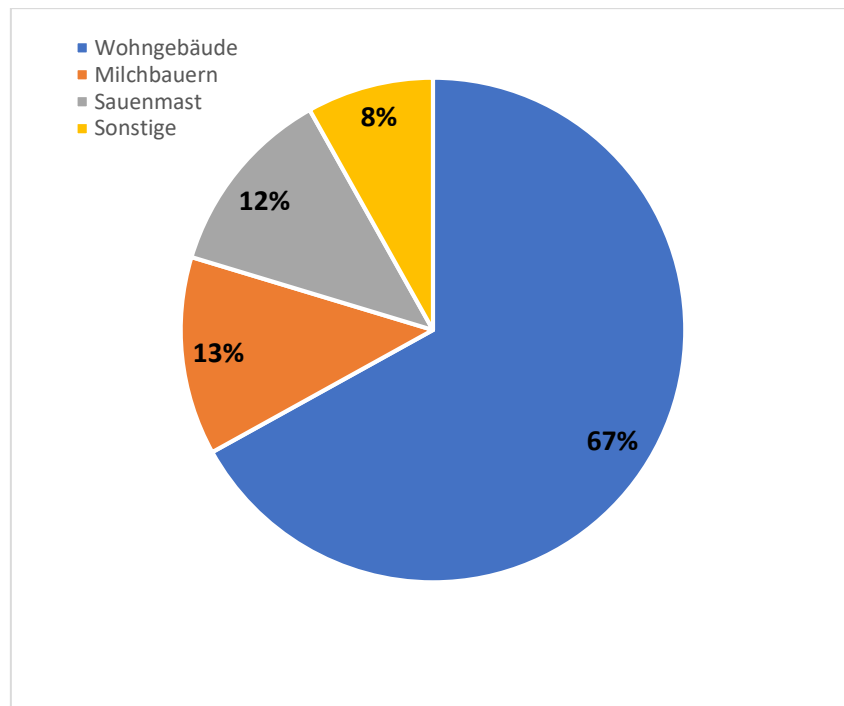


Abbildung 19: Lasten in Dörpum

Unter den normalen Verbrauchern in Dörpum sind die Haushalte am prägnantesten und erhielten deshalb auch eine gesonderte Betrachtung in der Lastprofil-Synthese. Die Landwirtschaft stellt ebenfalls einen größeren Teil im Gesamtverbrauch da, jedoch ist das Gewerbe aufgrund der geringen Anzahl eher schwach vertreten.

3.3 Energieerzeuger

Ähnlich wie in dem Abschnitt über die Energieverbraucher, müssen auch die Leistungszeitreihen der energieerzeugenden Anlagen für die Simulation bereitstehen. Im Umsetzungskonzept

gibt es hierzu ebenfalls nur die Information über die Jahresenergiemengen, welche ebenso teils auf nicht belegten Annahmen beruhen.

3.3.1 Photovoltaik

Ein Großteil der photovoltaischen Leistung in Dörpum entsteht durch Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen), die auf Dachflächen montiert sind und in das Niederspannungsnetz einspeisen. Diese sind auf 32 der insgesamt 172 Wohngebäude aufgeteilt. Insgesamt beträgt ihre Spitzenleistung ca. 2.340 kWp. Dazu kommen noch mehrere kleinere Freiflächenanlagen, die mit ca. 600 kWp ebenfalls in das Nieder- und Mittelspannungsnetz einspeisen. Zusätzlich verfügt Dörpum noch über eine große Freiflächenanlage mit 1.912 kWp. Insgesamt hat Dörpum also eine potentielle PV-Leistung von ca. 4.850 kWp (Quelle: Summe der Spitzenleistungen des Anlagenregisters für Dörpum der Schleswig-Holstein Netz AG [66]).

Diese PV-Leistung besteht jedoch lediglich zu besten Wetterverhältnissen und ebenfalls nicht in den Wintermonaten. Es ist also notwendig, ähnlich wie für die stromverbrauchenden Elemente Dörpums ein Jahreslastprofil zu verwenden, welches die momentane Leistungsabgabe der PV-Anlagen darstellt. Hierfür eignet sich die Jahresmessung von 2015 an einem der beiden Zählpunkt der großen Freiflächenanlagen des Ortsnetztransformators, welche durch die Gemeinde zur Verfügung gestellt wurde (verfügbar auf der Daten-CD). An diesen Zählpunkten befinden sich jeweils nur die PV-Anlagen. Unter der Annahme, dass die gesamten PV-Anlagen Dörpums den gleichen Wetterbedingungen ausgesetzt und nach Süden ausgerichtet sind, ist der Verlauf der abgebebenen Leistung der gleiche. Skaliert man diese Messung auf 1 kWp, indem man die Messwerte durch die Peak-Leistung der betrachteten Anlage teilt, erhält man ein normiertes Profil für alle Photovoltaik-Anlagen. Durch spätere Multiplikation mit der jeweiligen Spitzenleistung der PV-Anlagen erhält man das Profil für jede Anlage Dörpums.

Es besteht jedoch ein Nachteil in der Verwendung des real-gemessenen Profils. Freiflächenanlagen müssen laut § 14 EEG 2017 am Einspeisemanagement teilnehmen. Dies ist ein Verfahren zur Regelung der Einspeiseleistung, gesteuert durch den Verteilnetzbetreiber. Diese Abregelung sollte jedoch so wenig wie möglich auftreten und belief sich im Jahr 2015 auf 4 % [67, S. 3]. Die Jahresenergiemenge des gemessenen Profils der im Jahr 2005 installierten 925 kWp Anlage beträgt im Jahr 2015 946,36 kWh/kWp. Laut dem Tool PVGIS (Version 4) der Europäischen Kommission [68] beträgt die Jahresenergiemenge für kristalline Silizium-Photovoltaikanlagen für den Standort Dörpum, einem Systemverlust von ca. 14 % und einer optimierten Modulausrichtung 1020 kWh/kWp. Da die Anlage allerdings bereits 2005 gebaut wurde, muss

die Moduldegradation mitbetrachtet werden. Bei Solarmodulen wird von einer maximalen Degradation von 0,5 % bis 1 % pro Jahr ausgegangen [69, S. 32]. Die Hersteller geben allgemein eine lineare Leistungsgarantie von ca. 80 % der Anfangsleistung nach 25 Jahren [70, 71]. Somit entsprechen die 946,36 kWh/kWp aus dem Jahr 2015, bei einer Degradation von 0,75 % ungefähr 1020 kWh/kWp für das Installationsjahr 2005. Dies entspricht dem Wert von PVGIS, weshalb ein zusätzlicher Einfluss durch externe Abregelung vernachlässigt wird.

Für das Jahr 2015 ist der Datensatz der Photovoltaikmesswerte für die Monate Januar und April nicht vollständig. Diese beiden Monate werden mit Hilfe von Mittelwerten nachgebildet. Dabei wird jeweils der Mittelwert des gleichen Tages im Monat von dem vorhergehenden und dem nachfolgenden Monat gebildet, um den Anstieg der Globalstrahlung, und der damit verbundenen Erzeugung, abzubilden.

Die Herkunft der Informationen über die Nennleistung und die Adresse aller PV-Anlagen kann aus dem Anlagenregister der Schleswig-Holstein Netz AG [66] bezogen werden, in der alle Neumeldungen bis 2016 gemäß § 77 Abs. 1 Nr. 1 EEG aufgeführt werden müssen. Neumeldungen nach diesem Zeitpunkt sind jedoch nicht meldepflichtig und sind daher nicht mehr nachvollziehbar. Allerdings wird ab voraussichtlich Sommer 2018 das sogenannte Marktstammdatenregister § 111e EnWG der Bundesnetzagentur veröffentlicht, welches ein Online-Portal zur Erfassung aller PV-Anlagen bieten soll [72].

3.3.2 Windkraft

Für Windenergieanlagen (WEA) soll in dieser Arbeit ebenfalls ein Berechnungsszenario stattfinden. Es ist also auch hierfür notwendig ein Leistungsgang zu verwenden, um den Einfluss von WEAs auf das Netz Dörpum zu ermitteln. Derzeit befinden sich mehrere WEAs im Umfeld von Dörpum und werden von den Gesellschaften WP Dörpum GmbH und Bürgerwindpark Bordelum III GmbH & Co. KG betrieben [73]. In naher Zukunft fällt eine WEA nach 20 Jahren aus der EEG Vergütung. Hierbei handelt es sich um eine 1MW Anlage von AN Bonus und wurde am 30.12.2002 in Betrieb genommen. Die Anlage befindet sich ebenfalls an einem separaten Zählpunkt des Umspannwerkes, jedoch existieren hierfür keine Messdaten.

Eine Methode zur Herleitung des Erzeugungsprofils ist die Verwendung von Winddaten der Region in Kombination mit der Leistungscharakteristik der WEA. Die Leistungscharakteristik wird aus dem Datenblatt entnommen und die Winddaten stehen für einen zu Dörpum nahegelegenen Ort namens Leck beim Online-Portal WESTE-XL des Deutschen Wetterdienstes frei zur Verfügung. Die Leistungscharakteristik enthält Information darüber welche Leistung die WEA zu einer gewissen Windgeschwindigkeit erzeugen kann. Die Winddaten von WESTE-

XL wurden in einer Sensorhöhe von 10 Metern aufgenommen, jedoch ist die Narbenhöhe der AN Bonus WEA mit ungefähr 70 Metern deutlich höher [74]. Dies erfordert eine weitere Datenaufbereitung und wird hier mit dem logarithmischen Grenzschichtprofil bei einer Rauigkeitslänge von 0,005 durchgeführt [27, S. 275]. Die Formel für die Umrechnung der Höhe lautet:

$$v(h_2) = v(h_1) * \frac{\ln\left(\frac{h_2 - d}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1 - d}{z_0}\right)} \quad (26)$$

Mit

v	= Windgeschwindigkeit (m/s)
h_1	= Sensorhöhe
h_2	= Neue Höhe
d	= Versatz der Grenzschicht (ca. 70% der Hindernishöhe)
z_0	= Rauigkeitslänge in Metern

3.3.3 Blockheizkraftwerke

Die Blockheizkraftwerke (BHKW) bilden mit den Biogasanlagen ein Stromerzeugungssystem für Dörpum. Der Standort am Glücksburger Weg besitzt zwei BHKWs mit 625 kWp und 250 kWp Nennleistung. Beide BHKWs sind laut Anlagenbetreiber netzgeführt und speisen deshalb mit konstanter Leistung in das Mittelspannungsnetz ein. Die einzige Ausnahme besteht bei dem BHKW mit 625 kWp, welches im Sommer auf 80%, also 500 kWp, heruntergeregelt wird (siehe „Protokoll vom Meeting am 02.06.2017“ auf der Daten-CD im Anhang).

Zusätzlich sind noch zwei BHKWs mit 265 kWp am Standort Megelbarger Ring vorhanden. Über diese sind jedoch keine Information über die Fahrweise bekannt, sowie auch für deren BGA, weshalb sie nicht mitbetrachtet werden können.

3.4 Leistungssimulation: Ergebnisse und Auswertung

Mit Hilfe der in den vorherigen Abschnitten hergeleiteten Daten erfolgt nun eine Simulation der Wirkleistung aller Verbraucher und photovoltaischen Erzeuger, dies umfasst sowohl die Haushalte, als auch gewerbliche oder landwirtschaftliche Betriebe. Die Simulation ist auf Daten des Jahres 2015 ausgelegt und umfasst ebenfalls das gesamte Jahr. Eine Simulation unter Verwendung von Windenergieanlagen und der BHKWs erfolgt gesondert in Kapitel 5. Abbildung 20 zeigt eine Skizze des Simulationsszenarios, dabei wird das Summenlastprofil am Übergang des lokalen Netzes zur höheren Netzebene aufgestellt. Die verschiedenen Spannungsebenen

werden nicht berücksichtigt und Niederspannungs- und Mittelspannungsnetz zum Verteilnetz zusammengefasst.

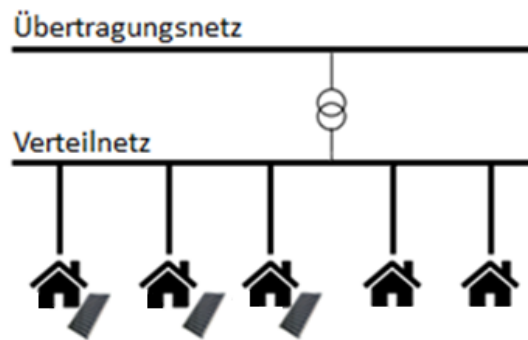


Abbildung 20: Skizze des Simulationsszenarios - Ist-Zustand Dörpum im Jahr 2015 (Haushaltssymbole repräsentieren Lasten sämtlicher Art, vereinzelt mit PV-Anlagen)

Zur Bewertung und dem Vergleich mit den Simulationsergebnissen in Kapitel 5, werden die Größen des Autarkiegrades und des Eigenverbrauchsanteils verwendet. Folgende Formulierungen können, auf Basis der Berechnung in dem Buch „Regenerative Energiesysteme“ von Volker Quaschnig [27, S. 267], aufgestellt werden:

Autarkiegrad:

Ist das Verhältnis zwischen dem Teil des Energiebedarfs, der durch die selbsterzeugte Energie gedeckt wird und der gesamt benötigten Energiemenge, innerhalb eines betrachteten Systems.

$$a = \frac{\sum \bar{P}_{\text{Verbrauch}} \cdot \Delta t - \sum \bar{P}_{\text{Bezug}} \cdot \Delta t}{\sum \bar{P}_{\text{Verbrauch}} \cdot \Delta t} = \frac{\sum \min(\bar{P}_{\text{PV}}; \bar{P}_{\text{Verbrauch}}) \cdot \Delta t}{\sum \bar{P}_{\text{Verbrauch}} \cdot \Delta t} = \frac{\sum \bar{P}_{\text{Eigen}} \cdot \Delta t}{\sum \bar{P}_{\text{Verbrauch}} \cdot \Delta t} \quad (27)$$

Eigenverbrauchsanteil:

Ist das Verhältnis zwischen dem Teil des Energiebedarfs, der durch die selbsterzeugte Energie gedeckt wird und der gesamt erzeugten Energiemenge, innerhalb eines betrachteten Systems.

$$e = \frac{\sum \bar{P}_{\text{PV}} \cdot \Delta t - \sum \bar{P}_{\text{Ein}} \cdot \Delta t}{\sum \bar{P}_{\text{PV}} \cdot \Delta t} = \frac{\sum \min(\bar{P}_{\text{PV}}; \bar{P}_{\text{Verbrauch}}) \cdot \Delta t}{\sum \bar{P}_{\text{PV}} \cdot \Delta t} = \frac{\sum \bar{P}_{\text{Eigen}} \cdot \Delta t}{\sum \bar{P}_{\text{PV}} \cdot \Delta t} \quad (28)$$

Mit:

- a = Autarkiegrad
- e = Eigenverbrauchsanteil
- dt = zeitliche Auflösung der Leistungsmittelwerte (hier: 15min)
- $P_{\text{Verbrauch}}$ = benötigte Leistung zur Versorgung
- P_{Bezug} = bezogene Leistung vom übergeordneten Netz
- P_{Eigen} = erzeugte Leistung, die selbstverbraucht werden kann
- P_{PV} = erzeugte Leistung (in dem Fall photovoltaisch)
- P_{Ein} = Einspeisungleistung in das übergeordnete Netz

In Abbildung 21 und Abbildung 22 können die resultierenden Energiemengen, des Netzes Dörpum, der jeweiligen Monate betrachtet werden. Abbildung 21 zeigt die gesamt erzeugte Energiemenge im Monat. Diese sind aufgeteilt in die direktverbrauchte (gelb) und die überschüssige Energie (schwarz), die in das übergeordnete Netz eingespeist wird. Abbildung 22 wiederum zeigt den gesamten Energiebedarf. Dieser ist ebenfalls gegliedert in den Bedarf der zeitgleich durch die Erzeugung versorgt werden kann (gelb) und in die Energiemenge, die noch vom Verteilnetzbetreiber bezogen werden muss (schwarz). Zusammenfassend sind in Tabelle 11 die Jahresenergiemengen, sowie Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil aufgeführt. Für den Netzausbau ist es außerdem wichtig zu wissen, wie hoch die maximale Momentanleistung ist, denn nach dieser richtet sich die Netzkapazität.

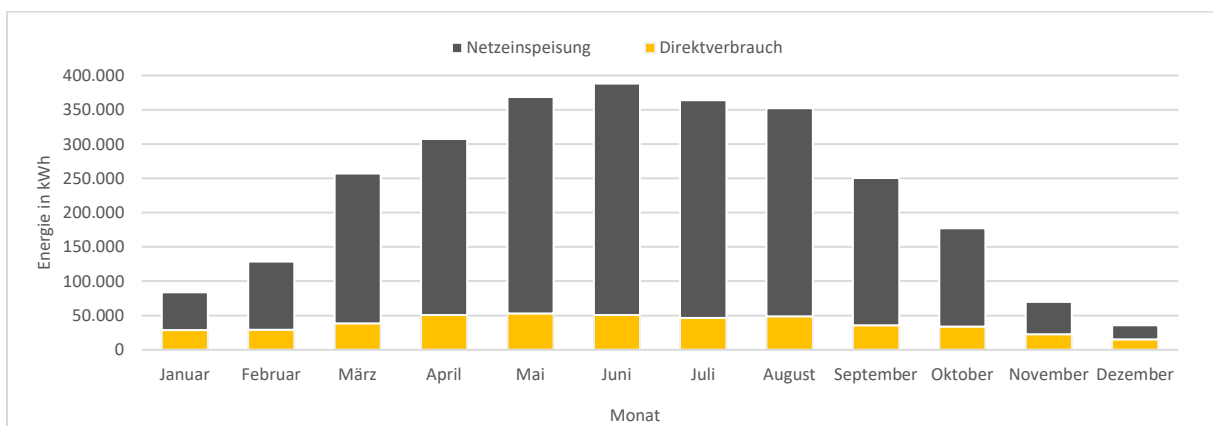


Abbildung 21: Erzeugungsverhalten – Ortsnetz Dörpum Jahr 2015

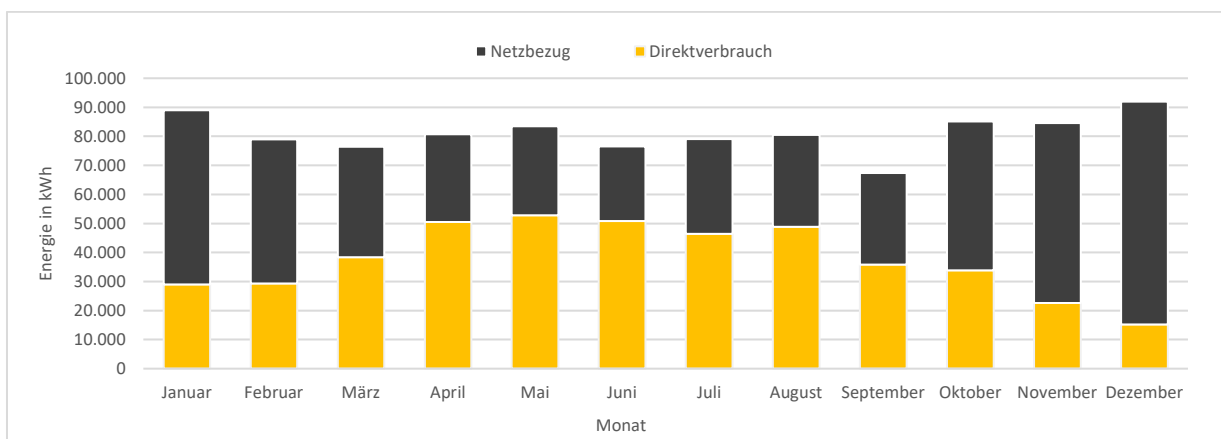


Abbildung 22: Verbrauchsverhalten – Ortsnetz Dörpum Jahr 2015

Tabelle 11: Jahresenergiekosten - Ist-Analyse – Ortsnetz Dörpum Jahr 2015

Beschreibung	Wert
Gesamtverbrauch im Jahr	974 MWh
PV-Erzeugung im Jahr	2.783 MWh
Netzbezug im Jahr	520 MWh
Direktverbrauch im Jahr	454 MWh
Netzeinspeisung im Jahr	2.329 MWh
Autarkiegrad	46,59 %
Eigenverbrauchsanteil	16,30 %
Maximale Momentanleistung im Jahr	2,24 MW

Um den Ist-Zustand des Summenlastgangs Dörpums mit den Simulationsszenarien aus Kapitel 5 vergleichen zu können, werden charakteristische Summenprofile für die Jahreszeiten Winter, Sommer und Übergang, aufgeteilt nach Werktagen, Samstagen und Sonntagen, erstellt. Dabei sind die einzelnen Tage aufgrund der Wetterabhängigkeit sehr stark von Ausreißern geprägt. Um dies zu bestätigen, wird auf Normalverteilung der einzelnen Zeitschritte, über die charakteristischen Season-Tage, geprüft.

Es wird angenommen, dass die größten Schwankungen an einem Winterwerktag um 12:00 Uhr stattfinden, deshalb wird der zuvor beschriebene Test auf die Werte aller Wintertage um 12:00 Uhr angewandt, um auf Normalverteilung zu prüfen. Mit Hilfe der Statistik-Software Minitab kann das Wahrscheinlichkeitsnetz in Abbildung 23 für die Winterwerktag erzeugt werden. Dabei wird in Rot die Normalverteilung und in Blau die Verteilung der Winterwerktag um 12:00 Uhr dargestellt.

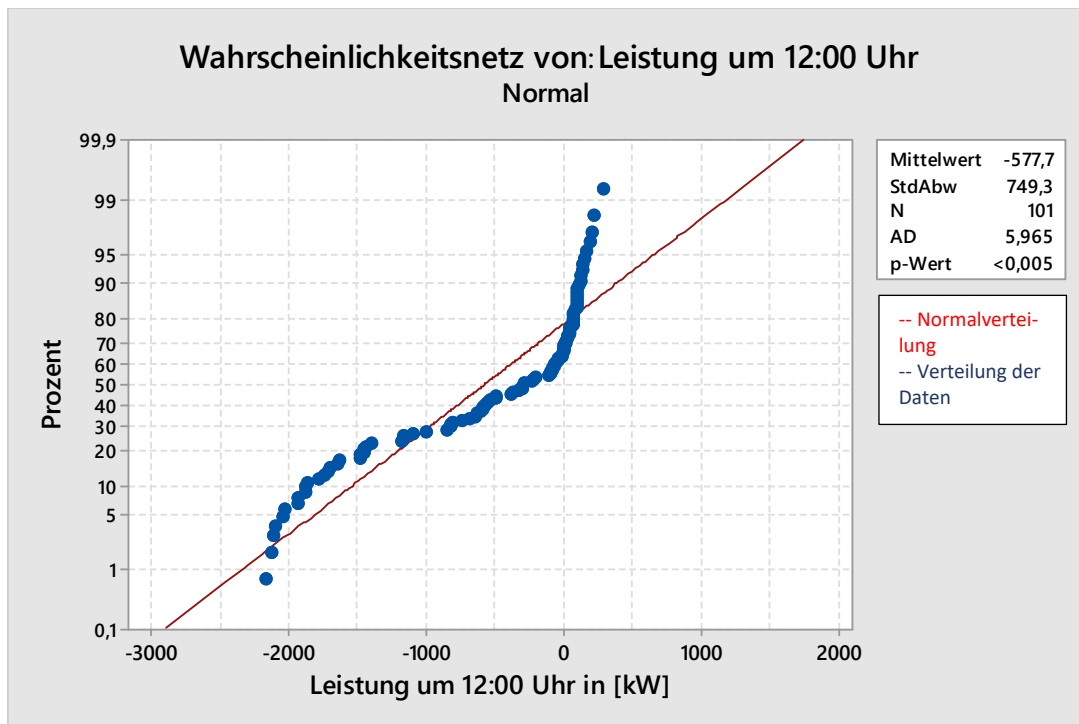


Abbildung 23: Wahrscheinlichkeitsnetz der Winterwerkstage um 12:00 Uhr

Mit Hilfe der Formeln 18 bis 20 wird der p-Wert errechnet und ergibt, für den Ist-Zustand Dörpum, für alle Winterwerkstage um 12:00 Uhr, einen Wert, der weit kleiner ist als 0,05. Somit zeigt sich, dass keine Normalverteilung vorliegt. Dies lässt sich auch grafisch in Abbildung 23, anhand der Abweichung zur Normalverteilung, erkennen. Es empfiehlt sich also zur Darstellung der charakteristischen Summenprofile den Median, zur Bildung der mittleren Werte, zu verwenden.

In den neun Kacheln von Abbildung 24 können die charakteristischen Summenlastprofile, gebildet mit Hilfe des Medians für jeden 15-Minuten-Wert am Tag, betrachtet werden.

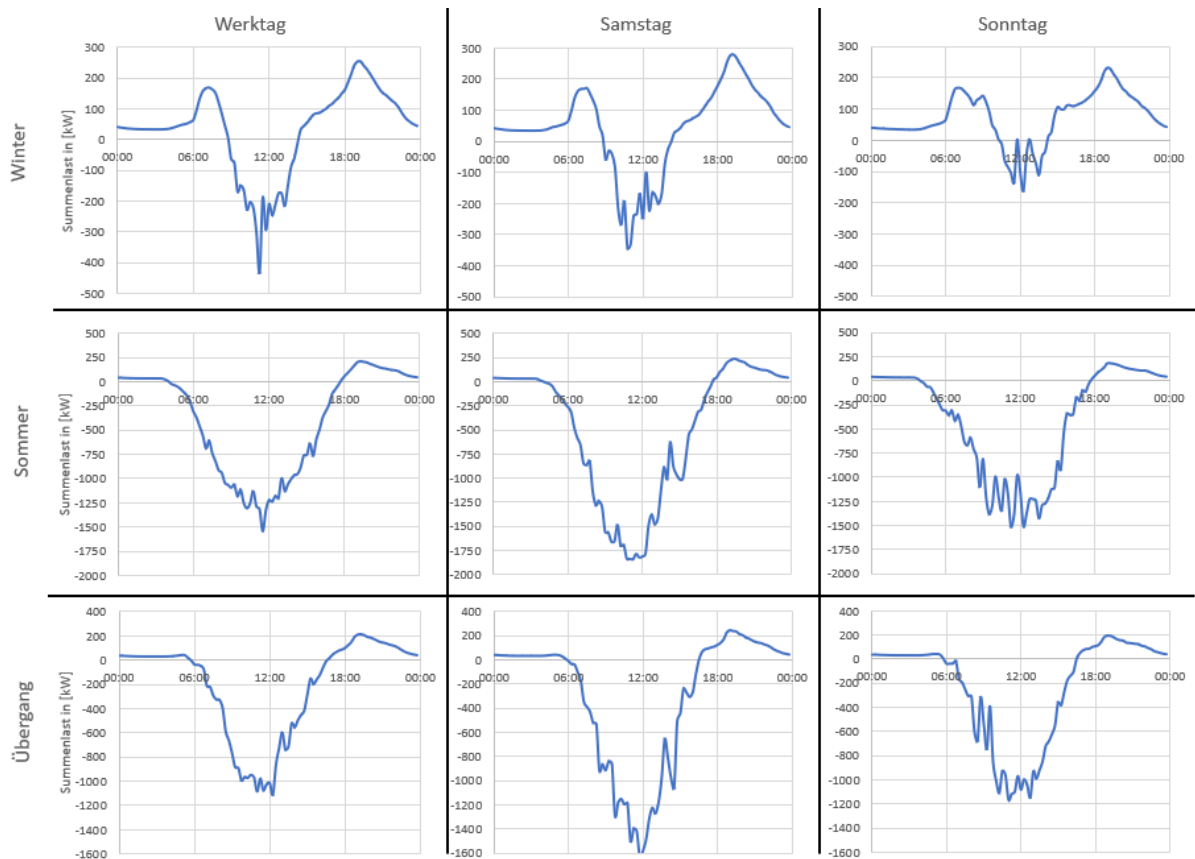


Abbildung 24: Charakteristische Summenlastprofile Dörpum - Ist-Zustand – Jahr 2015

Zusätzlich wird anhand eines Beispiel-Haushaltes mit einer 22 kWp Photovoltaikanlage, die Energiemengen eines einzelnen Prosumers dargestellt. Diese können in Abbildung 25 und Abbildung 26, sowie zusammenfassend in Tabelle 12 betrachtet werden.

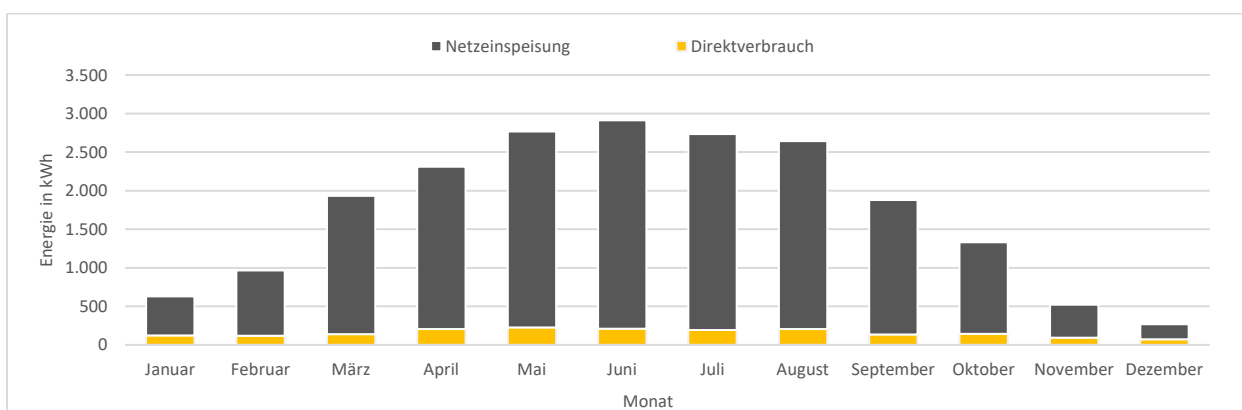


Abbildung 25: Erzeugungsverhalten – Beispielhaushalt Jahr 2015

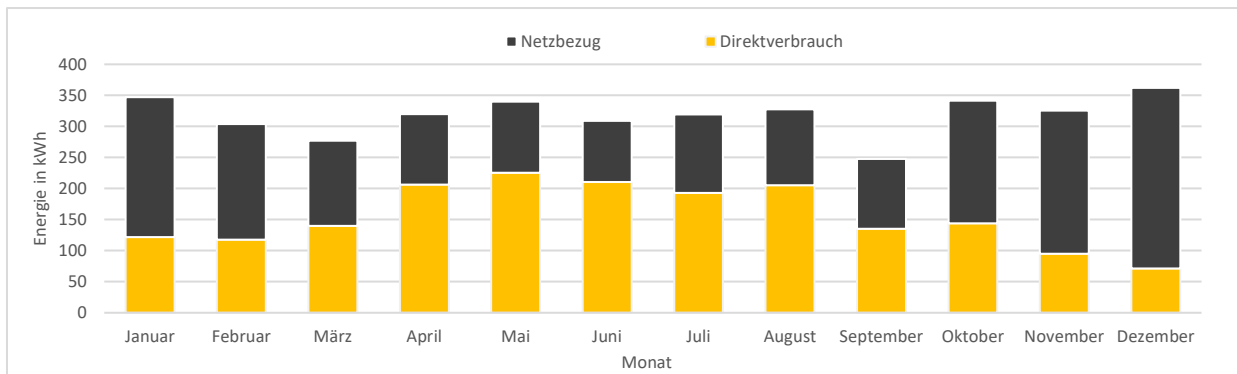


Abbildung 26: Verbrauchsverhalten – Beispielhaushalt Jahr 2015

Tabelle 12: Energiedaten - Ist-Analyse – Beispielhaushalt Jahr 2015

Beschreibung	Wert
Gesamtverbrauch im Jahr	3.820 kWh
PV-Erzeugung im Jahr	20.895 kWh
Netzbezug im Jahr	1.954 kWh
Direktverbrauch im Jahr	1.866 kWh
Netzeinspeisung im Jahr	19.029 kWh
Autarkiegrad	48,86 %
Eigenverbrauchsanteil	8,93 %
Maximale Momentanleistung im Jahr	-17,21 kW

Es lässt sich erkennen, dass sich allein durch die Photovoltaik des Ortes Dörpum ein hoher Autarkiegrad erzielen lässt. Auf Ortsnetzebene liegt dies vor allem daran, dass die einzelnen Haushalte stark überproduzieren (im Falle des Beispielhaushalts werden nur 8,93 % der Energie selbst verwendet). Die 32 Prosumerhaushalte können die Nachbarhaushalte ohne Photovoltaikanlage zu ertragreichen Stunden des Tages mitversorgen, weshalb sich für das gesamte Netz ein höherer Eigenverbrauchsanteil ergibt.

Die Summenprofile für den Beispielhaushalt befinden sich in Anhang F.

4. Modellierung des Batteriespeichers

In diesem Kapitel werden zwei Ansätze zum Modellieren von Batterien beschrieben und auf ihre Funktionsweisen untersucht. Anschließend werden die Batteriemodelle miteinander verglichen um die Unterschiede in ihrem Lade- bzw. Entladeverhalten darzustellen. Außerdem werden die Modelle auf ihre Simulationsdauer untersucht, da spätere Einsatzszenarien längere Simulationszeiträume umfassen. Am Ende dieses Kapitels wird zusätzlich ein Peak-Shaving Controller, zur Einspeiseoptimierung von erneuerbaren Energie, implementiert und an dem ersten Batteriemodell getestet.

4.1 Batteriemodell 1

Bei dem ersten Modell wird die Batterieleistung direkt gesteuert und sowohl Strom als auch Spannung nicht betrachtet. Es wird angenommen, dass die aufgenommene als auch abgegebene Batterieleistung zu jedem Ladezustand konstant verläuft. Um die exponentiell abfallende Ladeleistung während der konstanten Spannungsphase zu berücksichtigen wird Formel 8 aus Kapitel 2.3.1 zur Berechnung der Ladeleistung verwendet.

4.1.1 Modellaufbau

Das Blockdiagramm in Abbildung 27 zeigt den Ablauf des Batteriemodells zu jedem Berechnungsschritt.

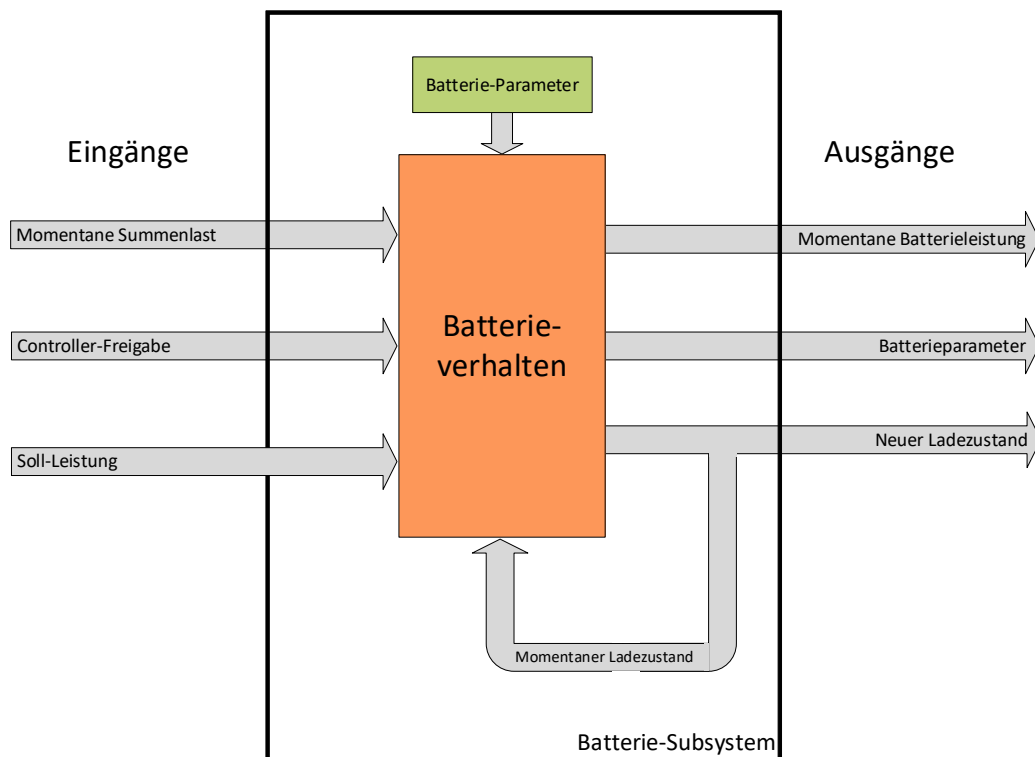


Abbildung 27: Blockdiagramm Batteriemodell 1 - Konstante Leistung

Das Batterie-Subsystem hat einen einfachen Ablauf. Zur Berechnung der momentanen Batterieleistung bezieht der Block Batterieverhalten in jedem Berechnungsschritt die Information der Eingänge und die Batterieparameter, welche über die Subsystem-Maske vor Beginn der Simulation editiert werden. Die die Ein- und Ausgänge sowie die Batterieparameter für das Modell werden in den Tabelle 13 und Tabelle 14 zusammengefasst. Diese werden dann in der Block-Routine verarbeitet, um in Abhängigkeit des Netzzustandes die momentane Batterieleistung sowie den neuen Ladezustand zu berechnen. Der Ladezustand dient danach ebenfalls für alle folgenden Berechnungsschritte als Eingang der Routine, indem er um einen Berechnungsschritt verzögert zurückgeführt wird. Ein Überblick über die Kontrollstrukturen und Berechnungen kann in dem Flussdiagramm in Abbildung 28 nachvollzogen werden.

