

# Technische und wirtschaftliche Betrachtung eines Energiemanagement- Systems zur Optimierung des Eigenstromverbrauchs von Privatkunden



## Masterarbeit

Simon Köhler

Bearbeitungszeitraum:	15.03.2017- 15.09.2017
Matrikelnummer:	2278440
Themenstellender Betrieb:	Stadtwerke Düren GmbH
Prüfer:	Prof. Dr. Heike Frischgesell
Zweitprüfer:	Dipl. Ing. ; MBA Lothar Koullen



Hochschule für Angewandte  
Wissenschaften Hamburg  
*Hamburg University of Applied Sciences*



AKADEMIE  
FÜR ERNEUERBARE  
ENERGIEN

<b>vorgelegt von:</b>	Simon Köhler Am Zäunchen 11 52385 Nideggen- Schmidt T +49 (0)170 6811863 E <a href="mailto:sikoehler@hotmail.de">sikoehler@hotmail.de</a>
<b>Studiengang:</b>	Erneuerbare Energien (berufsbegleitend)
<b>Betrieb:</b>	Stadtwerke Düren GmbH Arnoldweilerstr. 60 52351 Düren
<b>Akademie:</b>	Akademie für erneuerbare Energien Lüchow-Dannenberg GmbH Salzwedeler Straße 13 29439 Lüchow I <a href="http://www.akademie-ee.de">www.akademie-ee.de</a>
<b>Hochschule:</b>	Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg Berliner Tor 5 20099 Hamburg I <a href="http://www.haw-hamburg.de">www.haw-hamburg.de</a>
<b>Erstprüfer:</b>	Prof. Dr.- Ing. Heike Frischgesell Fakultät Technik und Informatik Department Maschinenbau und Produktion Professorin für Energietechnik und Mathematik T +49(0) 40 42875 8718 E <a href="mailto:heike.frischgesell@haw-hamburg.de">heike.frischgesell@haw-hamburg.de</a> I <a href="http://www.haw-hamburg.de/ti-mp/iee.html">www.haw-hamburg.de/ti-mp/iee.html</a>
<b>Zweitprüfer:</b>	Dipl. Ing. ; MBA Lothar Koullen Projektmanager und Vertrieb Energie Effizienz und Erneuerbare Energien T +49(0) 24 21 126 417 E <a href="mailto:lothar.koullen@stadtwerke-dueren.de">lothar.koullen@stadtwerke-dueren.de</a> I <a href="http://www.stadtwerke-dueren.de">www.stadtwerke-dueren.de</a>

## Aufgabenstellung

### **Technische und wirtschaftliche Betrachtung eines Energiemanagement-Systems zur Optimierung des Eigenstromverbrauchs von Privatkunden**

Aufgrund von neuen Rahmenbedingungen im Energiesektor, hauptsächlich geregelt durch das EEG und der EnEV sinkt das „Commodity-Geschäft“ der Energieversorger stetig.

Im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Düren werden ca. 60.000 Kunden mit Strom und Gas versorgt. Seit ein paar Jahren sinkt der Energieverbrauch der Kunden stetig.

Hauptgründe für diese Entwicklung:

- Eigenstromproduktion über eine Photovoltaikanlage
- Effizientere Elektrogeräte und die Anlagentechnik
- Weniger Transmissionswärmeverluste aufgrund Gebäudehüllen

Um neue Märkte zu erschließen, entwickeln die Stadtwerke Düren neue Produkte. Einige dieser Produkte dienen zur Kompensation des wegfallenden Umsatzes des Commodity-Geschäfts. Bevor ein neues Produkt entsteht, bedarf es einer aufwendigen Entwicklungsphase und vieler theoretischer und praktischer Analysen.

In dieser Masterarbeit soll eine technische Lösung für ein Energiemanagement-System zur Optimierung des Eigenstromverbrauchs von Privatkunden vorgestellt und sowohl technisch als auch marktwirtschaftlich analysiert werden.

Im ersten Schritt soll eine Marktanalyse durchgeführt werden, um den Wettbewerb sowie das Marktpotential zu ermitteln. Hauptaugenmerk sind dabei Privatkunden mit neuen PV-Erzeugungsanlagen und Kunden, deren Erzeugungsanlagen ab 2021 aus der EEG- Vergütung auslaufen (Vergütungszeitraum abgelaufen).

Eine Lastganganalyse unter Einbeziehung von Erzeugungs- und Verbrauchslasten aus dem Strom-, Verkehrs- und Wärmesektor sollen dabei Ergebnisse über das technische Einsparpotential liefern.

Unter Berücksichtigung der Energiepreise der verdrängten Energiemedien soll eine wirtschaftliche Betrachtung durchgeführt werden. Hierbei soll eine Break- Even-Analyse sowohl für den Privatkunden als auch für die Stadtwerke Düren erstellt werden.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Aufgabenstellung</b> .....	<b>A</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>B</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>D</b>
<b>Diagrammverzeichnis</b> .....	<b>E</b>
<b>Formelverzeichnis</b> .....	<b>F</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>G</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>H</b>
<b>1. Einleitung</b> .....	<b>1</b>
<b>2. Produktbeschreibung</b> .....	<b>3</b>
2.1 Ist- Situation .....	3
2.2 Soll- Situation .....	4
<b>3. Marktanalyse</b> .....	<b>6</b>
3.1 Marktlage und Rahmenbedingungen .....	6
3.1.1 Elektrizität .....	6
3.1.2 Mobilität .....	9
3.1.3 Wärme .....	10
3.2 Markteingrenzung .....	13
3.2.1 Zielgruppen/ Kunden .....	13
3.2.2 Räumliche Eingrenzung .....	13
3.2.3 Wettbewerb .....	13
3.3 Marktpotential .....	15
3.3.1 Annahmen .....	15
3.3.2 Ergebnisse .....	19
3.3.3 Chancen/ Risiken .....	21
<b>4. Anlagentechnik und Parameter</b> .....	<b>23</b>
4.1 Technologieschema .....	23
4.2 Energiemanagement- System .....	24
4.3 Tarifwechsel/ Messkonzept .....	26
4.4 Photovoltaikanlage .....	27
4.5 Batteriespeicher .....	28
4.6 Mobilität .....	29
4.7 Wärme- und Kälte .....	31
<b>5. Datenauswertung</b> .....	<b>37</b>
5.1 Lastgang der Photovoltaikerzeugung .....	38
5.1.1 Globalstrahlungsdaten .....	42

5.2	Lastgang des Geräteverbrauchs .....	43
5.3	Lastgang des Batteriespeichers .....	44
5.4	Lastgang des E- Fahrzeug Ladevorgangs.....	46
5.4.1	Messung des Ladevorgangs .....	49
5.5	Lastgang der Wärmeerzeugung .....	51
<b>6.</b>	<b>Technisches Einsparpotential.....</b>	<b>53</b>
6.1	Anlagenszenarien „Neubau und Bestand“ .....	53
6.1.1	Szenario Neubau .....	53
6.1.2	Szenario Bestand.....	54
6.2	Energetische Bewertungsgrößen .....	54
6.3	Ergebnisse .....	56
6.3.1	Energetisches Einsparpotential „Neubau“ .....	56
6.3.2	Energetisches Einsparpotential „Bestand“ .....	57
<b>7.</b>	<b>Wirtschaftlichkeit .....</b>	<b>60</b>
7.1	Annahmen „Business Case Privatkunde“ .....	61
7.2	Ergebnisse „Business Case Privatkunde“ .....	64
7.3	Annahmen „Business Case Stadtwerke“ .....	64
7.4	Ergebnisse „Business Case Stadtwerke“ .....	67
<b>8.</b>	<b>Ergebnisdiskussion .....</b>	<b>68</b>
8.1	Energetisches/ technisches Einsparpotential .....	68
8.2	Wirtschaftlichkeit und Marktpotential .....	75
<b>9.</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick .....</b>	<b>80</b>
	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>I</b>
	<b>Danksagung .....</b>	<b>i</b>
	<b>Anhang.....</b>	<b>ii</b>
	<b>Erklärung.....</b>	<b>iv</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Schema einer PV-Anlage (Ist-Situation) .....	3
Abbildung 2-2: Energiemanagement-System im Einfamilienhaushalt .....	4
Abbildung 2-3: Schema einer PV-Anlage (Soll-Situation) .....	5
Abbildung 3-1: Einspeisemanagement für Photovoltaikanlagen [5] .....	7
Abbildung 4-1: Technologieschema "Energiemanagement- System" .....	23
Abbildung 4-2: Technologieschema des e.manager [21] .....	24
Abbildung 4-3: Plan der Schnittstellen und Anschluss der Aktoren.....	25
Abbildung 4-4: Schema Zählerkonzept.....	26
Abbildung 4-5: E- Schaltplan „PV-Anlage und e.manager“ .....	28
Abbildung 4-6: E- Schaltplan „Batteriespeicher und e.manager“ .....	29
Abbildung 4-7: E- Schaltplan „Ladepunkt und Zähler“ .....	31
Abbildung 4-8: E- Schaltplan „Wärme-/ Kälteerzeugung und Zähler“.....	33
Abbildung 5-1: Schema zum Aufbau der Datenverarbeitung .....	37
Abbildung 5-2: Ausschnitt der Eingabemaske "Performance Ratio" .....	40
Abbildung 5-3: Messaufbau.....	49

## Diagrammverzeichnis

Diagramm 3-1: Einspeisevergütung zur installierten PV- Anlagenleistung [2].....	6
Diagramm 3-2: Intelligente Wirkleistungsbegrenzung durch zuschaltbare Lasten ....	8
Diagramm 3-3: Jährlicher Zubau von Homespeichern in Zukunft [8] .....	9
Diagramm 3-4: Markthochlauf Elektrofahrzeuge [10].....	10
Diagramm 3-5: Deutscher Endenergieverbrauch aufgeteilt in Sektoren .....	11
Diagramm 3-6: Photovoltaikzubau zwischen 1999- 2017 .....	16
Diagramm 3-7: Projektlebenszyklus und deren Phasen [17].....	17
Diagramm 3-8: Ökonomisches Potential im SWD Versorgungsgebiet.....	20
Diagramm 3-9: Erwartungspotential im SWD Versorgungsgebiet.....	20
Diagramm 4-1: Schalthysterese und Temperatur bei PV- Überschussenergie .....	34
Diagramm 5-1: Jahreslastgang PV- Erzeugung.....	41
Diagramm 5-2: Tageslastgang PV- Erzeugung (20.06.13) .....	42
Diagramm 5-3: Jahreslastgang Geräteverbrauch .....	44
Diagramm 5-4: Tageslastgang Geräteverbrauch (20.06.13).....	44
Diagramm 5-5: Jahreslastgang Batterie + E- Fahrzeug.....	45
Diagramm 5-6: Tageslastgang Batterie + E- Fahrzeug (20.06.13).....	46
Diagramm 5-7: Jahreslastgang Geräteverbrauch + Verbrauch E-Fahrzeug .....	47
Diagramm 5-8: Jahreslastgang E- Fahrzeug Laden .....	47
Diagramm 5-9: Tageslastgang E- Fahrzeug Laden (20.06.13) .....	48
Diagramm 5-10: Leistungsaufnahme und Speicherkapazität bei der Lademessung des BMW i3 (18,8 kWh) .....	50
Diagramm 5-11: Jahreslastgang Wärme aus Photovoltaik .....	51
Diagramm 5-12: Tageslastgang Wärme aus Photovoltaik (20.06.2013) .....	52
Diagramm 8-1: Tageslastgänge „Neue PV- Anlage mit Sektorkopplung“ .....	69
Diagramm 8-2: Tageslastgänge „Bestehende PV- Anlage mit Sektorkoppelung“ ...	70
Diagramm 8-3: Vergleich des Eigenverbrauchsanteils bei verschiedenen Ausbaustufen der Anlagentechnik (Neubau) .....	71
Diagramm 8-4: Vergleich des Eigenverbrauchsanteils bei verschiedenen Ausbaustufen der Anlagentechnik (Bestand).....	72
Diagramm 8-5: Vergleich des Autarkiegrades bei verschiedenen Ausbaustufen der Anlagentechnik (Neubau).....	73
Diagramm 8-6: Vergleich des Autarkiegrades bei verschiedenen Ausbaustufen der Anlagentechnik (Bestand) .....	74
Diagramm 8-7: Kapitalwerte im Szenario "Privatkunde neue PV- Anlage".....	77
Diagramm 8-8: Kapitalwerte im Szenario "Stadtwerke Düren neue PV- Anlage" ....	78