Tabelle 13: Ein- und Ausgänge des Batteriemodell 1

Name: Eingang/Ausgang	Bezeichner	Beschreibung
Momentane Summenlast [kW] (Eingang)	u	Momentane Netzleistung in Kilowatt als Addition aus Erzeuger- und Verbraucherleistung
Momentaner Ladezustand [%] (Eingang)	v	Momentaner Ladezustand der Batterie in % als Vergangenheitswert der letzten Berechnung des neuen Ladezustandes
Controller-Freigabe (Eingang)	ena	Aktivierung der Batterieroutine durch einen Controller (z. B. Agenten oder Hub)
Soll-Leistung [kW] (Eingang)	P_control	Soll-Leistung der Batterie gesteuert durch einen Controller (z. B. Agenten oder Hub)
Momentane Batterieleistung [kW] (Ausgang)	y	Berechnete Leistungsaufnahme bzw. -abgabe der Batterie in Kilowatt
Neuer Ladezustand [%] (Ausgang)	e	Neuer Ladezustand der Batterie nach Berechnung der Batterieleistung in %

Tabelle 14: Batterieparameter - Konstante Leistung

Parametername	Bezeichner	Beschreibung
Aktiviert [An/Aus]	-	Batterie in Simulation verwenden
Schrittweite [s]	dt	Schrittweite für die Berechnung der Batteriekapazität (Anpassen auf Simulationszeitbasis)
Ladeleistung [kW]	P _c	Maximale Batterieleistungsaufnahme in Kilowatt
Entladeleistung [kW]	P _{dc}	Maximale Batterieleistungsabgabe in Kilowatt
Batteriekapazität [kWh]	E _{max}	Maximale Energiemenge der Nutzkapazität des Batteriesystems in Kilowattstunden
Minimaler Ladezustand [%]	SOC _{min}	Maximale Entladetiefe in % der Gesamtkapazität
Maximaler Ladezustand [%]	SOC _{max}	Maximaler Ladezustand in % der Gesamtkapazität
Anfangsladezustand [%]	SOC _{IC}	Ladezustand zu Beginn der Simulation in % der Gesamtkapazität
CC/CV Schwellwert [%]	th	Höhe des Ladezustands in % beim Wechsel vom CC- zum CV-Ladeverfahren (Abhängig vom Lithium-Ionen Material)
Effizienz [%]	eff _c /eff _{dc}	Lade- bzw. Entlade-Wirkungsgrad des Batteriespeichersystems in % (Round-Trip-Efficiency)

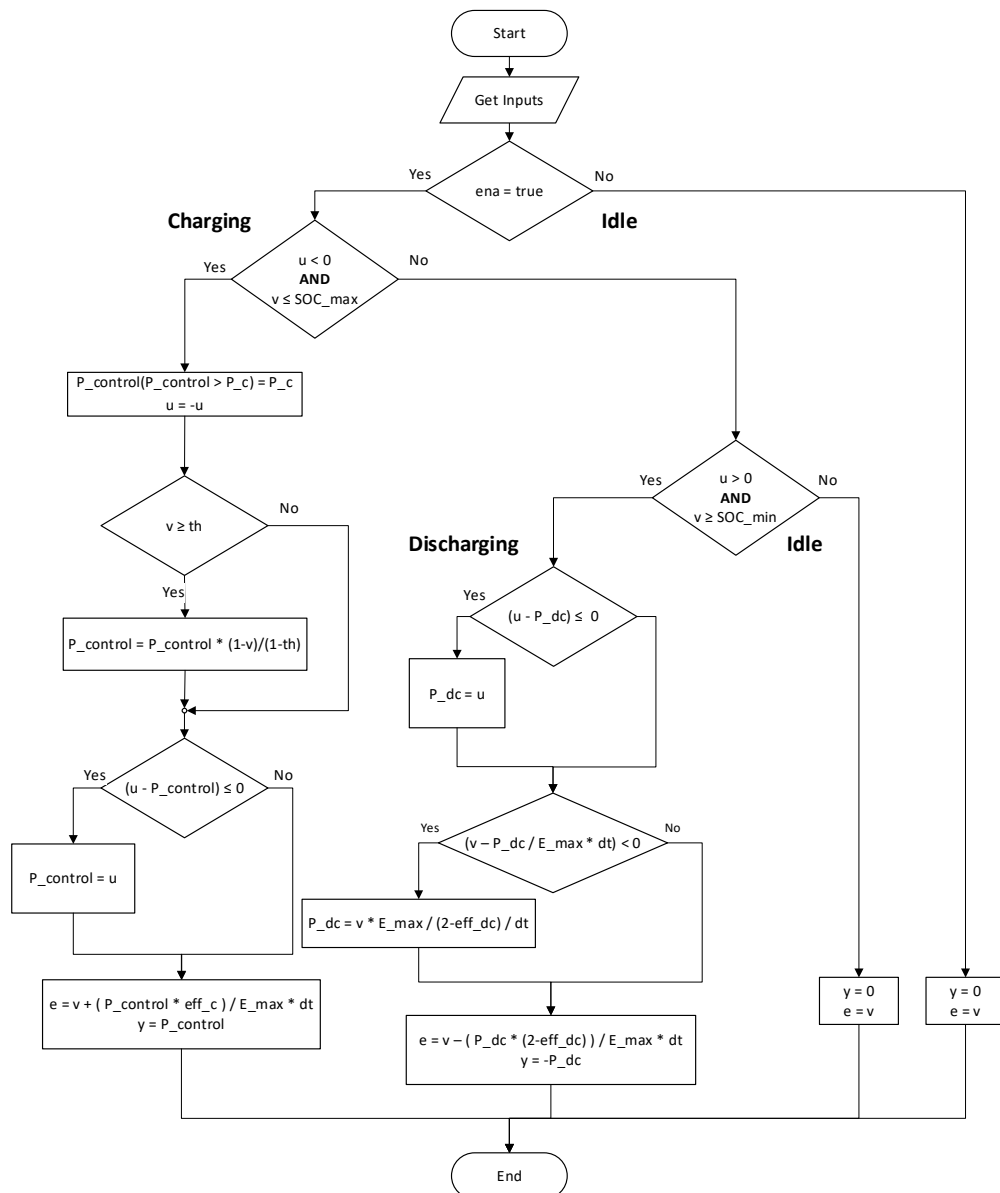


Abbildung 28: Flussdiagramm - Batteriemodell 1

Zunächst wird geprüft, ob die Batterie ein Freigabesignal hat. Falls nicht wird der Ausgang Null gesetzt und der aktuelle Ladezustand unverändert an den Ausgang übergeben. Danach wird festgestellt ob im Netz entweder ein Erzeugungüberschuss (negativ) oder ein Lastüberschuss (positiv) in der Summenlast besteht. Sofern sich der Ladezustand oberhalb bzw. unterhalb der festgelegten Grenze befindet, wird die Batterie abhängig von der momentanen Summenlast entladen bzw. geladen. Somit wirkt die Batterie entweder wie ein Leistungsversorger oder eine Last. Für den Fall, dass die Summenlast den Betrag null hat, wird der Batteriezustand gehalten und die Ausgangsleistung ebenfalls auf null gesetzt. Im Falle, dass die Batterie geladen werden kann, wird die maximale Ladeleistung durch die Information über die Soll-Leistung begrenzt, um eine Ladesteuerung zu ermöglichen.

Der Ladezweig des Flussdiagrammes enthält zusätzlich noch die Bedingung aus Formel 8 aus Kapitel 2.3.1. Es wird geprüft, ob der CC/CV-Schwellwert des Ladezustandes überschritten ist, falls ja wird die maximale Ladeleistung linear mit steigendem Ladezustand reduziert. Sowohl für den Lade- als auch für den Entladevorgang wird immer die maximale Lade- bzw. Entladeleistung für den Ausgang verwendet, es sei denn sie übersteigt den Betrag der momentanen Summenlast. In dem Fall kann die Summenlast vollständig durch die Batterie gepuffert werden. Für die Berechnung des neuen Ladezustandes wird der momentane Batterieleistungswert mit der zeitlichen Schrittweite multipliziert und von dem Ladezustand subtrahiert, da durch die umgekehrte Betrachtung von Erzeugung als negativer und Verbrauch als positiver Beitrag der Energiefluss in die Batterie umgekehrt wird. Um aufgrund der Simulationsschrittweite die Batterie nicht zu weit zu entladen, wird vor der Berechnung des neuen Ladezustandes und der Ausgangsleistung die Restenergiemenge geprüft. Sollte diese kleiner sein als die nächste Sollleistung verursachen würde, wird die Leistung berechnet, die die Restenergiemenge entlädt.

Des Weiteren ist beim Ladevorgang zu beachten, dass der Beitrag der Leistung zur momentanen Energiemenge der Batterie aufgrund von Verlusten durch die Ladeeffizienz, vermindert ist. Bei Entladevorgang ist die momentane Leistung durch die Entladeeffizienz verringert, da ebenso beim Entladen Verluste auftreten (vgl. Kapitel 2.3.3).

4.1.2 Verifikation der Funktionsweise

Um die Funktionsweise des Batteriemodells 1 zu visualisieren, wird ein Haushalt mit der Batterie für einen Tag simuliert. Dieser Haushalt ist mit einer 33 kWp Photovoltaikanlage auf dem Hausdach ausgestattet und wird mit den Daten aus Kapitel 3.2.1 und 3.3.1 modelliert. Da jedoch Winterzeit ist, leistet die PV Anlage nur einen Bruchteil ihrer Spitzenleistung. Die Batterie wird in drei Simulationsdurchgängen verändert. Im ersten Fall hat die Batterie eine Kapazität von 33 kWh und eine Leistung von 33 kW (Abbildung 29), im zweiten Fall nur noch 5 kWh und 5 kW Leistung (Abbildung 30) und im dritten Fall 33 kWh und eine Leistung von 5 kW (Abbildung 31). Im ersten Fall ist die Batterie fähig die Energiemengen vollständig aufzunehmen, lediglich die Last am Tagesanfang kann nicht gepuffert werden, da die Batterie zu der Zeit keine Ladung enthält. Im zweiten Fall ist die Batterie bereits vollständig geladen, bevor die Tagesspitzenleistung der PV Anlage auftritt. Danach schaltet sie ab, bis sie später am Tag entladen wird. Im dritten Fall kann die Batterie zwar genug Energie aufnehmen, jedoch ist sie begrenzt in ihrer Leistungsaufnahme, was dazu führt, dass die Tagesspitzenleistung nicht vollständig aufgenommen werden kann.

Die einfache Summenlast (blau) entspricht dem ursprünglichen Summenprofil des Haushaltes ohne Batterie, also der Addition aus Last und Erzeugung. Die Batterieleistung (grün), ist jeweils die Lade- bzw. Entladeleistung der Batterie, dessen Ladezustand zusätzlich dargestellt ist (gelb). Durch den Ausgleich der Batterie bleibt noch die resultierende Summenlast (rot).

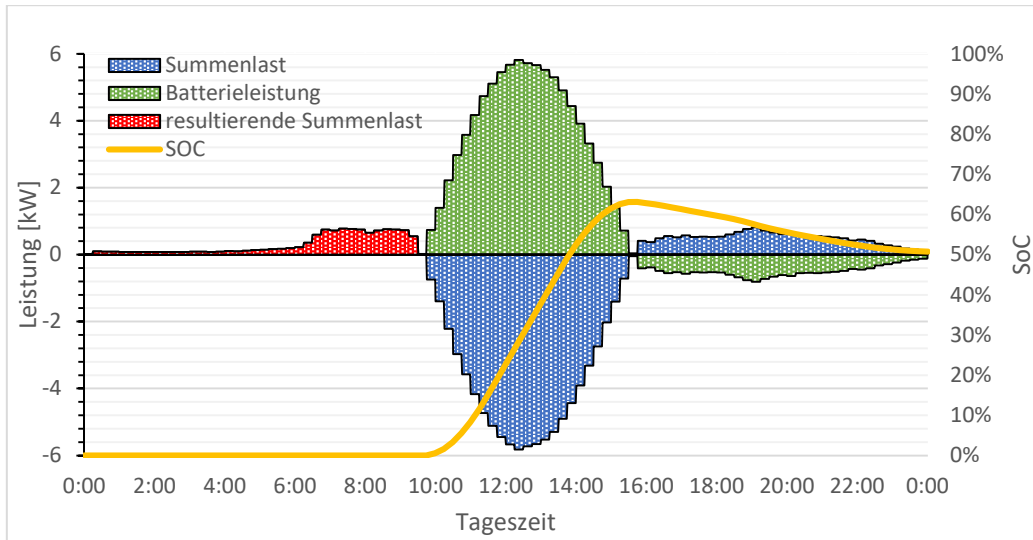


Abbildung 29: Modell 1 – Resultierende Summenlast / 33kWh Kapazität / 33kW Ladeleistung

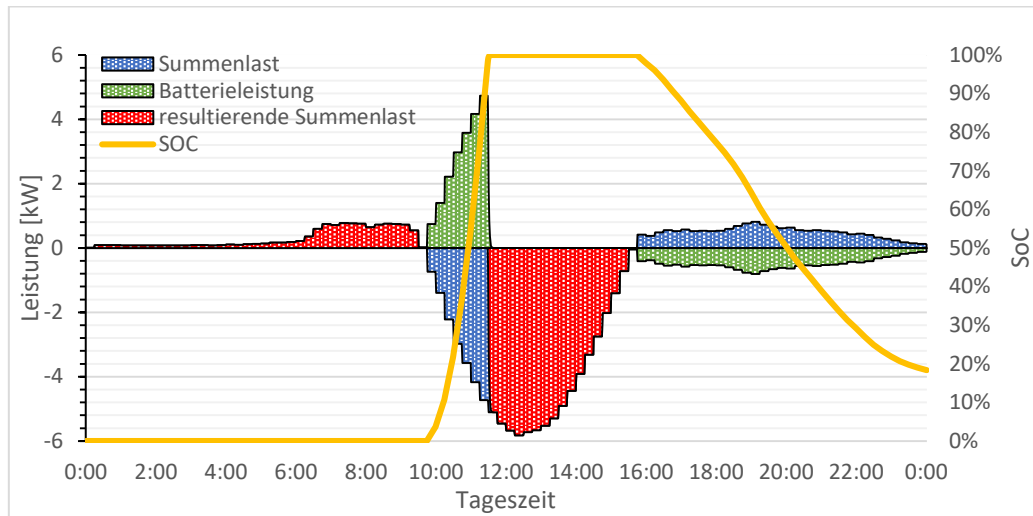


Abbildung 30: Modell 1 – Resultierende Summenlast / 5kWh Kapazität / 5kW Ladeleistung

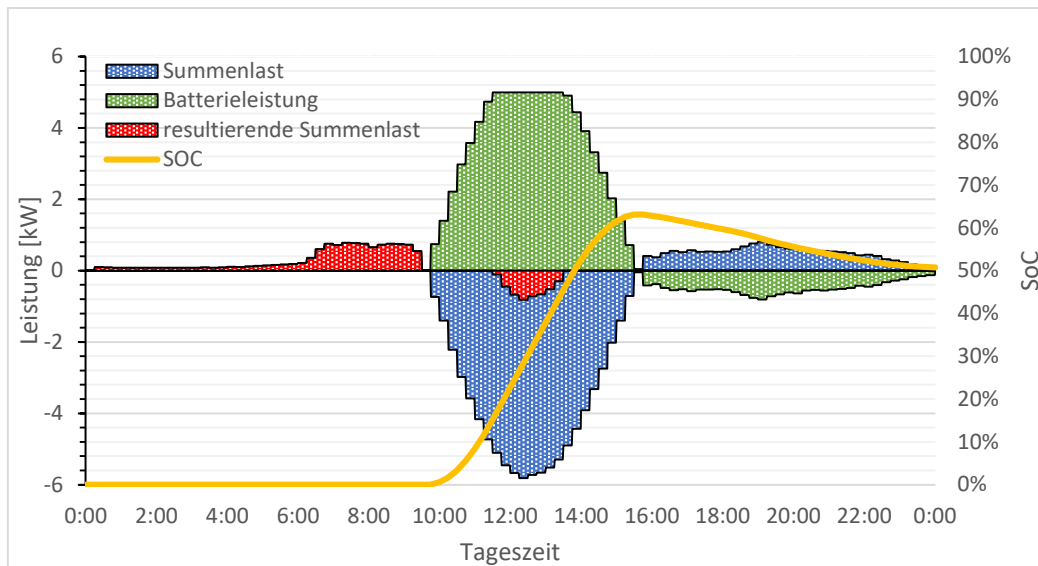


Abbildung 31: Modell 1 – Resultierende Summenlast / 33kWh / 5kW Ladeleistung

4.2 Batteriemodell 2

Das dynamische Modell basiert auf den gemessenen Lade- und Entladekurven einer echten Lithium-Ionen-Batterie mit einer LFP-Kathode. Die Kurven wurden zum Zweck des Aufbaus dieses Modelles aufgenommen. Ein Bericht über die Messung der Lade- und Entladekurven liegt der Arbeit auf der Daten-CD bei.

Die Zelleistung ist wie in Kapitel 2.3.1 beschrieben, abhängig vom Verlauf der Lade- und Entladecharakteristik zu den jeweiligen Stromraten, bei Verwendung der CC/CV-Methode zum Lade der Batterie. In diesem Modell wird anhand der VI-Kennlinien, durch Multiplikation von Strom und Spannung, die momentan aufgenommen bzw. abgegebene Leistung einer LIB ermittelt.

4.2.1 Modellaufbau

In diesem Modell werden die gemessenen Lade- und Entladekurven verwendet, um die Ausgangsleistung einer Batterie zu jedem SoC zu ermitteln. Anders als im vorherigen Modell wird hier nicht die Ausgangsleistung geregelt, sondern der Lade- bzw. Entladestrom. Die Regelung erfolgt im „Laderegler“-Block, welcher im Top-Level Blockdiagramm (Abbildung 32) zu sehen ist. Die Ablaufroutine kann in Abbildung 33 nachvollzogen werden. In Abhängigkeit von der momentanen Summenlast wird mit Hilfe der aktuellen Zellspannung der aktuelle Zielladestrom (I_{rate}) ermittelt. Die Information über die aktuelle Zellspannung und den SoC der Zelle wird vom Block „Zelle“ zu jedem Berechnungsschritt dem Laderegler-Block zur Verfügung gestellt. Mit Hilfe des SoC kann der Laderegler entscheiden, wie der Ladestrom zu regeln ist

und über ein Freigabesignal (Cell_OK) die Ausgangsleistung der Batterie auf null setzen. Das Freigabesignal wird vor allem dann notwendig, wenn der SoC nicht innerhalb des Sollwertes ist. So wird verhindert, dass die Batterie tiefenentladen oder überladen wird. Zusätzlich kann mit Hilfe der Batterieparameter Max_C und Max_DC (Tabelle 15) ebenfalls die Lade- bzw. Entladerate beschränkt werden. Hierbei ist zu beachten, dass mit diesen Parametern nicht die Leistung direkt, sondern lediglich die Stromrate gesteuert wird. Die Ladeleistung ist stets zusätzlich abhängig von der aktuellen Zellspannung. Eine Eingangsbeschaltung des Modells dividiert die momentane Summenlast durch die Parameter „Zellen_Reihe“ und „Zellen_Parallel“ um die Berechnungen innerhalb des Batteriemodells auf Zellebene durchzuführen. Ausgangsseitig werden die Parameter wieder multipliziert um die Batteriemodulleistung zu erhalten.

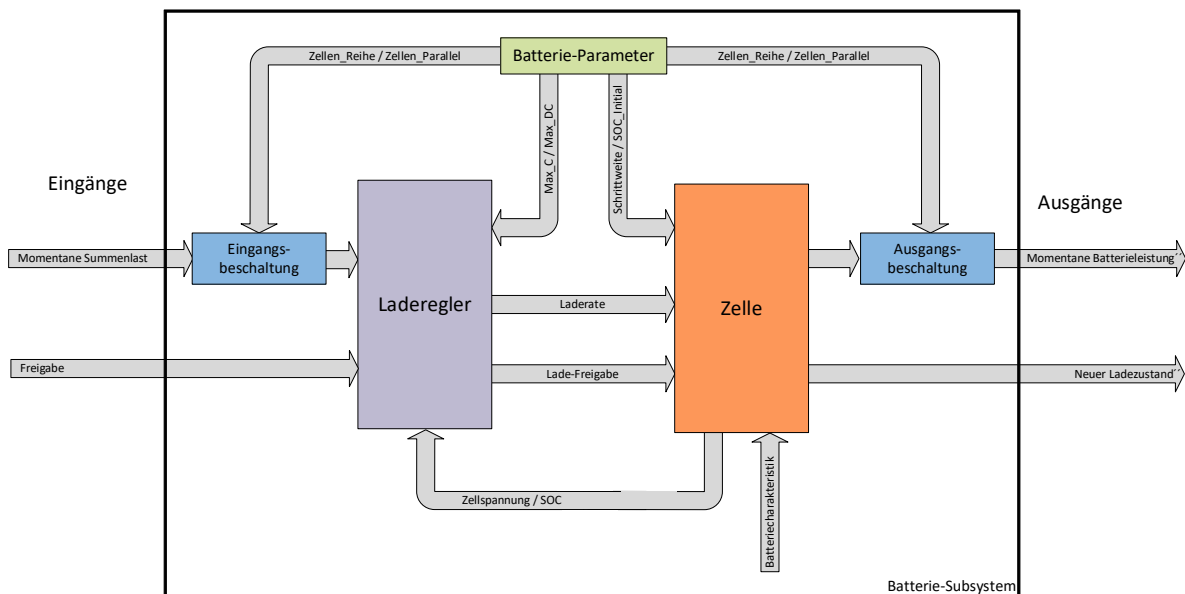


Abbildung 32: Blockdiagramm - Batteriemodell 2: Top-Level

Die Eingänge des Modells sind die gleichen wie für Modell 1 und können Tabelle 13 des Kapitels Modellaufbau entnommen werden. Die konfigurierbaren Parameter der Batterie dieses Modells weichen jedoch von den Parametern des Modells aus Kapitel 4.1 ab. So kann hier nicht mehr die Kapazität oder die Batterieleistung konfiguriert werden, da diese von den in reihe und parallel geschalteten Zellen abhängig ist. Die Begrenzung des Lade- und Entladestroms erfolgt wie zuvor beschrieben über die Parameter „Max_C“ und „Max_DC“. Diese werden mit der nominalen Zellkapazität multipliziert um direkt den Wert als Strom in Ampere zu repräsentieren.

Tabelle 15: Batterieparameter - Modell 2

Parametername	Bezeichner	Beschreibung
Aktiviert [An/Aus]	-	Batterie in Simulation verwenden
Schrittweite [min]	dt	Schrittweite für die Berechnung der Batteriekapazität (Anpassen auf Simulationszeitbasis)
Zellen_Parallel	Cells_Parallel	Die Anzahl der in parallel geschalteten Zellen
Zellen_Reihe	Cells_Row	Die Anzahl der in reihe geschalteten Zellen
Max_C	Max_C	Maximale Stromladerate (als Verhältnis zur Nominalkapazität)
Max_DC	Max_DC	Maximale Stromentladerate (als Verhältnis zur Nominalkapazität)
Nominale Zellenkapazität [Ah]	Cap_nom	Nominalkapazität der betrachteten Zelle laut Datenblatt in Amperestunden
Anfangsladezustand	SOC_Init	Ladezustand zu Beginn der Simulation als Verhältnis zur Nominalkapazität

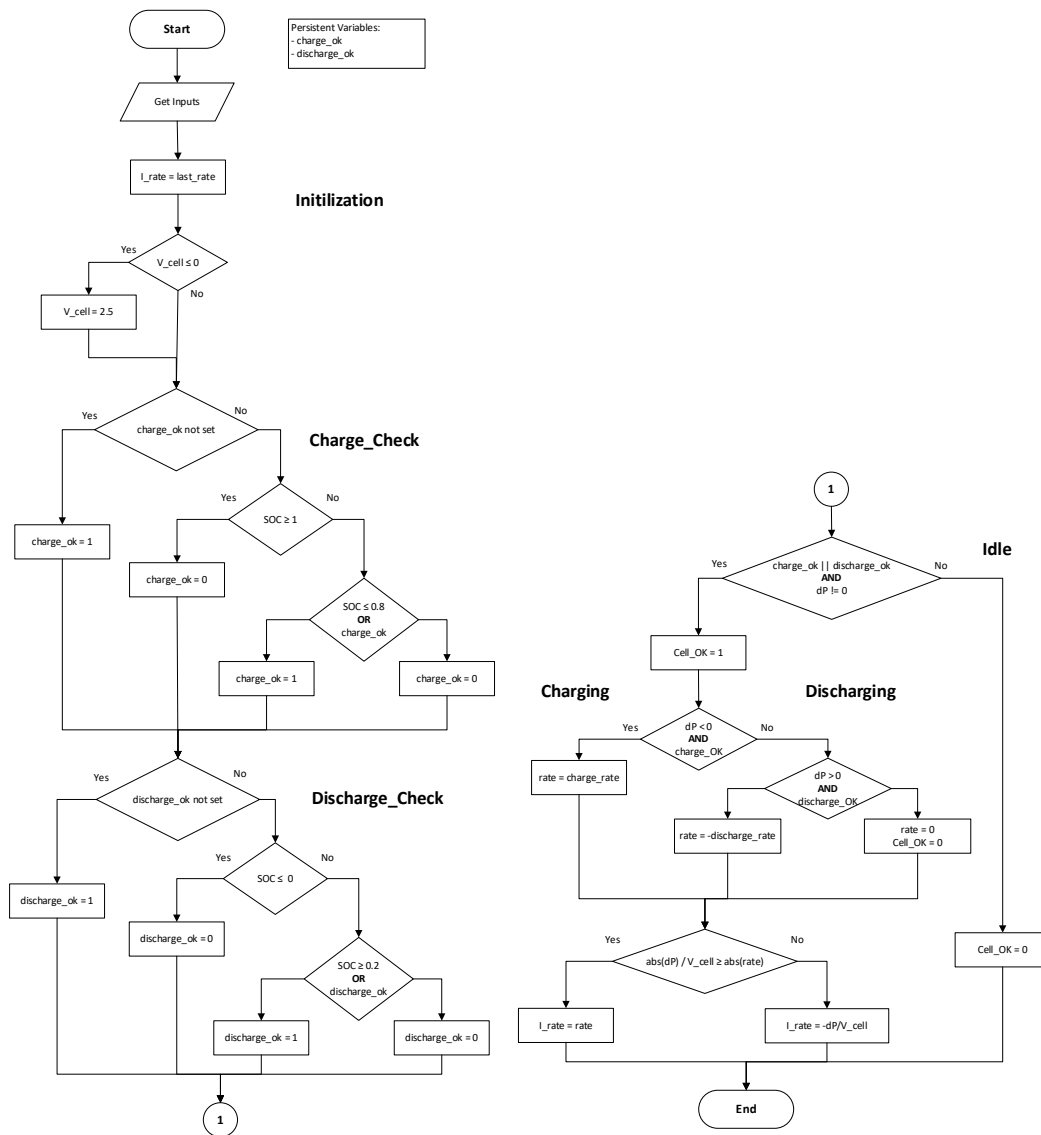


Abbildung 33: Flussdiagramm - Batteriemodell 2 - Charge Controller

Der Block „Zelle“ enthält die Blöcke „Zellverhalten“ und „Akku“. Im „Akku“-Block (Abbildung 34) wird die Energiemenge der Zelle als SoC akkumuliert um mit Hilfe einer Nachschlagetabelle (Look-Up-Table) die zugehörige Zellspannung und den Zellstrom zu ermitteln. Die Daten für die Tabelle werden vom Block „Zellverhalten“ bereitgestellt. Die Akkumulation ist wie beim vorherigen Batteriemodell eine Aufsummierung von Energiemengen, die durch die Multiplikation des momentanen Zellstroms und der zeitlichen Schrittweite der Simulation entstehen. Das Ergebnis wird um einen Zeitschritt verzögert und auf die neue Energiemenge aufaddiert. Abhängig davon ob der Zellstrom positiv oder negativ ist, wird die akkumulierte Energiemenge entweder auf- oder abgebaut. Die aktuelle Energiemenge wird mit maximalen Zellkapazität ins Verhältnis gesetzt, um den Wert des SoC zu erhalten.

Sollte der Laderegler feststellen, dass Voraussetzungen für den Lade- oder Entladevorgang nicht erfüllt sind, wird der Zellstrom mit null multipliziert. Dies setzt die Batterieleistung auf null und entspricht einer Abschaltung der Batterie, da keine Energie mehr akkumuliert wird.

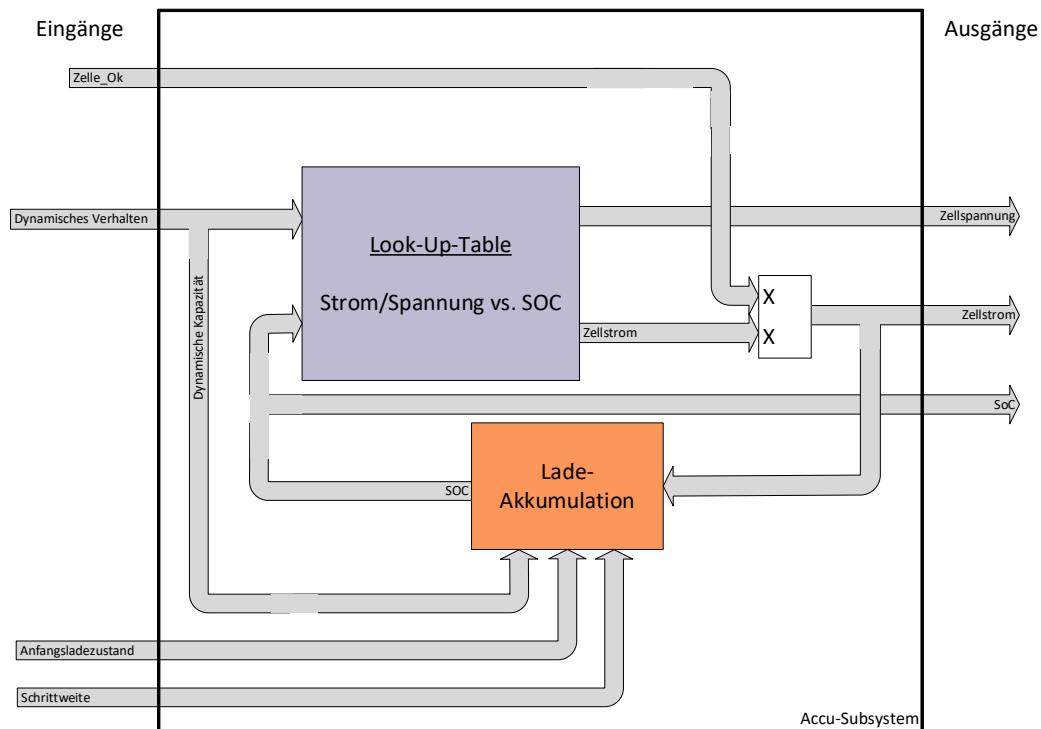


Abbildung 34: Akku-Subsystem

Der Block „Batterieverhalten“ verwendet gemessene Lade- und Entladecharakteristiken um abhängig vom SoC die Zellspannung und den Zellstrom zu bestimmen. Der Ausgang des Blocks füttert die Look-Up Table im Akku-Subsystem. Das Batterieverhalten beinhaltet zunächst die Auswahl der beiden Charakteristiken mit den Lade- bzw. Entladeraten, die dem Sollstrom am nächsten liegt. Die Funktionsweise der Charakteristik-Auswahl kann in Abbildung 36 nachvollzogen werden. Die beiden Eingänge sind zum einen der Sollstrom, der vom Laderegler vorgegeben wird, und die Charakteristik-Daten, die in einer Struktur angelegt sind (Abbildung 35). Die Struktur ist gegliedert in den Charakteristik-Modus, welcher zwischen Lade- und Entladecharakteristik unterscheidet, der Rate, welcher sich auf den initialen Lade- bzw. Entladecharakteristik bezieht, und auf der letzten Ebene die Daten selbst. Diese sind unterteilt in SoC, Spannung, Strom und die Charakteristik-Info.

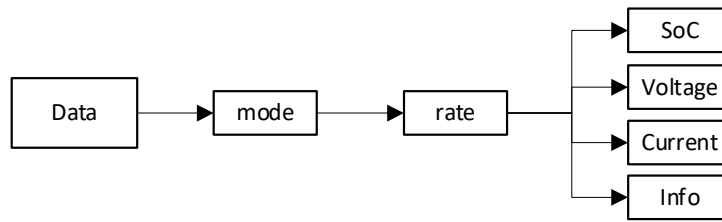


Abbildung 35: Batteriemodell 2 - Charakteristik Datenstruktur

Der Ablauf der Charakteristik-Auswahl beginnt mit der Auswahl des Modus, der Abhängig davon ist, ob der Sollstrom positiv oder negativ ist. Dies gibt Auskunft darüber, ob geladen oder entladen werden soll. Im Anschluss werden alle verfügbaren Lade- bzw. Entladeraten vom Sollstrom subtrahiert, um den kleinsten Abstand zu erhalten. Die beiden Charakteristiken mit dem kleinsten Abstand zum Sollstrom, werden an den Ausgang weitergegeben.

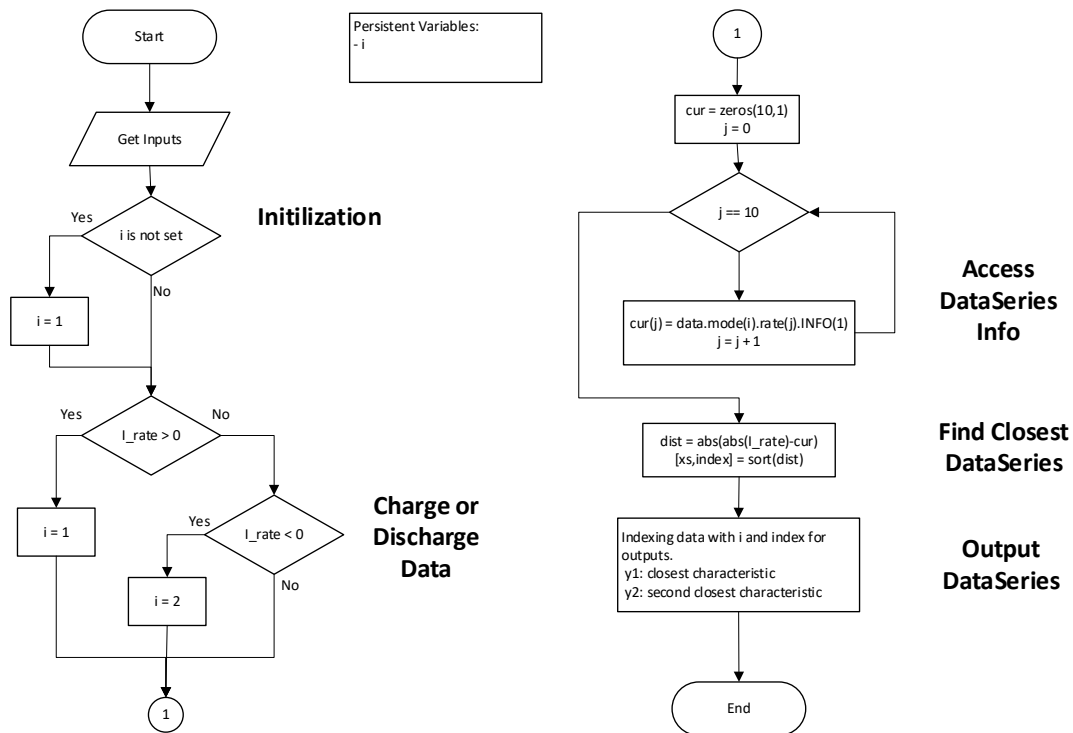


Abbildung 36: Flussdiagramm - Batteriemodell 2 – Charakteristik-Auswahl

Im zweiten Block des Batterieverhaltens (Abbildung 37) werden Strom- und Spannungswerte der beiden ausgewählten Charakteristiken nach Formel 29 linear interpoliert, damit der neue Lade- bzw. Entladestrom dem Sollstrom entspricht. Dabei beziehen sich α und β immer auf den anfänglichen Ladestrom der Charakteristiken und bestimmen den Beitrag der jeweiligen Charakteristik zum interpolierten Wert. Da sich der Ladestrom zu jeder Zeit ändern kann und somit auch die Charakteristik, wird in jedem Berechnungsschritt die Charakteristik für den Sollstrom neu interpoliert. Sollten die Sollstromraten außerhalb des Bereiches der aufgenommenen

Charakteristiken liegen, wird die jeweils nächste Charakteristik herangezogen und lediglich der Strom auf den Sollwert skaliert.

$$f_{interpol} = \alpha * f2 + \beta * f1 \quad (29)$$

$$\alpha = \frac{f_{init} - f1_{init}}{f2_{init} - f1_{init}} ; \beta = \frac{f2_{init} - f_{init}}{f2_{init} - f1_{init}} \quad (30)$$

Mit:

- f_{init} = anfänglicher Sollfunktionswert
- $f1_{init}$ = anfänglicher Funktionswert der ersten Referenzkurve
- $f2_{init}$ = anfänglicher Funktionswert der zweiten Referenzkurve
- $f1$ = Funktionswerte der ersten Referenzkurve
- $f2$ = Funktionswerte der zweiten Referenzkurve
- $f_{interpol}$ = interpolierte Funktionswerte

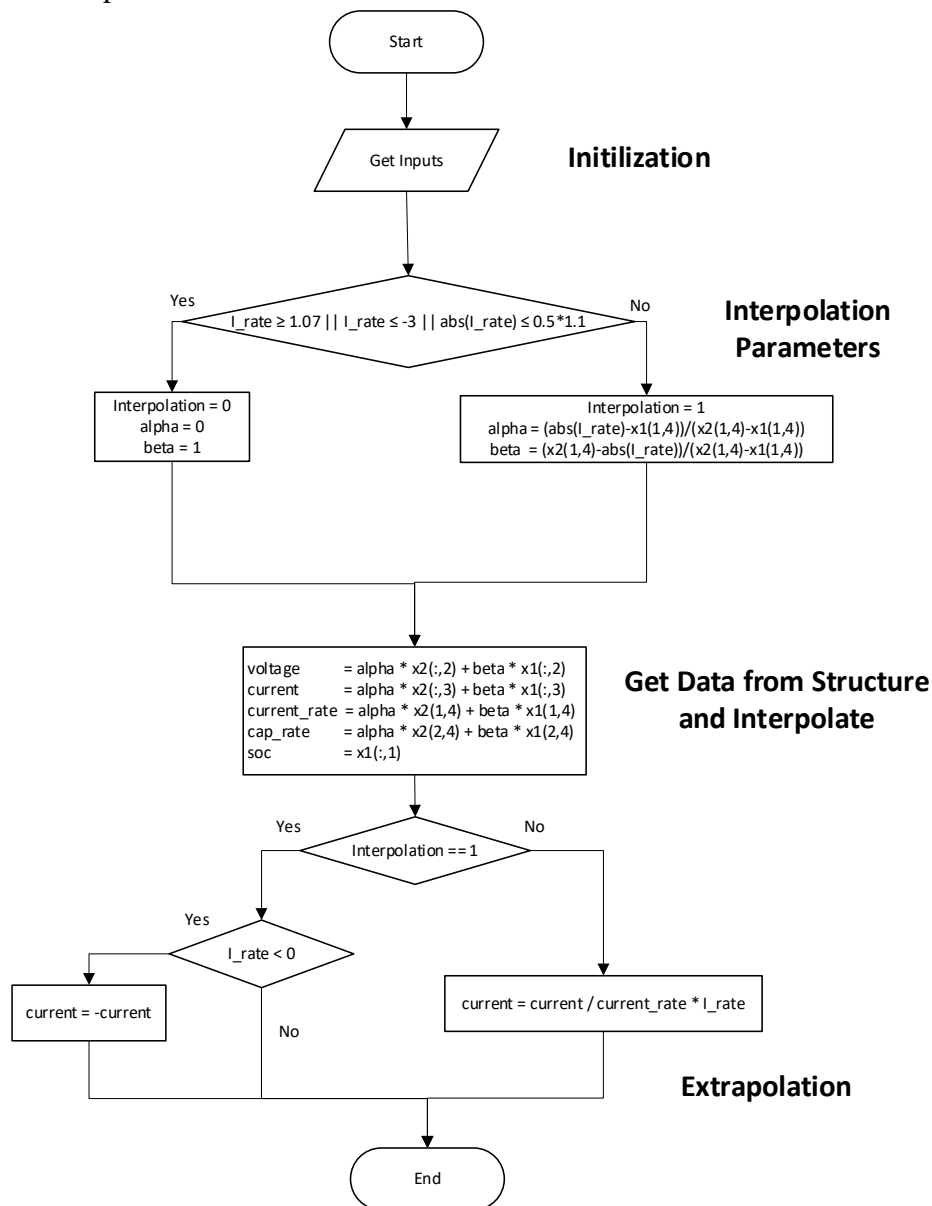


Abbildung 37: Flussdiagramm - Batteriemodell 2 – Interpolation

4.2.2 Verifikation der Funktionsweise

Die ursprünglichen Batteriecharakteristiken sind im Laufe des Versuchs aufgenommen worden. Um die korrekte Funktion des Batteriemodells zu zeigen, werden hier zunächst die gemessenen Strom- und Spannungskurven mit den Simulierten verglichen. Zur Erzeugung der Kurven wird die Simulationszeitbasis auf Sekunden geändert, um hochauflösende Kurven zu erhalten. Da direkt mit der gemessenen Zelle verglichen wird, besitzt das Batteriemodell nur eine Zelle in reihe und in parallel. Die Zelle befindet sich somit also in keinem Stack. In dem Simulationsmodell werden Zellspannung und Zellstrom direkt aus dem Blockdiagramm in eine Matlab-Messdatei geschrieben. Somit können sie später in Excel mit den gemessenen Kurven verglichen werden. Aufgenommen werden für den Vergleich alle Ladecharakteristiken von 0.5C bis 1C Laderate. Um in den Diagrammen Abbildung 38 und Abbildung 39 die einzelnen Kurven unterscheiden zu können, werden die simulierten Kurven nur als dickere Punkte dargestellt. Die gemessenen Daten liegen als Linie dahinter. Sollten die Punkte also nicht auf der Linie liegen, besteht eine Abweichung zwischen dem real-gemessenem Wert und dem simuliertem Wert.