## Formelverzeichnis

Formel 4-1: Wirkungsgrad Batteriespeicher .....	28
Formel 4-2: Berechnung der Ladeleistung.....	29
Formel 4-3: Wirkungsgrad E- Fahrzeug Ladung.....	30
Formel 4-4: Überschlägige Heizleistung .....	32
Formel 4-5: Elektrische Leistung der Wärmepumpe .....	33
Formel 4-6: Speicherkapazität.....	35
Formel 4-7: Maximal erlaubte Warmhalteverluste .....	36
Formel 5-1: Wirkungsgrad Ladevorgang .....	50
Formel 6-1: Gesamtverbrauch.....	54
Formel 6-2: Direktverbrauch.....	54
Formel 6-3: Eigenverbrauchsanteil.....	54
Formel 6-4: Autarkiegrad.....	55
Formel 6-5: Netzeinspeisung.....	55
Formel 6-6: Netzbezug.....	55



## Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Primärenergieverbrauch verschiedener Anlagentechniken [12] .....	12
Tabelle 3-2: Theoretisches Potential im Versorgungsgebiet .....	15
Tabelle 3-3: Stückzahlsteigerung von Photovoltaik Neuanlagen .....	18
Tabelle 4-1: Geschätztes Warmwasserspeichervolumen nach Haushaltsgröße [26] .....	35
Tabelle 5-1; Ausschnitt der Matrix für den Strahlungsgewinn [%] .....	39
Tabelle 5-2: Parameter Eingabe in Excel (rot) .....	40
Tabelle 5-3: Messergebnisse und Auswertung der E- Fahrzeug Lademessung .....	50
Tabelle 6-1: Aufschlüsselung der Jahresarbeit für den Direktverbrauch in den verschiedenen Sektoren bei verschiedener Anlagentechnik (Neubau) .....	56
Tabelle 6-2: Aufschlüsselung der Jahresarbeit für den Netzbezug in den verschiedenen Sektoren bei verschiedener Anlagentechnik (Neubau) .....	57
Tabelle 6-3: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad unter Berücksichtigung verschiedener Anlagentechnik (Neubau) .....	57
Tabelle 6-4: Aufschlüsselung der Jahresarbeit für den Direktverbrauch in den verschiedenen Sektoren bei verschiedener Anlagentechnik (Bestand) .....	58
Tabelle 6-5: Aufschlüsselung der Jahresarbeit für den Netzbezug in den verschiedenen Sektoren bei verschiedener Anlagentechnik (Bestand) .....	58
Tabelle 6-6: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad unter Berücksichtigung verschiedener Anlagentechnik (Bestand) .....	59
Tabelle 7-1: CAPEX, REV, OPEX "Businesscase Privatkunde (Neubau)" .....	62
Tabelle 7-2: CAPEX, REV, OPEX "Businesscase Privatkunde (Bestand)" .....	63
Tabelle 7-3: Ergebnistabelle Businesscase "Privatkunde (Neubau)" .....	64
Tabelle 7-4: Ergebnistabelle Businesscase "Privatkunde (Bestand)" .....	64
Tabelle 7-5: CAPEX, REV, OPEX "Businesscase Stadtwerke Düren (Neubau)" ....	65
Tabelle 7-6: CAPEX, REV, OPEX "Businesscase Stadtwerke Düren (Bestand)" ...	67
Tabelle 7-7: Ergebnistabelle Businesscase "Stadtwerke Düren (Neubau)" .....	67
Tabelle 7-8: Ergebnistabelle Businesscase "Stadtwerke Düren (Bestand)" .....	67
Tabelle 8-1: Direktverbräuche und Netzbezüge (volle Ausbaustufe der Anlagentechnik) .....	75
Tabelle 8-2: Zusammenfassung der wirtschaftlichen Kennzahlen für verschiedene Szenarien .....	76

## Abkürzungsverzeichnis

EVU	Energieversorgungsunternehmen
SWD	Stadtwerke Düren
PV	Photovoltaik
WR	Wechselrichter
WP	Wärmepumpe
LTE	Long Term Evolution
AC	Alternating current
DC	Direct current
EEG	Erneuerbare Energie Gesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
GDEW	Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
GHD	Gewerbe Handel Dienstleistungen
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
HTW	Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin
RWTH	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen
BDEW	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft
EE	Erneuerbare Energien
IT	Informationstechnik
SG	Smart Grid
B2B	Business to business
NEFZ	Neuer Europäischer Fahrzyklus
ND	Nutzungsdauer

# 1. Einleitung

Die Stadtwerke Düren GmbH (SWD) möchten die Energiewende in Stadt und Kreis Düren federführend umzusetzen.

Einen ersten Schritt haben die SWD bereits gemacht. Seit mehreren Jahrzehnten betreiben die SWD eigene Blockheizkraftwerke und Nahwärmeanlagen, in Kürze mit CO<sub>2</sub>- neutralem Gas.

Über Beteiligungen und Projektgesellschaften betreiben die SWD Wind- und Photovoltaikanlagen. In naher Zukunft wird die Wasserkraftanlage „Pleußmühle“ die seit 1992 in Betrieb ist, modernisiert.

Das Produkt „SWD Naturstrom“ wird komplett aus Wasserkraft gewonnen. Zusätzlich werden über Energiedienstleistungen, wie der Energiesparzentrale, versucht die Kunden durch umfassende Beratung zum Energiesparen zu begeistern.

Spätestens seit den neuen Novellen des Erneuerbaren Energie Gesetzes (EEG) und der Energieeinsparverordnungen (EnEV) sowie des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) werden von den Energieversorgern (EVU) neue Geschäftsmodelle gefordert.

Neue bereits im Markt befindliche Produkte sind beispielsweise die SWD-Direktvermarktung und die SWD-Photovoltaik für Privat- und Gewerbekunden. Die Ballungsräume des Kreises Düren und anderer Kreise werden in Zukunft erschlossen.

Im aktuellen Grünbuch „Energieeffizienz“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) werden neue Thesen zur Transformation der Energieversorgung vorgestellt. Dabei spielt die Sektorkopplung eine wichtige Rolle. „Bei der Sektorkopplung bedient das Stromangebot die Nachfrage nach Energie in Haushalten (Wärme/Kälte) und Verkehr (Antrieb), sowie in Industrie und GHD (Wärme, Kälte und Antrieb)“ [1].

In dieser Masterarbeit wird die Produktidee „Sektorkopplung durch Energiemanagement-System bei Privatkunden“ betrachtet. Die Produktbeschreibung konkretisiert das System und stellt es graphisch dar. Anschließend wird in einer Marktanalyse das Marktpotential ermittelt. Als Datengrundlage dient das Anlagenregister der Bundesnetzagentur. Hierdurch lassen sich Aussagen über Anlagenanzahlen, Anlagengrößen sowie Inbetriebnahme Daten treffen. Mit

Annahmen im Rahmen eines Projektlebenszyklus werden die Zubauzahlen für die Zukunft bewertet. Hauptaugenmerk liegt auf Privatkunden mit neuen PV-Erzeugungsanlagen, außerdem auf Kunden deren Erzeugungsanlagen ab 2021 aus der EEG-Vergütung auslaufen. Kunden mit alten Anlagen, bekommen für ihren in das Netz eingespeisten Strom keine vergütet mehr. Diese Kunden werden neue Möglichkeiten Ihrer Stromnutzung suchen.

Eine Lastganganalyse unter Einbeziehung von Erzeugungs- und Verbrauchslasten aus dem Strom-, Verkehrs- und Wärmesektor liefert Ergebnisse über das energetische Einsparpotential.

Die Lasten in den oben genannten Bereichen werden nach bestimmten Mustern angesteuert, um den Eigenstromanteil zu optimieren. Unter Berücksichtigung der Energiepreise der verdrängten Energiemedien wird eine wirtschaftliche Betrachtung durchgeführt. Die Break- Even- Analyse wird sowohl für den Privatkunden als auch für die Stadtwerke Düren durchgeführt, um die wirtschaftlichen Vorteile beider Positionen hervorzuheben.

Die Ergebnisse dienen dazu energetische und wirtschaftliche Potentiale sowie Chancen und Risiken für eine Markteinführung des neuen Produkts abzuschätzen zu können. Den Kunden der Stadtwerke Düren sollen neue attraktive Möglichkeiten im Bereich der Energiedienstleistungen angeboten werden.

## 2. Produktbeschreibung

Das Kapitel Ist- Situation beschreibt den aktuellen Zustand, das Kapitel Soll- Situation den Zustand unter Verwendung des Energiemanagement-Systems. Die Beschreibung des Energiemanagement-System bezieht sich auf ein freistehendes Einfamilienhaus mit vier Personen.

### 2.1 Ist- Situation

In Abbildung 2-1 ist die größtenteils bis heute übliche Systemlandschaft mit ihren Parametern dargestellt. Aufgrund der guten Vergütungssituation sind PV- Anlagen zwischen EEG 2000 und EEG 2012 mehrheitlich als volleinspeisende Anlagen realisiert worden. Mit den Vergütungen für den Eigenverbrauch ab EEG 2012 auch immer mehr netzparallel, wie auch in Abbildung 2-1 dargestellt. Nach 20 Jahren + Inbetriebnahmejahr sollte die PV- Anlage in einen netzparallelen Betrieb überführt werden, um einen Teil der Energie selbst zu nutzen.

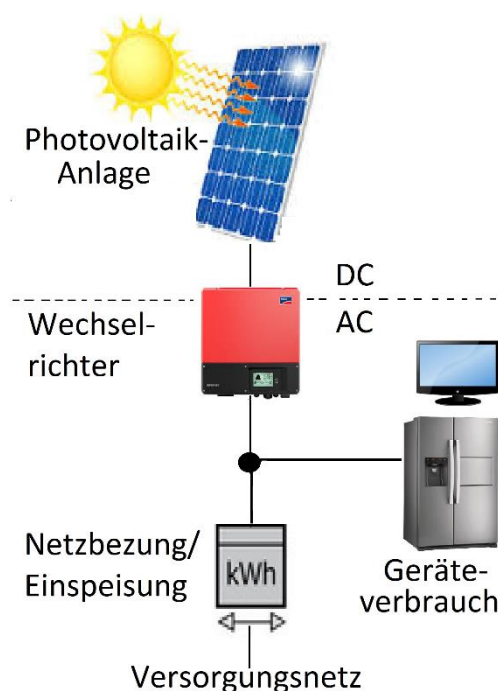


Abbildung 2-1: Schema einer PV-Anlage (Ist-Situation)

Die Wirkleistung der PV- Anlage oder des geförderten Speichersystem muss reduziert werden. Üblicherweise wird die gesetzlich vorgeschriebene Wirkleistungsreduzierung auf 70 % am Wechselrichter (WR) umgesetzt. In der Abbildung 2-1 ist der WR rot dargestellt. Liegt beispielsweise auf der Gleichstromseite (DC) 5,9 kWp Wirkleistung an, liegen auf der Wechselstromseite (AC) nur noch 70 % der Wirkleistung etwa 4,13 kWp an. Eine Photovoltaikanlage erreicht nur in wenigen Minuten des Jahres Ihre Peak-Leistung, deshalb liegen die Verluste der Jahresarbeit durch die Wirkleistungsbegrenzung bei unter 3 % (siehe auch Kapitel 8).

In der Ist- Situation ist die Erzeugungsseite nicht mit der Wärmeerzeugung und dem Verkehrssektor gekoppelt. Der gesamte Eigenverbrauch fließt in die Versorgung des Geräteverbrauchs. Positive oder negative Differenzen zwischen Verbrauch und Erzeugung werden durch den Netzbezug oder die Einspeisung ausgeglichen. Dabei

entstehen Kosten für den Netzbezug. Die Einspeisung wird entsprechend dem EEG vergütet.

## 2.2 Soll- Situation

In Abbildung 2-2 ist das Energiemanagement-System schematisch dargestellt. Je nach Energieangebot werden über eine Steuerbox verschiedene Lasten zu- und ab geregelt. Lasten aus den Sektoren Wärme, Mobilität und Elektrizität werden gekoppelt.

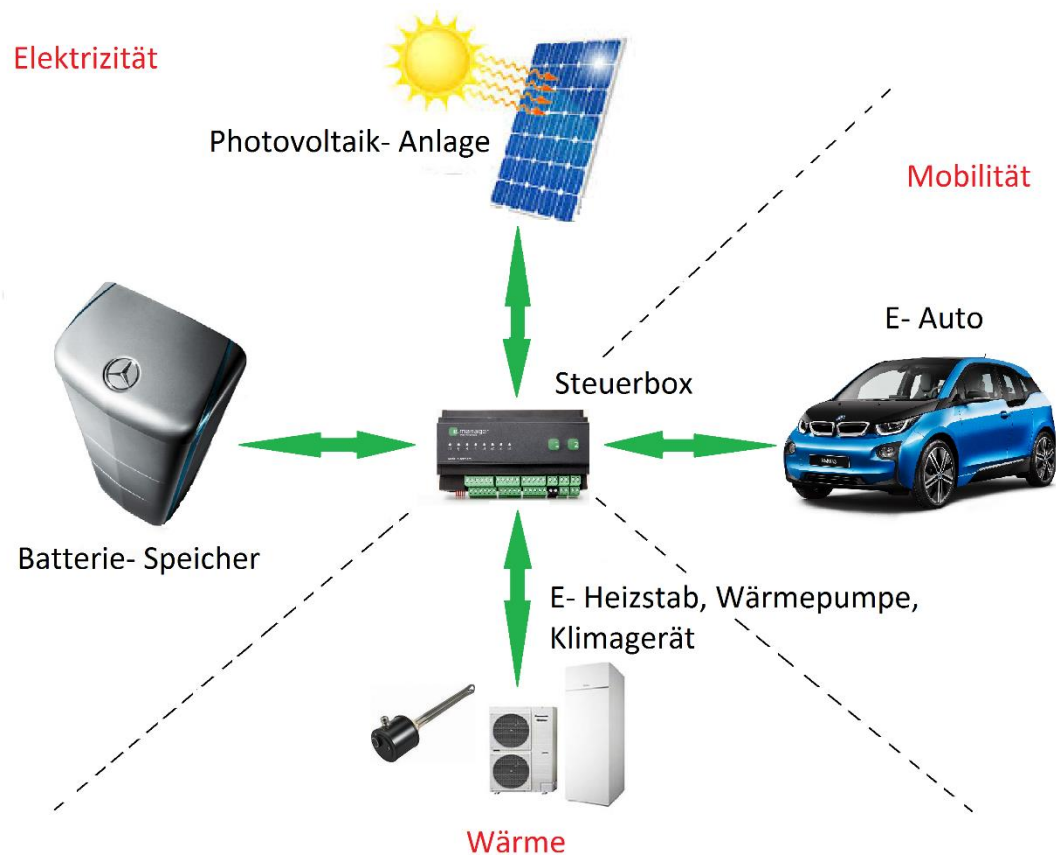


Abbildung 2-2: Energiemanagement-System im Einfamilienhaushalt

In der Abbildung 2-3 ist die Systemlandschaft unter Verwendung des Energiemanagement-Systems dargestellt.

Die Wirkleistungsbegrenzung wird nicht wie in Abbildung 2-1 durch den Wechselrichter, sondern durch zuschaltbare Lasten und gleichzeitiger Messung der Leistung am Netzverknüpfungspunkt sichergestellt. Hierdurch steht die gesamte PV-Leistung zur Verfügung.

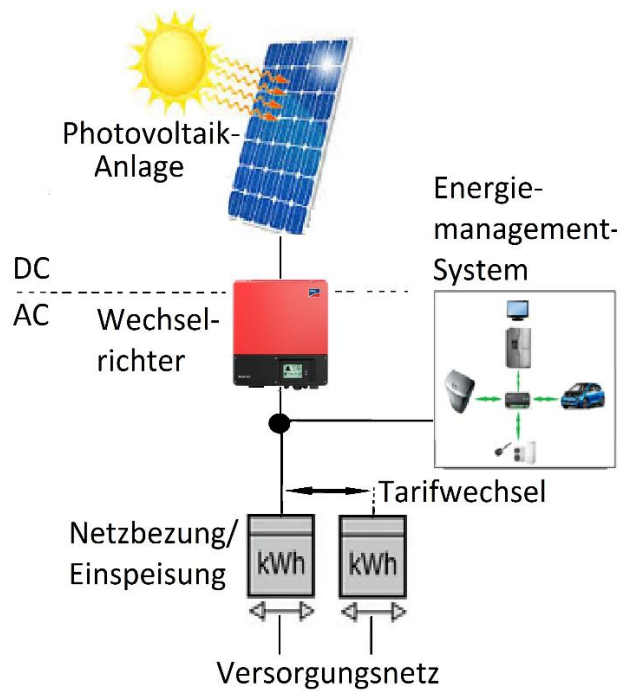


Abbildung 2-3: Schema einer PV-Anlage (Soll-Situation)

realisiert. Das Energiemanagement-System entscheidet welcher Tarif zu welchem Zeitpunkt der günstigste ist.

Der gesamte Energieverbrauch ist höher, da alle Energiesektoren im Einfamilienhaus bedient werden. Durch die intelligente gezielte Umwandlung von photovoltaischer Energie in Wärme oder Mobilität, kann der Eigenverbrauchsanteil stark erhöht werden. Der Netzbezug ist geringer als in der Ist-Situation. Die PV-Einspeisung geht auf ein Minimum zurück.

Um sowohl von der kostenlosen PV-Energie als auch von vergünstigten Tarifen zu profitieren, wird eine Lastumschaltung zwischen den Zählerkreisen

## 3. Marktanalyse

Im Kapitel Marktanalyse wird das Potential des Produkts „Energiemanagement-System“ unter Berücksichtigung verschiedener ökonomischer Parameter und Daten diskutiert und definiert. Diese Marktanalyse dient als Handlungsempfehlung. Vor Produkteinführung sollte der Markt detaillierter analysiert werden.

### 3.1 Marktlage und Rahmenbedingungen

Das „Energiemanagement- System“ ist auf Grundlage der Sektorkopplung aufgebaut. Nachfolgend sind die einzelnen Märkte bzw. Rahmenbedingungen der Sektoren Elektrizität, Mobilität und Wärme-/ Kälte beschrieben.

#### 3.1.1 Elektrizität

##### *EEG- Einspeisevergütung*

Die wesentlichen wirtschaftlichen Parameter einer Photovoltaikanlage sind die Stromgestehungskosten und die Einnahmen. Die Einnahmen geregelt durch das EEG, nehmen in Zukunft ab. Im EEG wurde ein Ausbaukorridor von 2.500 MW/a festgelegt. Mit den Ausschreibungen von Photovoltaik- Kapazitäten soll die Einhaltung des Korridors erreicht werden. Zusätzlich gibt es einen Kapazitätsdeckel von 52 GW. Wenn dieser Deckel erreicht ist, wird PV- Strom nicht mehr nach dem EEG vergütet.

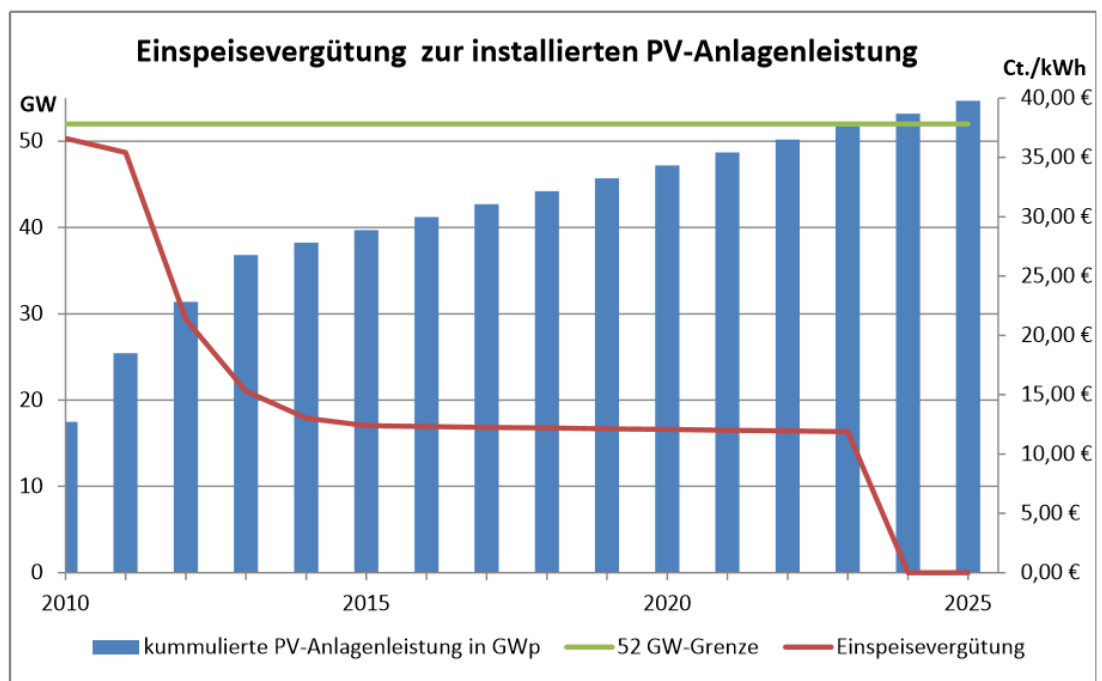


Diagramm 3-1: Einspeisevergütung zur installierten PV- Anlagenleistung [2]



Im Jahr 2016 wurde von der Bundesnetzagentur eine kumulierte installierte PV-Leistung von rd. 41 GW verzeichnet [3].

Die blauen Balken im Diagramm 3-1 stellen die kumulierte Leistung dar. Geht man davon aus, dass der PV- Ausbaurridor von 2.500 MW/a die nächsten Jahre erreicht wird, ist ein Fortlaufen der Einspeisevergütung (rot) noch bis ca. 2023 realistisch.

### *Situation neuer und alter Photovoltaikanlagen*

Ab dem Jahr 2023 wird es voraussichtlich keine gesetzliche Einspeisevergütung mehr geben. Neue Photovoltaikanlagen müssen sich spätestens ab diesem Zeitpunkt ohne Subventionen im Markt behaupten.

Das EEG besteht seit dem Jahr 2000. Die ersten PV-Anlagen fallen ab dem 01.01.2021 aus der EEG-Vergütung. Die Laufzeit von 20 Jahren plus Jahr der Inbetriebnahme ist ab diesem Zeitpunkt erreicht. Nach heutigem Kenntnisstand erreichen Photovoltaikanlagen eine Lebensdauer von ca. 30 Jahren (kristalline Solarzellen) [4]. Die Leistung der Module nimmt mit den Jahren ab. Trotzdem können die Anlagen mit ihrer verminderten Leistung weiterbetrieben werden. Mehr zum Thema Leistungsdegradation findet man in Kapitel 5.1 und 8.1.

### *Netzintegration-70 % und 50 % Wirkleistungsbegrenzung*

Aus Gründen der Netzintegration von Photovoltaikanlagen ist eine Wirkleistungsbegrenzung ab dem EEG 2012 vorgesehen. Wie in Abbildung 3-1 dargestellt, gibt es ab dem 01.01.2013 für Anlagen bis 30 kWp eine Wahlmöglichkeit die Leistung zu begrenzen. Entweder man wählt eine harte 70 % Begrenzung oder eine fernsteuerbare Reduzierung der Wirkleistung.

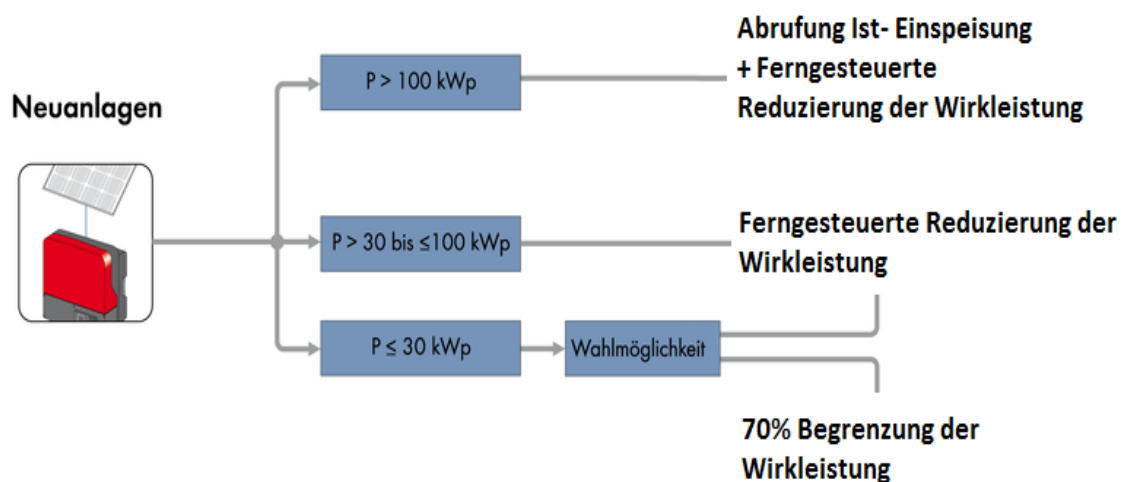


Abbildung 3-1: Einspeisemanagement für Photovoltaikanlagen [5]

Aufgrund der Kosten für eine ferngesteuerte Wirkleistungsreduzierung wird bei Anlagen bis 10 kWp meist die harte 70 % Wirkleistungsreduzierung durch den Wechselrichter umgesetzt. Die Wirkleistungsbegrenzung muss spätestens am Netzverknüpfungspunkt greifen, davor dürfen 100 % der Leistung anliegen.