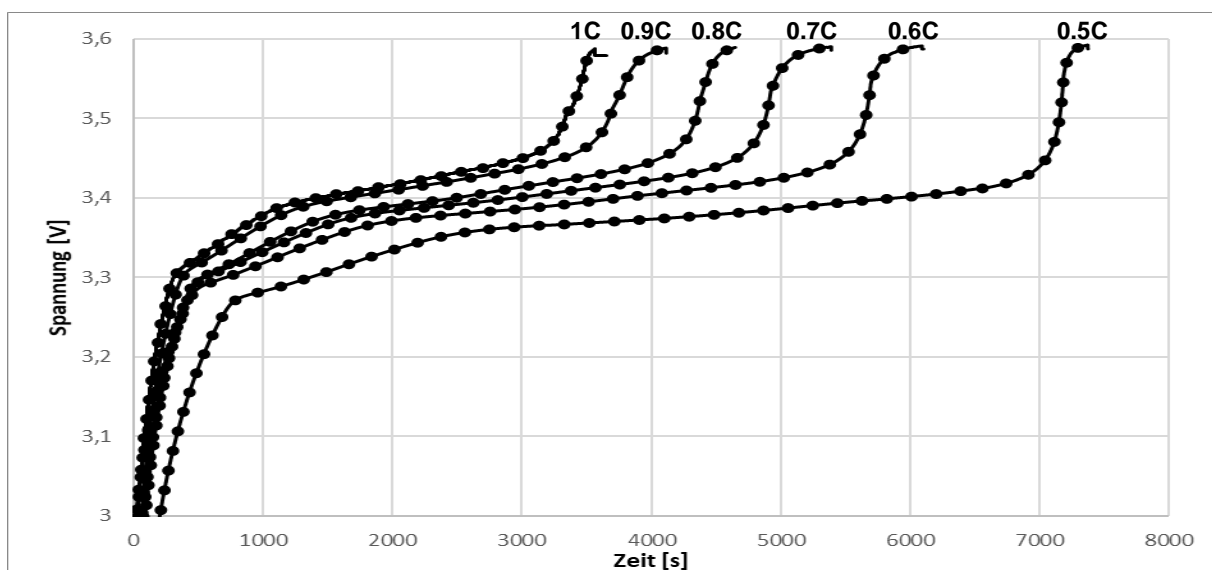


Abbildung 38: Modell 2 - Ladespannung - Gemessen (Linie) vs. Simuliert (Punkte)

Tabelle 16: Vergleich gemessene und simulierte Spannungscharakteristik

Laderate	MAE [mV]	MAPE [%]
0,5	0,182	0,006
0,6	0,107	0,003
0,7	0,164	0,005
0,8	0,215	0,007
0,9	0,224	0,007
1,0	0,198	0,006

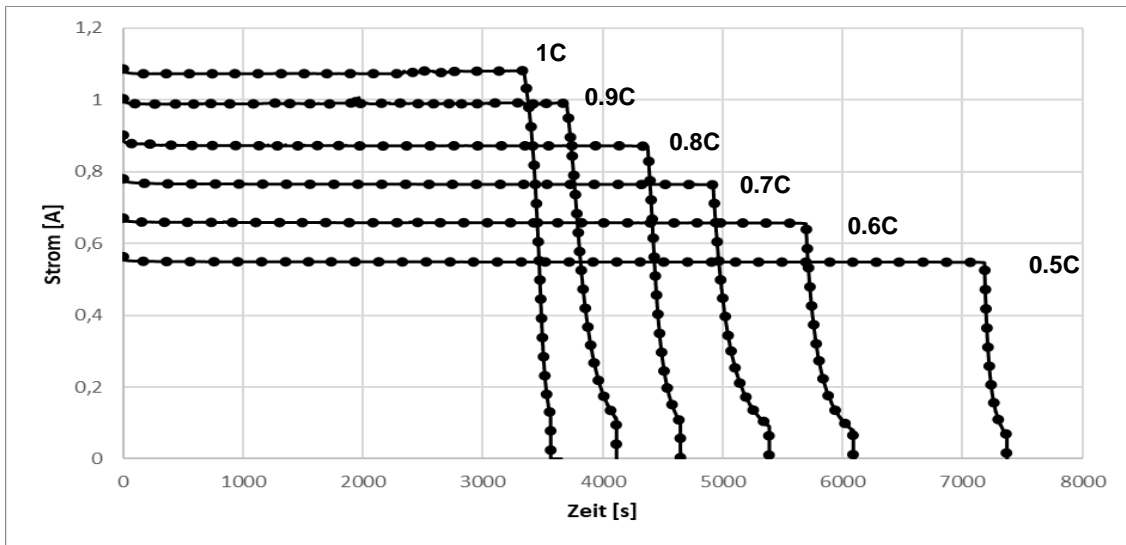


Abbildung 39: Modell 2 - Ladestrom - Gemessen (Linie) vs. Simuliert (Punkte)

Tabelle 17: Modell 2 - Vergleich gemessene und simulierte Stromcharakteristik

Laderate	MAE [mA]	MAPE [%]
0,5	0,078	0,053
0,6	0,124	0,071
0,7	0,146	0,077
0,8	0,171	0,057
0,9	0,350	0,099
1,0	0,254	0,070

Ebenfalls das zeitliche Verhalten der Kurven ist sehr ähnlich. Zusätzlich werden in Tabelle 16 und Tabelle 17 die Fehlermaße MAE und MAPE wie in Kapitel 2.5.2 berechnet. Die Fehler sind sehr gering (vgl. Tabelle 17), was zeigt, dass die simulierten Kurven ziemlich genau dem Verlauf der gemessenen Kurven folgen.

Als nächstes muss wie in Kapitel 4.1.2 das Verhalten der Batterie auf einen Summenlastgang geprüft werden. Dazu wird das gleiche Anwendungsszenario mit einer 33kWp PV Anlage nachgestellt.

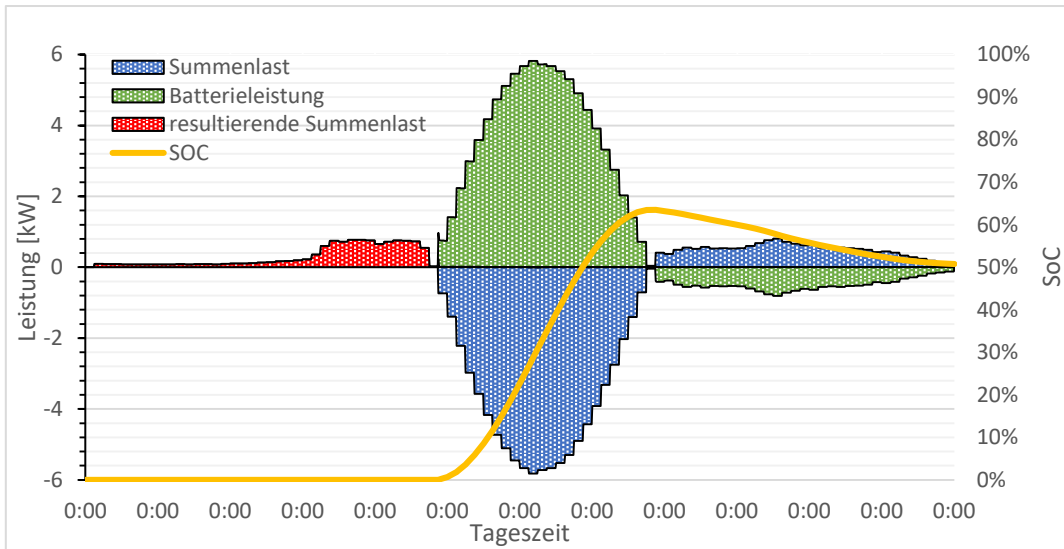


Abbildung 40: Modell 2 - Resultierende Summenlast / 33kWh Kapazität / 33kW

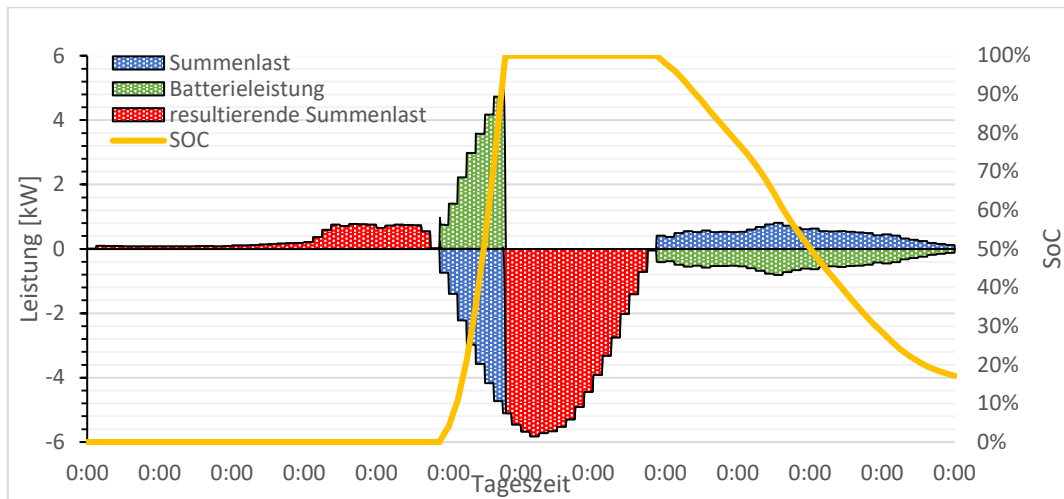


Abbildung 41: Modell 2 - Resultierende Summenlast / 5kWh Kapazität / 5kW

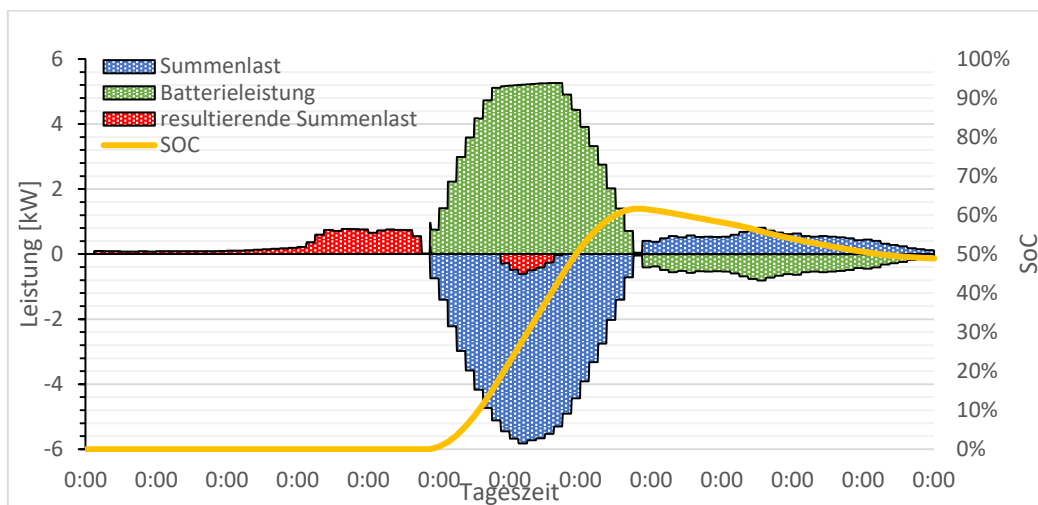


Abbildung 42: Modell 2 - Resultierende Summenlast / 33kWh / 5kW

Das zweite Batteriemodell zeigt ebenfalls das gleiche Verhalten wie das erste Batteriemodell. Es entspricht dem erwarteten Verhalten.

4.3 Vergleich der Batteriemodelle

Im folgenden Abschnitt werden die beiden Batteriemodelle hinsichtlich ihrer elektrischen und zeitlichen Funktionsweise direkt miteinander verglichen. Dies dient der Entscheidung, welches der beiden Batteriemodelle für spätere Simulationen verwendet wird.

4.3.1 Unterschiede in der Leistungsaufnahme

Beide Batteriemodelle basieren auf unterschiedlichen Ansätzen. Das erste Modell aus Kapitel 4.1 basiert auf der Annahme, dass eine konstante Leistung über einen großen Teil des Ladezustandes vorhanden ist. Das zweite Modell aus Kapitel 4.2 hingegen basiert auf den U/I-Kennlinien einer realen LFP- Zelle. Beide Batterien werden so parametrisiert, dass sie ungefähr die gleichen Eigenschaften in Kapazität, Lade-/Entladeleistung und CC/CV-Übergang besitzen. Beim ersten Modell lassen sich diese Parameter direkt konfigurieren, während diese beim zweiten Modell von der Zellkapazität der nominalen Spannung von 3.2V und den in Reihe bzw. parallel geschalteten Zellen abhängt. Folgende Konfigurationen sind für die Batteriemodelle vorgenommen worden:

Tabelle 18: Konfiguration Modell 1

Parametername	Wert
Batteriekapazität [kWh]	10.25
Ladeleistung [kW]	10
Entladeleistung [kW]	21.443
CC/CV-Übergang [%]	95
Effizienz [%]	100 / 100

Tabelle 19: Konfiguration Modell 2

Parametername	Wert
Zellen Parallel	91
Zellen Reihe	32
Max_C	0.9756
Max_DC	2.4793
Nominale Zellkapazität [Ah]	1.1

Im ersten Untersuchungsfall hat das Netzsummenprofil einen konstanten Wert von -20 kW was einem Produktionsüberschuss entspricht. Beide Batterien werden in dem ersten Untersuchungsfall daher durch deren maximale Ladeleistung, in diesem Fall circa 10 kW, begrenzt. Im zweiten

Untersuchungsfall beträgt die Netzleistung -8 kW. In diesem Fall werden die Batterien auch nur mit maximal 8 kW geladen, da nicht mehr Erzeugungüberschuss vorhanden ist.

In Abbildung 43 bis Abbildung 45 sind die Unterschiede der Batteriemodelle dargestellt. Es zeigt sich, dass die Modelle sich ähnlich verhalten, jedoch besonders im zeitlichen Verhalten in Abbildung 44 deutliche Unterschiede aufweisen. Dies liegt vor allem an dem Unterschied, dass das erste Modell mit konstanter Leistung geladen wird. Diese hängt beim zweiten Modell sowie auch bei einer echten Zelle von der aktuellen Zellspannung ab. Im Fall 1, bei der die Ladeleistung nicht auf die Netzleistung abgeregelt ist kann die Ladeleistung also auch höher sein als die 10 kW maximale Ladeleistung von Batteriemodell 1. Die Batterie wird also schneller geladen und erreicht somit ihren maximalen Ladezustand schneller. In Anhang E kann für die gleiche Batteriekonfiguration der Entladevorgang betrachtet werden, der ähnliche Unterschiede aufweist. Jedoch kann zusätzlich noch betrachtet werden, dass für Batteriemodell 2 die Entlademenge kleiner ist als die geladene Menge. Dies liegt besonders an der Entladeeffizienz höherer C-Raten.

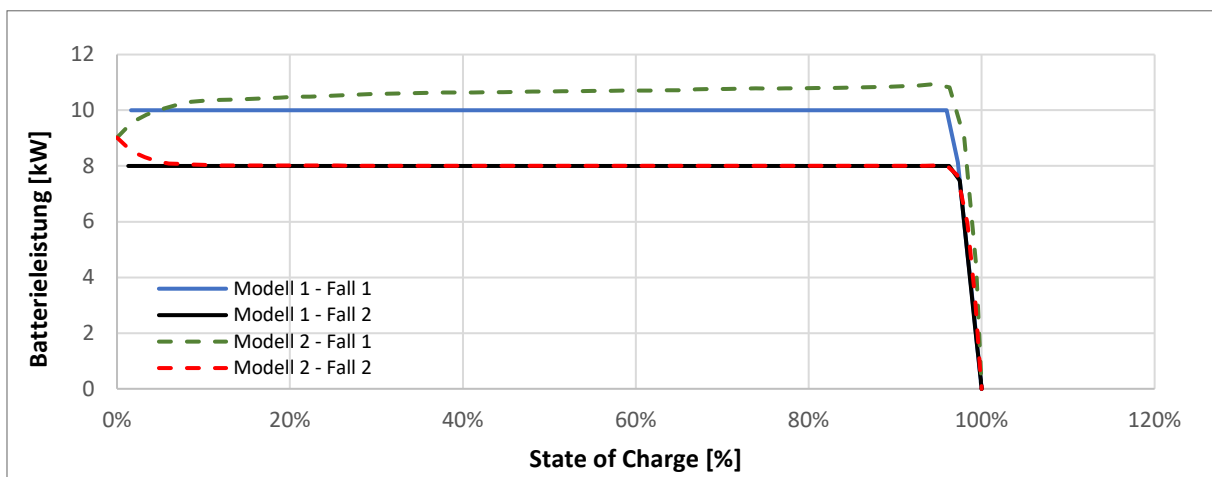


Abbildung 43: Modellvergleich Ladevorgang: Leistung vs. SOC (Fall 1: ohne Begrenzung der Ladeleistung - Fall 2: mit Begrenzung der Ladeleistung)

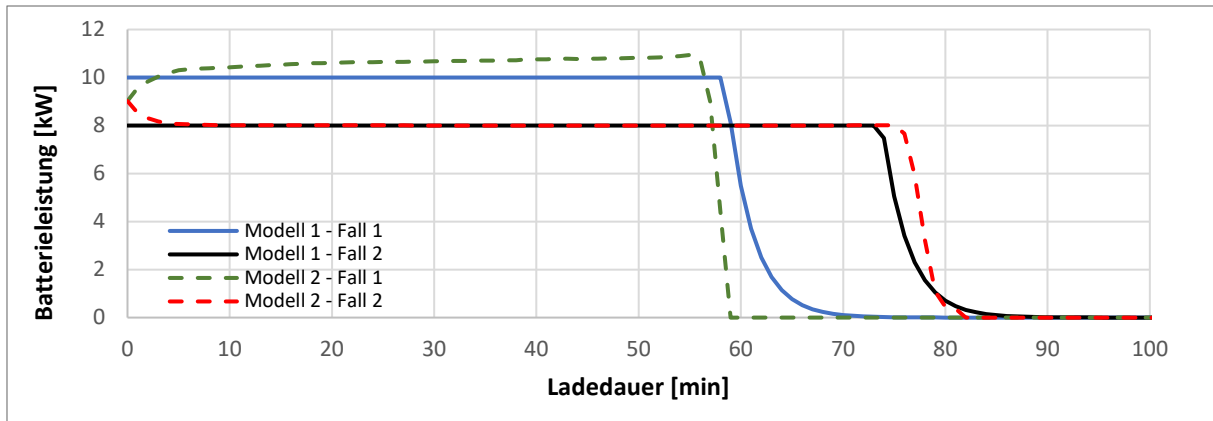


Abbildung 44: Modellvergleich Ladevorgang: Leistung vs. Zeit (Fall 1: ohne Begrenzung der Ladeleistung - Fall 2: mit Begrenzung der Ladeleistung)

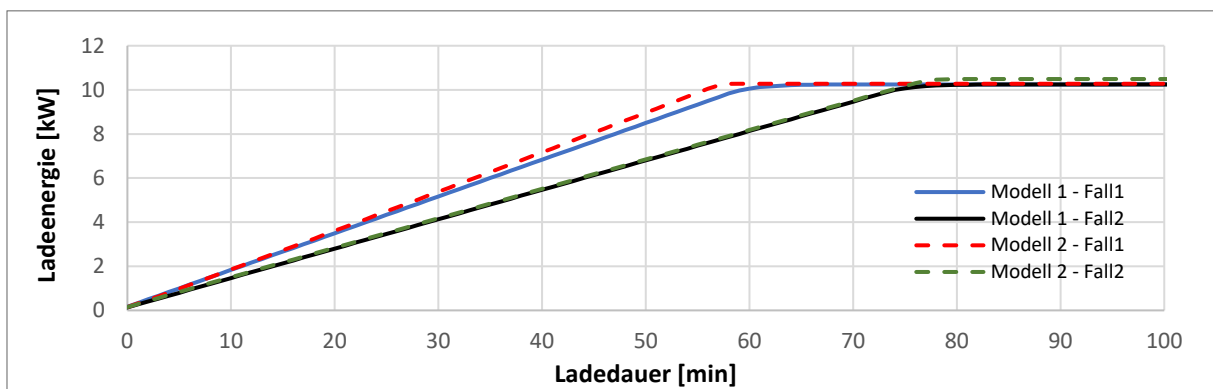


Abbildung 45: Modellvergleich Ladevorgang: Energie vs. Zeit (Fall 1: ohne Begrenzung der Ladeleistung - Fall 2: mit Begrenzung der Ladeleistung)

4.3.2 Simulationsdauer

In diesem Abschnitt wird die Simulationsdauer der beiden Modelle untersucht. Dazu wird jedes Modell in einem eigenen Simulink-Projekt platziert. Die Simulationszeit wird auf ein Jahr mit einer Schrittweite von einer Minute gesetzt, da dieses Szenario den Untersuchungszeitraum für Kapitel 5 darstellt. Es werden also 525.599 Schritte berechnet. Nach der Erfassung der Dauer mit einer Batterie, wird eine weitere Batterie dem Projekt hinzugefügt. Dieser Vorgang wird solange wiederholt, bis fünf Batterien gleichzeitig simuliert wurden.

Die Messung der Simulationsdauer erfolgt mit Hilfe der Funktionen „tic“ und „toc“ welche in der MatLab-Umgebung die benötigte Ausführdauer der dazwischenliegenden Funktionen messen. Wird das Simulink-Projekt mit der sim()-Funktion in einem Matlab-Script zwischen „tic“ und „toc“ ausgeführt, wird nach der Simulation die benötigte Simulationsdauer ausgegeben. Es werden pro Durchgang drei Messungen durchgeführt und der Mittelwert gebildet.

Da die Simulationsdauer des zweiten Batteriemodells bereits nur mit einer Batterie übermäßig hoch ist, wird die Simulationszeit für dieses Modell auf 1.440 Schritte reduziert. Diese Anzahl

entspricht den Minuten eines Tages. Nach Abschluss der Messungen werden die jeweiligen Zeiten mit 365 multipliziert, um die ungefähre Dauer für die Simulation eines ganzen Jahres abzuschätzen.

In den Abbildung 46 und Abbildung 47 wird der Anstieg der Simulationszeit pro zusätzlich simulierter Batterie dargestellt. Nach der fünften Batterie wird die Entwicklung anhand einer Trendgerade fortgeführt.

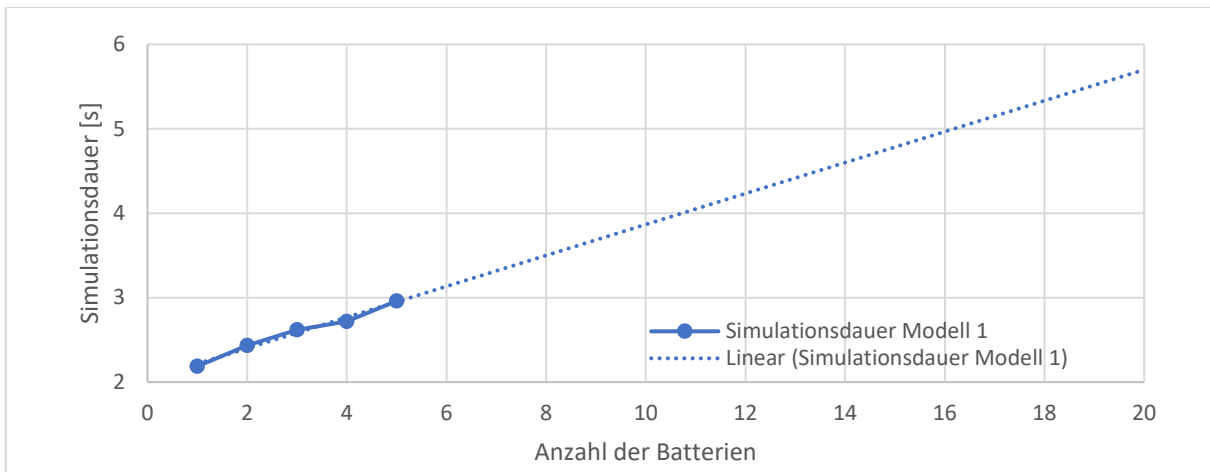


Abbildung 46: Simulationsdauer Modell 1 vs. Anzahl der Batterien

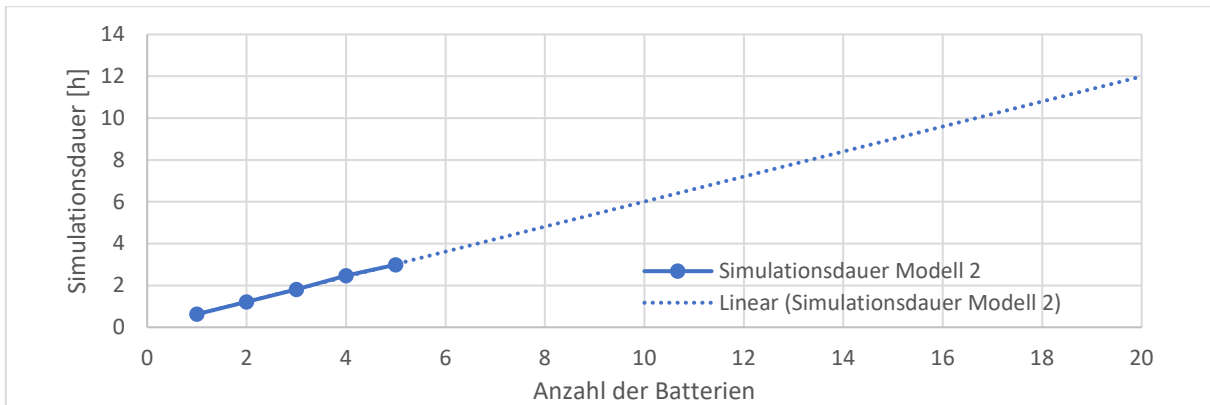


Abbildung 47: Simulationsdauer Modell 2 vs. Anzahl der Batterien

Im Vergleich der vorhergehenden Abbildungen ist besonders zu beachten, dass die Simulationsdauer für Modell 2 in der Einheit Stunden aufgetragen ist. Hingegen befindet sich die Dauer für Modell 1 im kleinen Sekundenbereich. Mit Hilfe einer Trendgeraden wird ebenfalls die Dauer mit dem der Einsatz von bis zu 20 Batterien abgeschätzt. Dabei zeigt sich, dass die Verwendung 20 Batterien des zweiten Modells ungefähr 12 Stunden benötigt, für das erste Modell nicht einmal 6 Sekunden. Dies entspricht einem Faktor von fast 7.600. Es ist jedoch zu beachten, dass sich dieses Verhältnis auf unterschiedlichen System verändern kann. Das für diese Messung verwendete System ist ein Laptop der Marke HP mit folgenden Spezifikationen:

Tabelle 20: Spezifikationen der Simulationszielplattform

Modell:	HP ProBook 430
CPU:	Intel i5-4200M @ 2.5 GHz
Arbeitsspeicher:	8,00 GB
Betriebssystem:	Windows 10 64-bit

4.4 Integration eines Peak-Shaving-Controllers

In Abbildung 30 und Abbildung 41 der vorhergehenden Abschnitte wurde die Funktionsweise des jeweiligen Batteriemodells mit einer Batteriekapazität dargestellt, die zu klein ist um die gesamterzeugte Energiemenge zu speichern. Die Einspeisegradien, die entstehen nachdem die Batterie vollgeladen ist, sind wie in Kapitel 2.3.3 beschrieben nicht vom Vorteil für den Verteilnetzbetreiber. Deshalb wird in diesem Abschnitt eine Peak-Shaving-Methode präsentiert, bei dem die Batterien neben dem normalen Betrieb zusätzlich die Einspeisespitzen reduzieren. Als Basis hierfür dient der Peak-Shaving-Algorithmus aus Kapitel 2.3.3.

Für die Berechnung des Fehlers wird in dieser Implementation die Zielfunktion modifiziert, sodass das Peak-Shaving nur die Einspeisespitzen reduziert und am Ende einer jeden Einspeise-Phase möglichst die Batterie auf den maximalen Ladezustand gebracht wurde. Folgende Zielfunktion wird für den Controller verwendet:

$$f(x) = \left| C_{batt} * (th_{CC/CV} - SOC) - \left(eff_c * \max \left(\int_{t_0}^t (E(t) - x) dt \right) \right) \right| \quad (31)$$

Mit:

- f = Fehler der gepufferten Energiemenge zur gesamten Batteriekapazität in kWh
- C_{batt} = nutzbare Kapazität des Batteriesystems
- $E(t)$ = momentane Einspeisung in kW
- x = Peak-Shaving Level in kW
- $th_{CC/CV}$ = CC/CV Schwellwert
- SOC = aktueller Ladezustand
- eff_c = Ladeeffizienz des Batteriesystems
- t_0 = Anfangszeitpunkt des Shaving Intervalls
- t = Endzeitpunkt des Shaving Intervalls

Die Steuerung der Batterie zur Verwendung von Peak-Shaving wird mit einem externen Controller realisiert. Die Implementation erfolgt am Beispiel des ersten Batteriemodells aus Kapitel 4.1, da sich dessen Ladeleistung durch einen Steuereingang regulieren lässt. Das Blockdiagramm in Abbildung 48 visualisiert den Aufbau.

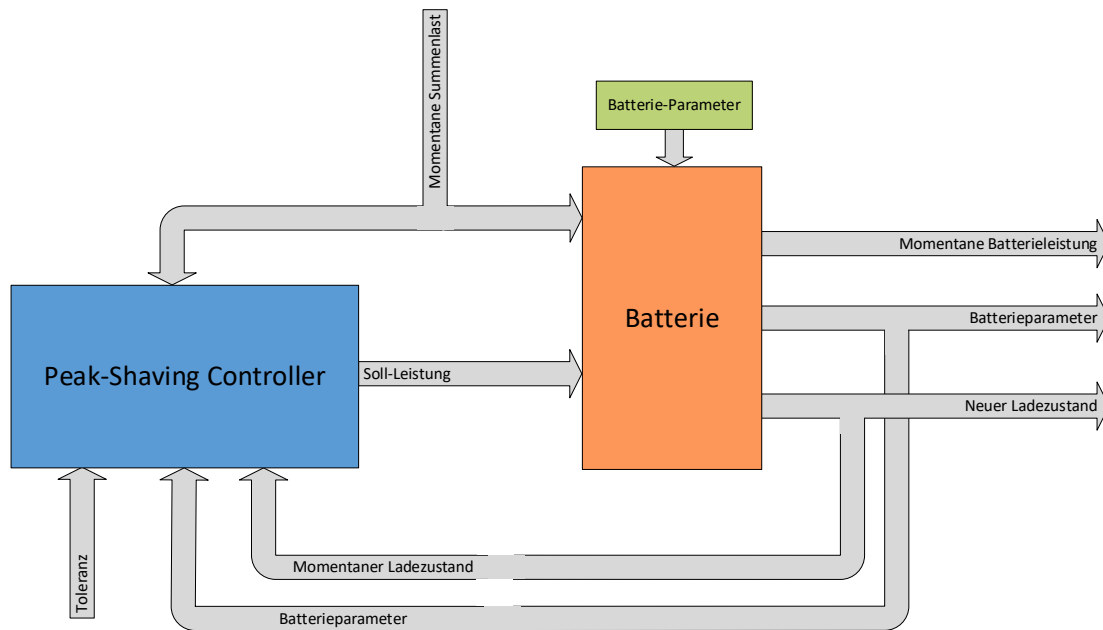


Abbildung 48: Batteriemodell 1 mit Peak-Shaving-Controller

In Simulink wird das Peak-Shaving Level einmal zu jedem negativen Nulldurchgang der momentanen Summenlast berechnet. Dies geschieht genau zu dem Zeitpunkt, an dem die Photovoltaikeinspeisung größer ist, als die Last. Ab dem Zeitpunkt soll ein Shaving-Level gefunden werden, dass von der Batterie gehalten werden soll. Anders als bei dem Algorithmus aus Kapitel 2.3.3 wird hier jedoch die Batterie nur geladen und nicht entladen, um lediglich die maximale Einspeiseleistung zu verringern und Vollzyklen zu sparen.

Zur Berechnung des Shaving-Levels benötigt der Algorithmus Batterieparameter wie die Kapazität, Lade- und Entladeleistung, Effizienz und den CC/CV-Schwellwert. Außerdem wird der aktuelle Ladezustand benötigt. Über eine Konstante am Controller kann die Toleranz für die Fehlerminimierung gesetzt werden. Der Ausgang des Controllers ist der Sollwert für die aktuelle Batterieladeleistung.

Tabelle 21: Ein- und Ausgänge des Peak-Shaving Controllers

Name: Eingang/Ausgang	Bezeichner	Beschreibung
Momentane Summenlast [kW] (Eingang)	power_in	Momentane Summenlast in Kilowatt
Momentaner Ladezustand [%] (Eingang)	SOC_Act	Momentaner Ladezustand der Batterie in %
Batterieparameter	battery_info	Array mit den Batterieparametern: 1: Batteriekapazität [kWh] 2: Maximale Ladeleistung [kW] 3: Ladeeffizienz [%] 4: CC/CV-Schwellwert [%]
Toleranz [kW] (Eingang)	tolerance	Toleranz für die Fehlerminimierung in Kilowatt
Soll-Leistung [kW] (Ausgang)	power_set	Soll-Leistungslevel der Batterie zur Einhaltung des Shaving-Levels
Lastgangprognose (interner Datensatz)	prediction	Prognose der Lastgangdaten zur Ermittlung der Energiemengen für die Peak-Shaving Berechnung

Da das Peak-Shaving Level nur einmal zu jedem negativen Nulldurchgang berechnet werden muss, wird die Berechnungsroutine ebenfalls nur zu diesen Zeitpunkten aufgerufen um Berechnungszeit zu sparen. Dies wird mit Hilfe eines Subsystems umgesetzt, welches nur unter bestimmten Bedingungen ausgeführt wird. In diesem Fall also ein High-Signal bei jeder Erkennung eines Nulldurchgangs mit negativer Steigung. Zusätzlich muss der Berechnungsroutine jeweils die aktuelle Simulationszeit übergeben werden, um das korrekte Intervall aus der Lastgangprognose auszuwählen.

In Abbildung 49 ist das Flussdiagramm für die Berechnungsroutine des Peak-Shaving-Levels schematisch dargestellt.

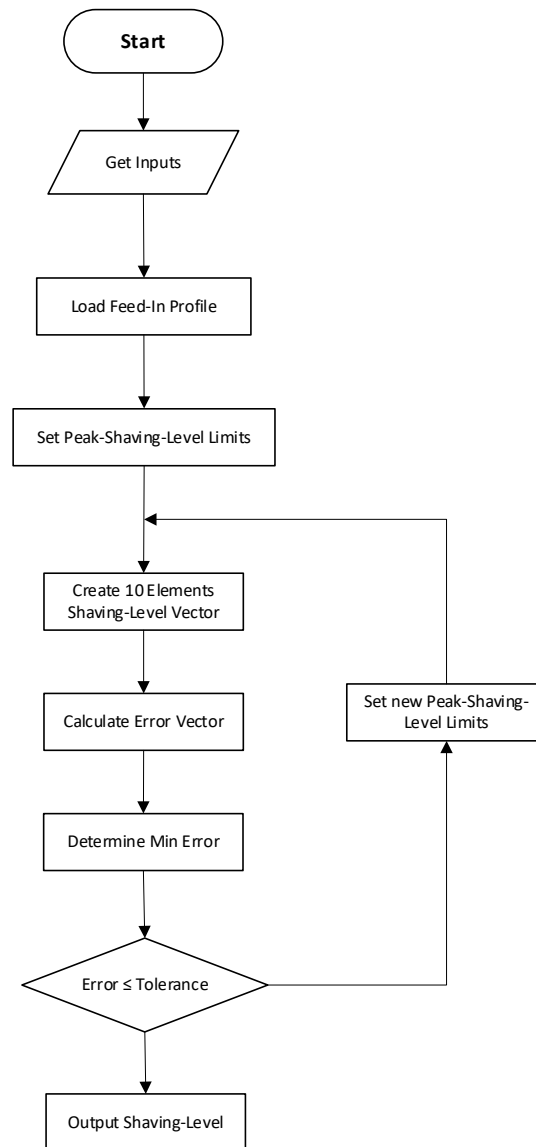


Abbildung 49: Peak-Shaving Controller Routine: Flussdiagramm Schema

Um den Unterschied der Netzdienlichkeit darzustellen wird folgend das gleiche Szenario aus Abbildung 41 wiederholt. Diesmal jedoch unter Verwendung eines Peak-Shaving Controllers.

Man kann in Abbildung 50 erkennen, dass die Batterie in diesem Fall deutlich später beladen wird. Dies sorgt jedoch dafür, dass die maximale Einspeiseleistung um ca. 33% verringert wird. Zusätzlich wurde der Einspeisegradient verhindert, der durch den Ladeabbruch verursacht wurde. Außerdem besteht keinerlei Einbuße auf Seiten des Prosumers, da in diesem Fall die Batterie ebenfalls zu 100% geladen wird, um die kommende Last zu decken.

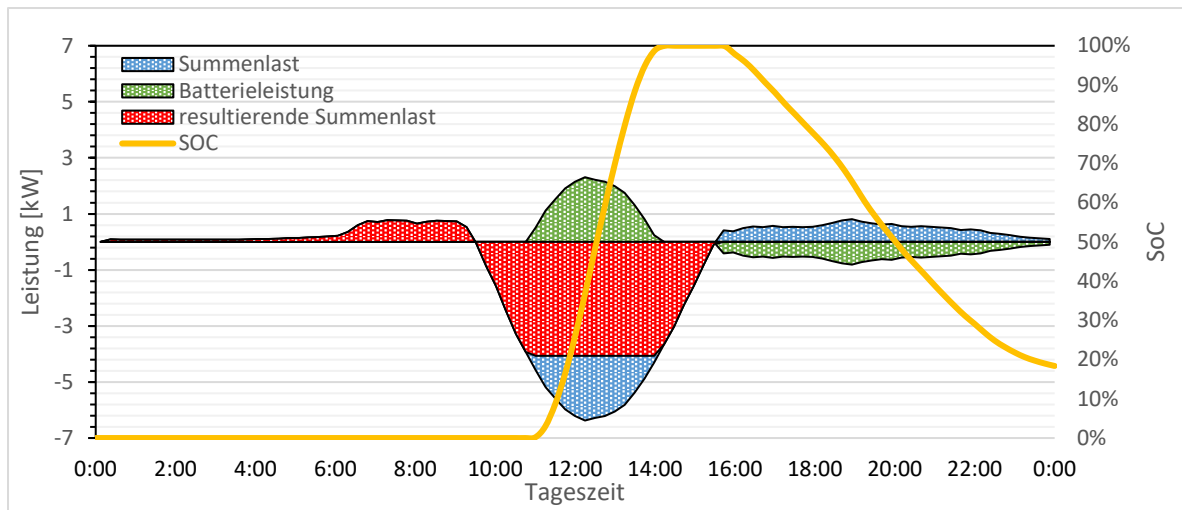


Abbildung 50: Visualisierung des Peak-Shavings für die Einspeisung

5. Simulationsszenarien für EE-Anlagen und Batteriespeicher

In diesem Kapitel werden mögliche Einsatzszenarien von Batteriespeichern untersucht, um den Eigenverbrauch, und damit den Autarkiegrad, der Siedlung Dörpum zu erhöhen. Hierfür wird zunächst eine Batteriespeicherverteilung mit Lithium-Ionen-Batterien auf Prosumer-Ebene durchgeführt und berechnet. Im Anschluss werden die gleichen Untersuchungen auf die Veränderung des Autarkiegrades mit einer Lithium-Ionen und einer Redox-Flow Ortsnetzbatterie durchgeführt. Dadurch sollen die wesentlichen Unterschiede zwischen einem zentralen und einem dezentralen Speicheransatz im Ortsnetz verglichen werden. Ebenfalls wird der Einsatz einer 1 MW Windenergieanlage und des Blockheizkraftwerkes simuliert. Um den Einfluss der Veränderungen auf das gesamte Summenprofil des Ortsnetzes und exemplarisch für einen Prosumer darzustellen, werden die Ergebnisse stets mit der Berechnung des Ist-Zustandes aus Kapitel 3.4 verglichen.

Die Grafiken zur Darstellung der Energiemengen und charakteristischen Lastprofile befinden sich, wegen der Übersichtlichkeit, in Anhang F. Zu jedem Simulationsszenario können die simulierten Daten der Daten-CD entnommen werden.

In dieser Arbeit werden nur AC-Batteriesysteme betrachtet. Die Einbindung des Batteriespeichersystems erfolgt immer jeweils am Übergabepunkt zur darüberliegenden Ebene (Abbildung 15) um auf das Summenlastprofil zu reagieren. Da das Batteriemodell die Leistungsaufnahme bzw. -abgabe des Batteriesystems ausgibt, muss der Ausgang auf das Summenlastprofil aufaddiert werden.

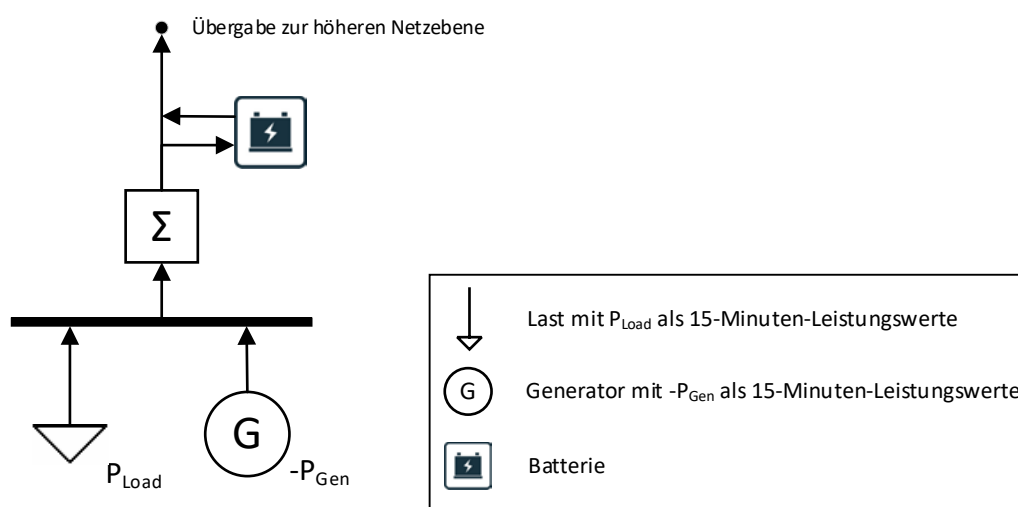


Abbildung 51: Einbindung des Batteriemodells

5.1 Dezentrale Batteriespeicherverteilung: Nachrüstung

Die erste Simulation der dezentral-verteilten Batterien (Study Case 1), baut auf den Ist-Zustand Dörpums (vgl. Kapitel 3.4) auf und betrifft die Nachrüstung bereits vorhandener PV-Anlagen von Haushalten mit einer Lithium-Ionen-Batterie. Eine Skizze von Study Case 1 kann in Abbildung 52 betrachtet werden.

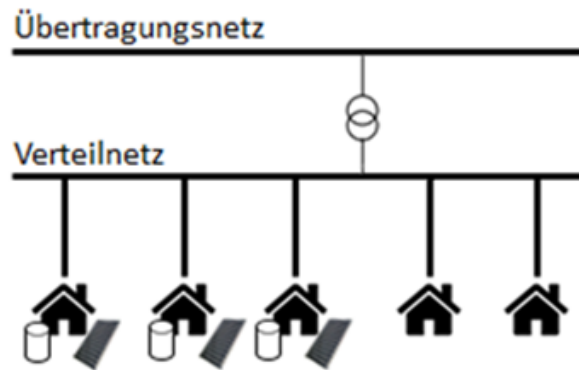


Abbildung 52: Skizze Study Case 1 - Nachrüstung

Zunächst wird die nötige Kapazität auf Basis der Summenlastprofile jedes Prosumers berechnet. Laut der Solarspeicherstudie der HTW Berlin [19] ist mindestens ein Faktor von 2,5 für die Nennleistung von PV-Anlagen im Verhältnis zum Jahresverbrauch vorhanden sein, um Autarkiegrade höher als 80 % zu erreichen (vgl. Abbildung 53).

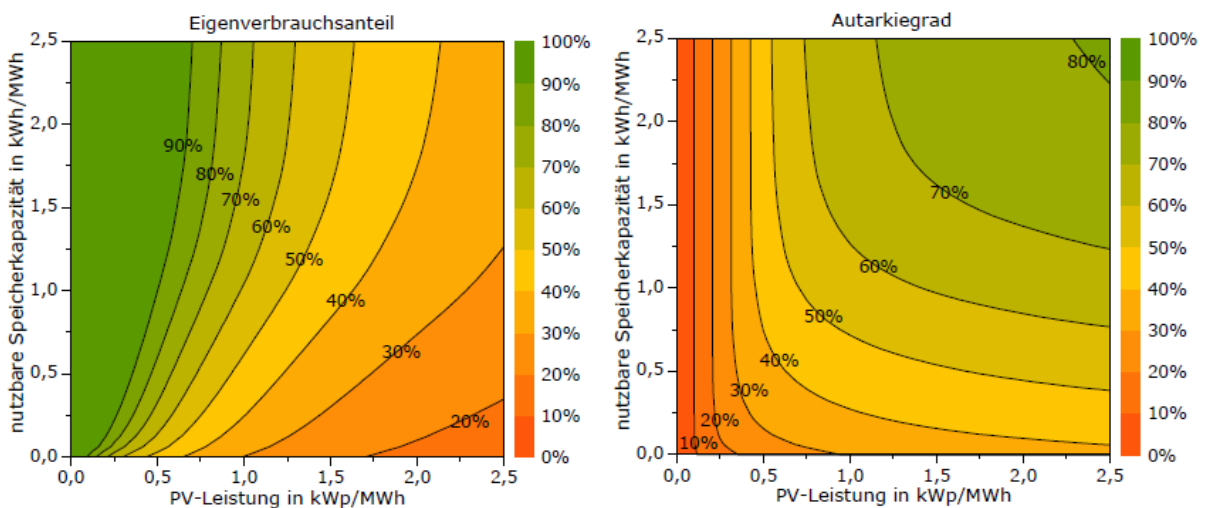


Abbildung 53: Eigenverbrauchsanteil (links) und Autarkiegrad (rechts) in Abhängigkeit der Speicherkapazität und PV-Leistung, jeweils normiert auf den Jahresstrombedarf in MWh (1.000 kWh). [Quelle: HTW Berlin Solarspeicherstudie [19]]

Da jedoch die Abbildung nicht für höhere Faktoren ausgelegt ist und in Dörpum für 89 % der Prosumerhaushalte deutlich höhere Faktoren vorhanden sind (vgl. Anhang G), wird die Batteriekapazität auf die höchste Energiemenge der täglichen Residuallast im Jahr eines jeden Pro-

sumers festgelegt. Dabei ist die Voraussetzung, dass zu diesem Tag auch genug Photovoltaikenergie produziert wird, um den Speicher zu füllen. Somit kann die gespeicherte Energie jeweils die Abendstunden des aktuellen Tages und die Morgenstunden des nächsten Tages versorgen. Dies dient der Erhöhung des Autarkiegrades und des Eigenverbrauchsanteils der erzeugten Energie. Es ist zu beachten, dass nur die Batterie des Beispielhaushalts, aus Gründen der Simulationsperformance, mit dem speziellen Ladeverfahren aus Kapitel 4.4 gesteuert wird. Die Konfiguration der eingesetzten Batterien kann in Tabelle 22 nachvollzogen werden.

Tabelle 22: Batteriekonfiguration Study Case 1

Charakteristik	Wert	Herkunft / Quelle
Nutzbare Kapazität	8 – 10 kWh	Berechnung (wie zuvor beschrieben)
Max. Ladeleistung	5,00 kW	[75]
Max. Entladeleistung	4,60 kW	[75]
Übergang (CC/CV)	95 %	Kapitel 2.3.1
Wirkungsgrad (Laden / Entladen)	95 % / 96 %	[20]
Zelltyp	LFP	Kapitel 2.3.1

Die Simulationsergebnisse der Jahresenergiemengen befinden sich in Tabelle 23. Es werden die absoluten Jahresmengen und die Veränderung zur Ist-Analyse aus Kapitel 3.4 aufgeführt. Für diesen Study Case ist zu beachten, dass sich neben der gewollten Verringerung des Netzbezuges, sich ebenfalls der Direktverbrauch der Photovoltaikenergie leicht vermindert. Dies lässt sich auf das Ladeverfahren der Batterie zurückführen, denn nicht alle Batterien verwenden die Ladesteuerung aus Kapitel 4.4, sondern nur der Beispielhaushalt. Aus diesem Grund laden die Batterien, sobald die Residuallast der einzelnen Prosumer durch die PV-Anlage gedeckt ist. Für das gesamte Ortsnetz ist zu diesen Zeitpunkten also insgesamt weniger Energie aus PV-Anlagen vorhanden, was zur verringerten Deckung der Ortsnetzlasten führt. Es muss also für diese Lasten Energie, von außerhalb des Ortsnetzes, bezogen werden.

Durch die Verwendung von Batterien kann insgesamt der Autarkiegrad um fast 4 Prozentpunkte und der Eigenverbrauch um ca. 2 Prozentpunkte gesteigert werden.

Tabelle 23: Jahresenergiekosten – Study Case 1 – Ortsnetz Dörpum

Beschreibung	Wert	Veränderung zum Ist-Zustand
Gesamtverbrauch im Jahr	974 MWh	-
PV-Erzeugung im Jahr	2.783 MWh	-
Netzbezug im Jahr	482 MWh	-38 MWh (-7,3 %)
Direktverbrauch PV im Jahr	442 MWh	-12 MWh (-2,6 %)
Batterieladung	66 MWh	-
Batterieentladung	50 MWh	-
Netzeinspeisung im Jahr	2.275 MWh	-54 MWh (-2,3 %)
Autarkiegrad	50,50 %	+3,91
Eigenverbrauchsanteil	18,24 %	+1,94
Maximale Momentanleistung im Jahr	2,23 MW	-0,45 %

In Tabelle 24 wird das Fehlermaß des mittleren absoluten Fehlers (MAE), beschrieben in Kapitel 2.5.2, dazu verwendet, die mittlere Veränderung des Summenlastgangs darzustellen. Dabei ist diese Darstellung ausschließlich dazu da, die Höhe der Veränderung im Vergleich zu anderen Study Cases zu zeigen.

Über das gesamte Jahr hinweg bewirkt die Nachrüstung der Prosumer PV-Anlagen mit einem Batteriespeicher eine mittlere Veränderung von 13,14 kW.

Tabelle 24: Mittlere Änderung des Summenlastprofils im Vergleich zum Ist-Zustand – Study Case 1 – Ortsnetz Dörpum

MAE [kW]	Werktag	Samstag	Sonntag
Winter	15,52	14,75	9,73
Sommer	11,95	14,80	12,67
Übergang	13,47	13,23	11,32
Ganzes Jahr		13,14	

Eine genauere Betrachtung der Veränderung beim Beispielhaushalt mit der 22 kWp PV-Anlage, wird in Tabelle 25 aufgeführt. Diese zeigt eine deutlichere Veränderung des Autarkiegrades auf fast 90 %. Ebenfalls erwähnenswert ist die stärkere Verringerung der Einspeisespitzen, welche auf das Ladeverfahren, zur Reduzierung der Einspeisespitzen mit Hilfe eines Peak-Shaving Kontrollers aus Kapitel 4.4, zurückzuführen ist.

Tabelle 25: Jahresenergie­daten – Study Case 1 – Beispielhaushalt

Beschreibung	Wert	Veränderung zum Ist-Zustand
Installierte PV-Leistung	22 kWp	-
Gesamtverbrauch im Jahr	3.820 kWh	-
Netzbezug im Jahr	404 kWh	-1.550 kWh (-79,3 %)
Direktverbrauch PV im Jahr	1.866 kWh	±0 kWh (±0 %)
Batterieladung	1.899 kWh	-
Batterieentladung	1.550 kWh	-
Netzeinspeisung im Jahr	17.131 kWh	-1.898 kWh (-10,0 %)
Autarkiegrad	89,44 %	+40,58
Eigenverbrauchsanteil	18,02 %	+9,09
Maximale Momentanleistung im Jahr	15,75 kW	-8,47 %

5.2 Dezentrale Batteriespeicherverteilung: Prosumerausbau

Aufbauend auf dem ersten Study Case, in dem die Haushalte mit Photovoltaikanlagen einen Batteriespeicher erhalten haben, wird in diesem Szenario (Study Case 2) eine Erweiterung der Prosumer durchgeführt. Dabei bekommen alle Haushalte, die zuvor keine Photovoltaikanlage besaßen, eine 9,7 kWp Anlage installiert. Diese Anlagengröße entspricht ungefähr dem 2,5-fachen des Jahresverbrauchs des durchschnittlichen Haushaltes in Dörpum (vgl. Kapitel 3.2.1).

Der Abbildung 53 aus Study Case 1, kann ebenfalls entnommen werden, dass zur Erreichung des Autarkieziels allerdings ebenfalls ein Batteriespeicher vorhanden sein muss. Für den Bereich der 80 %, muss also eine nutzbare Speicherkapazität vorhanden sein, die ebenfalls dem 2,5-fachen des Jahresverbrauchs des Haushaltes entspricht. Aus diesem Grund wird die Batterie auch auf 9,7 kWh ausgelegt.

Die Batterie­konfiguration aus Tabelle 26 wird für die neuen Prosumer verwendet:

Tabelle 26: Batterie­konfiguration Study Case 2

Charakteristik	Wert	Herkunft / Quelle
Nutzbare Kapazität	9,70 kWh	Wie zuvor beschrieben
Max. Ladeleistung	5,00 kW	[75]
Max. Entladeleistung	4,60 kW	[75]
Übergang (CC/CV)	95 %	Kapitel 2.3.1
Wirkungsgrad (Laden / Entladen)	95 % / 96 %	[20]
Zelltyp	LFP	Kapitel 2.3.1

Im Vergleich zur einfachen Nachrüstung der Prosumer mit einer Batterie, ist die Auswirkung des Ausbaus der Prosumer, deutlich erheblicher. Was sich gut an dem MAE in Tabelle 28 sehen lässt, der um ein 10-faches höher ist, als der von Study Case 1. Die Energiedaten sind in Tabelle

27 dargestellt. Es zeigt sich, dass dieser Study Case eine Erhöhung des Autarkiegrades um 26,4 Prozentpunkte mit sich bringt. Allerdings entsteht durch die vielen PV-Anlagen eine fast 50 % höhere Belastung durch Einspeisung auf das Netz, verbunden mit einer vermehrten Rückspeisung in höher gelegene Netzebenen.

Tabelle 27: Jahresenergiekosten – Study Case 2 – Ortsnetz Dörpum

Beschreibung	Wert	Veränderung zum Ist-Zustand
Anzahl der Prosumer	173	+137
Installierte PV-Leistung	4.269 kWp	+1.329 kWp
Gesamtverbrauch im Jahr	974 MWh	-
PV-Erzeugung im Jahr	4.050 MWh	+1.721 MWh
Netzbezug im Jahr	263 MWh	-257 MWh (-52,88 %)
Direktverbrauch PV im Jahr	463 MWh	+9 MWh (+1,98 %)
Batterieladung	296 MWh	-
Batterieentladung	248 MWh	-
Netzeinspeisung im Jahr	3.291 MWh	+962 MWh (+41,31 %)
Autarkiegrad	72,99 %	+26,4
Eigenverbrauchsanteil	18,74 %	+2,4
Maximale Momentanleistung im Jahr	3,28 MW	+ 46,61 %

Tabelle 28: Mittlere Änderung des Summenlastprofils im Vergleich zum Ist-Zustand – Study Case 2 – Ortsnetz Dörpum

MAE [kW]	Werktag	Samstag	Sonntag
Winter	50,73	57,94	39,76
Sommer	213,80	250,16	216,75
Übergang	132,13	175,73	153,80
Ganzes Jahr		140,88	

5.3 Verwendung eines Ortsnetzspeichers

In diesem Untersuchungsszenario (Study Case 3) wird ein Vanadium-Redox-Flow Batteriespeicher in der Größe eines Ortsnetzspeichersystems verwendet. Dabei wird die Kapazität so ausgelegt wie in Kapitel 5.1, sodass die benötigten Tagesenergiemengen des Ortes versorgt werden können. Das Simulationsszenario wird abstrahiert in Abbildung 54 dargestellt. Die Batteriekonfiguration kann in Tabelle 29 nachvollzogen werden. Dabei wurde die RFB so konfiguriert wie das System in [35], allerdings mit einer kleineren Kapazität, die durch die Größe der Elektrolyttanks festgelegt wird (vgl. Kapitel 2.3.2).

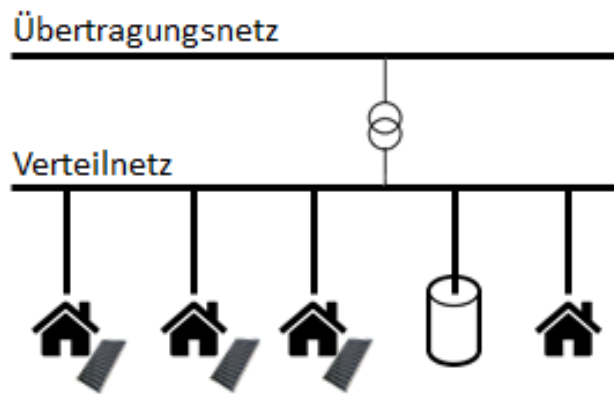


Abbildung 54: Skizze Study Case 3 – Ortsnetzspeicher

Tabelle 29: Batteriekonfiguration – Study Case 3

Charakteristik	Wert	Herkunft / Quelle
Nutzbare Kapazität	2263 kWh	Wie zuvor beschrieben
Max. Ladeleistung	1000 kW	[35]
Max. Entladeleistung	1000 kW	[35][75]
Übergang (CC/CV)	100 %	Kapitel 2.3.2
Wirkungsgrad (Laden / Entladen)	85 % / 85 %	[35]
Zelltyp	Vanadium RFB	Kapitel 2.3.2

Durch die Verwendung eines Ortsnetzbatteriespeichers in dieser Größe, lässt sich das Summenprofil des Ortsnetzes ebenfalls deutlich verändern, was ebenfalls durch den MAE in Tabelle 31 bestätigt wird. Dieser ist ca. 7-mal höher als der von Study Case 1.

Der Autarkiegrad Dörpums wird auf ca. 83 % erhöht und der Eigenverbrauchsanteil erhöht sich um fast 17 Prozentpunkte. Anders als beim Prosumerausbau hingegen, verringert sich die maximale Momentanleistung um 15,5 %, da der Ortsnetzspeicher, wie der Beispielhaushalt in Kapitel 5.1, nur zu Zeiten maximaler Photovoltaikerzeugung lädt.

Tabelle 30: Jahresenergiedaten – Study Case 3 – Ortsnetz Dörpum

Beschreibung	Wert	Veränderung zum Ist-Zustand
Netzbezug im Jahr	164 MWh	-356 MWh (-68,46 %)
Direktverbrauch PV im Jahr	454 MWh	±0 MWh (±0 %)
Batterieladung	472 MWh	-
Batterieentladung	356 MWh	-
Netzeinspeisung im Jahr	1.857 MWh	-472 MWh (-20,27 %)
Autarkiegrad	83,14 %	+36,55
Eigenverbrauchsanteil	33,26 %	+16,96
Maximale Momentanleistung im Jahr	1,89 MW	-15,60 %

Tabelle 31: Mittlere Änderung des Summenlastprofils im Vergleich zum Ist-Zustand – Study Case 3 – Ortsnetz Dörpum

MAE [kW]	Werktag	Samstag	Sonntag
Winter	100,20	95,62	40,94
Sommer	86,12	110,43	92,49
Übergang	95,77	108,50	78,87
Ganzes Jahr		94,51	

Zwar kann der Autarkiegrad durch Speicherung und somit durch erhöhten Eigenverbrauch erhöht werden (vgl. Abbildung 55), aufgrund der geringen Solarstrahlung in den Wintermonaten, erreicht dieser jedoch nicht 100 % (vgl. Abbildung 56). Es muss also zusätzlich Energie vom übergeordneten Netz bezogen werden.

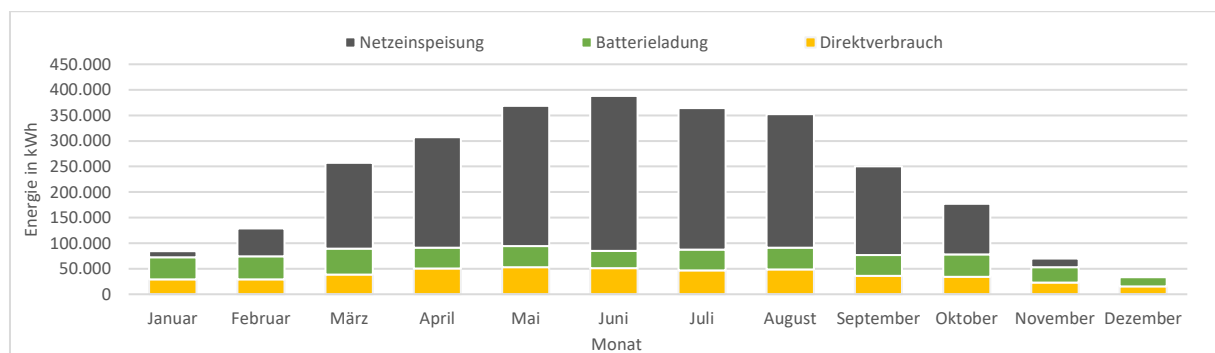


Abbildung 55: Erzeugungsverhalten – Study Case 3 – Ortsnetz Dörpum Jahr 2015

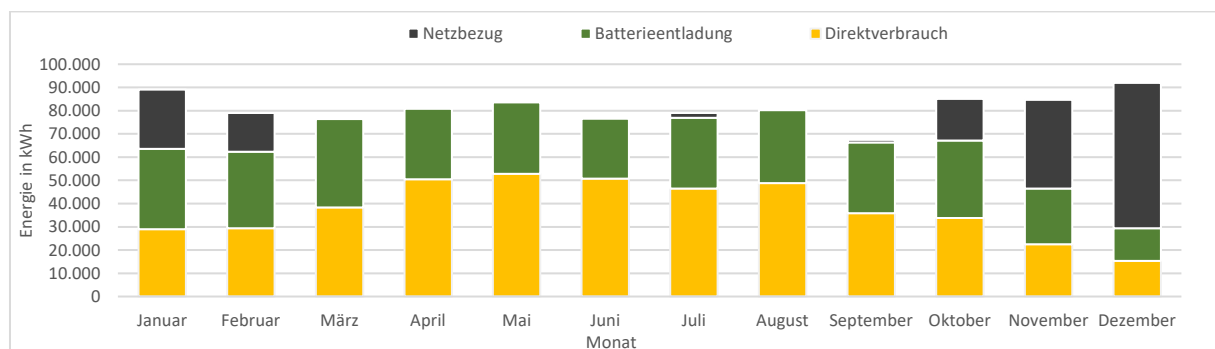


Abbildung 56: Verbrauchsverhalten – Study Case 3 – Ortsnetz Dörpum Jahr 2015

5.4 Einsatz einer Windenergieanlage

Da die Beschaffung zusätzlicher Batteriespeicher eine hohe Investition von Seiten der Einwohner erfordert, sollen ebenfalls bereits vorhandene Anlagen der erneuerbaren Energien in Betracht gezogen werden, den Energiebedarf Dörpums der Morgen- und Abendstunden zu decken. In Frage kommt hierbei insbesondere die 1 MW Windenergie Anlage des Herstellers AN Bonus, welche ab 2022 keine EEG-Vergütung mehr erhält. Das Erzeugungsprofil basiert auf der

Herleitung aus Winddaten wie beschrieben in Kapitel 3.3.2. Zurzeit wird dessen erzeugte Energie direkt in das Hochspannungsnetz eingespeist. Dieses Untersuchungsszenario besteht darin die Windenergieanlage mit in das Verteilnetz zu integrieren (Study Case 4), eine Wandlung der Spannungsebenen wird hier nicht betrachtet. Abbildung 57 zeigt eine Übersicht des Simulationsszenarios.

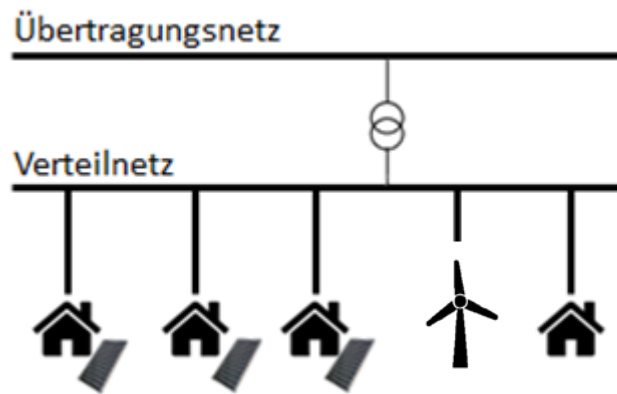


Abbildung 57: Skizze Study Case 4 – Windenergieanlage

Die in Tabelle 32 dargestellten Jahresenergiedaten zeigen eine Verbesserung des Autarkiegrades um 33,31 Prozentpunkte. Diese Veränderung verursacht allerdings ebenfalls eine starke Erhöhung der maximalen Momentanleistung um 37,46 %, weshalb in Betracht gezogen werden sollte, die Windenergieanlage nicht vollständig in das Verteilnetz zu integrieren, sondern lediglich den Anteil, der zur Versorgung des Netzes benötigt wird.

Tabelle 32: Jahresenergiedaten – Study Case 4 – Ortsnetz Dörpum

Beschreibung	Wert	Veränderung zum Ist-Zustand
Netzbezug im Jahr	196 MWh	-324 MWh (-62,31 %)
Direktverbrauch PV und Wind im Jahr	778 MWh	+324 MWh (+71,37 %)
Netzeinspeisung im Jahr	4.322 MWh	+1.993 MWh (+85,57 %)
Autarkiegrad	79,90 %	+33,31
Eigenverbrauchsanteil	15,26 %	+1,04
Maximale Momentanleistung im Jahr	3,08 MW	+37,46 %

Tabelle 33: Mittlere Änderung des Summenlastprofils im Vergleich zum Ist-Zustand – Study Case 4 – Ortsnetz Dörpum

MAE [kW]	Werktag	Samstag	Sonntag
Winter	319,87	277,54	432,77
Sommer	152,35	157,85	154,38
Übergang	187,25	97,91	129,21
Ganzes Jahr		264,45	

5.5 Windenergieanlage und Ortsnetzspeicher

Aufbauend auf dem vorherigen Kapitel wird zusätzlich zur Windenergieanlage ein Lithium-Ionen Ortsnetzspeicher verwendet. Die Konfiguration der Batterie, welche in Tabelle 34 dargestellt ist, basiert exemplarisch auf den Daten der Lithium-Ionen-Batterie auf Pellworm [33]. In Abbildung 58 ist der Aufbau der Simulation zusammenfassend dargestellt.

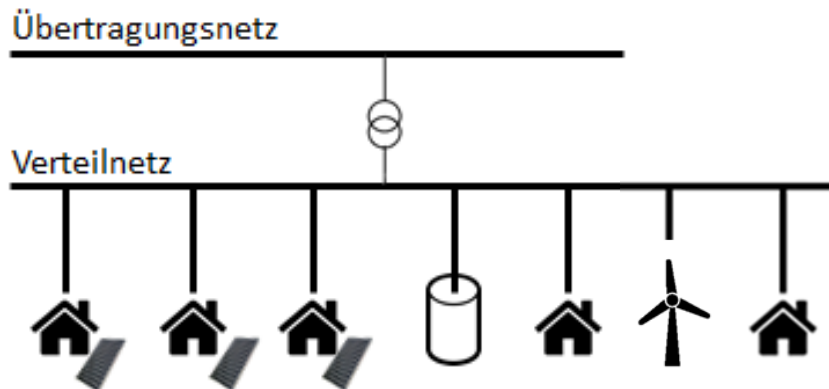


Abbildung 58: Skizze Study Case 5 – Ortsnetzspeicher und Eindenergieanlage

Tabelle 34: Batteriekonfiguration Study Case 5

Charakteristik	Wert	Herkunft / Quelle
Nutzbare Kapazität	560 kWh	Wie auf Pellworm [33]
Ladeleistung	560 kW	[33]
Entladeleistung	1000 kW	[33]
Übergang (CC/CV)	95 %	Kapitel 2.3.1
Wirkungsgrad (Laden / Entladen)	92 % / 92 %	[33]
Zelltyp	LFP	Kapitel 2.3.1

Die Kombination aus einer Windenergieanlage und einem kleineren Batteriespeicher, als in Study Case 3, erzielt einen Autarkiegrad von über 90 %. Durch die Verwendung des Batteriespeichers kann zusätzlich die maximale Momentanleistung von Study Case 4 leicht verringert werden, jedoch gilt auch hier, dass die Windenergieanlage nur teilweise in das Verteilnetz einspeisen sollte. Die Änderung des Summenlastgangs in Tabelle 36 ist fast 20-mal höher als in Study Case 1.

Tabelle 35: Jahresenergiekosten – Study Case 5 – Ortsnetz Dörpum

Beschreibung	Wert	Veränderung zum Ist-Zustand
Netzbezug im Jahr	82 MWh	-438 MWh (-84,23 %)
Direktverbrauch PV und Wind im Jahr	778 MWh	+324 MWh (+71,37 %)
Batterieladung	129 MWh	-
Batterieentladung	113 MWh	-
Netzeinspeisung im Jahr	4.192 MWh	+1.863 MWh (+80,00 %)
Autarkiegrad	91,56 %	+44,97 %
Eigenverbrauchsanteil	17,79 %	+1,49 %
Maximale Momentanleistung im Jahr	3,05 MW	+36,10 %

Tabelle 36: Mittlere Änderung des Summenlastprofils im Vergleich zum Ist-Zustand – Study Case 5 – Ortsnetz Dörpum

MAE [kW]	Werktag	Samstag	Sonntag
Winter	311,94	276,56	451,71
Sommer	163,24	160,59	153,70
Übergang	193,33	113,82	136,74
Ganzes Jahr		273,22	

5.6 Integration des Blockheizkraftwerks

In diesem letzten Study Case wird zusätzlich zu den Photovoltaik-Anlagen, das Blockheizkraftwerk (vgl. Kapitel 3.3.3) zum Ortsnetz integriert. Bisher wurde der Jahresverbrauch von 750.000 kWh der dazugehörigen Biogasanlage nicht in den Simulationsszenarien mitbetrachtet. Da nun allerdings das BHKW mit in das Ortsnetz integriert wird, wird dieser Jahresverbrauch ebenfalls simuliert. Dieser ist wie in Kapitel 3.2.4 modelliert. Ebenfalls wird wie in Kapitel 3.3.3 beschrieben, die Regelung des BHKWs zur Sommerzeit mitbetrachtet, in der nur 80 % der Nennleistung der Anlage erzeugt wird. Es wird auch zu jedem Zeitpunkt davon ausgegangen, dass das BHKW wie bisher weiterbetrieben wird und genug Biogas für den Betrieb der Anlage vorhanden ist. Der Aufbau der Simulation ist in Abbildung 59 dargestellt und zeigt zusätzlich zum Aufbau des Ist-Zustandes, die Biogasanlage mit BHKW.

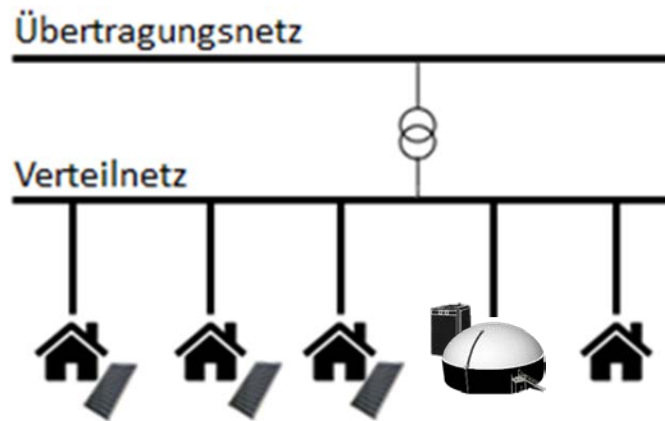


Abbildung 59: Skizze Study Case 6 – Integration des BHKWs

Die hohe Leistungsfähigkeit der BHKWs sorgt dafür, dass der gesamte Energiebedarf Dörpums inklusive des Eigenbedarfs der Biogasanlage versorgt werden kann. Daraus ergibt sich ein Autarkiegrad von 100 %. Sollten Ausfallzeiten durch Wartung entstehen, sollten diese möglichst zu den Zeiten stattfinden, an denen die Photovoltaikanlagen viel produzieren.