Diese Situation gibt die Möglichkeit wie in Diagramm 3-2 darstellt, verschiedene Lasten zu zuschalten. Die blaue Linie zeigt die Wirkleistung gemessen am Verknüpfungspunkt. Die rote Linie zeigt die PV-Wirkleistung. Die Differenzleistung zwischen 70 % und 100 % wird durch den Geräteverbrauch, Batterieladung und der Wärmeerzeugung ausgeglichen.

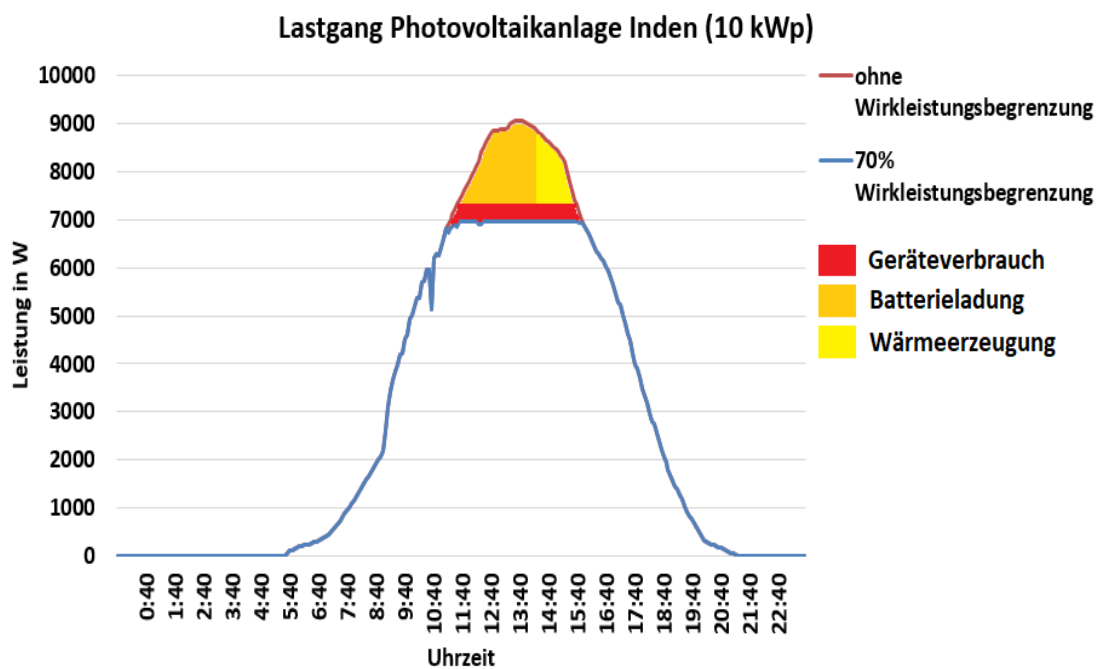


Diagramm 3-2: Intelligente Wirkleistungsbegrenzung durch zuschaltbare Lasten

Würde man die Wirkleistung des Solarpark Inden eine Freiflächenphotovoltaikanlage im Kreis Düren, mit optimalen Azimut- und Elevationsparametern auf 70 % reduzieren, würde sich die Jahresarbeit [kWh] im Durchschnitt der letzten 5 Jahre um 3 % verringern. Bei der intelligenten Wirkleistungsbegrenzung wird diese Jahresarbeit gespeichert oder in andere nützliche Energieformen umgewandelt.

Unter Verwendung eines durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) geförderten Batteriespeichers, muss seit 01.01.2016 die Anlagenwirkleistung auf 50 % begrenzt werden. Zur Einhaltung der geforderten 50 % Einspeisegrenze müssen bei einer rein eigenversorgungsoptimierten Betriebsweise im Mittel rund 8 % des jährlichen PV-Ertrags abgeregelt werden [6].

## Batteriespeicher

Das Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe der RWTH Aachen beschreibt in ihrem Jahresbericht 2017: „Seit Mitte 2013 fielen die durchschnittlichen Endverbraucherpreise um über 45%. Günstige Speichersysteme sind heute bereits für weniger als 1.000 €/kWh (inkl. MwSt.) erhältlich. Zudem kündigten viele Speicherhersteller zur Leitmesse Intersolar Europe 2017 weitere deutliche Preissenkungen an. Insgesamt ist daher mit einem anhaltenden signifikanten Preisrückgang zu rechnen“ [7]. Auch wenn das KfW-Förderprogramm für Batteriespeicher Ende 2018 ausläuft, wird sich der Trend im Zubau, wie in Diagramm 3-3 dargestellt, in Zukunft fortsetzen. Die Prognosen sind auf Datengrundlagen von Fraunhofer ISE, BDEW, www.energymap.info und Firmendaten von Büro F erstellt worden. Dargestellt wird die Anzahl der jährlich installierten Homespeicher (Y- Achse) über die Zeit.

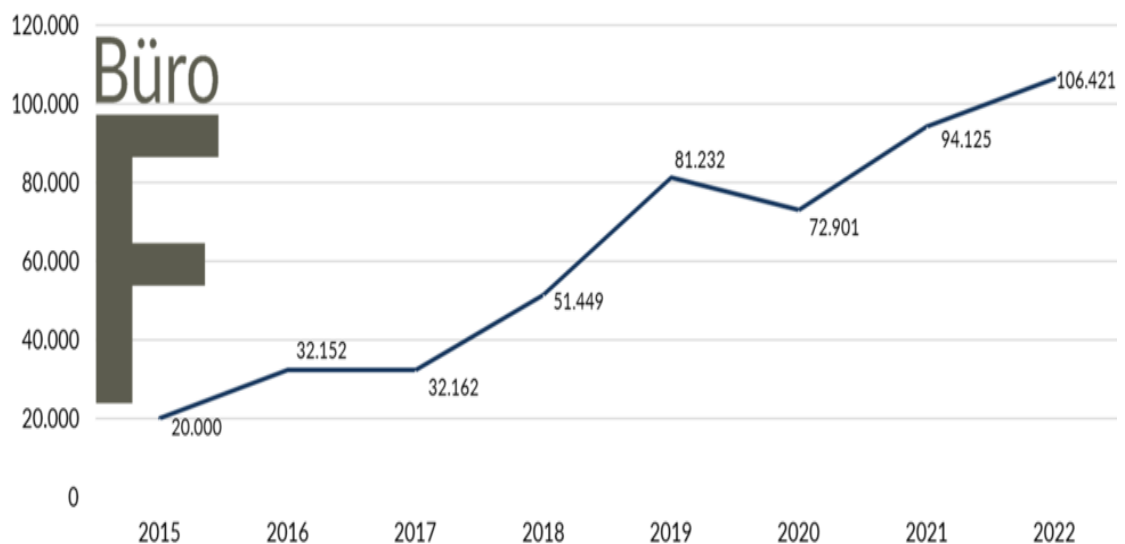


Diagramm 3-3: Jährlicher Zubau von Homespeichern in Zukunft [8]

In Anlehnung an den jährlichen PV- Zubau werden Homespeicher in Zukunft üblicher Bestandteil der Anlagentechnik im Gebäude. Aktuell werden deutschlandweit 46% aller neu installierter PV- Anlagen mit Speichersystemen ausgerüstet [7].

### 3.1.2 Mobilität

Bisher spielt die Elektromobilität im Verkehrssektor eine untergeordnete Rolle. Doch das sollte sich mit dem Kabinettsbeschluss vom 18.Mai 2016 ändern. Nachfolgend die Subventionen, die auf den Weg gebracht wurden [9]:

- Umweltbonus von 4.000 EUR für Elektrofahrzeuge und 3.000 EUR für Hybridfahrzeuge. Begrenzung auf 1,2 Mrd. EUR bei hälftiger Finanzierung durch Bund und Automobilindustrie. Laufzeit bis längstens Mitte 2019. Abwicklung über das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).

- Investitionen für den Aufbau öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur von 300 Mio. EUR, davon 200 Mio. EUR für das Schnellladen und 100 Mio. EUR für das Normalladen.
- Beschaffungsprogramm 100 Millionen Euro für die öffentliche Hand
- Entfall geldwerter Vorteil (beim Arbeitgeber laden)
- Befreiung von der Kfz-Steuer für reine Elektrofahrzeuge für 10 Jahre

Diese Subventionen und weitere region- und stadtsspezifische Vorteile, sollen das Ziel der Bundesregierung von 1.000.000 Elektrofahrzeuge bis 2020 näher bringen. Die nationale Plattform Elektromobilität stellt in Diagramm 3-4 das Szenario des Markthochlaufs von Hybridfahrzeugen (grau) und rein elektrischen Fahrzeugen (rot) dar [10].

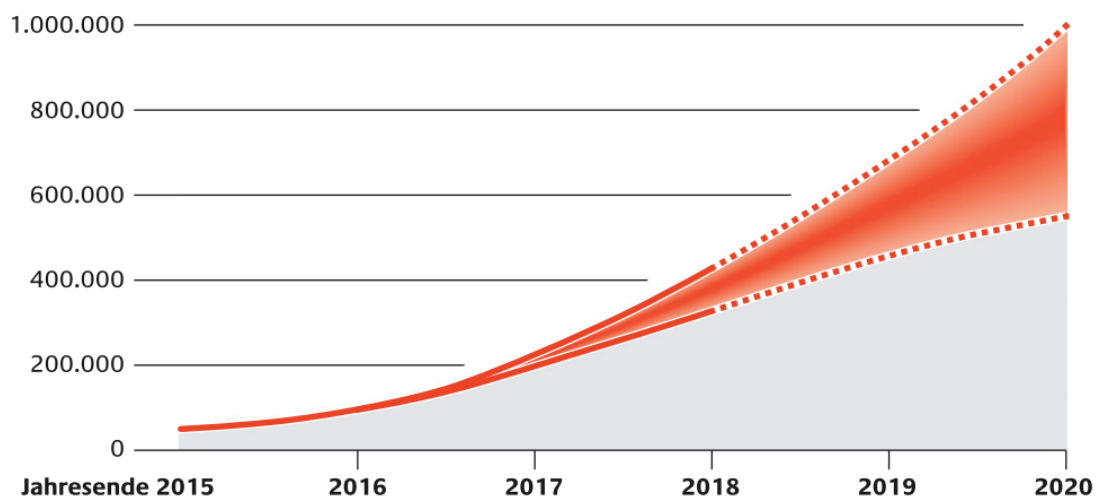


Diagramm 3-4: Markthochlauf Elektrofahrzeuge [10]

Hinsichtlich der oben beschriebenen Rahmenbedingungen, Ziele und Subventionen ist davon auszugehen, dass sich der Trend für Elektromobilität auch nach 2020 weiter fortsetzt.

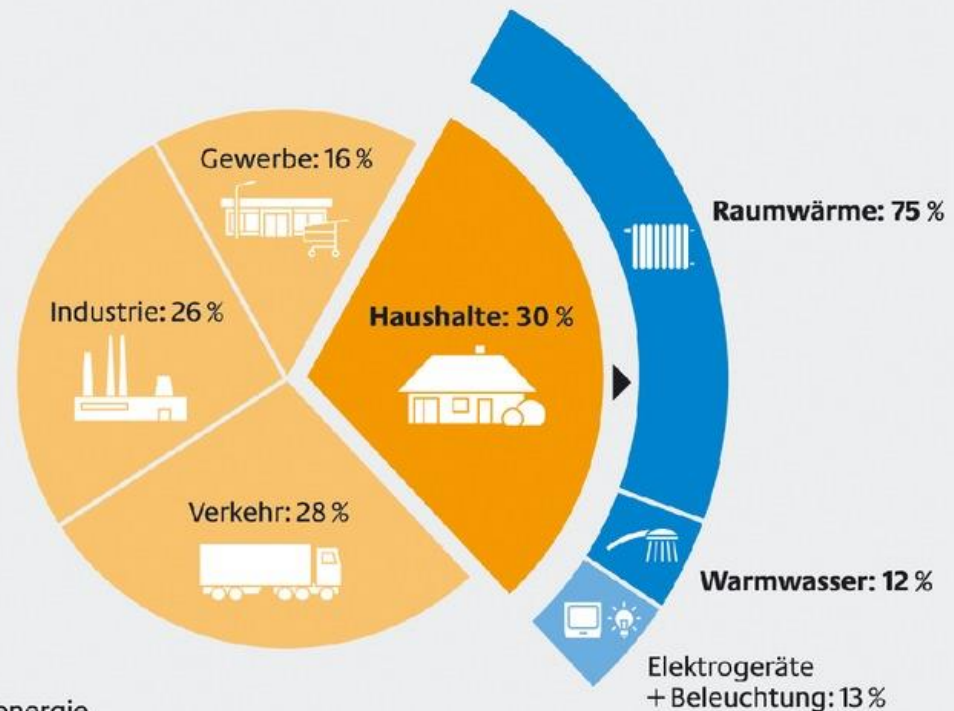
### 3.1.3 Wärme

Der Anteil Erneuerbarer Energie am Bruttostromverbrauch ist 2016 auf 31,7 % gestiegen. Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme liegt hingegen bei nur 13,4 %, im Bereich Verkehr bei nur 5,1 % [11].