Durch die konstante Leistung des BHKWs wird der gesamte Summenlastgang um diese Leistung in den Erzeugungsbereich verschoben, weshalb der MAE in Tabelle 38 für diesen Study Case die größte Veränderung zum Ist-Zustand darstellt. Der Vorteil gegenüber der Einspeisung von Windenergie und Solarenergie, besteht darin, dass die maximale Momentanleistung nicht sonderlich steigt.

Tabelle 37: Jahresenergiekosten – Study Case 5 – Ortsnetz Dörpum

Beschreibung	Wert	Veränderung zum Ist-Zustand
Netzbezug im Jahr	0 MWh	-520 MWh (-100,00 %)
Direktverbrauch PV und Wind im Jahr	1.722 MWh	+1.268 MWh (+279,30 %)
Netzeinspeisung im Jahr	8.000 MWh	+5.671 MWh (+243,50 %)
Autarkiegrad	100,00 %	+53,41 %
Eigenverbrauchsanteil	17,71 %	+1,41 %
Maximale Momentanleistung im Jahr	2.96 MW	+0,72 %

Tabelle 38: Mittlere Änderung des Summenlastprofils im Vergleich zum Ist-Zustand – Study Case 5 – Ortsnetz Dörpum

MAE [kW]	Werktag	Samstag	Sonntag
Winter	775,29	774,08	778,63
Sommer	628,53	629,66	627,95
Übergang	702,84	731,59	729,71
Ganzes Jahr		706,68	

6. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Im vorhergehenden Kapitel wurden Einsatzszenarien für die autarkieorientierte Verwendung von erneuerbaren Energieanlagen mit Batteriespeichern präsentiert. Zwei dieser Szenarien befassten sich mit dem Einsatz von Photovoltaik-Anlagen und Batteriespeichersystemen. Die zwei Szenarien, um die es geht, sind zum einen die Erweiterung bereits vorhandener Photovoltaikanlagen um einen Batteriespeicher und zum anderen der Ausbau von Photovoltaikanlagen-system im Ortsnetz, die zur Maximierung des Autarkiegrades ausgelegt sind.

In diesem Kapitel wird die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen betrachtet, um einen ökonomischen Anreiz für die Bürger von Dörpum zu schaffen, in solche Systeme zu investieren und zugleich die eigene Unabhängigkeit zu fördern. Für die Berechnungen werden die in den folgenden Abschnitten beschriebenen Anlagen wie in Kapitel 5 simuliert, um die Energiemengen mit und ohne Batteriespeicher zu ermitteln. Die konkreten Simulationsdaten können der Daten-CD entnommen werden. Dort befinden sich ebenfalls die Excel-Tabellen mit den Berechnungen der Wirtschaftlichkeitsszenarien.

6.1 Ausbau von Prosumern

Beim Ausbau von Prosumern im Netz von Dörpum werden Haushalte, die noch keine PV-Anlage besitzen, mit einer 9,7 kWp Photovoltaikanlage und einem Lithium-Ionen Eisenphosphat (LFP) Batteriespeicher mit 9,7 kWh nutzbarer Kapazität ausgestattet. Dieses Szenario basiert auf den Simulationsergebnissen von Kapitel 5.2. In diesem Abschnitt wird die Wirtschaftlichkeit einer Investition in so ein System für einen Haushalt betrachtet. Die Systemdaten werden in Tabelle 39 aufgeführt. Dabei wird, zur Durchführung der Investitionsrechnung, die Kapitalwertmethode verwendet und mit einem System ohne Batteriespeicher verglichen. Außerdem wird die Amortisationsdauer bestimmt. Die benötigten Energiedaten für die Wirtschaftlichkeitsrechnung werden durch eine Simulation des Systems in Tabelle 39 errechnet.

Für diesen Fall wird die Umsatzsteuerreglung ohne die Kleinunternehmerregelung nach §19 UstG betrachtet und die steuerlichen Berechnungen auf den Gewinn, sowie auf Eigenverbrauch, werden wie in Kapitel 2.4.2 angewandt. Da das Batteriesystem und die Photovoltaikanlage zusammen erworben werden, wird für das gesamte System die Umsatzsteuer vom Finanzamt zurückerstattet. Die EEG-Umlage, eine gesetzlich geregelte Umlage auf verbrauchten Strom in Deutschland, auf den Selbstverbrauch entfällt, laut §61a Abs. 4 des EEG17, für diesen Fall, da die Anlagenleistung kleiner ist als 10 kWp.

Tabelle 39: Systemdaten - Ausbau von Prosumern

PV-Parameter	Wert	
Inbetriebnahme Datum	01.01.2018	
Installierte PV-Leistung	9,7 kWp	
Kosten pro installierter Leistung (Netto)	1.456,00 €/kWp	[76]
Nettoinvestitionssumme	14123,20 €	
Umsatzsteuer (19 % von Nettoinvestition)	0,00 €	
Bruttoinvestitionssumme	14123,20 €	
Jährliche Betriebskosten in %	1,50 %	[77]
Angenommene Moduldegradation	0,8 %	K. 3.3.1
EEG-Vergütung	0,126 €/kWh	[78]
Photovoltaikertrag pro Jahr	9947,42 kWh	
Einspeisung pro Jahr (ohne / mit Batterie)	8225,04 kWh / 6629,69 kWh	
PV-Eigenversorgung pro Jahr	1722,38 kWh	
Batterie-Parameter	Wert	
Inbetriebnahme Datum	01.01.2018	
Zellentyp	Lithium-Eisenphosphat (LFP)	
Installierte Nenn- / Nutzkapazität	10,78 / 9,7 kWh (90 % DoD)	
Ladeleistung	5,00 kW	[75]
Entladeleistung	4,60 kW	[75]
Übergang (CC/CV)	95 %	Kapitel 2.3.1
Wirkungsgrad (Laden / Entladen)	95 % / 96 %	[20]
Kosten pro installierter Nennkapazität (Netto)	851,85 €/kWh	[20]
Nettoinvestitionssumme	10.193,32 €	
Umsatzsteuer (19 % von Nettoinvestition)	0,00 €	
Bruttoinvestitionssumme	10.193,32 €	
Jährliche Betriebskosten	0 %	[79]
Angenommene Kapazitätsdegeneration	3 % (max. 20% nach 10 Jahren)	[20, 24]
EEG Vergütung auf Eigenverbrauch	0,00 €/kWh (entfällt seit März 2012)	
Ladeenergiemenge pro Jahr	1595,35 kWh	
Batterie-Eigenversorgung pro Jahr	1472,12 kWh	

Die Berechnung der Wirtschaftlichkeit wird hier ebenfalls unter der Betrachtung durchgeführt, dass das Kapital für die Investition vollständig aus fremden Quellen bezogen wird. Für die Investition in eine Photovoltaikanlage mit Batteriespeicher bietet sich das geförderte KfW-Programm 275 an, das einen Tilgungszuschuss und einen niedrigen Zinssatz ab 1,10 % bietet (Stand: Apr. 2018) [42]. Bei der alleinigen Investition in eine Photovoltaikanlage gilt dieses Programm nicht, es kann jedoch die „Standardvariante“ Programm 270, wie im vorherigen Kapitel beantragt werden. Dieses hat einen leicht höheren Zinssatz ab 1,26 % (Stand: Apr. 2018) [80]. Für dieses Beispiel wird außerdem ein persönlicher Einkommenssteuersatz von 30 % verwendet. Die Tilgung geschieht über 10 Jahre mit gleichmäßig hohen Tilgungszahlungen. Es werden die Strommarktwerte und Strombezugskosten aus Kapitel 2.4.3 verwendet, wobei bei den Strombezugskosten zwischen einer Strompreissteigerung von circa 0,4 % und circa 3,6 %

unterschieden wird. Außerdem wird der mittlere Fall für eine Strompreiserhöhung von 2,0% betrachtet. In Tabelle 40 werden die Berechnungsparameter zusammengefasst.

Tabelle 40: Parameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnung: Prosumerausbau

Parameter	Wert	Herkunft
Investitionsdauer	20 Jahre	
Kalkulatorischer Zinssatz (nur PV)	1,70 % (KfW 270 Stand: 2018)	[80]
Kalkulatorischer Zinssatz (PV + Batterie)	1,55 % (KfW 275 Stand: 2018)	[42]
Tilgungszuschuss von KfW 275	778,43 €(KfW 275 Stand: 2018)	[42]
Strommarktwert (Entwicklung)	6,6 (bis 2030); 7,45 (bis 2050) Cent/kWh pro Jahr	K 2.4.3
Strombezugskosten (Historik)	Siehe Anhang B	K 2.4.3
Strombezugskosten (Entwicklung)	0,417 % - 3,597 % pro Jahr	K 2.4.3

Für die Kapitalwertanalyse werden die Barwerte jeder Periode benötigt. Die Barwerte bilden sich aus den Rückflüssen, die durch die Differenz aus Einzahlungen und Auszahlungen entstehen. Alle für die Berechnung verwendeten Ein- und Auszahlungen befinden sich in Tabelle 41. Für die Investitionsdauer von 20 Jahren kann das Cashflow-Diagramm mit den einzelnen Rückflüssen der jeweiligen Periode in Abbildung 60 für eine Strompreiserhöhung von 0,4 % und in Abbildung 61 für eine Erhöhung von 3,6 % betrachtet werden. Dabei wird die Investition einer PV-Anlage mit Batterie und ohne Batterie betrachtet. In Abbildung 62 kann die Amortisationsdauer abgelesen werden. Dabei repräsentiert der blaue Pfad die Investition in eine PV Anlage ohne Batterie von einer Preissteigerung von 0,4 % bis 3,6 %. Der orangene Pfad gilt dementsprechend für die Investition mit Batterie. Zusätzlich beschreibt die schwarze Linie die Strompreissteigerung von 2%. Man kann erkennen, dass diese bei einer Investition mit Batterie mindestens notwendig ist, um eine vollständige Amortisation für das System zu erreichen.

Tabelle 41: Betrachtete Ein- und Auszahlungsgrößen

Berechnungsgröße	Parameter
Einzahlungen (E_t)	EEG-Vergütung
	Vermiedene Strombezugskosten
Auszahlungen (A_t)	Betriebskosten PV
	Zinsaufwendungen
	Steuern
	Kredittilgung

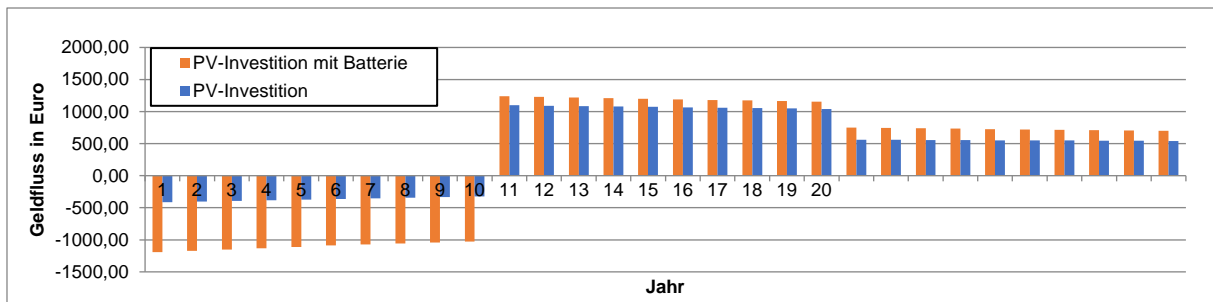


Abbildung 60: Cashflow Vergleich PV- Investition mit und ohne Batterie - Strompreissteigerung 0,4 %

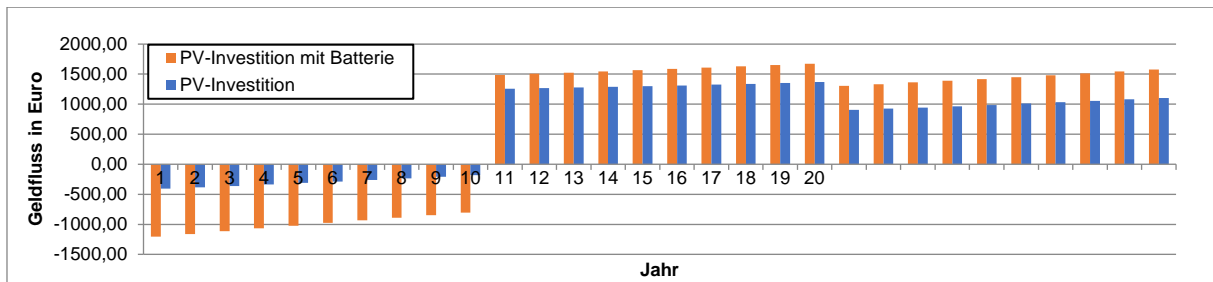


Abbildung 61: Cashflow Vergleich PV- Investition mit und ohne Batterie - Strompreissteigerung 3,6 %

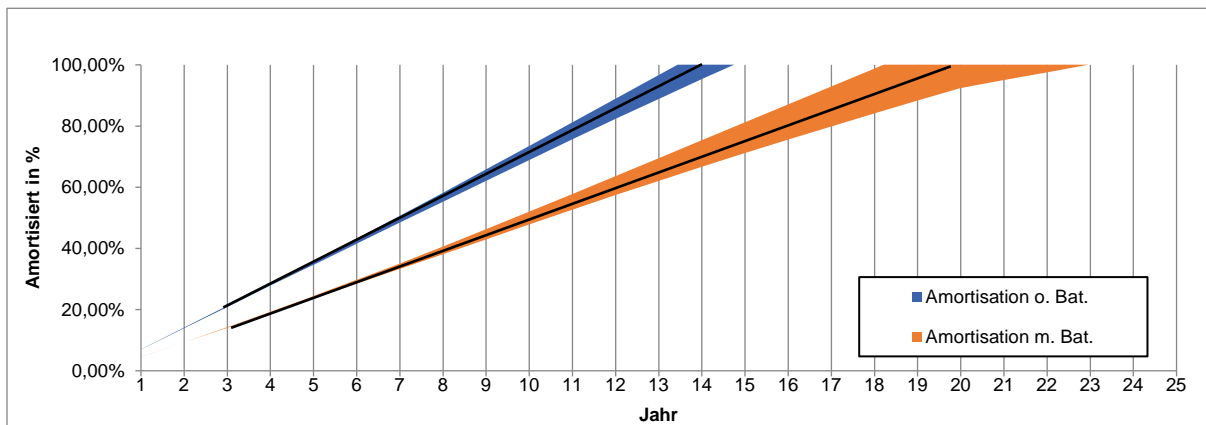


Abbildung 62: Dynamische Amortisation - ohne Batterie (Blau) - mit Batterie (Orange) – 2,0 % Strompreissteigerung (schwarze Linie)

In Tabelle 42 sind die Berechnungen für die Kapitalwertmethode und die absoluten Zahlen der Amortisationsrechnung aufgeführt. Dabei lässt sich erkennen, dass die Investition in eine Batterie nicht von Vorteil ist und sogar im schlimmsten Fall sich erst nach der Investitionsdauer von 20 Jahren, also der Lebensdauer der Batterie, amortisieren würde. Dies hieße also, dass durch die Investition Verlust gemacht wird. Außerdem ist die Investition mit Batterie sehr abhängig von der tatsächlichen Strompreisentwicklung. Die Anteile der Bruttoeinnahmen, können in den beiden Tortendiagrammen in Abbildung 63 nachvollzogen werden.

Tabelle 42: Ergebnisse Wirtschaftlichkeitsrechnung – Prosumerausbau

Parameter		Ohne Batterie	Mit Batterie
Amortisationsdauer bei Strompreissteigerung	0,4 %	14,75 Jahre	22,96 Jahre
	2,0 %	14,11 Jahre	19,78 Jahre
	3,6 %	13,44 Jahre	18,20 Jahre
Kapitalwert bei Strompreissteigerung	0,4 %	4.434 €	-1.716 €
	2,0 %	5.556 €	245 €
	3,6 %	7.033 €	2.405 €

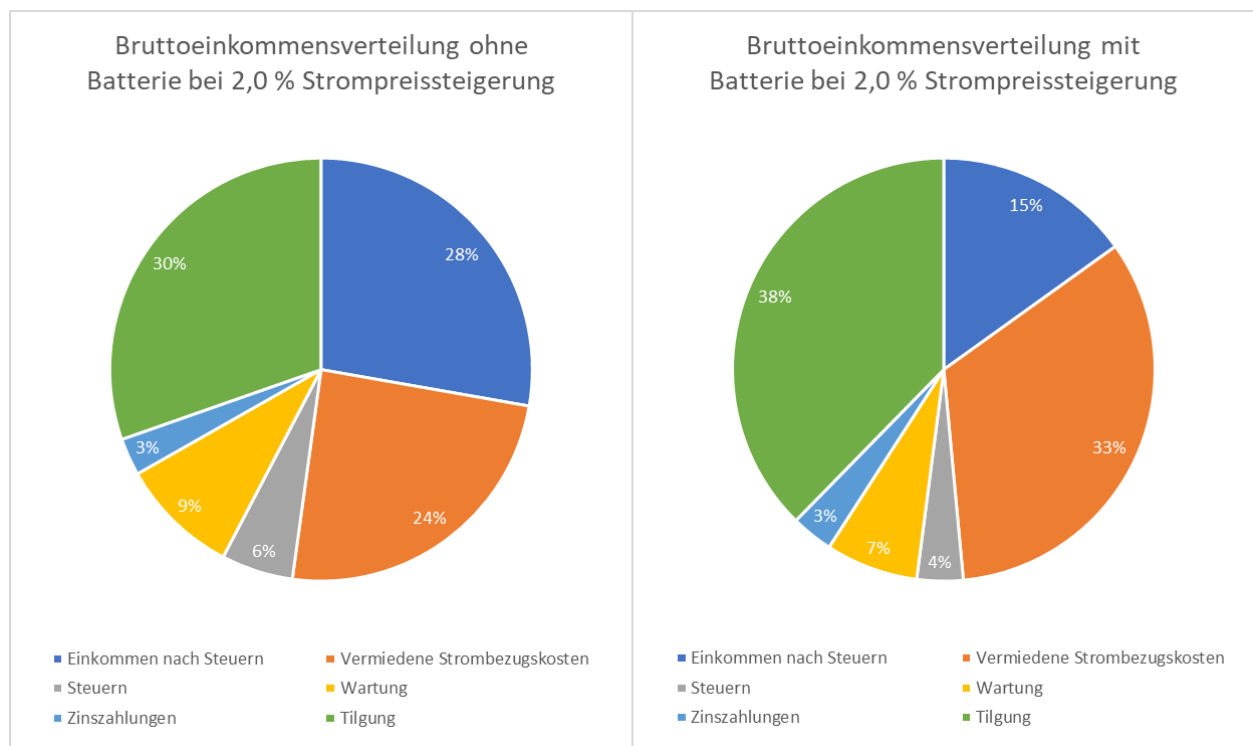


Abbildung 63: Bruttoeinkommensverteilung bei 2,0 % Strompreissteigerung

Das zuvor betrachtete System ist auf die Maximierung des Autarkiegrades ausgelegt. Dies führt dazu, dass die PV Anlage mit Batteriesystem sich innerhalb der Lebensdauer der Batterie nicht amortisiert. Deshalb das System unter Verwendung der halben Kapazität Neuberechnet und die Amortisationsdauer für diesen Fall in Abbildung 64 dargestellt. In diesem Fall führt die Finanzierung unabhängig von der Strompreissteigerung zu keinem Verlust, da das System sich innerhalb der 20 Jahre amortisiert. Der Nachteil daran ist jedoch, dass der Autarkiegrad des Haushaltes von 83,63 % auf 77,60 % verringert. Im Vergleich, zur Verwendung keiner Batterie besitzt der Haushalt lediglich einen Autarkiegrad von 45,09 %. Die halbe Kapazität zu verwenden trägt leistet nicht den maximalen Beitrag zum Gesamt autarkiegrad des Ortes, es ist jedoch ein

guter Kompromiss, denn die Halbierung führt zu keinen direkten Kosten und senkt den Autarkiegrad nur um 6 Prozentpunkte anstatt um fast 39 Prozentpunkte.

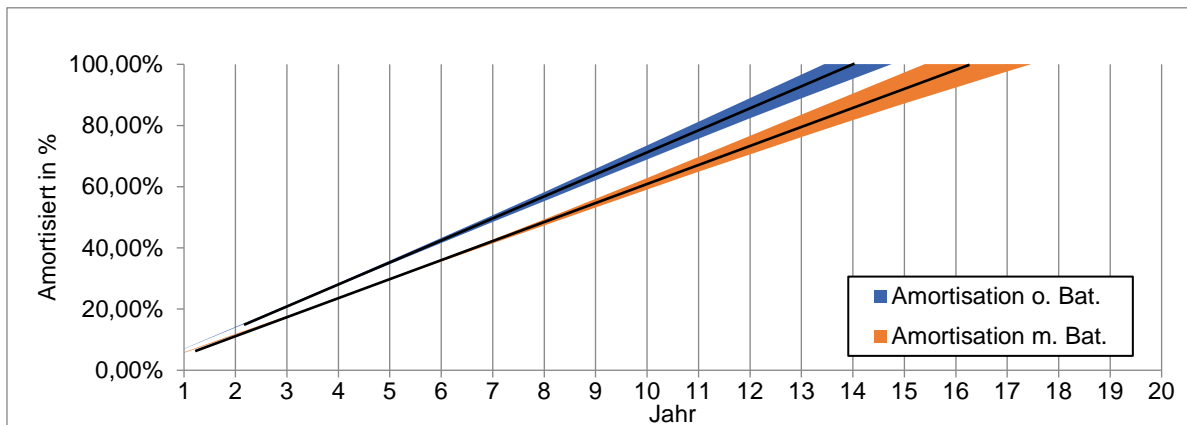


Abbildung 64: Amortisation - ohne Batterie (Blau) - mit Batterie mit halber Kapazität (Orange) – 2,0 % Strompreissteigerung (schwarze Linie)

6.2 Erweiterung um einen Batteriespeicher

Dieses Fallbeispiel bezieht sich auf das Simulationsszenario aus Kapitel 5.1, bei dem ein Batteriespeicher zu einer bereits vorhandenen PV-Anlage dazu installiert wurde. Bei dieser Betrachtung wird eine Anlage herangezogen, die den Mittelwert der Anlagen aus Dörpum repräsentiert. Mit Hilfe des gewichteten Mittelwertes, werden das mittlere Inbetriebnahme-Datum und die mittlere Anlagenleistung berechnet. Es ergibt sich, dass die mittlere Anlage im November 2011 erbaut wurde und eine Nennleistung von circa 47 kWp besitzt. Zu dieser Anlage wird ein Batteriespeicher mit einer Kapazität von 9,7 kWh dazu installiert und simuliert. Die Jahresenergiemengen, sowie die Konfiguration des simulierten Systems werden in Tabelle 43 aufgeführt. Die EEG-Umlage auf den selbstverbrauchten Strom entfällt für diesen Fall ebenfalls, da diese nur für Anlagen nach dem EEG14, also Anlagen mit dem Inbetriebnahme-Datum ab dem Jahr 2014, fällig wird.

Tabelle 43: Systemdaten - Nachrüstung des Batteriespeichers

PV-Parameter	Wert	
Inbetriebnahme Datum	01.11.2011	
Installierte PV-Leistung	46,95 kWp	
Kosten pro installierter Leistung (Netto)	2.024,25 €/kWp	[76, 81]
Nettoinvestitionssumme	14123,20 €	
Umsatzsteuer (19 % von Nettoinvestition)	0,00 €	
Bruttoinvestitionssumme	14123,20 €	
Jährliche Betriebskosten in %	1,50 %	[77]
Angenommene Moduldegradation	0,8 %	K. 3.3.1
EEG-Vergütung	0,126 €/kWh	[78]
Photovoltaikertrag pro Jahr	48.147,55 kWh	
Einspeisung pro Jahr (ohne / mit Batterie)	46.150,48 kWh / 44.297,04 kWh	
PV-Eigenversorgung pro Jahr	1997,07 kWh	
Batterie-Parameter	Wert	
Inbetriebnahme Datum	01.01.2018	
Zellentyp	Lithium-Eisenphosphat (LFP)	
Installierte Nenn- / Nutzkapazität	10,78 / 9,7 kWh (90 % DoD)	
Ladeleistung	5,00 kW	[75]
Entladeleistung	4,60 kW	[75]
Übergang (CC/CV)	95 %	Kapitel 2.3.1
Wirkungsgrad (Laden / Entladen)	95 % / 96 %	[20]
Kosten pro installierter Nennkapazität (Netto)	851,85 €/kWh	[20]
Nettoinvestitionssumme	10.193,32 €	
Umsatzsteuer (19 % von Nettoinvestition)	0,00 €	
Bruttoinvestitionssumme	10.193,32 €	
Jährliche Betriebskosten	0 %	[79]
Angenommene Kapazitätsdegeneration	3 % (max. 20% nach 10 Jahren)	[20, 24]
EEG Vergütung auf Eigenverbrauch	0,1096 €/kWh	§33 EEG12
Ladeenergiemenge pro Jahr	1853,44 kWh	
Batterie-Eigenversorgung pro Jahr	1704,57 kWh	

Für dieses Beispiel wird ebenfalls auf die Kleinunternehmerregelung nach §19 UstG verzichtet und die steuerlichen Berücksichtigungen, unter Verwendung eines persönlichen Steuersatzes von 30 %, wie in Kapitel 2.4.2 durchgeführt. Zwischen den Jahren 2009 und 2012 gab es für den Verbrauch von selbstproduziertem Strom zusätzlich eine EEG-Vergütung nach § 33 Absatz 2 des EEG 2009 und EEG 2012. Somit wird der Batteriespeicher auch gewerblich genutzt, was die Rückerstattung der Umsatzsteuer auf den Investitionsbetrag beinhaltet. Da die PV Anlage eine Nennleistung größer 30 kWp besitzt, kann das KfW Programm 275 nicht in Anspruch genommen werden, weshalb das Programm 270 verwendet wird. Aus dem gleichen Grund gilt das auch für den Batteriespeicher.

Die Parameter für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sind in Tabelle 44 aufgeführt.

Tabelle 44: Parameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnung: Prosumerausbau

Parameter	Wert	Herkunft
Investitionsdauer der Batterie	20 Jahre (von 2018 bis 2038)	
Kalkulatorischer Zinssatz (nur PV)	2,42 % (KfW 270 Stand: 2011)	[80]
Kalkulatorischer Zinssatz (nur Batterie)	1,26 % (KfW 270 Stand 2018)	[42]
Strommarktwert (Entwicklung)	6,6 (bis 2030); 7,45 (bis 2050) Cent/kWh pro Jahr	K 2.4.3
Strombezugskosten (Historik)	Siehe Anhang B	K 2.4.3
Strombezugskosten (Entwicklung)	0,417 % - 3,597 % pro Jahr	K 2.4.3

Da bei dieser Investition jedoch zwei Fremdkredite zu anderen Zeitpunkten – 2011 für die PV-Anlage und 2018 für die Batterie – aufgenommen werden und die Zinssätze unterschiedlich sind, wird die Kapitalwertmethode hier nicht durchgeführt. Zur Abschätzung des Verlustes oder des Zugewinnes des Batteriespeichers, wird der Unterschied der Rückflüsse, über die Investitionsdauer der Batterie von 20 Jahren, im Vergleich zu der gleichen PV-Anlage ohne Batterie, betrachtet.

In Abbildung 65 und Abbildung 66 sind die Cashflow-Diagramme zu beiden Strompreissteigerungsraten zu sehen. Dabei ist das Jahr 8, das Jahr der Investition in das Batteriesystem zu der PV Anlage und Jahr 27 das Ende der Investitionsbetrachtung. Es lässt sich erkennen, dass bis zum Wegfall der EEG-Vergütung im 21. Jahr, die Batterie kaum Ersparnisse gegenüber dem reinen PV System einbringt. Jedoch nach dem 20. Jahr die erhöhte Vermeidung der Strombezugskosten dem leicht entgegenwirkt.

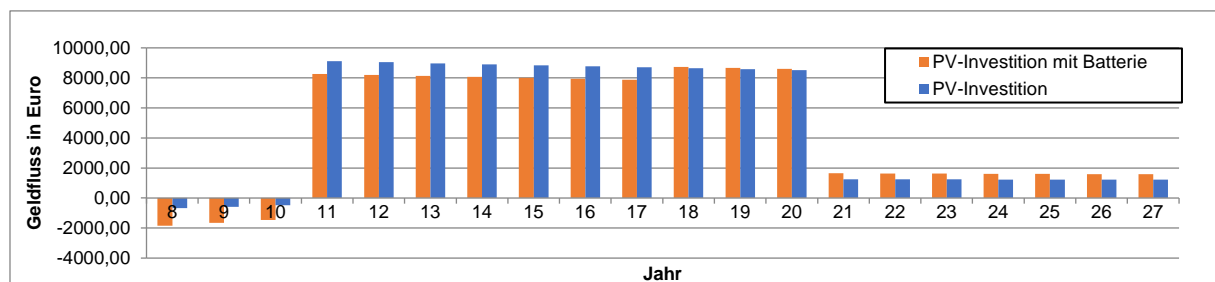


Abbildung 65: Cashflow Vergleich PV- Investition mit und ohne Batterie - Strompreissteigerung 0,4 %

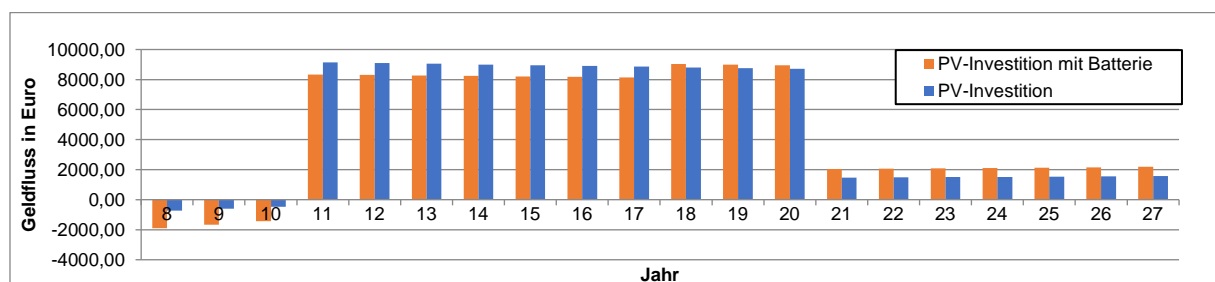


Abbildung 66: Cashflow Vergleich PV- Investition mit und ohne Batterie - Strompreissteigerung 3,6 %

Die quantitativen Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung sind in Tabelle 45 aufgeführt. Hierbei handelt es sich um den Vergleich der Rückflüsse während der Betriebsphase der Batterie und die kumulierte Amortisation der Batterieinvestitionskosten nach 20 Jahren. Man kann erkennen, dass sich durch die Investition kein wirtschaftlicher Vorteil ergibt, allerdings erkennt man an der positiven Rückflusssumme, dass mit der Gesamtinvestition von PV Anlage und Batteriespeicher zumindest kein Verlust gemacht wurde.

Tabelle 45: Ergebnisse Wirtschaftlichkeitsrechnung – Summe der Rückflüsse – Nachrüstung des Batteriespeichers

Parameter	Ohne Batterie	Mit Batterie	Unterschied	Amortisiert in %
Strompreissteigerung				
0,4 %	96.191,89	90.427,18	5.764,71	37,21 %
2,0 %	97.721,98	93.141,89	4.580,08	50,11 %
3,6 %	99.723,86	96.643,21	3.080,65	66,44 %

7. Verallgemeinerung der Vorgehensweise

Die Modellierung von Lastflüssen in Ortsnetzen erfordert je nach Anforderung an den Untersuchungsrahmen unterschiedliche Detailtiefen. Sollen, wie in der vorhergehenden Untersuchung zum Netz Dörpum, einzelne Netzteilnehmer, wie Haushalte, in den Simulationsszenarien mitbetrachtet werden, erfordert dies Zeitreihen in Form von Leistungsprofilen dieser Netzteilnehmer. Generell bietet sich dafür real gemessene Profile am besten an. In den meisten Fällen liegen jedoch keine Messwerte aller Netzteilnehmer über größere Zeiträume, wie Monate oder Jahre, vor. Deshalb ist es notwendig charakteristische Netzteilnehmer, wie einen Haushalt, ein Gewerbe oder auch eine Photovoltaikanlage mit einem, für diesen Netzteilnehmer typischen, Profil zu modellieren. In Abbildung 67 wird die Herleitung einer Leistungszeitreihe eines Netzteilnehmers zusammengefasst. Gegebenenfalls besteht neben dem Leistungsprofil des Verbrauchs, zusätzlich ein Leistungsprofil der Erzeugung. Durch Subtraktion, der Erzeugungskurven von der Verbrauchskurve, muss dann das Summenleistungsprofil gebildet werden.

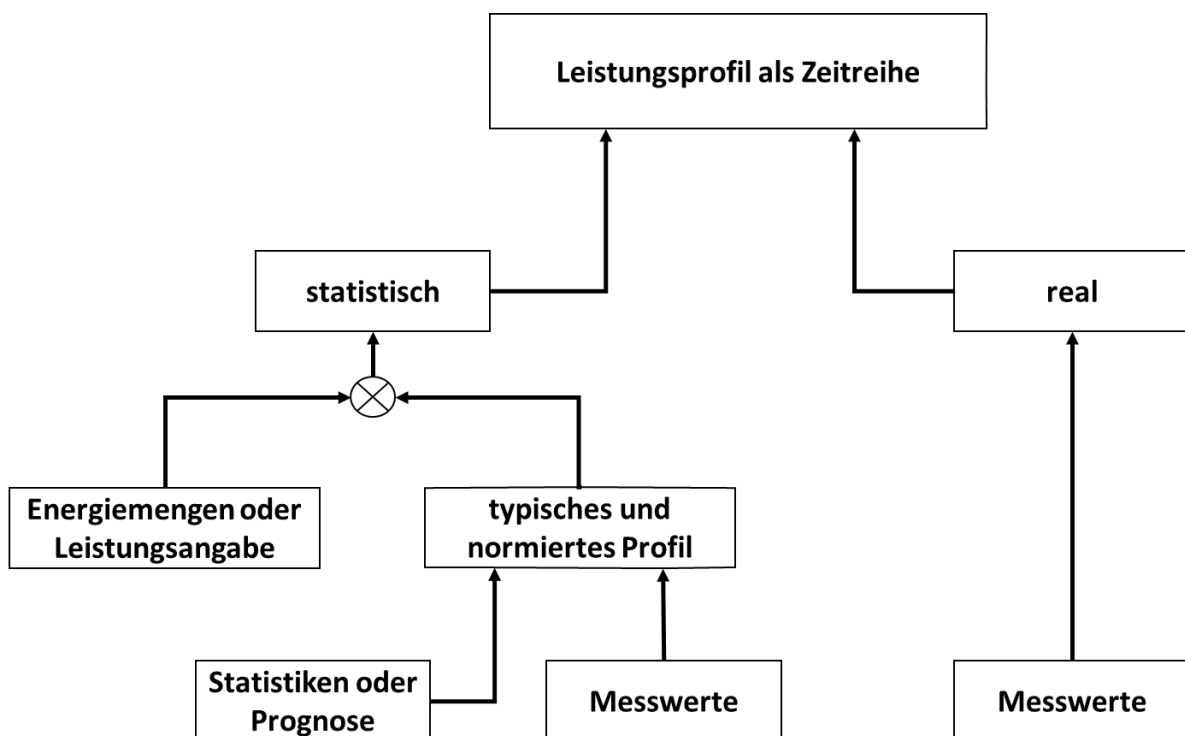


Abbildung 67: Erstellung der Leistungszeitreihe eines Netzteilnehmers

Es bestehen zwei Möglichkeiten die Leistungszeitreihe zu erstellen. Entweder unter Verwendung tatsächlich gemessener Zeitreihen zu einem gewünschten Betrachtungszeitraum oder mit Hilfe von typischen Profilen, die den Leistungsverlauf innerhalb des Betrachtungszeitraumes repräsentieren. Letzteres ist besonders hilfreich, wenn viele Netzteilnehmer des gleichen Typs

existieren. Durch Skalierung des typischen normierten Profils mit Energiemengen oder Nennleistungsangaben, können so individuelle Leistungszeitreihen erstellt werden. Dies reduziert den Aufwand das tatsächliche Profil eines jeden Netzteilnehmers zu identifizieren. Dieses Verfahren ist zum Beispiel gängig zur Prognose von Lastgängen von Haushalten, Gewerbe oder Landwirtschaft mit Hilfe des Standardlastprofilverfahren. Ein anderes Beispiel ist die Verwendung einer gemessenen Zeitreihe einer Photovoltaikanlage, um ein orts- und zeitspezifisches Erzeugungsprofil für alle Anlagen des Ortes zu erstellen. Diese Methode verwendet ebenfalls Messwerte, es wird allerdings nur die Messung von einer Referenzanlage benötigt, was den Aufwand stark reduziert. Sollten keine direkten Leistungsmesswerte oder bereits vorhandene Profile vorliegen, müssen diese Profile aus anderen Quellen bezogen werden. Zum Beispiel kann das Profil einer Windenergieanlage, mit Hilfe von Winddaten und der Leistungscharakteristik der Anlage, hergeleitet werden. Ähnlich kann auch das Erzeugungsprofil einer Photovoltaikanlage mit den Solareinstrahlungsdaten eines Pyranometers und dem Wirkungsgrad der Anlage erstellt werden. Bei Haushalten bietet sich zur alternativen Erstellung des Lastprofils, ein Load-Profile-Generator an, der mit den sozioökonomischen Daten des Ortes konfiguriert wird. Sollten diese Daten ebenfalls nicht vorhanden sein, können diese mit Hilfe von Statistiken, für die Region, herangezogen werden.

Als Alternative zur detaillierten Darstellung der Netzelemente, können auch Cluster ähnlicher Netzteilnehmer erstellt werden. So können mehrere Netzteilnehmer zu einem Element zusammengefasst werden und über ein typisches Profil abgebildet werden. Die Skalierung des Profils erfolgt dann über die angenommene Energiemenge der zusammengefassten Teilnehmer. Diese Methode vereinfacht zwar den Netzaufbau und die Herleitung von Daten, macht jedoch Detailbetrachtungen, wie die Verwendung verschiedener Photovoltaik-Anlagen oder die Verwendung von Batteriespeichern auf Netzelementebene, unmöglich.