In Diagramm 3-5 sind die Energieverbräuche der Sektoren im Jahr 2015 dargestellt. Haushalte (Wärme/Kälte) stellen mit 30 % die größten Verbraucher dar. Der Sektor Verkehr liegt bei 28 %. Diese Zahlen zeigen, dass das Potential in diesen Sektoren sehr groß ist. In dem Ansatz mit überschüssiger Energie aus Photovoltaikanlagen den Wärme- und Verkehrssektor zu bedienen, liegt viel Potential.

## Wer verbraucht in Deutschland die meiste Energie\*?

Energieverbrauch der Heizung oftmals unterschätzt



\*Endenergie

Quelle: dena / Energiedaten BMWi

Diagramm 3-5: Deutscher Endenergieverbrauch aufgeteilt in Sektoren

Schaut man sich die Rahmenbedingungen aus Sicht eines energetischen Gebäudebaus an, führt kein Weg an erneuerbare Energien vorbei. In der EnEV 2016 wird für das Referenzgebäude ein Höchstwert für den Primärenergiebedarf (PE) von 51 kWh/m<sup>2</sup>a und für die Transmissionswärmeverluste ( $H_{T}$ ) 0,368 W/m<sup>2</sup>k vorgeschrieben. Wie in Tabelle 3-1 dargestellt, erreicht man diese Grenzwerte nur unter Verwendung von Anlagentechnik mit erneuerbarer Energien. Würde man eine Kombination aus Photovoltaik und einem E-Heizer/ Wärmepumpe einsetzen, würden Werte für PE von mindestens 22,4 kWh/m<sup>2</sup>a und besser erreicht.

Tabelle 3-1: Primärenergieverbrauch verschiedener Anlagentechniken [12]

<b>Primärenergiebedarf (PE)</b>	51 Kilowattstunde pro Quadratmeter und Jahr (kWh/(m <sup>2</sup> *a))
<b>Spezifischer Transmissionswärmeverlust (H<sub>T</sub>)</b>	0,368 in Watt pro Quadratmeter und Kelvin (W/(m <sup>2</sup> *K))

<b>Ausführungsvarianten mit EnEV 2016:</b>	<b>Werte</b>	<b>PE in (kWh/(m<sup>2</sup>*a))</b> (H <sub>T</sub> überall erfüllt)	<b>EnEV-konform?</b> PE ≤ kWh/(m <sup>2</sup> *a)
<b>Pellet</b>		<b>19,0</b>	✓
<b>Pellet mit Solarthermie</b>		<b>14,2</b>	✓
<b>Außenluft-Wärmepumpe</b>		<b>37,9</b>	✓
<b>Außenluft-Wärmepumpe mit PV</b>		<b>22,4</b>	✓
<b>Erdsonden-Wärmepumpe</b>		<b>19,8</b>	✓
<b>Wärmenetz Geothermie</b>		<b>35,8</b>	✓
<b>Wärmenetz Biogas</b>		<b>9,4</b>	✓
Erdgas mit Solarthermie		50,6	✓
Erdgas		51,7	✗

Ölbetriebene Heizungsanlagen sind nicht mehr zulässig, gasbetriebene Brennwertthermen nur in Kombination mit erneuerbaren Energien.

## 3.2 Markteingrenzung

### 3.2.1 Zielgruppen/ Kunden

Es gibt keine Kundeneingrenzung in Altersgruppen oder Lebensstände, da hier Kunden sowohl bestehender Anlagen (eher ältere Kunden) als auch Kunden neuer Anlagen (eher jüngere Kunden) angesprochen werden. Sowohl junge und etablierte Familien, als auch Singles sind potentielle Kunden.

Als Zielgruppe werden Privatkunden mit alten oder neuen PV- Anlagen auf Einfamilienhäusern angenommen.

### 3.2.2 Räumliche Eingrenzung

Das Energiemanagement- System soll im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Düren vertrieben werden. Das Versorgungsgebiet besteht aus der Stadt Düren, der Gemeinde Merzenich und Nebenorten. Im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Düren leben ca. 100.194 Einwohner (Stand 31.12.2015) [13]. Davon werden alle mit Trinkwasser und rund 60.000 Kunden mit Strom und Gas versorgt. Nach einer regionalen Einführungsphase kann der Vertriebsradius auch auf den Kreis Düren und darüber hinaus erweitert werden.

### 3.2.3 Wettbewerb

Um Wettbewerber und Ihre Produkte zu identifizieren, wurde eine Internetrecherche durchgeführt. Zunächst wurden mögliche Wettbewerbergruppen erkannt:

- Energieversorgungsunternehmen (EVU)
- IT- Dienstleister/ Hardwarehersteller
- EE- Ingenieurbüros und Handwerker

Die Internetrecherche wurde so auf die genannten Branchen begrenzt.

Auf den Internetseiten der Wettbewerber wurden Produkte gesucht, die sich mit dem hier beschriebenen Energiemanagement- System vergleichen lassen. Vorab ist zu erwähnen, dass keiner der Wettbewerber ein identisches Produkt präsentiert. Nachfolgend sind drei ähnliche Produkte benannt. Das Produkt, welches dem hier beschriebenen Energiemanagement-System am meisten ähnelt, wird näher beschrieben und Unterschiede herausgearbeitet.

Anschließend wird der Wettbewerb der SWD im Versorgungsgebiet der SWD bewertet.

## *Produktauflistung*

- Sunny Home Manager 2.0 (Hersteller: SMA AG) [5]
- LEW EigenstromPlus (EVU: Lechwerke AG) [14]
- Das unabhängige Zuhause ( IT- Dienstleister: Kiwigrd GmbH) [15]

## *Produktbeschreibung „Das unabhängige Zuhause“*

Die Firma Kiwigrd GmbH bietet eine intelligente, sogar selbstlernende, Steuereinheit für das private Zuhause an. Die Steuereinheit koppelt verschiedene Erzeuger und Lasten auch sektorübergreifend. Unter Anbindung an die Kiwigrd Cloud besteht Zugriff auf Datenbanken und Echtzeitinformationen. Hierdurch kann ein Algorithmus lernen und z.B. Lastverläufe anpassen. Der Fokus liegt auf der Eigenenergieoptimierung.

## *Wesentliche Unterschiede*

- Kiwigrd bietet diese Produktlösung nicht für Privatkunden an. Kiwigrd tritt als Dienstleister für EVU oder andere Firmen der Energiebranche auf
- Ein intelligenter Tarifwechsel ist nicht vorgesehen
- Der Vertrieb, das Engineering und die technische Anbindung beim Kunden werden nicht von Kiwigrd selbst durchgeführt
- Lasten (Batterie,...) und Erzeuger (PV- Anlage) sind nicht im Portfolio

## *Wettbewerb im Versorgungsgebiet*

Der Vertrieb von ähnlichen oder gleichen Produkten im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Düren wird als sehr gering eingeschätzt. Das ähnlichste Produkt ist „Das unabhängige Zuhause von Kiwigrd und wird nicht für Privatkunden angeboten. Weiterhin haben die Stadtwerke Düren das technische Know How und den direkten Kontakt zum Kunden im Versorgungsgebiet.

Aufgrund der Innovationswirkung im Bereich „Digitalisierung der Energiewende“, ist in Zukunft und außerhalb des Versorgungsgebietes der Stadtwerke Düren, mit einem größeren Wettbewerb zu rechnen.



### 3.3 Marktpotential

In diesem Kapitel werden das theoretische Potential und das Erwartungspotential beschrieben.

#### 3.3.1 Annahmen

##### *Theoretisches Potential*

Das ökonomisch maximale Potential stellt die Anzahl der Kunden mit Photovoltaikanlagen unter 15 kWp, sowie die Prognose für den weiteren Zubau von neuen Anlagen dar. Während die PV- Subventionen ihren Höhepunkt hatten, wurden durchaus private PV- Anlagen über 10 kWp erbaut. Daher wurde für die Filterung der Anlagendaten eine maximale Anlagenleistung von 15 kWp angenommen. Die Tabelle 3-2 stellt die Stückzahlen von alten Photovoltaikanlagen dar (Stand 31.12.2016).

Tabelle 3-2: Theoretisches Potential im Versorgungsgebiet

Photovoltaikanlage	Stückzahl
Bestand	535
Neubau	1726

Die Datengrundlage der Bestandsanlagen stammt aus den öffentlich zugänglichen Anlagenstammdaten der Bundesnetzagentur bis 11.2017 [16]. Die Daten der neuen PV- Anlagen stammen aus dieser Marktanalyse und werden nachfolgend ermittelt und beschrieben.

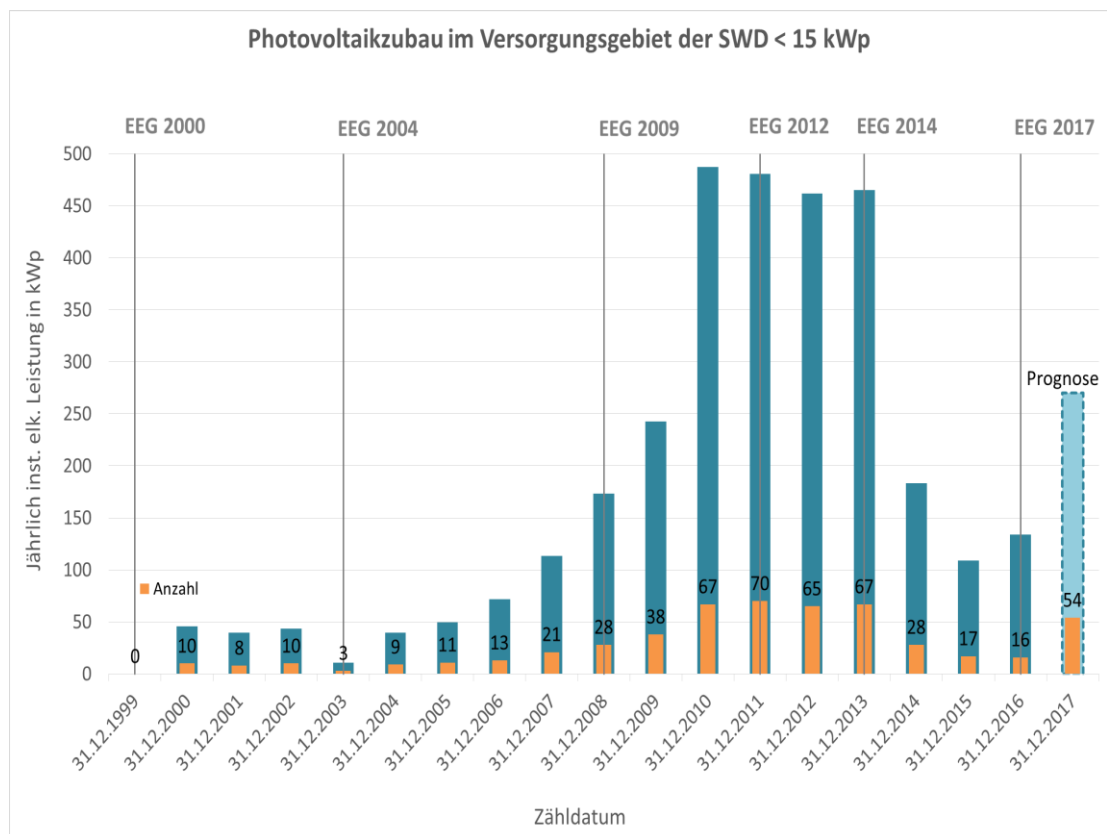


Diagramm 3-6: Photovoltaikzubau zwischen 1999- 2017

In Diagramm 3-6 ist der Photovoltaikzubau sowohl in Stückzahlen (orange), als auch in installierter Leistung (petrol) im Zeitraum von 1999- 2017 dargestellt. Ebenfalls sind die Einführungen der EEG- Novellen gekennzeichnet. Die Novellen von 2004 und 2009 haben den Photovoltaikzubau beschleunigt, während die Novelle von 2014 zum Einbruch der Branche geführt hat. Seit dem EEG 2017 werden wieder mehr neue Photovoltaikanlagen gebaut.