8. Diskussion

Durch die Modellierung des Netzes Dörpum, ist es möglich das Potenzial von Batteriespeichern und Anlagen der erneuerbaren Energien abzuschätzen.

Die Untersuchungsfälle ergeben, dass sich die reine Erweiterung bereits vorhandener Photovoltaikanlagen mit einem Batteriespeicher positiv auf den Autarkiegrad der Betreiber auswirkt und sich aufgrund der hohen Nennleistung der Anlagen sogar Autarkiegrade erzielen lassen, die weit über 80 Prozent liegen. Außerdem sinkt die maximale, momentane Einspeiseleistung durch netzdienlich betriebenen Speicher. Im Falle des Beispielhaushaltes schafft der Batteriespeicher eine Reduzierung der Einspeisespitzen von bis zu 8,5 %. Dies verringert die benötigte Netzkapazität und verringert den nötigen Netzausbau. Der Beitrag zum Autarkiegrad des gesamten Ortsnetzes ist jedoch nicht signifikant, da die verwendeten Batteriespeicher auf die Eigenverbrauchsmaximierung ausgelegt sind und nicht zur Versorgung des Energiebedarfs des Netzes verwendet werden. Der Autarkiegrad des Ortsnetzes ließe sich demnach also weiterhin erhöhen, wenn die Prosumerbatterien auf die hohe Photovoltaikleistung des Prosumers und nicht auf den Eigenverbrauch ausgelegt werden und andere Netzteilnehmer mitversorgen.

Eine Verwendung von Eigenverbrauchsanlagen im Ortsnetz hat nur bei hohen Prosumerzahlen größere Auswirkungen auf den Autarkiegrad, weshalb sich ein Untersuchungsszenario mit dem Prosumerausbau befasst. Mit dem Anteil des Energiebedarfes der Haushalte in Dörpum von circa 67 Prozent, lässt sich, durch einen vollen Ausbau von Prosumern mit eigenbedarfsoptimierten Anlagen, der Autarkiegrad des Netzes um rund 26 Prozentpunkte erhöhen, dabei wird der gesamte Netzbezug um 53 % reduziert.

Mit Hilfe der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Investition der Einwohner in Batteriespeichersysteme, ergibt sich, dass sich die Batteriespeicher für den einzelnen Prosumer, unter den angenommenen Bedingungen, nicht lohnen, da die zusätzlichen Erträge durch die Strombezugskostenvermeidung, die Anschaffungskosten der Batterie nicht ausgleichen. Durch die Erhöhung des gesamten Autarkiegrades ergeben sich aber Vorteile für das gesamte Netz Dörpums, wie die Reduzierung der maximalen Einspeiseleistung durch einzelne Netzteilnehmer und die Unabhängigkeit zum Verteilnetzbetreiber. Es müssen also Geschäftsmodelle entstehen, bei denen sich deutliche Vorteile für den einzelnen Prosumer ergeben, wenn dieser in einen Batteriespeicher investiert und somit das Netz entlastet.

Die Verwendung eines Ortsnetz-Batteriespeichers, bei der aktuellen Durchdringung von PV-Anlagen, kann bereits den Autarkiegrad des Ortes um 37 Prozentpunkte auf 83 % anheben und

übertrifft damit den Prosumerausbau. Außer in den Monaten von März bis September, besitzt der Ort sogar eine annähernd vollständige Leistungsautarkie. Der jährliche Bezug von Energie aus dem übergeordneten Stromnetz verringert sich um ungefähr 68 %. Die Kosten für ein Vanadium-Redox-Flow-Speicher liegen zwischen 600 und 1.200 € pro kWh [82]. Bezogen auf die verwendete Kapazität von 2.200 kWh, liegen die Gesamtkosten also zwischen 1,3 – 2,6 Millionen Euro. Somit betragen die Kosten pro Prozentpunkt an Autarkie des Ortsnetzes für diesen Study Case ungefähr 35.700 €. Im Vergleich dazu beträgt der Investitionsaufwand des Prosumerausbau um 137 Teilnehmer inklusive der Batteriespeicher, überschlägig 3,2 Millionen Euro mit einer Einzelinvestitionssumme von circa 24.000 Euro. Die Investition in einen Ortsnetzspeicher ist demnach also vorzuziehen, wenn die Beteiligung, der Einwohner an dem Prosumerausbau, nicht sehr hoch ist.

Weiterhin können die Gesamtsystemkosten der Batterie verringert werden, wenn diese in Verbindung mit einer Windenergieanlage betrieben wird. Die Windenergieanlage sorgt für eine zusätzliche Erhöhung des Direktverbrauchs und lässt deshalb eine kleinere Dimensionierung der Ortsnetzbatterie zu. Alleine durch eine 1 MW Windenergieanlage, kann der Autarkiegrad des Ortsnetzes um 33 Prozentpunkte erhöht werden und der Netzbezug von Energie um 62 %. Durch die Verwendung eines zusätzlichen Ortsnetzspeichers mit Lithium-Ionen-Technologie und einer Kapazität von 560 kWh, kann der Autarkiegrad weiterhin um 12 Prozentpunkte erhöht sowie der Bezug von Energie um 84 % reduziert werden. Die Kosten für Lithium-Ionen Systeme liegen bei ca. 1.000 € pro kWh [17, 20]. So ergeben sich circa 48.000 € Investitionskosten pro Autarkiegrad. Da bei diesem Untersuchungsfall jedoch mehr Wert auf die Erhöhung des Direktverbrauchs gelegt wird, ist im Vergleich zu der Verwendung der großen Ortsnetzbatterie, die vollständige Leistungsautarkie in keinem Monat gegeben. Die Anteile am Autarkiegrad verteilen sich mehr auf die Wintermonate.

Unter Verwendung der Blockheizkraftwerke in Dörpum, kann bereits jetzt schon die vollständige Autarkie erzielt werden. Durch die netzgeführte Fahrweise und der hohen Leistungsfähigkeit, ist genug Erzeugung vorhanden, um den Energiebedarf Dörpums in jedem Monat zu decken. Dies erfordert allerdings eine annähernd hundertprozentige Verfügbarkeit der Anlage. Wartungen und der Einsatz des Biogases müssen so geplant sein, dass Ausfälle möglichst nur zur Sommerzeit und um die Mittagsstunden auftreten. Zu diesen Zeiten ist ausreichend Energie, durch die Photovoltaikanlagen Dörpums, vorhanden (vgl. Abbildung 24 aus Kapitel 3.4).

Aufgrund der in der Arbeit verwendeten Methoden zur Herleitung fehlender Verbrauchs- und Erzeugerinformation, lässt sich die Vorgehensweise ebenfalls auf andere Orte übertragen.

9. Ausblick

In dieser Arbeit konnte der Beitrag von stationären Batteriespeichern zum Autarkiegrad des Ortsnetzes und einzelner Prosumer gezeigt werden. Hausspeicher lohnen sich aus heutiger Sicht, aufgrund der hohen Investitionskosten, noch nicht im Vergleich zum Betrieb einer PV-Anlage ohne Speicher. Die Entwicklung des Preises für Lithium-Ionen-Batterien, zeigt jedoch eine stark fallende Tendenz. So ist der Preis pro Kilowattstunde von 2011 bis 2015, innerhalb von vier Jahren um 33 % gesunken. Bis zum Jahr 2020 wird laut VDMA mit einer weiteren Reduzierung des Preises um 39 % gerechnet [83]. Bei anhaltender Preissenkung und weiter steigendem Strompreis, könnten Lithium-Ionen Hausspeicher schon bald deutlich wirtschaftlicher werden. Neben der erwarteten Verbesserung der Wirtschaftlichkeit, ergeben sich auch für das gesamte Ortsnetz Vorteile durch die Reduzierung von Leistungsspitzen. In dieser Arbeit konnte bereits gezeigt werden, dass sich durch das einspeiseorientierte Laden des Batteriespeichers, eine Reduzierung der maximalen Einspeiseleistung von Prosumern ergibt. Diese Ziele können für das gesamte Ortsnetz ebenfalls mit der Hilfe einer Steuerung erfolgen, die den gesamten Zustand des Netzes überwacht und dem entsprechend einzelne Batterie zum Laden auffordert oder dies verhindert. Dies kann über eine Erweiterung des Ortsnetzmodelles entweder mit einer zentralen Steuereinheit, wie einem sogenannten Energy-Hub, oder dezentral, über ein Multi-Agenten-System, mit Agenten bei jedem Prosumer, geschehen.

Im Bereich der Ortsnetzspeicher ist ebenfalls mit einer Senkung der Investitionskosten zu rechnen. Während sich der Preis für Lithium-Ionen Speicher immer weiter reduziert, wird im Bereich der Redox-Flow-Batterien nach geeigneteren Materialien für den Elektrolyten gesucht. Aktuell ist das Vanadium, aus dem der Elektrolyt besteht, der Grund dafür, dass die Redox-Flow-Batterie teurer ist als die Lithium-Ionen-Batterie. Am CEEC Jena wurde jedoch bereits ein Elektrolyt entwickelt, der aus einem elektrisch aktiven Kunststoff besteht und somit deutlich geringere Investitionskosten besitzt [84]. Laut dem Direktor des CEEC, zitiert in [85], betragen die Kosten dieser Redox-Flow-Batterie bereits heute 1.000 Euro pro Kilowattstunde, mittelfristig seinen sogar circa 500 Euro pro Kilowattstunde möglich. In diesem Fall liegen die Kosten für Redox-Flow-Batterien, deutlich unter denen von Lithium-Ionen-Speichern.

Als Alternative zum Batteriespeicher, können auch andere Speicherarten verwendet werden, um die Energie aus den Photovoltaikanlagen zu späteren Zeitpunkten oder in einer anderen Form zu verwenden. Beispielsweise könnte ein weiterer Study Case die Verwendung eines Power-to-Gas Systems betrachten. Hierbei werden die Überschüsse aus PV-Anlagen dazu verwendet, Wasserstoff oder Methan zu produzieren. Aus diesen Energieträgern kann dann wiederum zu erzeugungsarmen Zeiten zur Erzeugung elektrischer Energie verwendet werden. Eine weitere Möglichkeit zur Steigerung des Autarkiegrades und der Erhöhung des Eigenverbrauchs, lässt sich außerdem durch die sogenannte „Sektorkopplung“ ermöglichen, bei der das elektrische Energienetz mit dem Wärmenetz gekoppelt wird. Dazu wird zusätzlich zum elektrischen Modells Dörpum dieser Arbeit, ebenfalls eine Modellierung des Wärmenetzes benötigt. Neben der Verwendung von stationären Speichern, sind die mobilen Speicher der Elektromobilität, ebenfalls eine Möglichkeit zur Erhöhung des Autarkiegrades. Das Ziel der Bundesregierung, Leitmarkt und Leitanbieter für Elektromobilität zu sein, sieht vor bis zum Jahr 2020 eine Million Elektrofahrzeuge auf den Straßen Deutschlands zu haben [86]. Somit besteht das Potenzial, dass auch für Dörpum in Zukunft nutzbare Batteriespeicher aus Elektroautos im Ortsnetz verfügbar sind. Eine Erweiterung des Modelles dieser Arbeit um Elektroautos, ermöglicht die Erstellung weiterer Study Cases, um die Auswirkungen von Elektromobilität auf den Autarkiegrad des Netzes von Dörpum zu analysieren.

In dieser Arbeit, wurde aufgrund von Mängel exakter Daten, auf heuristische Methoden zur Gewinnung von Daten zurückgegriffen. Dies ermöglicht zum einen die einfache Übertragbarkeit der Vorgehensweise auf andere Siedlungsstrukturen, die ebenfalls eine Analyse des Potenzials zur Verbesserung des Autarkiegrades, durchführen wollen. Zum anderen aber beeinflusst der Mangel an tatsächlichen Lastgangdaten, die Genauigkeit des Modells. Daher empfiehlt es sich, für konkrete Umsetzungskonzepte, repräsentative Leistungsprofile für Erzeuger und Verbraucher im Netz durch Langzeitmessungen zu erstellen.

Die Infrastruktur zur Einbindung der Messdaten in das Matlab Modell wird in Abbildung 68 dargestellt. Zunächst müssen Messeinrichtungen, wie Smart Meter (SM), bei den einzelnen Netzteilnehmer vorhanden sein. Diese messen die Summenleistungsdaten, sowie andere Energiedaten, in zwei Richtungen, Erzeugung und Verbrauch. Die Daten werden über eine TCP/IP Schnittstelle, an ein Smart Meter Management System (SMMS) zur weiteren Verarbeitung und

der Darstellung der aktuellen Energiesituation, gesendet. Zur Einbindung der Daten und Simulation von Batteriespeichern oder weiterer Netzteilnehmer, muss eine Schnittstelle zum Matlab/Simulink-Modell aufgebaut werden. Hierbei kann eine sogenannte Middleware verwendet werden, die sowohl mit dem SMMS als auch mit Matlab kommunizieren kann. Das ermöglicht gleichzeitig die Einbindung mehrerer SMMS, zur Simulation in Matlab.

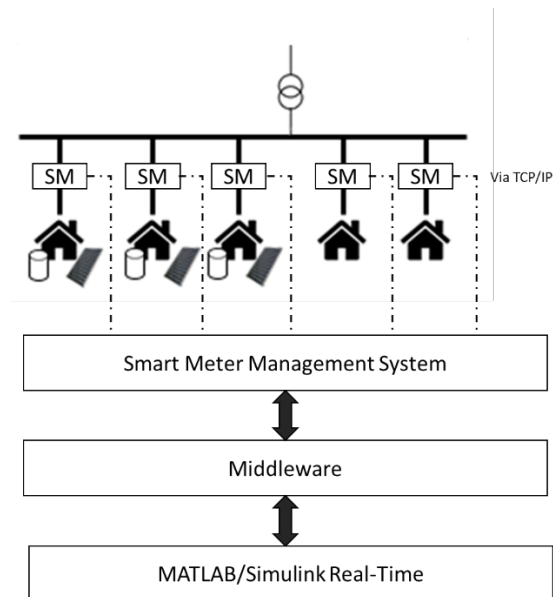


Abbildung 68: Infrastruktur Smartmeter Messung und Matlab Connectivity

10. Literaturangaben

- [1] Schleswig-Holstein.de: Versorgungsbeitrag der Erneuerbaren Energien, 2018.
https://www.schleswig-holstein.de/DE/Schwerpunkte/Energiewende/Daten/_documents/versorgungsbeitrag.html, abgerufen am: 30.04.2018
- [2] Lion Hirth und Inka Ziegenhagen: Wind, Sonne und Regelleistung, 2013.
https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/131000_Prognos_et_Ziegenhagen_Hirth_Regelleistung.pdf, abgerufen am: 30.04.2018
- [3] ABB, C. R. C.: Mikronetze. Wie Mikronetze dabei helfen, Kosten und Emissionen zu reduzieren und die Netzzuverlässigkeit zu verbessern, 2016.
https://library.e.abb.com/public/05a20c9240e142af8211df283a3c8fbf/38-40%203m6048_DE_72dpi.pdf, abgerufen am: 30.04.2018
- [4] Bundesnetzagentur: „Smart Grid“ und „Smart Market“. Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, 2011.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?__blob=publicationFile, abgerufen am: 30.04.2018
- [5] Dagmar Oertel: Energiespeicher – Stand und Perspektiven. Sachstandsbericht zum Monitoring »Nachhaltige Energieversorgung«, 2008. <https://www.tab-beim-bundestag.de/de/pdf/publikationen/berichte/TAB-Arbeitsbericht-ab123.pdf>, abgerufen am: 05.05.2018
- [6] Doleski, O. D.: Utility 4.0. Transformation vom Versorgungs- zum digitalen Energiedienstleistungsunternehmen. essentials. Wiesbaden: Springer Vieweg 2016
- [7] Strategiekreis Normungsroadmap: DIE DEUTSCHE NORMUNGSROADMAP. E-ENERGY / SMART GRID, 2010. <https://www.dke.de/resource/blob/780292/3ae72fe24a471344af49c56d9ef36265/dke-normungsroadmap-1-gerdata.pdf>, abgerufen am: 05.05.2018
- [8] Lampropoulos, I., Vanalme, G. M. A. u. Kling, W. L.: A methodology for modeling the behavior of electricity prosumers within the smart grid, 2010. <https://pdfs.semanticscholar.org/a3fe/bc5b7d2ddb68a6b227af0bd3bfe6b9b5dd9f.pdf>, abgerufen am: 02.05.2018
- [9] Nobis, P.: Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen, Technischen Universität München Dissertation. München 2016

- [10] Prof. Dr. Bernd Hirschl: Energie-Prosumer als Schlüsselement der Energiewende. <https://www.ioew.de/klima-und-energie/ioew-prosumer-modell/>, abgerufen am: 05.05.2018
- [11] Thomas Kaschub: Batteriespeicher in Haushalten unter Berücksichtigung von Photovoltaik, Elektrofahrzeugen und Nachfragesteuerung, Dissertation. Karlsruhe 2017
- [12] Annedore KANNGIESSER: Optimierte Netz- und Marktintegration von Windenergie und Photovoltaik durch Einsatz von Energiespeichern. http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-1804449.pdf, abgerufen am: 02.05.2018
- [13] Raphael Hollinger: Speicherstudie 2013. Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei Förderung von objektgebunden elektrochemischen Speichern, 2013. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Speicherstudie2013_Kurzzusammenfassung_FINAL.pdf, abgerufen am: 02.05.2018
- [14] Dr. Renate Höfer-Zygan: Smart Grid Communications 2020. Fokus Deutschland, 2011. https://www.esk.fraunhofer.de/content/dam/esk/dokumente/SmartGrid_Studie_dt_web_neu.pdf, abgerufen am: 05.05.2018
- [15] BMWI: § 1 EEG 2017 - Zweck und Ziel des Gesetzes. 2000
- [16] Sterner, M. u. Stadler, I.: Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg 2014
- [17] Jan Figgenger, e. a.: Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0, 2017. http://www.bves.de/wp-content/uploads/2017/07/Speichermonitoring_Jahresbericht_2017_ISEA_RWTH_Aachen.pdf, abgerufen am: 06.04.2018
- [18] Pawel, I.: The Cost of Storage – How to Calculate the Levelized Cost of Stored Energy (LCOE) and Applications to Renewable Energy Generation. Energy Procedia 46 (2014), S. 68–77
- [19] Johannes Weniger, Joseph Bergner, Tjarko Tjaden u. Volker Quaschnig: Solarspeicherstudie: Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende. <https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2015/05/HTW-Berlin-Solarspeicherstudie.pdf>, abgerufen am: 14.02.2018
- [20] C.A.R.M.E.N. e.V.: Marktübersicht für Batteriespeichersysteme, 2017. https://www.carmen-ev.de/files/Sonne_Wind_und_Co/Speicher/Markt%C3%BCbersicht-Batteriespeicher_2017.pdf, abgerufen am: 14.02.2018

- [21] Dr. Axel Thielmann: Gesamt-Roadmap Stationäre Energiespeicher 2030.
<http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/t/de/publikationen/GRM-SES.pdf>, abgerufen am: 05.05.2018
- [22] Kim, C.: A Brief Cobalt Primer, 2016. <https://palisade-research.com/wp-content/uploads/2016/10/2016.10.26-Palisade-Research-Cobalt-Final.pdf>, abgerufen am: 14.04.18
- [23] Ehsan Rahimzei, Kerstin Sann u. Dr. Moritz Vogel: Kompendium: Li-Ionen-Batterien. Grundlagen, Bewertungskriterien, Gesetze und Normen. <https://www.dke.de/resource/blob/933404/fa7a24099c84ef613d8e7afd2c860a39/kompendium-li-ionen-batterien-data.pdf>, abgerufen am: 14.04.2018
- [24] sonnen GmbH: Herstellergarantie sonnenBatterie, 2018. https://sonnenbatterie.de/sites/default/files/20180219_herstelligarantie_sonnenbatterie_clean_copy_v1.pdf, abgerufen am: 27.03.2018
- [25] Dr. Axel Thielmann: Technologie-Roadmap Stationäre Energiespeicher 2030.
<http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/t/de/publikationen/TRM-SES.pdf>, abgerufen am: 05.05.2018
- [26] Borong Wu, Yonghuan Ren and Ning Li: LiFePO₄ Cathode Material, 2011.
http://cdn.intechopen.com/pdfs/18671/InTech-Lifepo4_cathode_material.pdf, abgerufen am: 14.04.18
- [27] Quaschnig, V.: Regenerative Energiesysteme. Technologie - Berechnung - Simulation ; mit ... 117 Tabellen und einer DVD. München: Hanser 2013
- [28] Cadex - Batteryuniversity: How do Battery Chargers Work?, 2016. http://batteryuniversity.com/learn/article/all_about_chargers, abgerufen am: 14.04.18
- [29] AA Portable Power Corp.: Datasheet - IFR18650EC 1.5Ah, 2012. <http://www.batteryspace.com/prod-specs/919-LFP-18650-1500.pdf>, abgerufen am: 14.04.18
- [30] A123System: APR18650M1A Datasheet, 2009. <http://www.batteryspace.com/prod-specs/6612.pdf>, abgerufen am: 14.04.18
- [31] Sony Energy Devices Corporation: US18650FT - Datasheet, 2014. http://www.produktinfo.conrad.com/datenblaetter/1400000-1499999/001436404-da-01-en-SONY_18650_LIFEPO4_AKKU_1100MAH.pdf, abgerufen am: 14.04.2018
- [32] Parasuraman, A., Lim, T. M., Menictas, C. u. Skyllas-Kazacos, M.: Review of material research and development for vanadium redox flow battery applications. *Electrochimica Acta* 101 (2013), S. 27–40

- [33] Schleswig-Holstein Netz AG: SmartRegion Pellworm: Eine Zukunftsregion mit verschiedenen Batteriespeichern im Smart Grid, 2016. http://www.smartregion-pellworm.de/fileadmin/smartregion/user_upload/161010_SmartRegion_Pellworm_Ergebnisse.pdf, abgerufen am: 05.05.2018
- [34] Jens Tübke, P. F.: Redox-Flow-Batterien – Technologie aus der Region. https://www.karlsruhe.ihk.de/blob/kaihk24/innovation/energie/AktuellesEnergie/3773972/b6ac2f49e4bf25d8a3989edd674c425b/RFB_Prof--Dr-Tuebke-data.pdf, abgerufen am: 15.04.18
- [35] Mark Moore*, Robert Counce, Jack Watson and Thomas Zawodzinski: A Comparison of the Capital Costs of a Vanadium Redox-Flow Battery and a Regenerative Hydrogen-Vanadium Fuel Cell. *Journal of Advanced Chemical Engineering* (2015)
- [36] Merei, G., Adler, S., Magnor, D., Leuthold, M. u. Sauer, D. U.: Multi-physics Model for a Vanadium Redox Flow Battery. *Energy Procedia* 46 (2014), S. 194–203
- [37] Blanc, C.: Modeling of a vanadium redox flow battery electricity storage system, 2009. https://infoscience.epfl.ch/record/129758/files/EPFL_TH4277.pdf, abgerufen am: 05.05.2018
- [38] Saft - Specialty Battery Group: Seanergy® battery system. High energy and high power Li-ion battery system, 2016. <https://www.saftbatteries.com/products-solutions/products/seanergy-battery-system?text=&tech=88&market=&sort=newest&submit=Search>, abgerufen am: 16.04.2018
- [39] Saft America Inc.: Saft Intensium Flex & Evolion. Lithium-Ion batteries for UPS, Switchgear and Telecom applications, 2016. http://www.primax-e.com/beta/brochure/Batt_Lithium_SEM_Primax2016.pdf, abgerufen am: 16.04.18
- [40] Seong, W. M., Park, K.-Y., Lee, M. H., Moon, S., Oh, K., Park, H., Lee, S. u. Kang, K.: Abnormal self-discharge in lithium-ion batteries. *Energy & Environmental Science* 11 (2018) 4, S. 970–978
- [41] Karmiris, G.: Peak Shaving Control Method for Energy Storage. http://www.sandia.gov/ess/EESAT/2013_papers/Peak_Shaving_Control_Method_for_Energy_Storage.pdf, abgerufen am: 05.05.2018
- [42] KfW Bankengruppe: KfW - Programm Erneuerbare Energien "Speicher" (275), 2017. [https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.pdf](https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.pdf), abgerufen am: 05.05.2018

- [43] Perridon, L., Steiner, M. u. Rathgeber, A. W.: Finanzwirtschaft der Unternehmung. Vah-
lens Handbücher der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften. München: Vahlen 2012
- [44] Kruschwitz, L.: Investitionsrechnung. Internationale Standardlehrbücher der Wirtschafts-
und Sozialwissenschaften. München: Oldenbourg 2009
- [45] Bayerisches Landesamt für Steuern: Hilfe zu Photovoltaikanlagen, 2015. [https://www.fi-
nanzamt.bayern.de/Informationen/Steuerinfos/Weitere_Themen/Photovoltaikanlagen/](https://www.finan-
zamt.bayern.de/Informationen/Steuerinfos/Weitere_Themen/Photovoltaikanlagen/),
abgerufen am: 04.04.2018
- [46] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: BDEW Strompreisana-
lyse Januar 2018, 2018. [https://www.bde-
w.de/media/documents/180109_BDEW_Strom-
preisanalyse_Januar_2018.pdf](https://www.bde-
w.de/media/documents/180109_BDEW_Strom-
preisanalyse_Januar_2018.pdf), abgerufen am: 04.04.2018
- [47] Jenny Winkler et al.: Analyse ausgewählter Einflussfaktoren auf den Marktwert Erneuer-
barer Energien, [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/leitstudie-
strommarkt_analyse-ausgewaehlter-einflussfaktoren-auf-den-marktwert-erneuerbarer-
energien.pdf?__blob=publicationFile&v=3](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/leitstudie-
strommarkt_analyse-ausgewaehlter-einflussfaktoren-auf-den-marktwert-erneuerbarer-
energien.pdf?__blob=publicationFile&v=3), abgerufen am: 27.03.2018
- [48] Lippe, P. v. d.: Deskriptive Statistik. UTB für Wissenschaft Uni-Taschenbücher Wirt-
schaftswissenschaften, Bd. 1632. Stuttgart: Fischer 1993
- [49] D'Agostino, R. B. u. Stephens, M. A.: Goodness-of-fit techniques. Statistics, Bd. 68.
New York, Basel: M. Dekker 1986
- [50] Crone, S. F.: Neuronale Netze zur Prognose und Disposition im Handel. Betriebswirt-
schaftliche Forschung zur Unternehmensführung, v.60. Wiesbaden: Gabler Verlag /
GWV Fachverlage GmbH Wiesbaden 2010
- [51] Thilo Jungkunz: Umsetzungskonzept Dörpum. Für eine regenerative Eigenstromversor-
gung der Ortschaft Dörpum, 2012. Auf Daten-CD
- [52] Bundesnetzagentur: Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen und
modernen Messeinrichtungen. MsbG. 2016
- [53] Noah Daniel Pflugradt: Modellierung von Wasser und Energieverbräuchen in Haushal-
ten, TU Chemnitz Dissertation. Chemnitz 2016
- [54] Statistisches Bundesamt: Zensus 2011 - Gebäude und Wohnungen / Bevölkerung am 9.
Mai 2011, Statistisches Bundesamt (Destatis) 2013. [https://www.destatis.de/DE/Presse-
Service/Presse/Pressekonferenzen/2013/Zensus2011/gwz_zensus2011.pdf;jsessio-
nid=BBF4B7155617995B7FC2915F62FA1993.InternetLive2?__blob=publicationFile](https://www.destatis.de/DE/Presse-
Service/Presse/Pressekonferenzen/2013/Zensus2011/gwz_zensus2011.pdf;jsessio-
nid=BBF4B7155617995B7FC2915F62FA1993.InternetLive2?__blob=publicationFile),
abgerufen am: 11.04.2018

- [55] co2online gGmbH: Stromspiegel für Deutschland 2017, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. 2017. https://www.stromspiegel.de/fileadmin/bilder/Stromspiegel/broschuere/Stromspiegel_2017_web.pdf, abgerufen am: 09.04.2018
- [56] BDEW: "Stromspiegel für Deutschland" aktualisiert, 2017. <https://www.bdew.de/energie/stromspiegel-fuer-deutschland-2017/>, abgerufen am: 10.04.2018
- [57] BMWI: Struktur der Warmwasserbereitstellung in privaten Haushalten in Deutschland nach Energieträger im Jahr 2015, Statista - Das Statistik-Portal. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/250404/umfrage/warmwasserbereitstellung-nach-energie-traeger-in-deutschen-haushalten/>, abgerufen am: 10.04.2018
- [58] Schleswig-Holstein Netz AG: Netznutzung, 2017. <https://www.sh-netz.com/de/energie-anschiessen/stromnetz/netznutzung.html>, abgerufen am: 10.04.2018
- [59] VDEW: Lastprofilverfahren zur Belieferung und Abrechnung von Kleinkunden in Deutschland. <https://www.allgaeunetz.com/download/vdewm022000lastprofilverfahren-zurbelieferungun.pdf>, abgerufen am: 10.04.2018
- [60] Felix Schnorr, H. H.: Erstellung von Lastprognosen für den elektrischen Strombedarf von Einfamilienhaushalten, 2014. <http://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2014/05/Schnorr-Hinze-2014-Erstellung-von-Lastprognosen.pdf>, abgerufen am: 10.04.2018
- [61] proKlima – Der enercity-Fonds: Informationen für das Friseurhandwerk, 2013. https://www.proklima-hannover.de/downloads/Unternehmen/Gewerbebroschueren/GewerbeInfos_Friseurhandwerk.pdf, abgerufen am: 10.04.2018
- [62] EHI Retail Institute: Stromverbrauch je Quadratmeter Verkaufsfläche im deutschsprachigen Einzelhandel in den Jahren 2013 und 2015 (in Kilowattstunden), Statista - Das Statistik-Portal. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/372110/umfrage/stromverbrauch-je-quadratmeter-verkaufsflaeche-im-deutschsprachigen-einzelhandel/>, abgerufen am: 10.04.2018
- [63] proKlima – Der enercity-Fonds: Informationen für Arztpraxen, 2013. https://www.proklima-hannover.de/downloads/Unternehmen/Gewerbebroschueren/GewerbeInfos_Arztpraxen.pdf, abgerufen am: 10.04.2018
- [64] Unabhängiges Institut für Umweltfragen e. V.: Energieberatung in den Kitas und Horten der Gemeinde Kleinmachnow, 2006. http://www.bik-kleinmachnow.de/editland/pdf/UfU_Kita_Energieberatung_2007.pdf, abgerufen am: 10.04.2018

- [65] Amt Mittleres Nordfriesland: Niederschrift - Einwohnerversammlung Bordelum. 2018. https://www.amnf.de/fileadmin/user_upload/dokumente/Bordelum/Protokolle/2018/NS__Einwohnerversammlung_Bordelum_vom_27.02.2018.pdf, abgerufen am: 10.04.2018
- [66] Schleswig-Holstein Netz AG: Veröffentlichung von Daten in Anlehnung an § 31 ARegV (Transparenzinformationen), 2018. <https://www.sh-netz.com/de/schleswig-holstein-netz/netzinformation/strom/veroeffentlichungen.html>, abgerufen am: 09.04.2018
- [67] Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume: Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien und daraus resultierende Entschädigungsansprüche in den Jahren 2010 bis 2015, 2016. https://www.schleswig-holstein.de/DE/Schwerpunkte/Energiewende/Strom/pdf/abregelungStrom.pdf?__blob=publicationFile&v=2, abgerufen am: 10.04.2018
- [68] DG Joint Research Centre: JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), 2016. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>, abgerufen am: 11.04.2018
- [69] EuPD Research: Leistungs- und Ertragsmessung von Solarmodulen und Modultests, 2009. https://www.eupd-research.com/fileadmin/ePaper/module/epaper/de/epaper/Download_DE.pdf, abgerufen am: 05.05.2018
- [70] Trina-Solar: TSM-PC05 Datenblatt, 2016. https://www.tauber-solar.de/files/downloads/datenblaetter/trina-solar-tsm-pc05/Datenblatt_TrinaSolar-PC05.pdf, abgerufen am: 06.04.2018
- [71] Q CELLS: Q CELLS Datenblatt - Q.PRO-G3 (Solarmodul), 2013. http://www.multiwatt.de/pdfs/Hanwha_Q_CELLS_Datenblatt_QPRO-G3_250-265_2013-03_Rev02_DE.pdf, abgerufen am: 15.04.2018
- [72] Bundesnetzagentur: Marktstammdatenregister, 2017. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/MaStR/MaStR_node.html, abgerufen am: 09.04.2018
- [73] Umspannwerk Dörpum GmbH: Umspannwerk Dörpum, 2014. <https://www.bwp-bordelum.de/unser-unternehmen/umspannwerk-d%C3%B6rpum/>, abgerufen am: 09.04.2018
- [74] Wind-Turbine-Models: AN Bonus 1000/54 - 1,00 MW - Windkraftanlage. <https://www.wind-turbine-models.com/turbines/396-an-bonus-1000-54>, abgerufen am: 09.04.2018

- [75] Alpha ESS: 20150724DE_Storion-S5 Datenblatt, 2015. https://dl.airtable.com/r1kwAceORJWDaawp7evv_20150724%20AlphaESS-Storion-S5-DE.pdf, abgerufen am: 20.04.18
- [76] EuPD Research: Photovoltaik-Preismonitor Deutschland, 2016. https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/user_upload/BSW_Preismonitor_Q1_2016.pdf, abgerufen am: 06.04.2018
- [77] Mertens, K.: Photovoltaik. Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis. München: Fachbuchverlag Leipzig im Carl-Hanser-Verlag 2015
- [78] Bundesnetzagentur: Archivierte EEG-Ver-gü-tungs-sät-ze und Daten-meldungen, 2018. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/ArchivDatenMeldgn/ArchivDatenMeldgn_node.html, abgerufen am: 06.04.2018
- [79] Christian Lorenz: Wirtschaftlichkeit Batteriespeicher. Berechnung der Speicherkosten und Darstellung der Wirtschaftlichkeit ausgewählter Batterie-Speichersysteme, 2014. http://www.ie-leipzig.com/010-dateien/referenzen/pdf/ie_2014-01-29_wirtschaftlichkeit-batteriespeicher_kurzexpertise.pdf, abgerufen am: 05.02.2018
- [80] KfW Bankengruppe: KfW - Programm Erneuerbare Energien "Standard" (270), 2017. [https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000000178-Merkblatt-270-274.pdf](https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000000178-Merkblatt-270-274.pdf), abgerufen am: 05.05.2018
- [81] BSW-Solar: Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche, 2012. https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/bsw_solar_fakten_pv.pdf, abgerufen am: 05.05.2018
- [82] Bundesverband Energiespeicher: FACT SHEET SPEICHERTECHNOLOGIEN. Vanadium Redox Flow Batterien, 2016. http://www.bves.de/wp-content/uploads/2016/03/FactSheet_chemisch_VanadiumRedoxFlow.pdf, abgerufen am: 05.05.2018
- [83] VDMA: Kostenentwicklung von Blei-Säure- und Lithium-Ionen-Batterien 2020 | Prognose, 2018. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/241773/umfrage/prognose-zur-kostenentwicklung-von-blei-saeure-und-lithium-ionen-batterien/>, abgerufen am: 14.02.2018
- [84] Janoschka, T., Martin, N., Martin, U., Friebe, C., Morgenstern, S., Hiller, H., Hager, M. D. u. Schubert, U. S.: An aqueous, polymer-based redox-flow battery using non-corrosive, safe, and low-cost materials. *Nature* 527 (2015) 7576, S. 78–81

- [85] Wolfgang Kempkens: Jenaer Forscher entwickeln günstigen Redox-Flow-Speicher, 2015. <https://www.wiwo.de/technologie/green/batterie-aus-kunststoff-jenaer-forscher-entwickeln-guenstigen-redox-flow-speicher/13553062.html>, abgerufen am: 05.05.2018
- [86] BMWI: Leitmärkte mit Zukunftspotential, bmwi.de 2018. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Industrie/leitmaerkte-mit-zukunftspotential.html?cms_artId=220680, abgerufen am: 05.05.2018

11. Anhang

A.	Anhang: Übersicht über die Lithium-Ionen-Materialsysteme	II
B.	Anhang: Stromkostenentwicklung	III
C.	Anhang: Strommarktwertentwicklung	IV
D.	Anhang: Stromspiegel 2017	V
E.	Anhang: Entladevorgänge Modell 1 und 2.....	VI
F.	Anhang: Simulationsergebnisse	VII
G.	Anhang: PV-Anlagen Dörpum nach Straßennummern	XXI

A. Anhang: Übersicht über die Lithium-Ionen-Materialsysteme

Die folgende Tabelle zeigt die marktüblichen Lithium-Ionen-Materialsysteme. Namensgebend für den Typ ist das verwendete Kathodenmaterial. Quelle: VDE [23]

	LCO	LMO	NMC	NCA	LFP
Umwelt	--	++	-	-	++
Sicherheit	-	+	o	--	++
Nennspannung/ V	3,7		3,6 / 3,7	3,6	3,2 / 3,3
Volumetrische Energiedichte Wh/l	320–500	290–340	490–580	480–670	160–260
Gravimetrische Energiedichte Wh/kg	110–180	100–120	180–210	180–250	80–120
Entladestrom C	1–2	3–20	1–10	1–10	10–50
Lebensdauer (Zyklen)	300–1000	1000–1500	500–1000	500–1000	2000–5000
Anschaffungskosten €/kWh Zelle (18650) 04/2014	170	230	200	210	450
Relative Kosten €/kWh /Zyklus	0,17–0,60	0,15–0,23	0,20–0,40	0,20–0,40	0,09–0,25
Anwendungsbereiche	High Energy Home appliance	High Power Power Tools Garden tools Medical application Military Electromobility	High Energy + Power Power Tools Garden Tools Home appliance Medical application Electromobility Energy Storage	High Energy + Power Power Tools Garden Tools Home appliance Electromobility Energy Storage	High Power Power Tools Garden Tools Home appliance Electromobility Military Emergency-Lighting Energy Storage

Bewertungsschema:

++ = sehr gut; + = gut; o = befriedigend; - = ausreichend; -- = mangelhaft

Beschreibung:

LCO: Lithium-Cobalt-Oxid

LMO: Lithium-Mangan-Oxid

NMC: Lithium-Nickel-Mangan-Cobalt-Oxid

NCA: Lithium-Nickel-Cobalt-Aluminium-Oxid

LFP: Lithium-Eisen-Phosphat

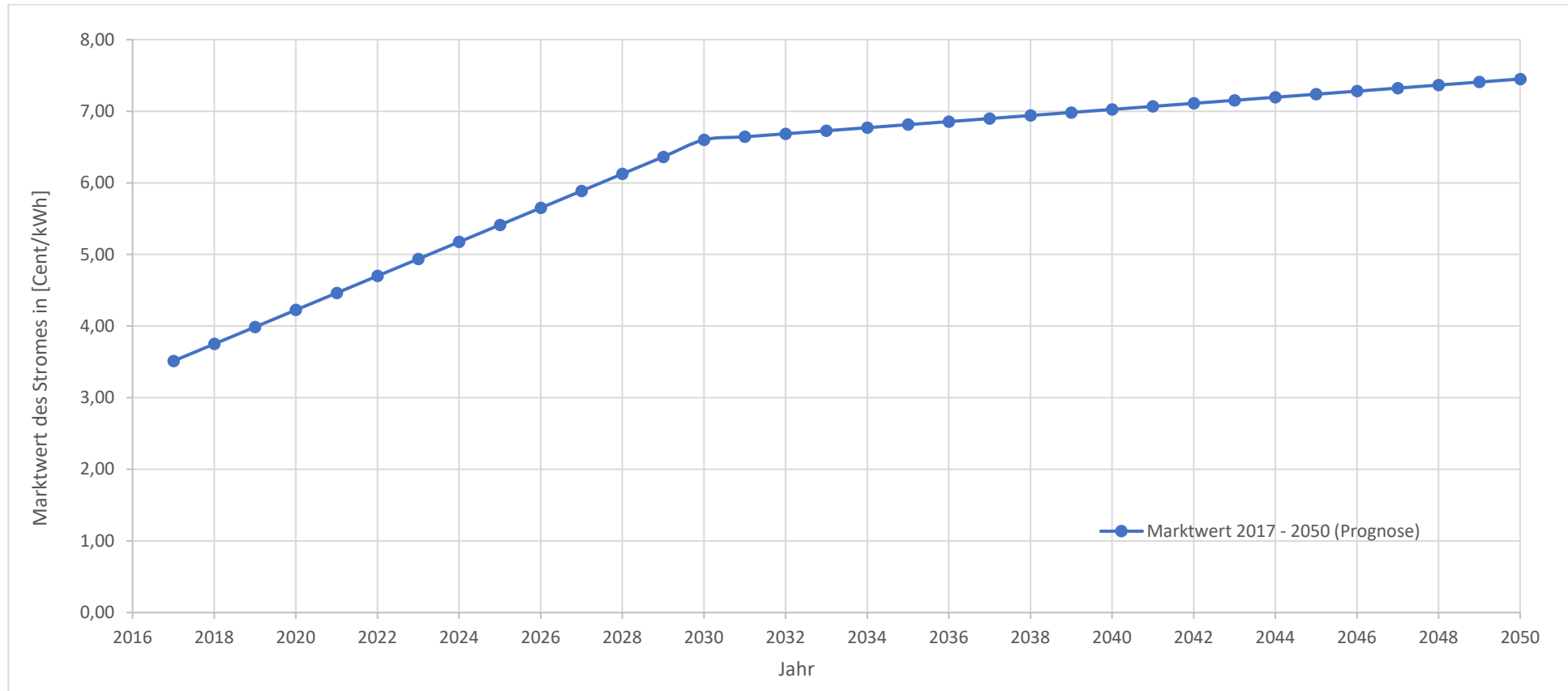
B. Anhang: Stromkostenentwicklung

Bruttostrompreise und Strompreis-Bestandteile für Haushalte mit einem Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh; Quelle: BDEW [46, S. 8]:

Bestandteile in ct/kWh	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Beschaffung, Netzentgelt, Vertrieb	13,04	11,73	8,75	8,71	9,83	10,38	10,98	11,35													
Beschaffung, Vertrieb									4,92	6,08	7,22	8,52	8,16	8,01	8,16	7,91	7,38	7,05	6,26	5,71	6,18
Netzentgelt inkl. Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb									6,93	6,24	5,90	5,73	5,86	5,92	6,14	6,64	6,63	6,74	7,01	7,51	7,27
Mehrwertsteuer	2,33	2,28	1,92	1,97	2,22	2,37	2,48	2,57	2,68	3,30	3,46	3,71	3,78	4,03	4,13	4,60	4,65	4,58	4,60	4,67	4,70
Konzessionsabgabe	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66
EEG-Umlage*	0,08	0,09	0,20	0,25	0,35	0,42	0,51	0,69	0,88	1,02	1,16	1,31	2,05	3,530	3,592	5,277	6,240	6,170	6,354	6,880	6,792
KWKG-Umlage			0,13	0,20	0,26	0,31	0,28	0,34	0,34	0,29	0,20	0,23	0,13	0,03	0,002	0,126	0,178	0,254	0,445	0,438	0,345
§19 StromNEV-Umlage															0,151	0,329	0,092	0,237	0,378	0,388	0,37
Offshore-Haftungsumlage																0,250	0,250	-0,051	0,040	-0,028	0,037
Umlage für abschaltbare Lasten																	0,009	0,006		0,006	0,011
Stromsteuer		0,77	1,28	1,53	1,79	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05
GESAMT	17,11	16,53	13,94	14,32	16,11	17,19	17,96	18,66	19,46	20,64	21,65	23,21	23,69	25,23	25,89	28,84	29,14	28,70	28,80	29,28	29,42

C. Anhang: Strommarktwertentwicklung

Die folgende Grafik ist eine lineare Interpolation aus den Strommarktwert-Prognosen der Leitstudie des Fraunhofer ISI für die Jahre 2030 und 2050 [47, S. 33] und einem Mittelwert des aktuellen Strommarktwertes (2017) bezogen von www.netztransparenz.de.