Die Ausbautzahlen für die Zukunft sind Annahmen, die sich modellhaft verhalten. Die Annahmen nähern sich zum einen an die Zahlen der letzten zwei Jahre zum anderen an den Verlauf des Produktlebenszyklus an. „Der Produktlebenszyklus ist ein Modell zur Beschreibung von unterschiedlichen Phasen eines Produktes von der Entwicklung und Markteinführung bis zur Abkündigung am Markt“ [17]. In Diagramm 3-7 ist der Verlauf der Leistungsfähigkeit (Absatz) in Abhängigkeit der Phasen eines Produktlebenszyklus exemplarisch dargestellt.

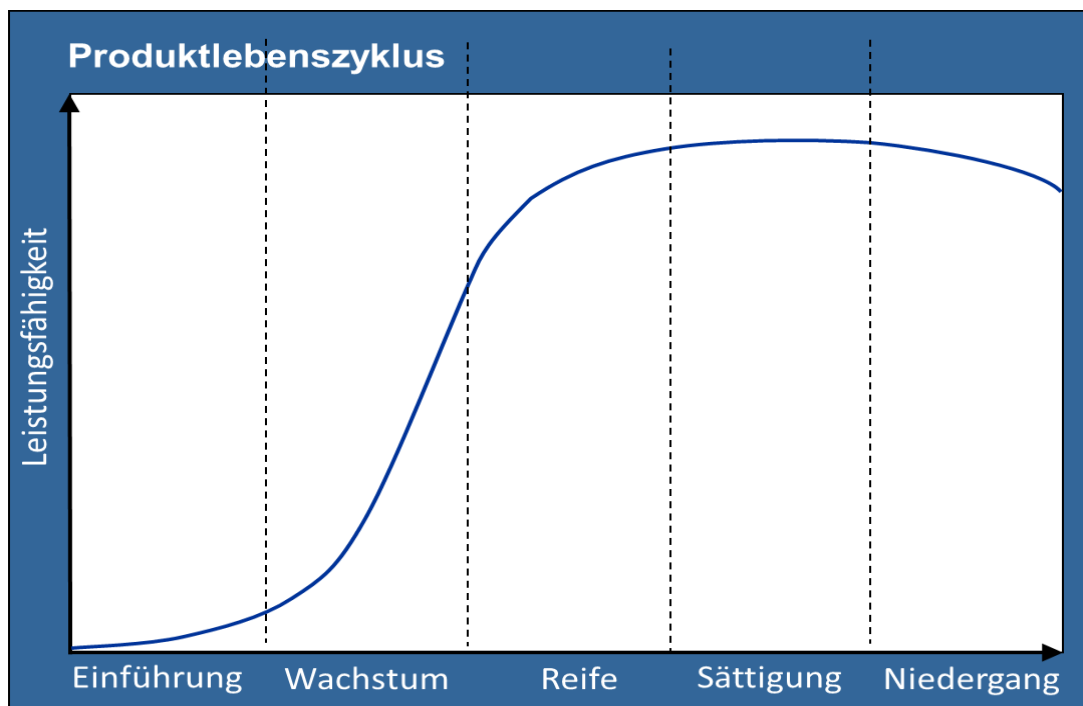


Diagramm 3-7: Produktlebenszyklus und deren Phasen [17]

Die Stückzahlen des Produktlebenszyklus PV sind branchenähnlichen Produkten nachempfunden. Der Startwert richtet sich nach den beim Netzbetreiber Leitungspartner gemeldeten Stückzahlen zwischen 2016 und 2017. Im Jahr 2016 wurden 16 PV-Anlagen, im Jahr 2017 etwa 54 PV- Anlagen im Netzgebiet der SWD gemeldet. Dies entspricht wie in Tabelle 3-3 dargestellt, einem Zuwachs von 238 % und stellt die Wachstumsphase dar. Zwischen 2016 und 2025 liegt der Zuwachs bei einem Grundwert von 16 PV- Anlagen bei maximal 525%. Dieser Zuwachs entspricht auch dem Markthochlauf eines branchenähnlichen Produkts wie der Wärmepumpe. Zwischen den Jahren 2000 und 2009 lag hier der Zuwachs bei 600 % [18].

In Tabelle 3-3 sind die angenommenen Mittelwerte der Absatzzahlen und deren Steigerungen zwischen 2015 und 2040 dargestellt. Hierbei gilt zu beachten, dass diese Zahlen Annahmen sind, die branchenähnlichen Produkte ähneln. Die Werte können in der Praxis stark nach oben oder unten schwanken. Um den Verlauf des Produktlebenszyklus zu verstehen wurde die Wachstums und Reifephase dargestellt. Für die spätere Auswertung ab 2020, spielen diese Phasen keine Rolle mehr.

Seit Mitte 2016 erlebt die Photovoltaikbranche eine Renaissance [19]. Die Preise für Photovoltaikanlagen sind so gering, dass sich ein wirtschaftlicher netzparalleler Betrieb darstellen lässt. Der Wegfall von europäischen Strafzöllen auf ausländische Photovoltaikmodule könnte die Preise weiter fallen lassen. Zuletzt verstehen die Kunden, dass die eigene Stromproduktion unabhängig von steigenden Stromkosten macht.

Tabelle 3-3: Stückzahlsteigerung von Photovoltaik Neuanlagen

Zeitraum	Neubau PV	Steigerung [%]	Phase
2015- 2016	16		<b>Wachstum</b>
2016- 2017	54	238	<b>Reife</b>
2017- 2018	67	24	
2018- 2019	80	19	
2019- 2020	88	10	
2020- 2021	93	6	<b>Sättigung</b>
2021- 2022	96	3	
2022- 2023	98	2	
2023- 2024	99	1	
2024- 2025	100	1	
2025- 2026	99	-1	
2026- 2027	98	-1	
2027- 2028	96	-2	
2028- 2029	93	-3	
2029- 2030	88	-6	
2030- 2031	80	-10	
2031- 2032	67	-19	
2032- 2033	54	-24	
2033- 2034	44	-23	
2034- 2035	36	-22	
2035- 2036	32	-13	
2036- 2037	30	-7	
2037- 2038	30	0	<b>Stabil</b>
2038- 2039	30	0	
2039- 2040	30	0	

Die EEG- Umlage ist aktuell der treibende Faktor des Strompreises. Laut Kurzstudie im Auftrag der „Agora Energiewende“, ist im Zeitraum zwischen 2022- 2024 voraussichtlich der Scheitelpunkt der EEG- Umlage zu erwarten [20]. Es wird davon ausgegangen, dass 2024 der Strompreis (inkl. Umlagen usw) seinen Höchststand erreicht und anschließend leicht fällt. Mit einer leichten Verzögerung ist auch der Scheitelpunkt der Photovoltaik- Stückzahlen im Produktlebenszyklus erreicht, bevor die Phase des Niedergangs beginnt. Hier wird von einem weitestgehend gesättigten Markt ausgegangen. Ab dem Jahr 2037 wird von einem stabilen Neubau von 30 Photovoltaikanlagen pro Jahr ausgegangen. Bei der Phase „Stabil“ wird davon ausgegangen, dass alte oder defekte Anlagen erneuert werden. Zudem aufgrund von Bevölkerungszuwachs im Versorgungsgebiet neue Gebäude und neue PV- Anlagen gebaut werden. Nach Informationen der Stadt Düren und Gemeinde Inden werden im Kreis Düren jedes Jahr im Durchschnitt etwa 750 Wohngebäude neu errichtet.

### *Erwartungspotential*

Unter Beachtung des Wettbewerbs und der Stückzahlen, wurde das ökonomische Potential mit einem Korrekturfaktor auf das Erwartungspotential gemindert. Der Korrekturfaktor wurde mit den theoretischen Anlagenstückzahlen multipliziert. Eine Abminderung durch veränderte Rahmenbedingungen wurde nicht berücksichtigt, da diese Aussagen sehr unsicher sind. Stattdessen wurde dieser Punkt im Kapitel Risiken aufgegriffen.

Im dritten und vierten Quartal 2017 haben die Stadtwerke Düren etwa 20 Photovoltaikanlagen verkauft. Zur gleichen Zeit wurden insgesamt etwa 30 Photovoltaikanlagen im Netzgebiet gemeldet. Die Stadtwerke Düren haben im diesem Zeitraum ein Marktanteil von 67 %. Dieser hohe Wert entsteht durch Marketingmaßnahmen und guten Kundenkontakt. Daher wird in dieser Arbeit davon ausgegangen, dass der Marktanteil im Versorgungsgebiet für das Produkt Energiemanagement-System etwa gleich hoch sein wird.

Eine Minderung entsteht durch andere Geschäftsmodelle. Es besteht die Möglichkeit den Strom zu vermarkten oder die PV- Anlage an z.B. ein EVU zu verpachten. Die Möglichkeit der Direktvermarktung ist bei Anlagen mit Leistungen unter 15 kWp vergleichsweise teuer. Bei der Verpachtung müsste der Besitzer des Gebäudes ein Nutzungs- und Gestattungsvertrag für min. 5 Jahre unterschreiben. Die Hürde einem Unternehmen, 5 Jahre oder länger den Zutritt auf Ihr Grundstück vertraglich zu gewähren, ist hoch. Das Potential für die Direktvermarktung und die Anlagenverpachtung wird für Anlagen im privaten Umfeld als gering eingeschätzt, daher wird eine Minderung von 10 % angenommen. Der Korrekturfaktor für Wettbewerb und andere Geschäftsmodelle ergibt somit 57 %, anstelle von 67 % Marktanteil.

Korrekturfaktor Wettbewerb/ andere Geschäftsmodelle (WG= 0,57)

### **3.3.2 Ergebnisse**

In Diagramm 3-8 ist das ökonomische Potential, in Diagramm 3-9 das Erwartungspotential im Zeitraum von 2020 bis 2040 dargestellt. Auf der Y- Achse lassen sich die Stückzahlen in Abhängigkeit der Jahre ablesen. Die Stückzahlen des ökonomischen Potentials wurden mit dem Korrekturfaktor WG= 0,57 multipliziert und ergeben das Erwartungspotential. In den Diagrammen sind drei Graphen dargestellt. Der blaue Graph stellt die Gesamtstückzahl aus Bestand und Neubau dar. Der grüne Graph stellt die Bestandsanlagen, der rote Graph die neuen Anlagen dar. Der Graph der neuen Anlagen ist in den ersten drei Jahren violett dargestellt, dies bildet neue

Anlagen mit einer gesetzlichen EEG-Vergütung ab. Der Graph der Bestandsanlagen ergibt sich den PV- Anmeldezahlen der letzten 20 Jahre. Der Graph der neuen PV-Anlagen gibt den zuvor beschriebenen Produktlebenszyklus wieder.

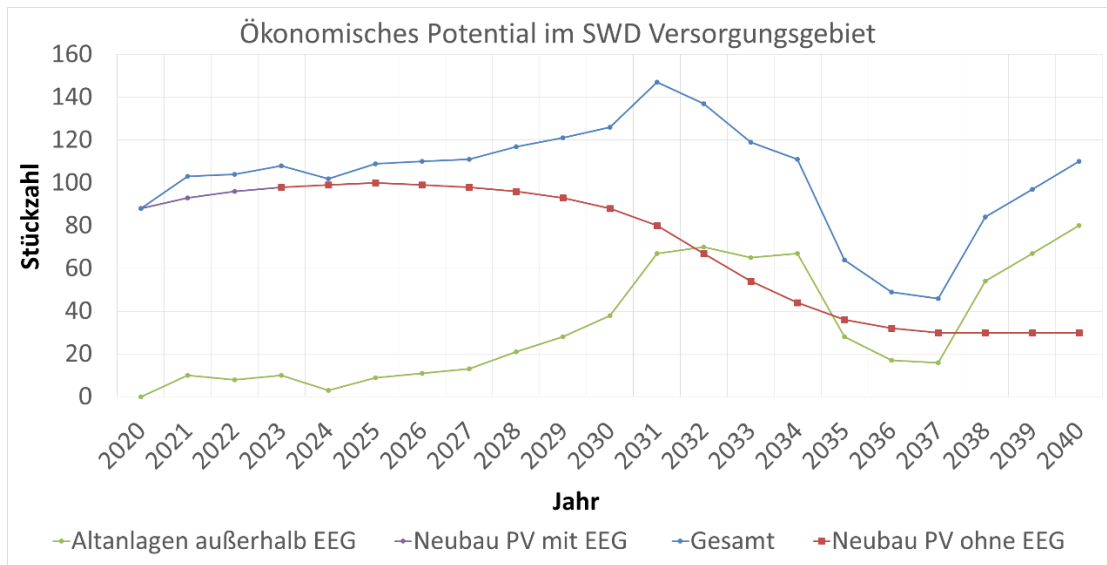


Diagramm 3-8: Ökonomisches Potential im SWD Versorgungsgebiet

Die Stückzahlen des blauen Graphen im Diagramm 3-9 stellen die erwarteten Verkaufszahlen des Energiemanagement-Systems dar. Während zwischen den Jahren 2020 und 2031 ein stetiges Wachstum der verkauften Energiemanagement-Systeme zu erwarten ist, fallen anschließend die Verkaufszahlen auf ein Minimum bevor sie wieder steigen.

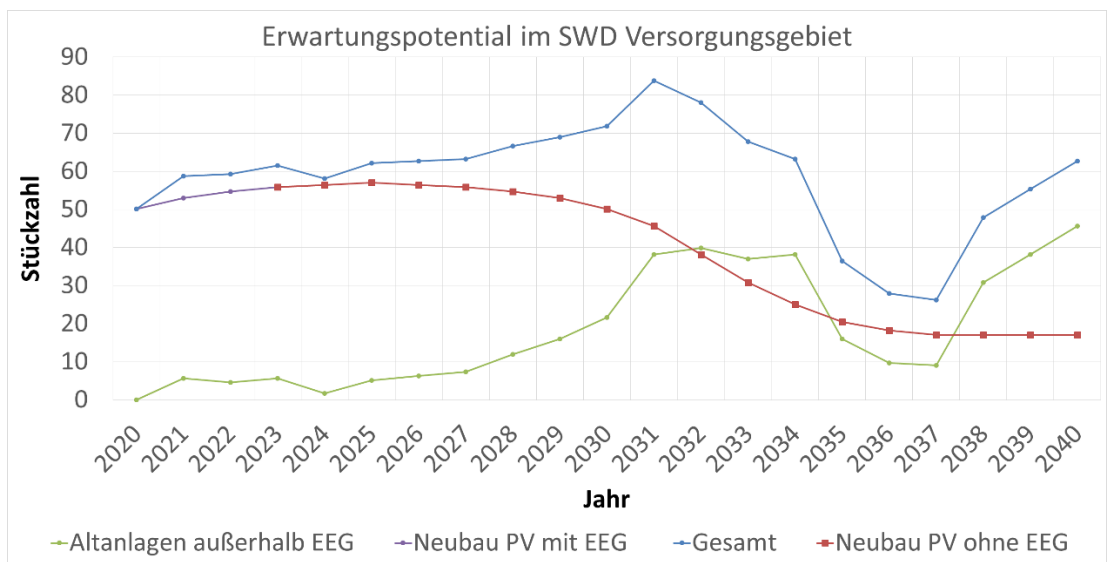


Diagramm 3-9: Erwartungspotential im SWD Versorgungsgebiet

Im Durchschnitt können auf Basis dieser Annahmen pro Jahr 59 Energiemanagement-Systeme verkauft werden.

### 3.3.3 Chancen/ Risiken

In diesem Kapitel werden die Chancen und Risiken genannt. Die Chancen und Risiken werden stichpunktartig benannt. Eine ausführliche Beschreibung wird aufgrund der hohen Unsicherheiten dieser Punkte nicht ausgeführt.

#### *Risiken*

Die Risiken werden in drei Kategorien eingeteilt, die in der Marktanalyse zuvor beschrieben wurden. Sollten sich neue Rahmenbedingungen ergeben, neue Wettbewerber oder Geschäftsmodelle entwickeln, könnte sich das negativ auf die Absatzzahlen des Energiemanagement-Systems auswirken.

##### Neue Rahmenbedingungen

- Kapazitätsmarkt wird eingeführt
- Fortlaufen der EEG- Vergütung
- Stromkosten geringer als Gestehungskosten der PV

##### Wettbewerber

- Bessere Energiemanagement- Systeme
- Günstigere Energiemanagement- Systeme
- Besseres Marketing

##### Andere Geschäftsmodelle

- Direktvermarktung
- PV- Pachtmodell

#### *Chancen*

Anders als bei den Risiken können sich Rahmenbedingungen so ändern, dass sie sich positiv auf die Absatzzahlen des Energiemanagement-Systems auswirken.

##### Neue Rahmenbedingungen

- Strafzölle auf PV-Module werden aufgehoben
- Stromkosten höher als Gestehungskosten der PV
- Förderungen für den Eigenverbrauch oder Speicherung

##### Daten und Marketing

- Guter Kundenkontakt
- Etablierte Marke „SWD“
- Kundendaten

#### Technisches „Know how“

- Betreiber der Infrastruktur
- Planung durch Ingenieure
- Alles aus einer Hand
- Referenzen

#### Cross- Selling- Produkte

- Direktvermarktung
- Einbindung in den SWD- Bilanzkreis
- Vorhalten von Kapazitäten (PV) und Lasten (Speicher)



## 4. Anlagentechnik und Parameter

In diesem Kapitel wird die eingesetzte Anlagentechnik beschrieben. Es wird erklärt, warum genau diese Anlagentechnik und deren Parameter gewählt und eingesetzt wurden (Datenblätter im Anhang). Zudem wird auf die technische Integration im Gebäude eingegangen. Die gesamte Anlagentechnik wird auf ein freistehendes Einfamilienhaus mit vier Personen ausgelegt.

### 4.1 Technologieschema

Die Abbildung 4-1 stellt das Technologieschema des Energiemanagement- Systems dar. Die Photovoltaik- Anlage ist blau dargestellt. Die verschiedenen Lasten der Sektoren sind im Gebäudenetz eingebunden. Der Netzanschluss erfolgt über drei Phasen, die im Technologieschema graphisch angedeutet sind. Das Energiemanagement-System greift auf alle Bauteile zu. Zudem wird die Leistung am Netzverknüpfungspunkt abgefragt. Die Energieflüsse werden als schwarze durchgezogene und Signalflüsse als gestrichelte Linie dargestellt. Ebenfalls ist angedeutet, dass durch die Verbraucher die Last an verschiedenen Phasen abgegriffen wird, um je nach Leitungsquerschnitt eine Überlastung zu vermeiden.

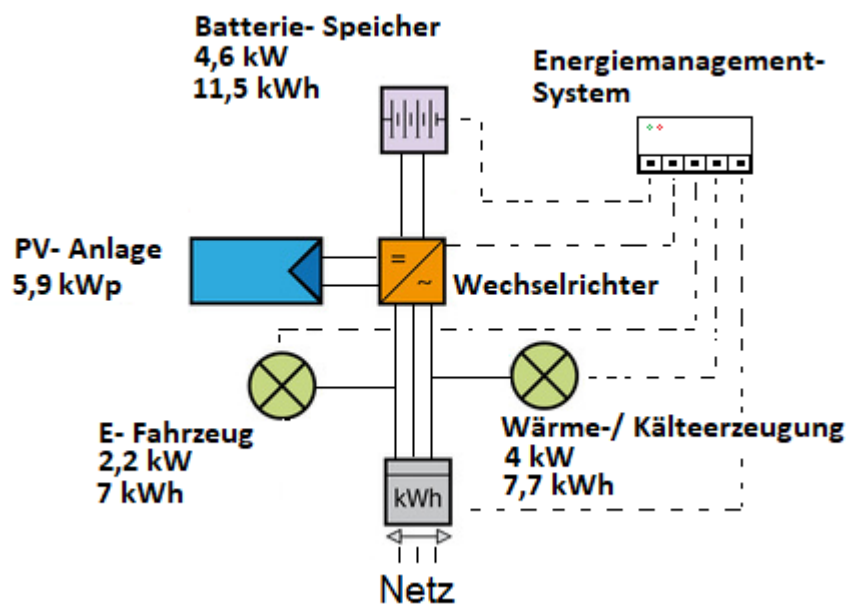


Abbildung 4-1: Technologieschema "Energiemanagement- System"

Die Zahlen geben die maximalen Leistungen der Lasten, sowie die jeweilige Speicherkapazität an und bilden die nachfolgend beschriebenen Annahmen ab.

Das Messkonzept zum Tarifwechsel oder Sicherungsmaßnahmen wie z.B. Schutz gegen Blitzschlag oder Personenschutz sind nicht dargestellt (siehe E- Schaltplan im Anhang).

## 4.2 Energiemanagement- System

Als Steuer- und Regeleinheit wird der e. manager der Firma nD- enerserve GmbH eingesetzt [21].

Der e.manager ist in der Lage, die Energieflüsse im Gebäude zu messen und durch Steuer- und Regelung der Anlagentechnik aktiv einzugreifen. Die Abbildung 4-2 stellt eine Übersicht der mit dem e. manager verbindbaren Erzeuger und Lasten, sowie deren Energie- und Signalflüsse dar.

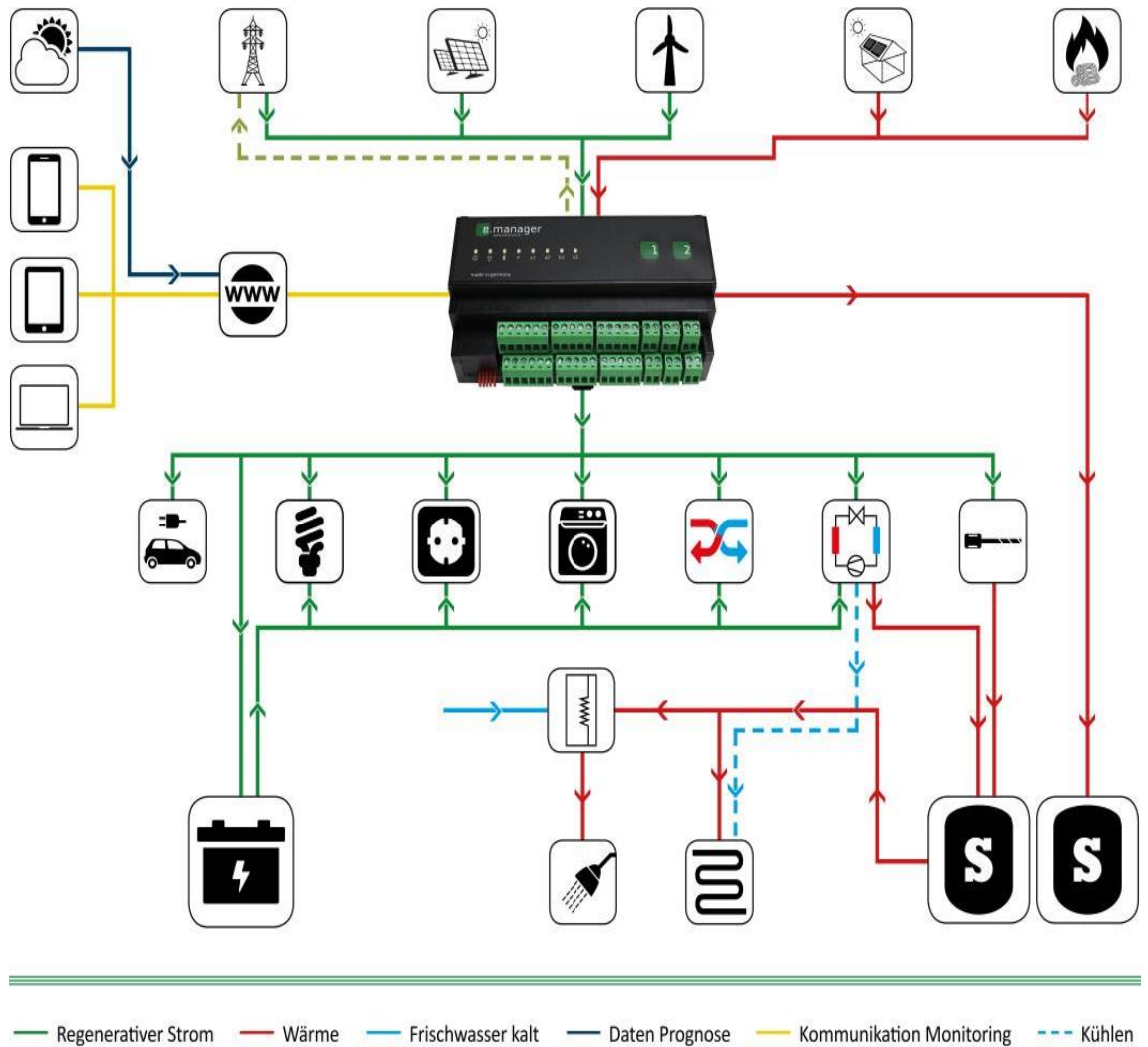


Abbildung 4-2: Technologieschema des e.manager [21]

Die Anbindung an den e.manager erfolgt über verschiedene Schnittstellen. Schnittstellen wie z.B. RS 485, S0, CAN, usw. sind eine kleine Auswahl. Bei den Signalen handelt es sich z.B. um Relais- Ausgänge oder 0-10V Signale. Die Abbildung 4-3 stellt denn Plan der Schnittstellen und den Anschluss der Aktoren dar.