D. Anhang: Stromspiegel 2017

Der Stromspiegel 2017 ist ein Projekt unteren vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Die Internetpräsenz des Projektes lautet: www.stromspiegel.de

Ist Ihr Stromverbrauch hoch oder gering? Die Vergleichswerte des Stromspiegels für Deutschland 2017

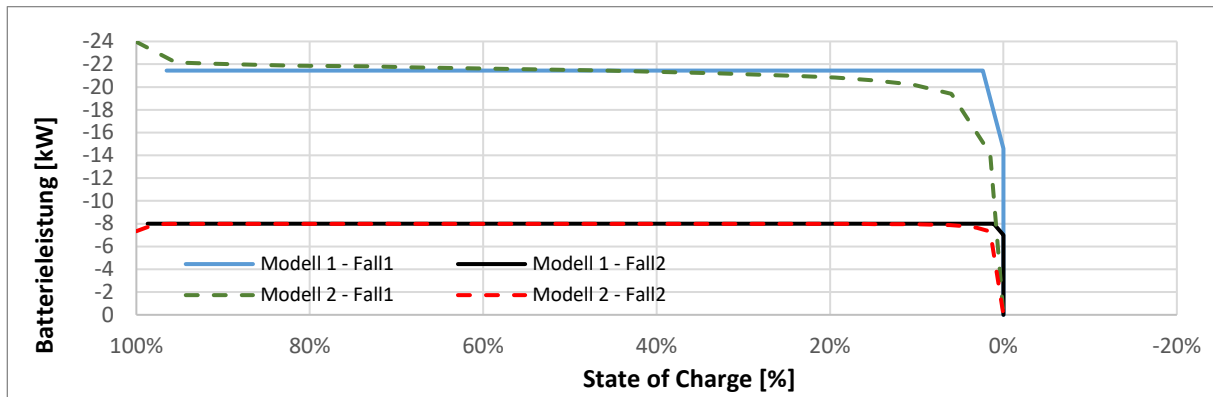


Gebäudetyp	Warmwasser	Personen im Haushalt	Verbrauch in Kilowattstunden (kWh) pro Jahr						
			Gering					Sehr hoch	
			A	B	C	D	E	F	G
Ein- oder Zweifamilienhaus	ohne Strom	1 Person	bis 1.300	bis 1.700	bis 2.000	bis 2.500	bis 3.000	bis 4.000	über 4.000
		2 Personen	bis 2.100	bis 2.500	bis 3.000	bis 3.200	bis 3.600	bis 4.400	über 4.400
		3 Personen	bis 2.600	bis 3.000	bis 3.500	bis 3.900	bis 4.300	bis 5.200	über 5.200
		4 Personen	bis 2.900	bis 3.500	bis 3.800	bis 4.200	bis 4.900	bis 5.900	über 5.900
	mit Strom	1 Person	bis 1.500	bis 2.000	bis 2.500	bis 3.000	bis 3.600	bis 5.000	über 5.000
		2 Personen	bis 2.500	bis 3.000	bis 3.500	bis 4.000	bis 4.500	bis 5.800	über 5.800
		3 Personen	bis 3.000	bis 3.800	bis 4.200	bis 4.900	bis 5.700	bis 7.300	über 7.300
		4 Personen	bis 3.500	bis 4.000	bis 4.800	bis 5.500	bis 6.300	bis 8.000	über 8.000
Wohnung im Mehrfamilienhaus	ohne Strom	1 Person	bis 800	bis 1.000	bis 1.200	bis 1.500	bis 1.800	bis 2.200	über 2.200
		2 Personen	bis 1.300	bis 1.600	bis 2.000	bis 2.200	bis 2.600	bis 3.100	über 3.100
		3 Personen	bis 1.700	bis 2.000	bis 2.400	bis 2.800	bis 3.200	bis 3.900	über 3.900
		4 Personen	bis 1.900	bis 2.400	bis 2.800	bis 3.200	bis 3.700	bis 4.500	über 4.500
	mit Strom	1 Person	bis 1.200	bis 1.500	bis 1.800	bis 2.000	bis 2.400	bis 3.000	über 3.000
		2 Personen	bis 2.000	bis 2.500	bis 2.900	bis 3.100	bis 3.500	bis 4.200	über 4.200
		3 Personen	bis 2.600	bis 3.200	bis 3.700	bis 4.100	bis 4.700	bis 5.600	über 5.600
		4 Personen	bis 2.800	bis 3.500	bis 4.000	bis 4.600	bis 5.400	bis 6.500	über 6.500

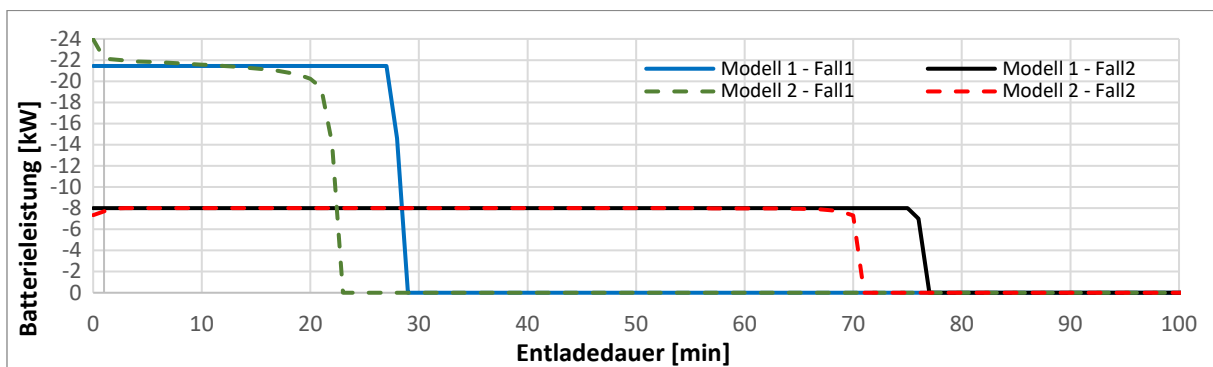
Die Spannweite des Stromverbrauchs ist groß – je nach Geräteausstattung und Nutzung. Sie erfordert eine detaillierte Differenzierung der Verbrauchsdaten. Die Klassen A bis G bilden jeweils 14,3 Prozent der Haushalte ab. Grundlage für die Vergleichswerte sind 161.000 Verbrauchsdaten und aktuelle Studien der Projektpartner.

E. Anhang: Entladevorgänge Modell 1 und 2

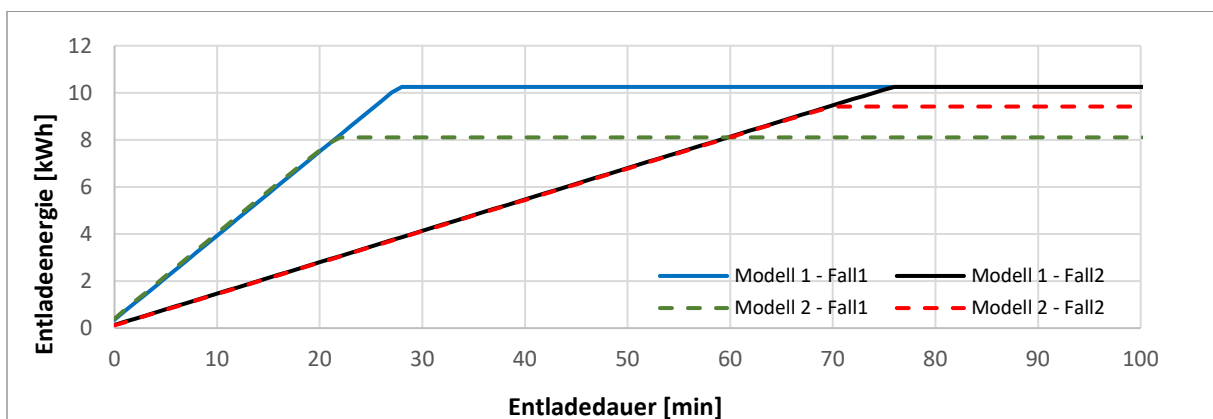
Entladevorgang der Batteriemodelle 1 und 2 im Vergleich. Es können ähnliche zeitliche Abweichungen wie in Kapitel 4.3 beschrieben beobachtet werden, jedoch trägt zusätzlich die Entladeeffizienz dazu bei, dass die nutzbare Energiemenge deutlich reduziert ist.



Modellvergleich Entladevorgang: Leistung vs. SOC (Fall 1: ohne Begrenzung der Entladeleistung - Fall 2: mit Begrenzung der Entladeleistung)



Modellvergleich Entladevorgang: Leistung vs. Zeit (Fall 1: ohne Begrenzung der Entladeleistung - Fall 2: mit Begrenzung der Entladeleistung)



Modellvergleich Entladevorgang: Energie vs. Zeit (Fall 1: ohne Begrenzung der Entladeleistung - Fall 2: mit Begrenzung der Entladeleistung)

F. Anhang: Simulationsergebnisse

Ist-Zustand:

Ortsnetzsimulation

Jahresenergiemengen:

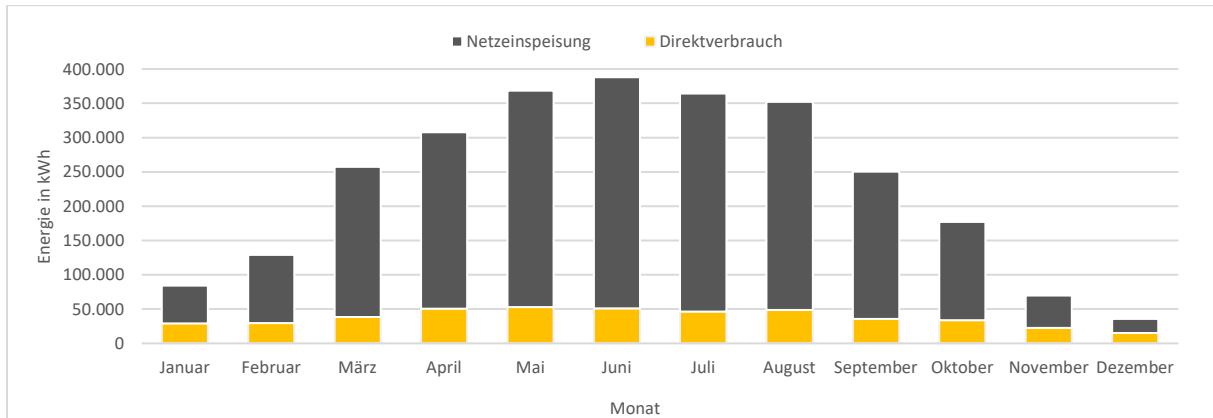


Abbildung 69: Erzeugungsverhalten – Ortsnetz Dörpum Jahr 2015

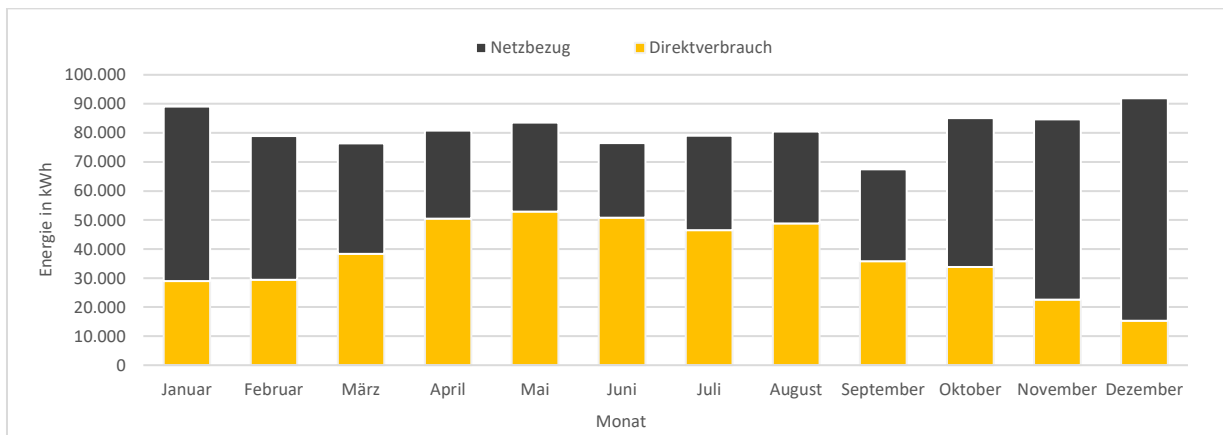
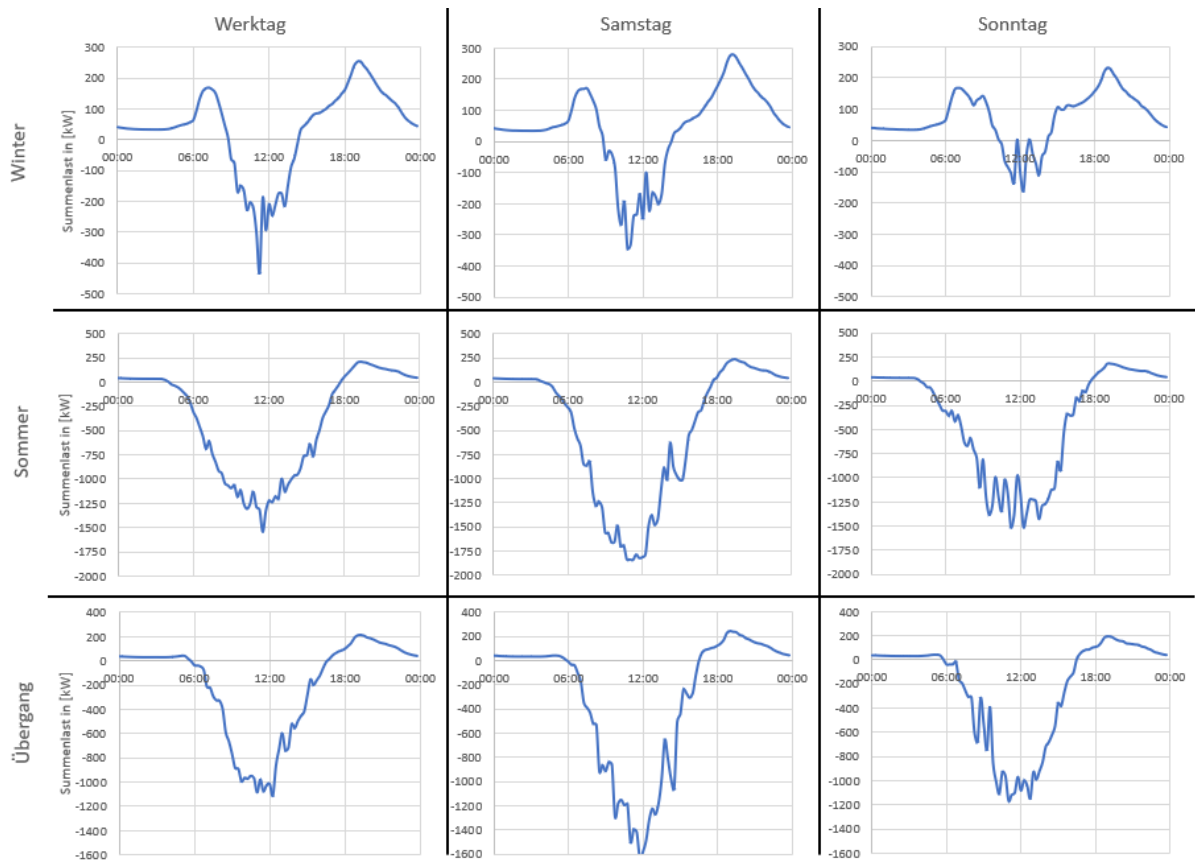


Abbildung 70: Verbrauchsverhalten – Ortsnetz Dörpum Jahr 2015

Charakteristische Summenlastprofile:



Beispielhaushalt mit einer 22 kWp PV-Anlage.

Jahresenergiemengen:

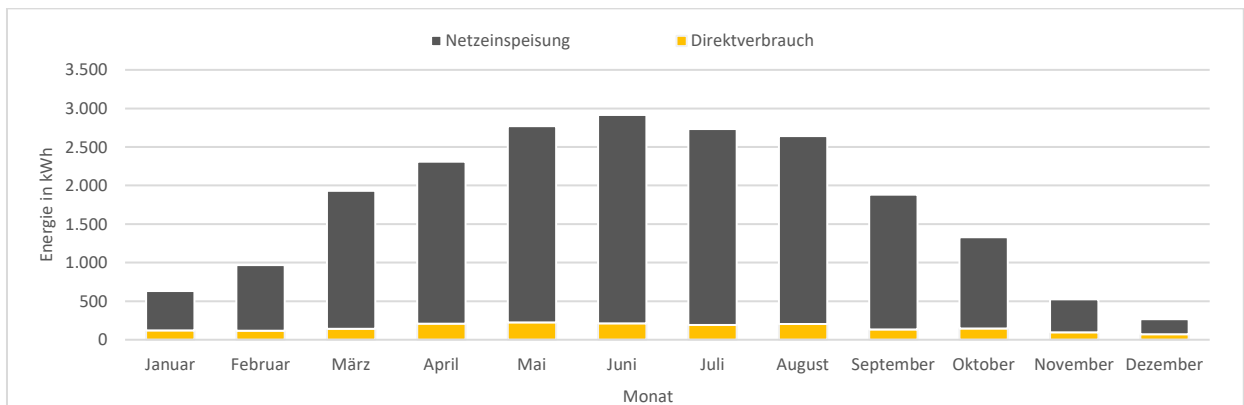


Abbildung 71: Erzeugungsverhalten – Beispielhaushalt Jahr 2015

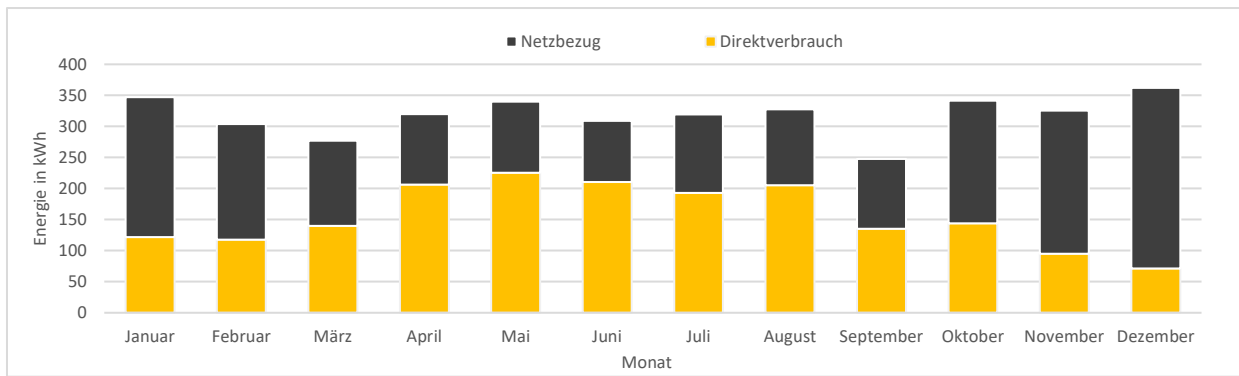


Abbildung 72: Verbrauchsverhalten – Beispielhaushalt Jahr 2015

Charakteristische Summenlastprofile:

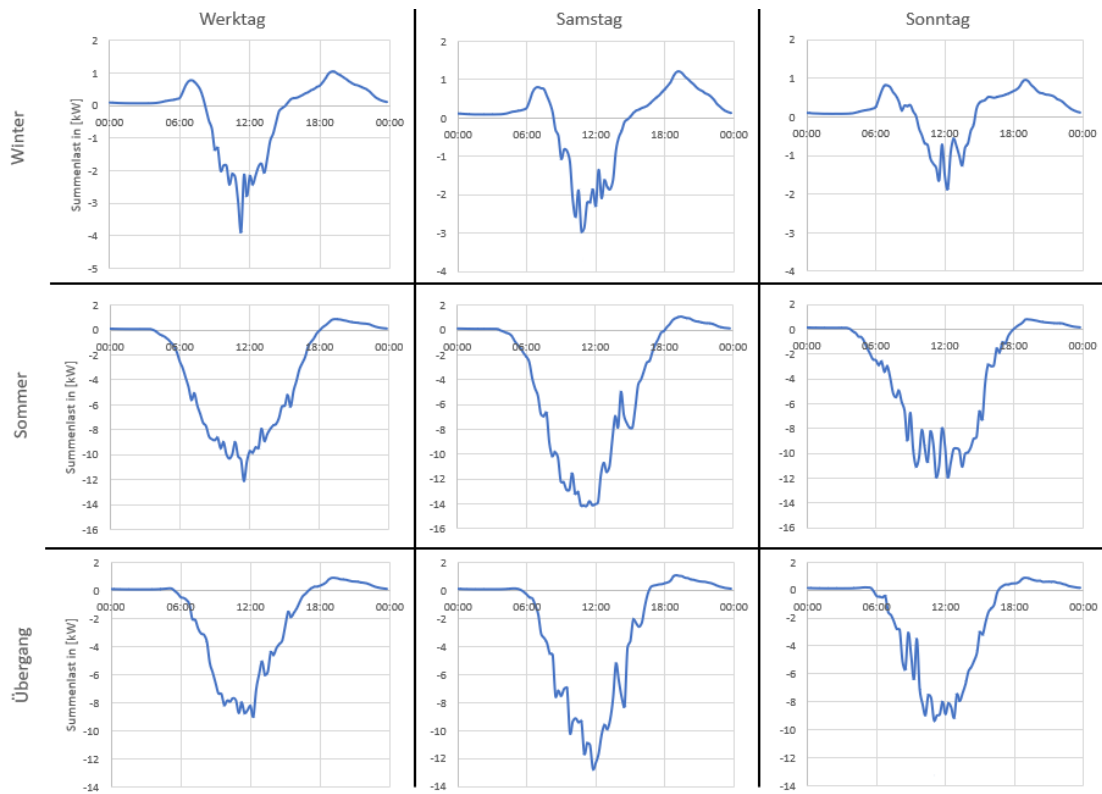


Abbildung 73: Charakteristische Summenlastprofile Beispielhaushalt - Ist-Zustand

Study-Case 1:

Dezentrale Speicher – Nachrüstung – Ortsnetzsimulation

Jahresenergiemengen:

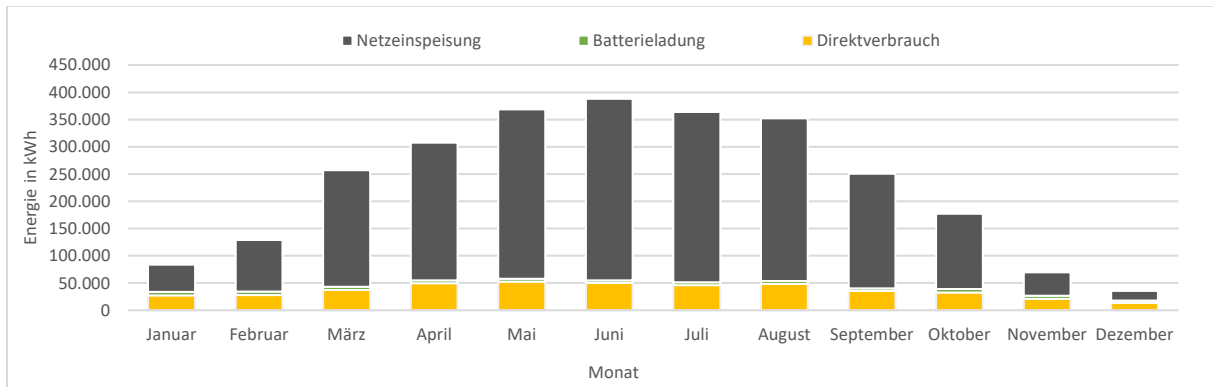


Abbildung 74: Erzeugungsverhalten – Study Case 1 – Ortsnetz Dörpum Jahr 2015

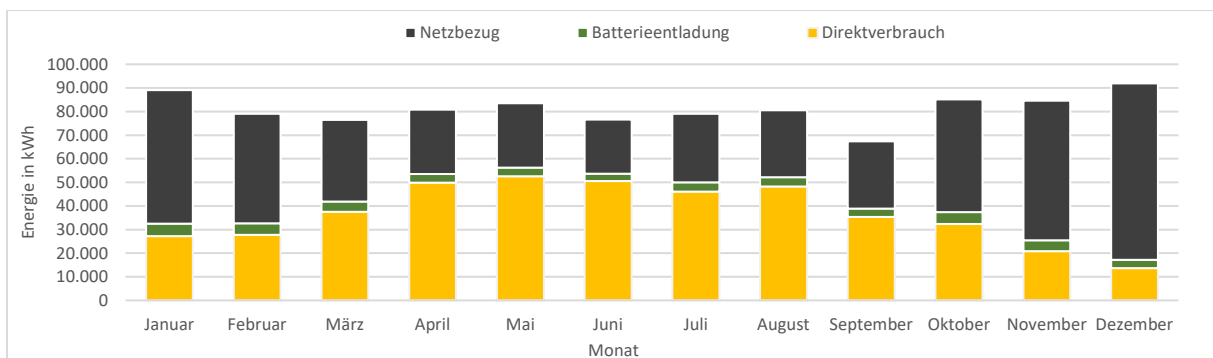


Abbildung 75: Verbrauchsverhalten – Study Case 1 – Ortsnetz Dörpum Jahr 2015

Charakteristische Summenlastprofile:

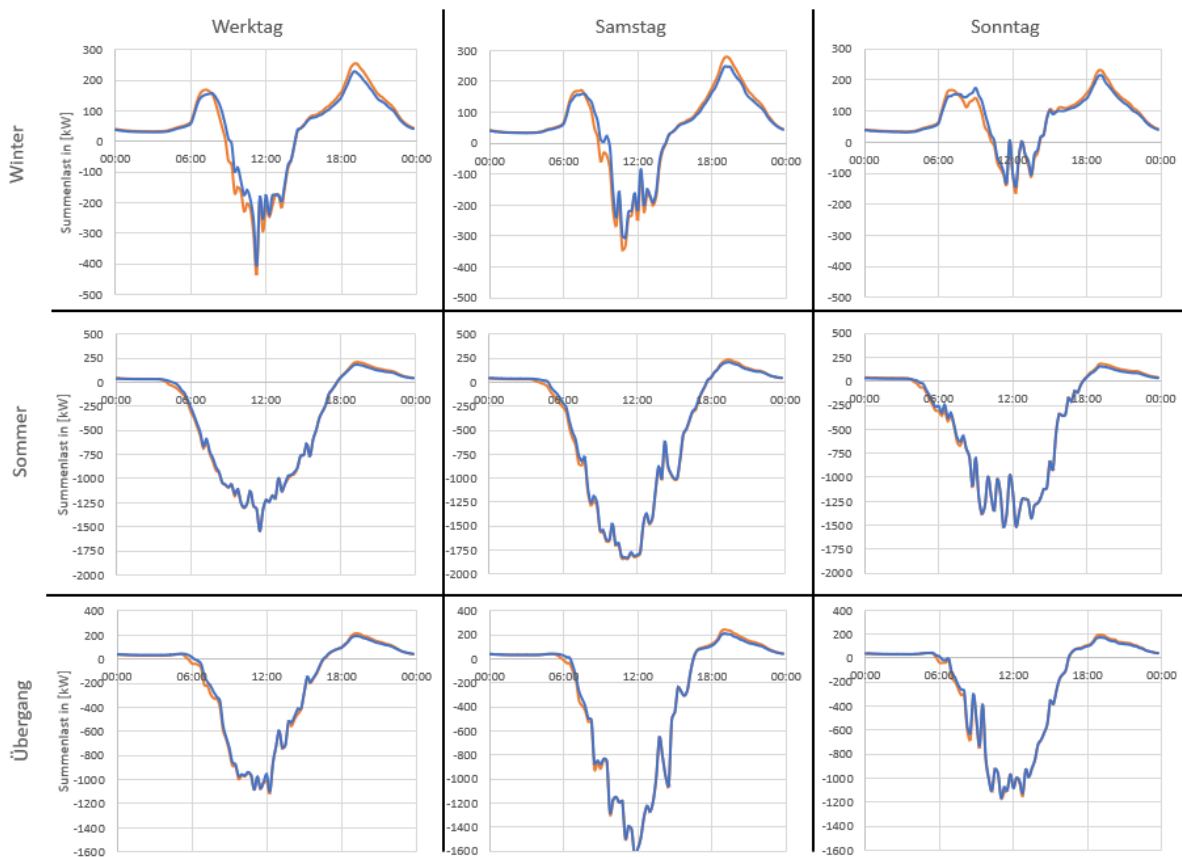


Abbildung 76: Charakteristische Summenlastprofile Ortsnetz Dörpum – Study Case 1 – (Neues Profil (Blau) – Ist-Zustand (Orange))

Dezentrale Speicher – Nachrüstung – Beispielhaushalt

Jahresenergiemengen:

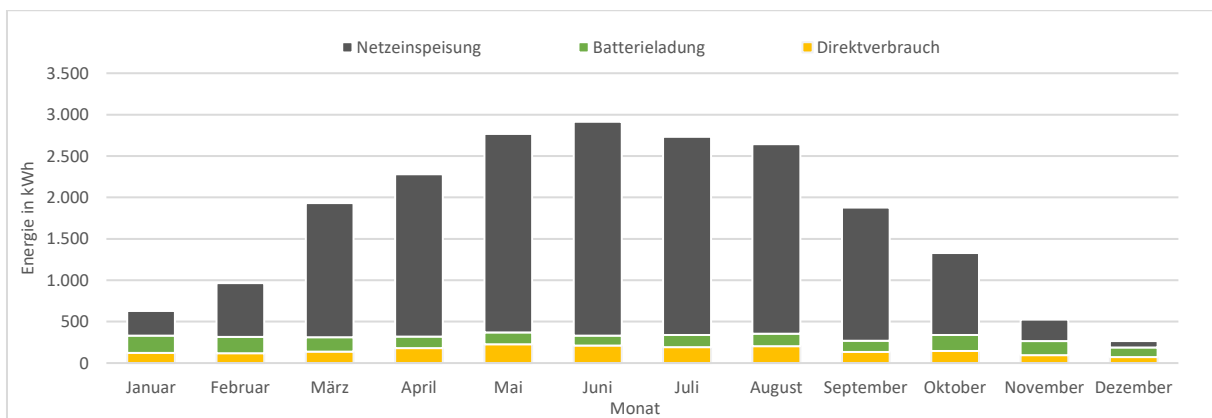


Abbildung 77: Erzeugungsverhalten – Study Case 1 – Beispielhaushalt Jahr 2015

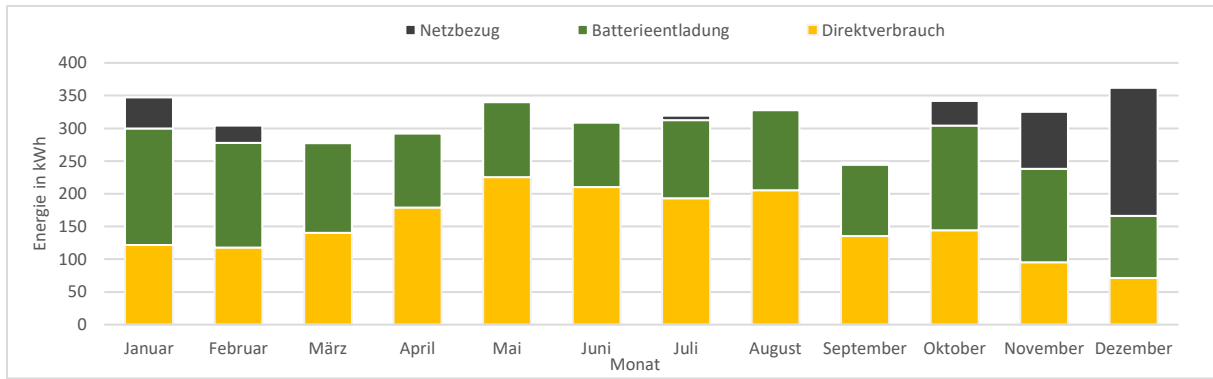


Abbildung 78: Verbrauchsverhalten – Study Case 1 – Beispielhaushalt Dörpum Jahr 2015

Charakteristische Summenlastprofile:

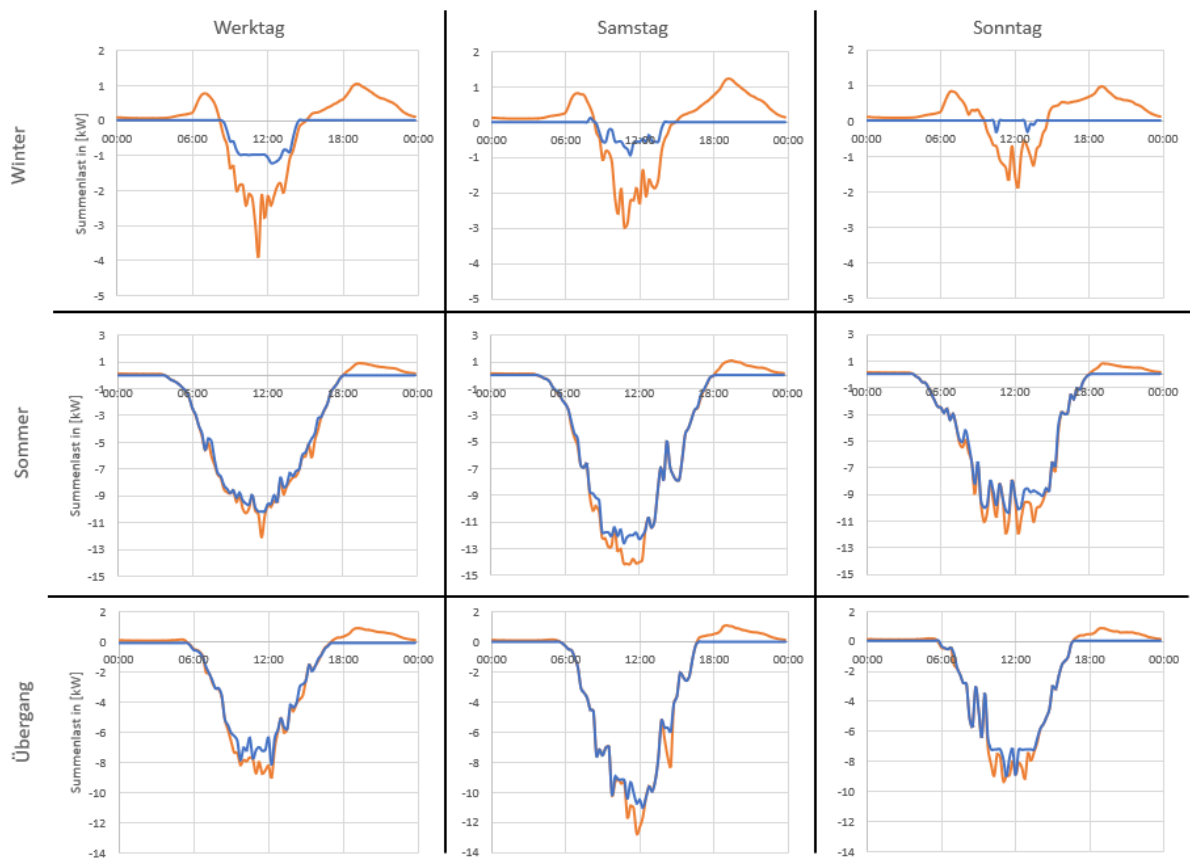


Abbildung 79: Charakteristische Summenlastprofile Beispielhaushalt – Study Case 1 – (Neues Profil (Blau) – Ist-Zustand (Orange))

Study-Case 2:

Dezentrale Speicher – Prosumerausbau – Ortsnetzsimulation

Jahresenergiemengen:

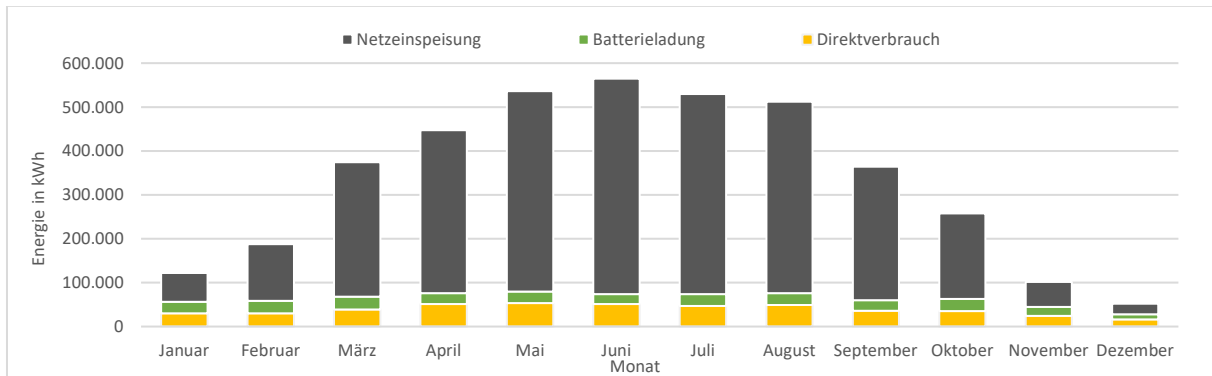


Abbildung 80: Erzeugungsverhalten – Study Case 2 – Ortsnetz Dörpum Jahr 2015

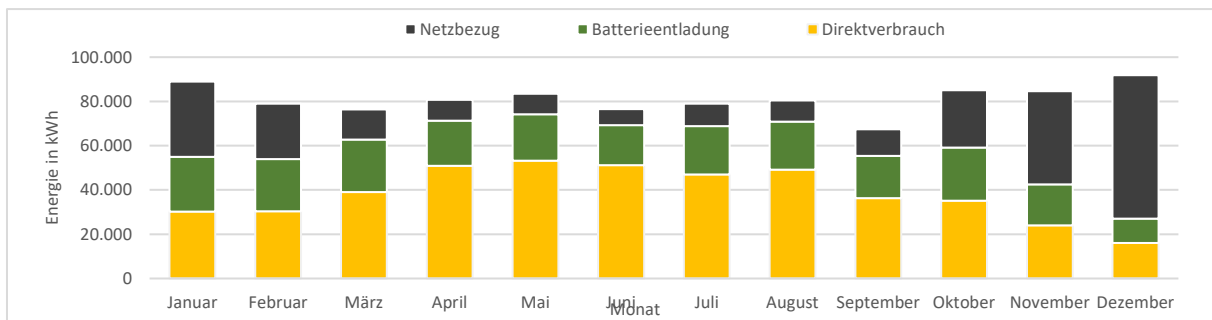


Abbildung 81: Verbrauchsverhalten – Study Case 2 – Ortsnetz Dörpum Jahr 2015

Charakteristische Summenlastprofile:

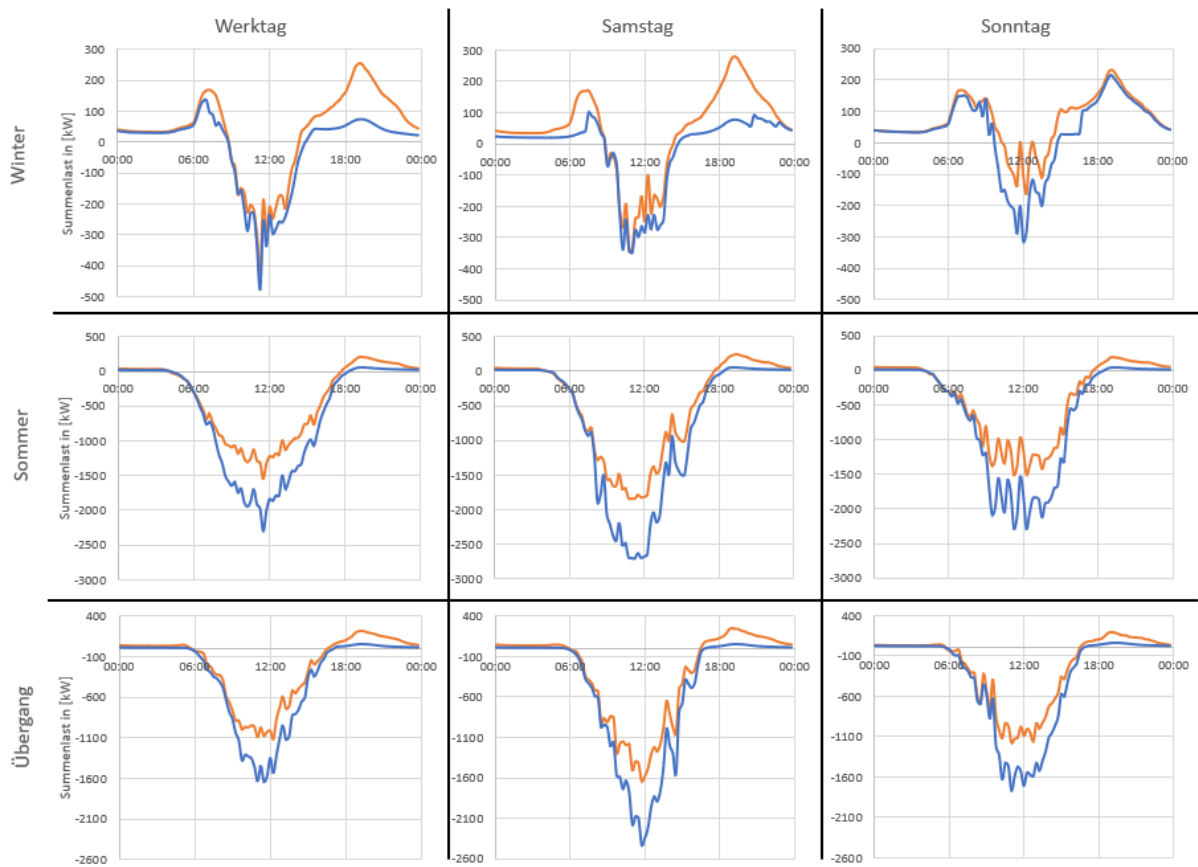


Abbildung 82: Charakteristische Summenlastprofile Ortsnetz Dörpum – Study Case 2 – (Neues Profil (Blau) – Ist-Zustand (Orange))

Study-Case 3:

Ortsnetzspeicher – Ortsnetzsimulation

Jahresenergiemengen:

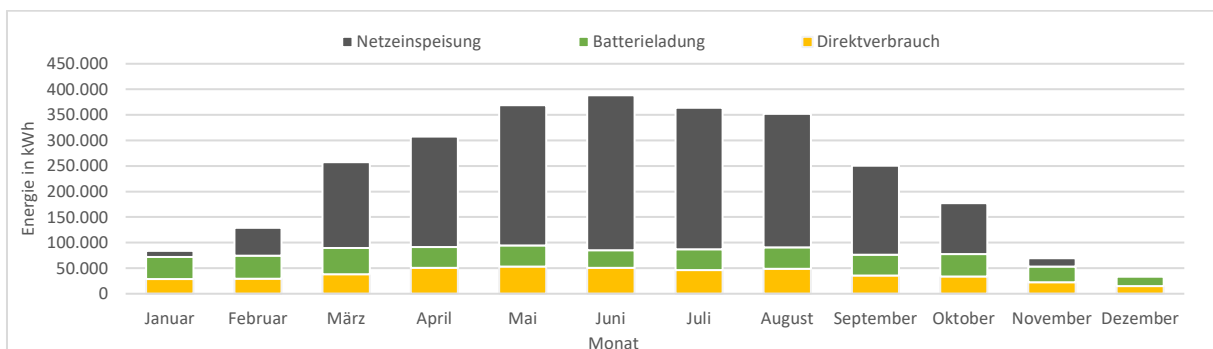


Abbildung 83: Erzeugungsverhalten – Study Case 3 – Ortsnetz Dörpum Jahr 2015

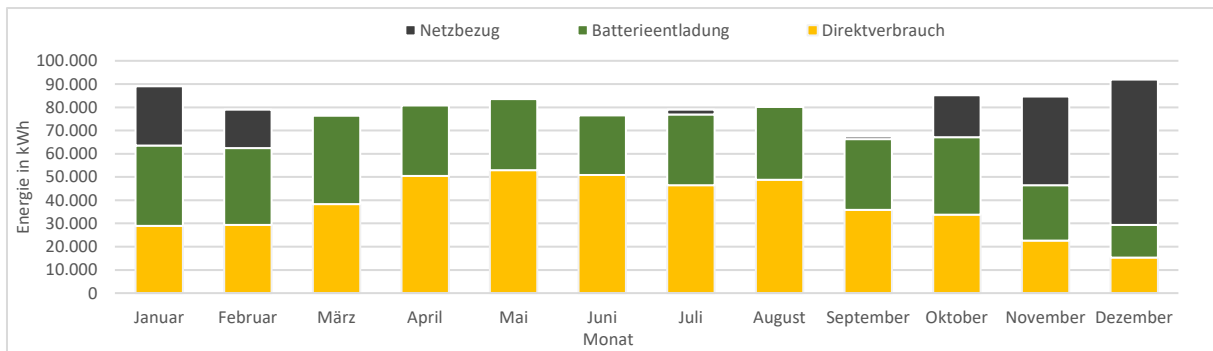


Abbildung 84: Verbraucherverhalten – Study Case 3 – Ortsnetz Dörpum Jahr 2015

Charakteristische Summenlastprofile:

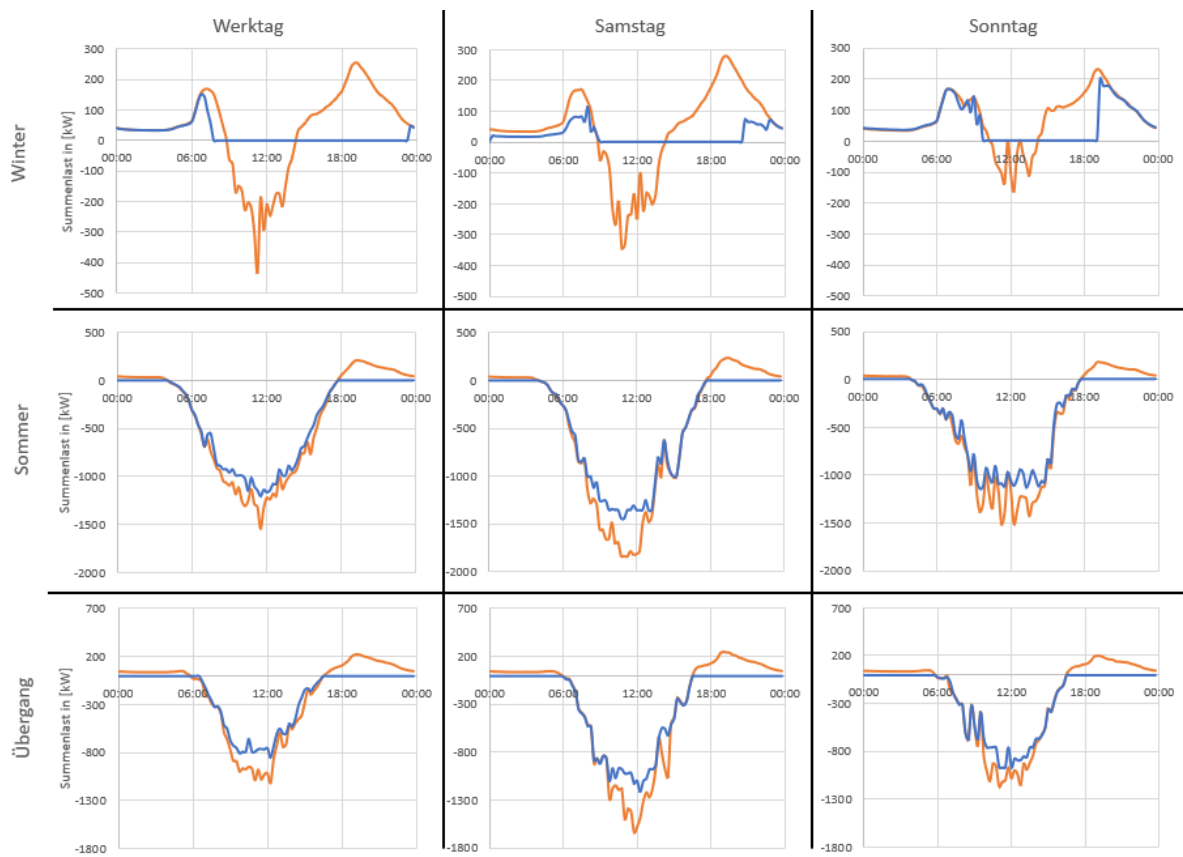


Abbildung 85: Charakteristische Summenlastprofile Ortsnetz Dörpum – Study Case 3 – (Neues Profil (Blau) – Ist-Zustand (Orange))

Study-Case 4:

Einsatz einer Windenergieanlage – Ortsnetzsimulation

Jahresenergiemengen:

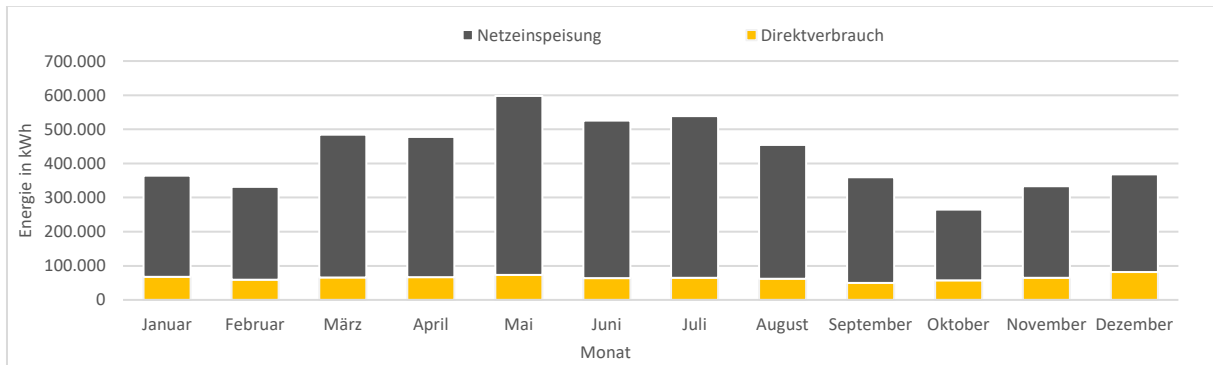


Abbildung 86: Erzeugungsverhalten – Study Case 4 – Ortsnetz Dörpum

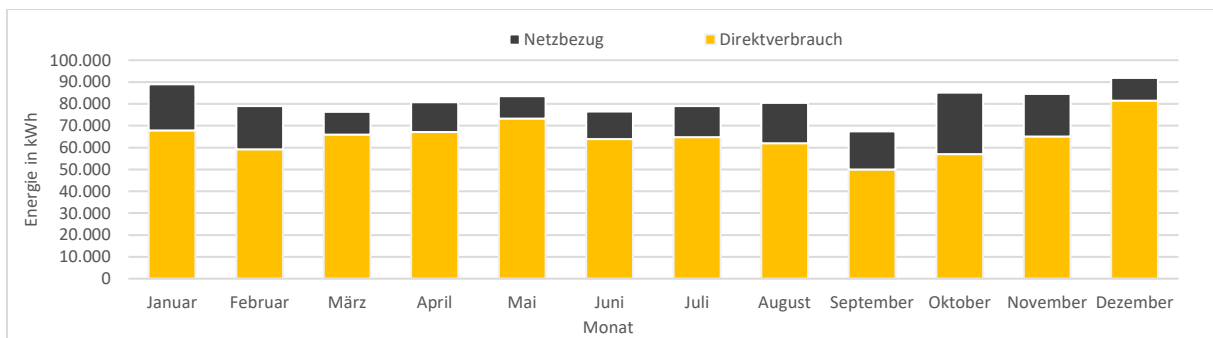


Abbildung 87: Verbrauchsverhalten – Study Case 4 – Ortsnetz Dörpum

Charakteristische Summenlastprofile:

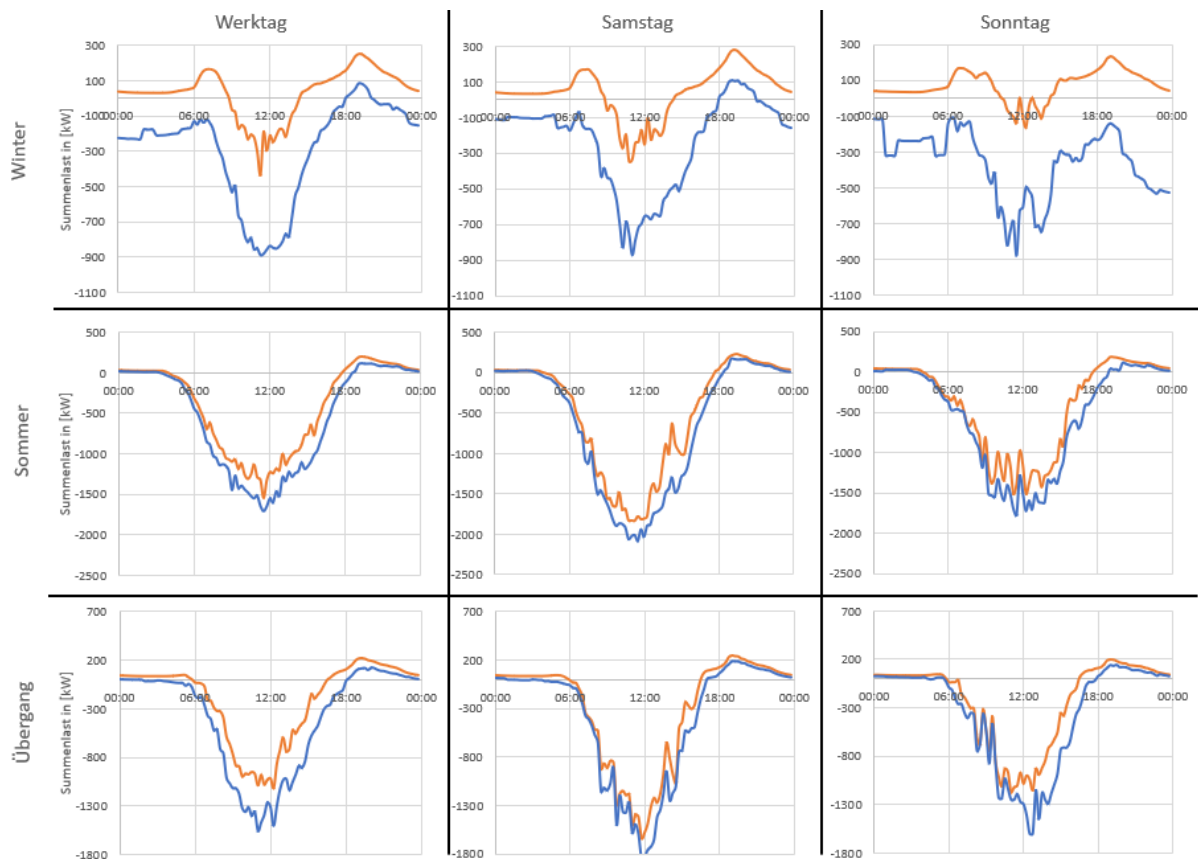


Abbildung 88: Charakteristische Summenlastprofile Ortsnetz Dörpum – Study Case 4 – (Neues Profil (Blau) – Ist-Zustand (Orange))

Study-Case 5:

Einsatz einer Windenergieanlage mit Ortsnetzspeicher – Ortsnetzsimulation

Jahresenergiemengen:

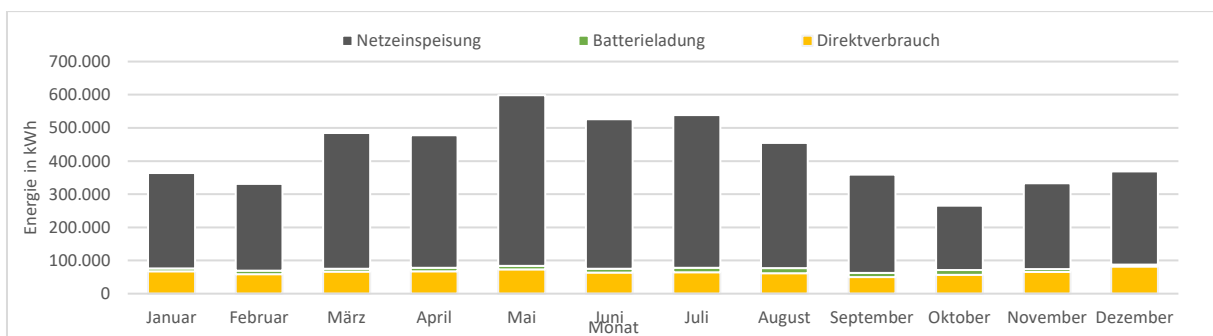


Abbildung 89: Erzeugungsverhalten – Study Case 5 – Ortsnetz Dörpum

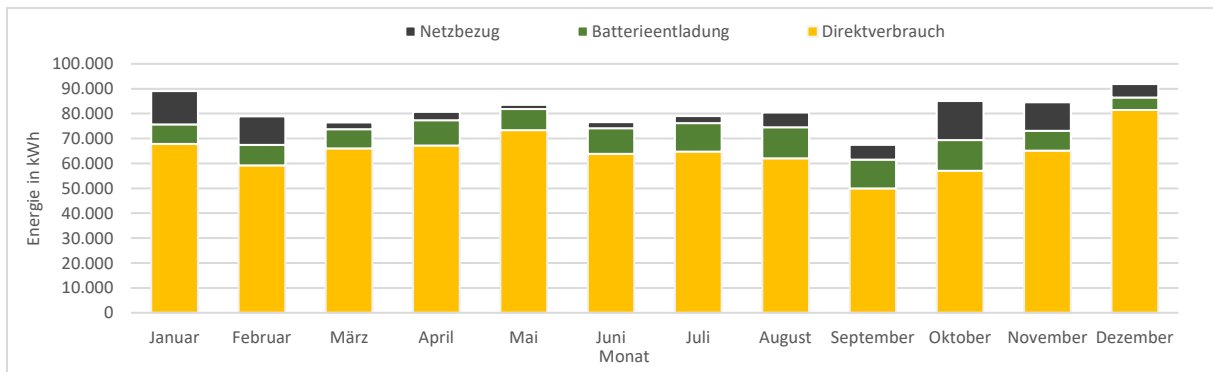


Abbildung 90: Verbrauchsverhalten – Study Case 5 – Ortsnetz Dörpum

Charakteristische Summenlastprofile:

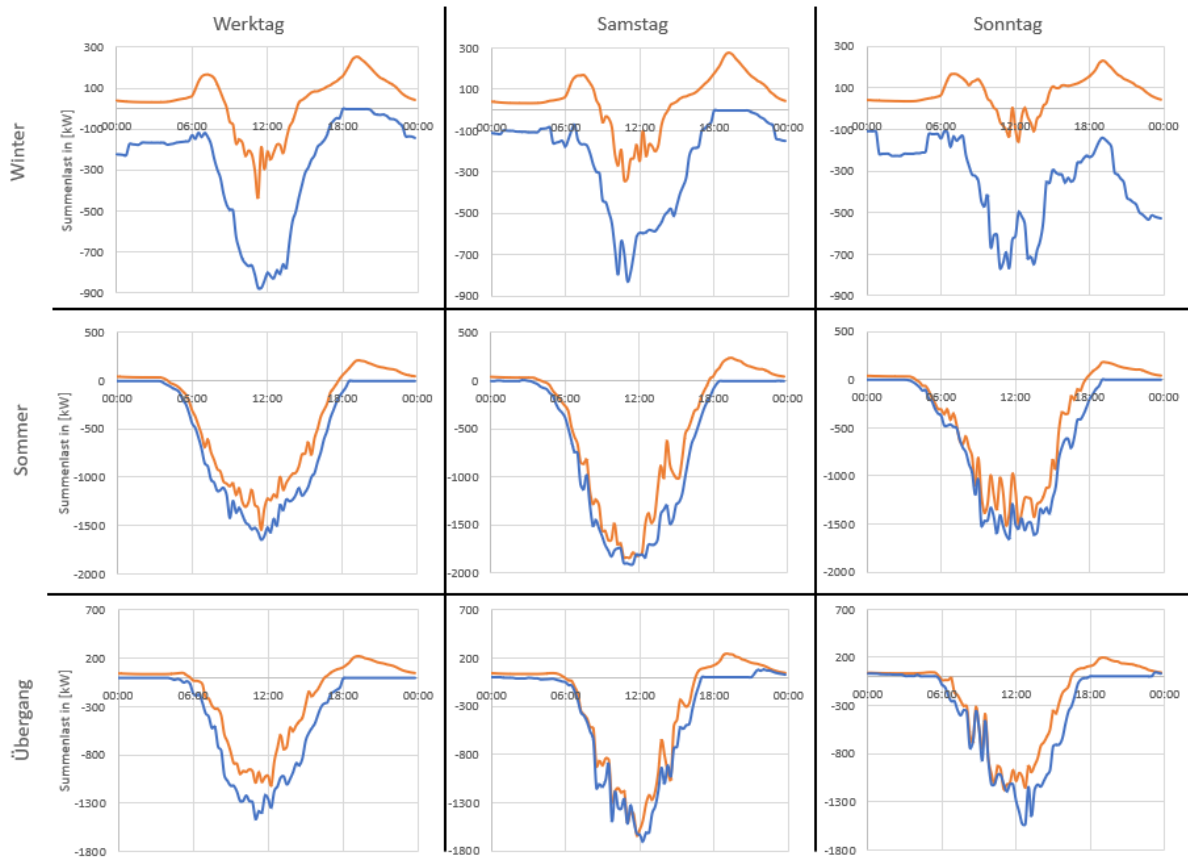


Abbildung 91: Charakteristische Summenlastprofile Beispielhaushalt – Study Case 5 – (Neues Profil (Blau) – Ist-Zustand (Orange))

Study-Case 6:

Einsatz der Blockheizkraftwerke

Jahresenergiemengen:

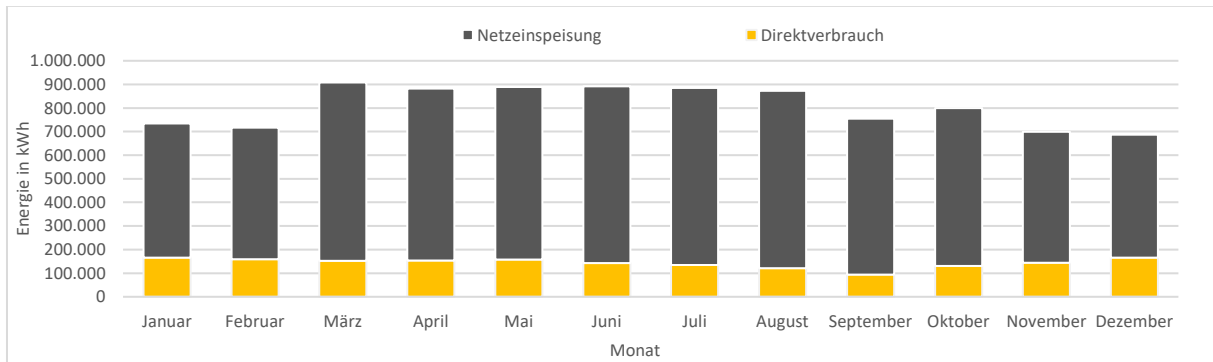


Abbildung 92: Erzeugungsverhalten – Study Case 6 – Ortsnetz Dörpum

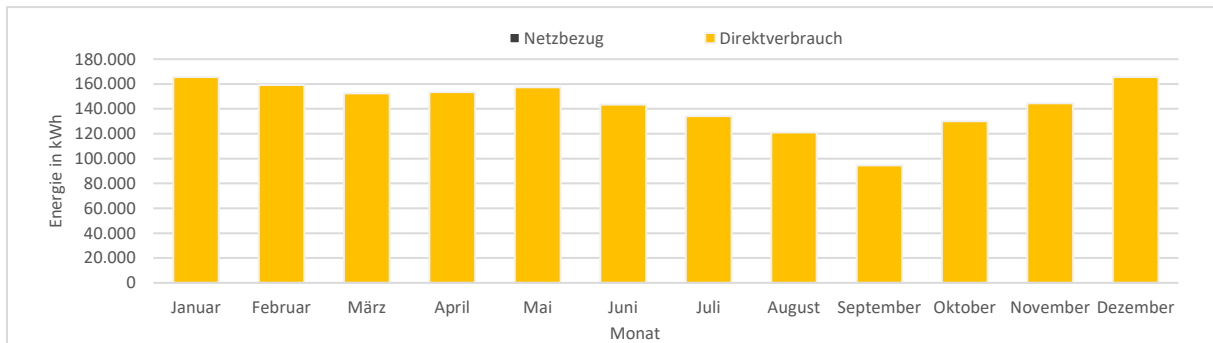


Abbildung 93: Verbrauchsverhalten – Study Case 6 – Ortsnetz Dörpum

Charakteristische Summenlastprofile:

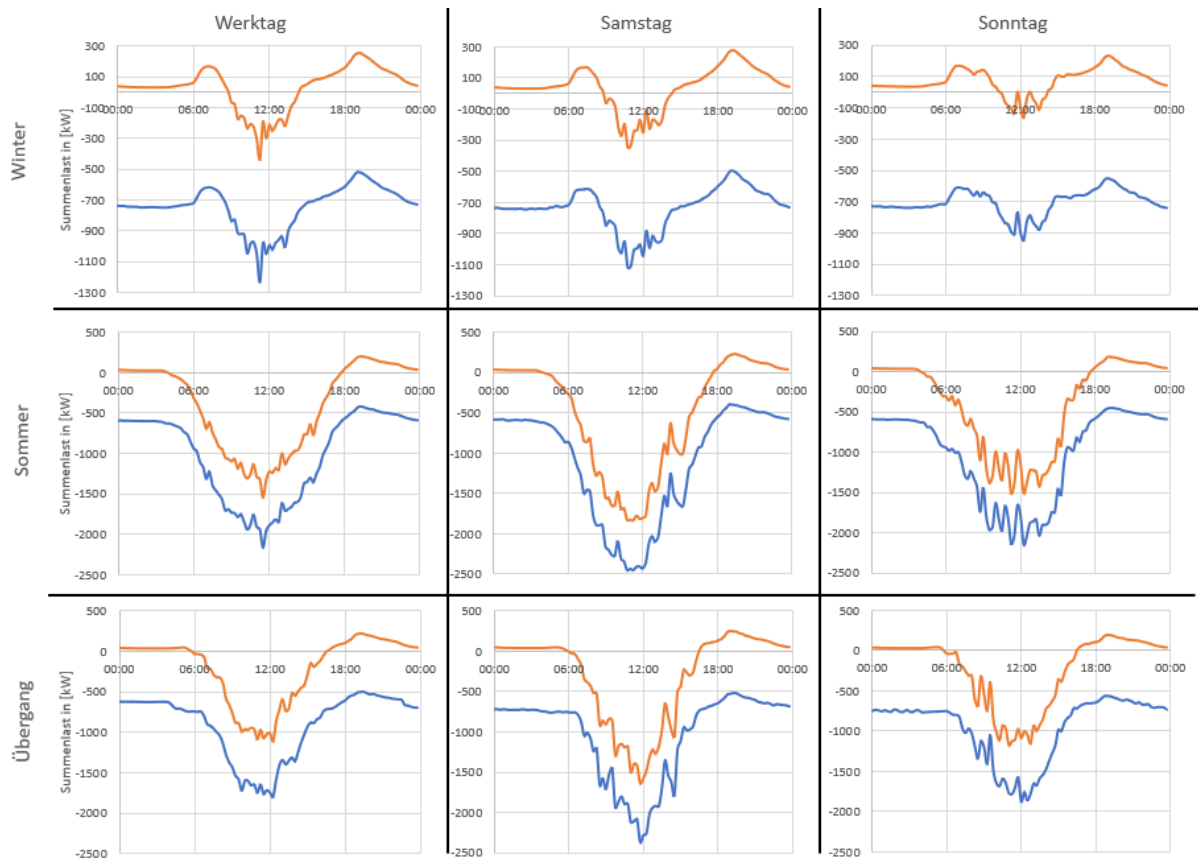


Abbildung 94: Charakteristische Summenlastprofile Beispielhaushalt – Study Case 6 – (Neues Profil (Blau) – Ist-Zustand (Orange))

G. Anhang: PV-Anlagen Dörpum nach Straßennummern

Tabelle 46: PV-Anlagen Dörpum nach Straßennummern [Quelle: [66]]; Jahresverbrauch ermittelt in Kapitel 3.2.1

Index	Straßenname	Nr.	Gesamte PV Nennleistung [kWp]	Jahresverbrauch [kWh]	kWp/MWh	Größer 2,25?	Anteil kum. >2,25
1	An de Reith	6	35,92	3820	9,38	1	2,7%
2	Backermoor	2	33,17	3820	8,66	1	5,4%
3		4	374,82	3820	97,82	1	8,1%
4	Bekeweg	1A	13,34	3820	3,48	1	10,8%
5	Brunacker	4	41,08	3820	10,72	1	13,5%
6	Fallum Weg	1	138,75	3820	36,21	1	16,2%
7	Glücksburger Weg	1A	30,94	3820	8,08	1	18,9%
8		3	429,66	3820	112,14	1	21,6%
9		5	63,41	3820	16,55	1	24,3%
10	Groot-Sand	5	9,20	3820	2,40	1	27,0%
11	Hauptstraße	5	20,49	3820	5,35	1	29,7%
12		7	22,08	3820	5,76	1	32,4%
13		11	132,44	3820	34,56	1	35,1%
14		16	34,35	3820	8,96	1	37,8%
15		17	11,44	3820	2,99	1	40,5%
16		30	9,80	3820	2,56	1	43,2%
17	Karkenweg	2	195,96	3820	51,14	1	45,9%
18	Langacker	11	8,93	3820	2,33	1	48,6%
19		18A	117,74	3820	30,73	1	51,4%
20	Lehmkuhl	1	61,20	3820	15,97	1	54,1%
21	Megelbarger Ring	3	93,38	3820	24,37	1	56,8%
22		5	17,55	3820	4,58	1	59,5%
23		7	209,16	3820	54,59	1	62,2%
24		11	7,87	3820	2,05	0	62,2%
25	Mönkebüller Weg	3	13,30	3820	3,47	1	64,9%
26	Noa de Heide	2	167,05	3820	43,60	1	67,6%
27		5	3,18	3820	0,83	0	67,6%
28	Norderwung	2	13,72	3820	3,58	1	70,3%
29	Osterende	1	5,88	3820	1,53	0	70,3%
30		11	29,92	3820	7,81	1	73,0%
31		12	16,96	3820	4,43	1	75,7%
32	Rothacker	3	5,64	3820	1,47	0	75,7%
33		8	9,66	3820	2,52	1	78,4%
34		9	10,71	3820	2,80	1	81,1%
35	Süderende	2	194,59	3820	50,79	1	83,8%
36	Tiekensweg	1	75,60	3820	19,73	1	86,5%
37		4	281,87	3820	73,56	1	89,2%