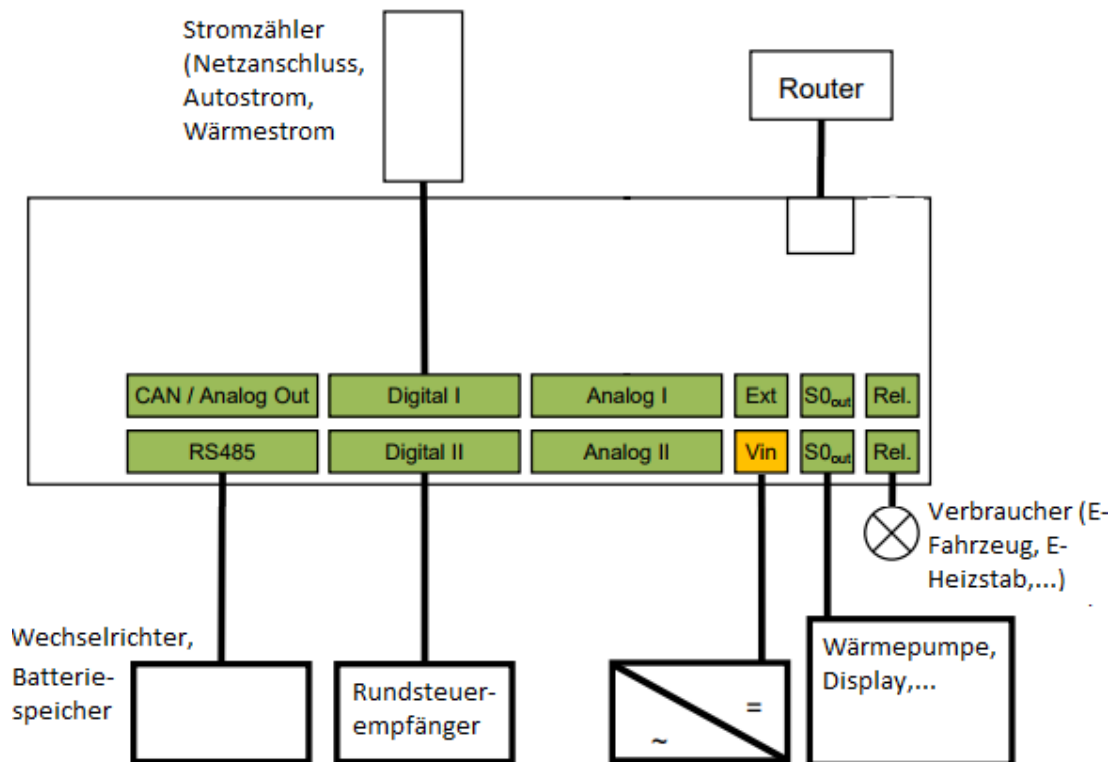


Abbildung 4-3: Plan der Schnittstellen und Anschluss der Aktoren

Dreh- und Wechselstromzähler des Messkonzeptes und der Rundsteuerempfänger, falls vorhanden, werden an die digitalen Eingänge angeschlossen. Batteriespeicher und Wechselrichter werden an die RS485 Schnittstelle angeschlossen.

Der Lastumschalter (siehe Kapitel Tarifwechsel/ Messkonzept) für die Netzumschaltung zwischen Autostrom, Wärmestrom und Netz, werden über die Relais-Kontakte angesprochen. Zusätzlich kann eine SG (Smart Grid) Ready-fähige Wärmepumpe an einer S0-Schnittstelle angeschlossen werden, um z.B. die Wärmepumpe ein- bzw. auszuschalten.

Die Internetanbindung erfolgt über ein LTE Modem. Der e.manager ist auf dem Linux-Betriebssystem aufgebaut und bietet somit ein offenes System. Über eine Plug and Play- Programmierung (Blocky) können Regeln zur Lastensteuerung programmiert werden.

Das gesamte Energiemanagement- System wird in einem separaten aber kleinen Hausanschlusskasten verdrahtet und vorkonfiguriert. Hierdurch erreicht man einen geringen Montage- und Änderungsaufwand beim Kunden. Außerdem ist der Platz für das Messkonzept und zusätzliche Sicherungsmaßnahmen ausreichend.

### 4.3 Tarifwechsel/ Messkonzept

Im B2C- Segment versorgen die Stadtwerke Düren Ihre Kunden mit Ökostrom. Außerdem werden verschiedene Stromprodukte angeboten. Mit einem Gesamtpreis (Arbeitspreis und Grundpreis) von 32,43 ct./kWh (Brutto) wird der Grundversorgungstarif angeboten. In der gesamten Arbeit werden €ct beschrieben.

Ebenfalls gibt es Tarife für Wärmepumpen, bzw. Wärmespeicher und für E-Fahrzeuge. Das Produkt SWD WärmepumpenStrom wird mit einem Arbeitspreis von 20,41 ct./kWh (Brutto) angeboten, während SWD AutoStrom für 49,99 €/a vertrieben wird. Hierdurch wird das Laden an öffentlichen Ladesäulen möglich. Alle Preise sind Stand 01.01.2018 den Preisblättern der SWD entnommen.

Die Süwag AG bietet z.B. das Produkt Süwag AutoStrom Natur für 20,61 ct/kWh (Brutto) an [22]. Nach dem Preismodell der Süwag richtet sich der vergünstigte AutoStrom der in dieser Arbeit mit 20,41 ct./kWh (Arbeitspreis (Brutto)) angenommen wird.

Um tarifliche Vorteile für Wärme oder Mobilität auch bei der PV-Eigenverbrauchsoptimierung zu nutzen, wird eine Umschaltung des Stromkreises bzw. des Zählerkreises nötig. In der Abbildung 4-4 ist ein Schema des Messkonzepts dargestellt.

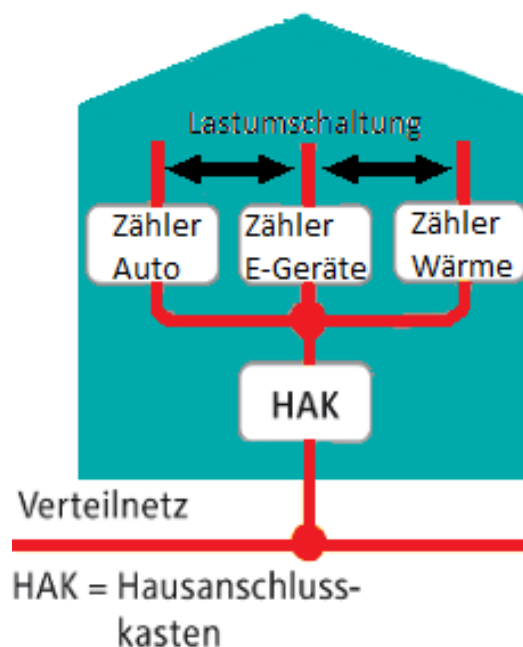


Abbildung 4-4: Schema Zählerkonzept

Bei einem Energieüberschuss an PV- Strom werden Lasten, die sich im Wärme- oder AutoStromkreis befinden, in den Hauptstromkreis des Gebäudes umgeschaltet. Hierdurch wird immer der günstigste Strom für die jeweilige Energieart genutzt.

Die Lastumschaltung wird über einen ferngesteuerten Lastumschalter der Fa. socomec Typ: "ATyS d M" realisiert. Das Schaltsignal wird durch den e.manager erzeugt. Zu keinem Zeitpunkt können die beiden Stromkreise kurzgeschlossen werden. Der Lastumschalter sorgt für eine mechanische Kurzschlussicherung durch kurzzeitige Nullstellung.

## 4.4 Photovoltaikanlage

Der Mittelwert aller im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Düren installierten PV-Anlagen, liegt bei etwa 5,9 kWp. Als Datengrundlage dienen die Anlagenstammdaten der Bundesnetzagentur bis 11.2017 [16].

Der Leistungsdurchschnitt für die bestehenden Anlagen, wird auch für neue Photovoltaikanlagen angenommen. Für den netzparallelen Betrieb wäre eine Anlagenleistung von 5,9 kWp zu groß. Aktuell bauen viele Kunden Stromspeicher ein (siehe Kapitel 3.1.1), obwohl Sie nicht wirtschaftlich sind. Dieser Trend könnte sich bei zukünftig fallenden Speicherpreisen verstärken. Ein weiterer Treiber wäre die Elektromobilität, hierdurch wird der Stromverbrauch steigen. Die Stromgestehungskosten der PV-Anlage sind aktuell höher als die Kosten für Brennstoff. Aktuell steigt der Heizöl- und Gaspreis wieder [23]. Die Leistungen der Photovoltaikanlagen könnten sich durch den Bedarf im Wärmesektor erhöhen.

Die Modulleistungen liegen heute bei etwa 270-300 Wp bei einer Modulfläche von 1,68 m<sup>2</sup>. Der Wirkungsgrad des monokristallinen Moduls liegt bei 16 %. Aktuell vertreiben die Stadtwerke Düren z.B. monokristalline Module von Aleo oder polykristalline Module von Heckert. Beide Modultypen haben sich in den letzten Jahren aus wirtschaftlichen Gründen behauptet

Je nach Dachgröße, Dachausrichtung, Verschattung, usw. werden bei einer Generatorleistung von 5,9 kWp ein bis zwei Wechselrichter verbaut. Der Wechselrichter wandelt den durch den Generator erzeugten Gleichstrom (DC) in Wechselstrom (AC) um und speist überschüssige Energie in das öffentliche Wechselstromnetz mit 230V und 50 Hz ein. Die SWD vertreiben u.a. Wechselrichter von SMA Typ „Sunny Boy“.

Um die Anlagenleistung abzufragen oder zu drosseln, muss der Wechselrichter mit dem Energiemanagement-System gekoppelt werden. Die Verbindung wird über eine Steuerleitung z.B. LAN, S0. o.ä. realisiert (siehe gestrichelte Linie in Abbildung 4-5). Mit wenig Aufwand können oftmals die vorhandenen Kabelkanäle und Wanddurchbrüche genutzt werden.

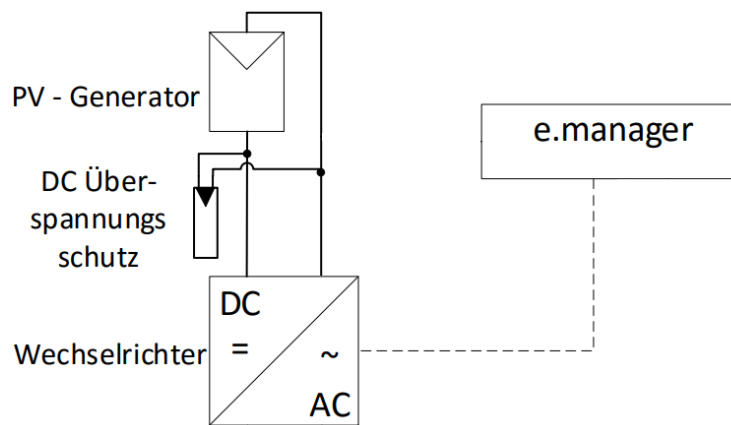


Abbildung 4-5: E- Schaltplan „PV-Anlage und e.manager“

## 4.5 Batteriespeicher

Eingesetzt wird der im SWD Portfolio befindliche Batteriespeicher „Mercedes Benz Energie Speicher Home 12,5“ mit einer Gesamtspeicherkapazität von 12,5 kWh. Der Speicher kann bis auf eine max. Entladetiefe von etwa 8 % entladen werden. Entsprechend ist die nutzbare Kapazität etwa 11,5 kWh. Der Wirkungsgrad des Batteriespeichers berechnet sich nach Formel 4-1. Unter Berücksichtigung der Verluste beträgt die abgegebene Speicherkapazität etwa 10,2 kWh. Der Wirkungsgrad ( $\eta_{Bat}$ ) des Batteriespeichers setzt sich zusammen aus dem Round-Cycle Wirkungsgrad ( $\eta_{R,Cy}$ ) und dem Wirkungsgrad des Wechselrichters beim Be- und Entladen ( $\eta_{WR,La}$ ,  $\eta_{WR,Ent}$ ).

### Formel 4-1: Wirkungsgrad Batteriespeicher

$$\eta_{Bat} = \eta_{R,Cy} * \eta_{WR,La} * \eta_{WR,Ent} = 0,97 * 0,958 * 0,958 = 0,89 [-]$$

$$E_{ab} = \eta_{Bat} * E_{zu} = 0,89 * 11,5 kWh = 10,2 kWh$$

Die maximale Dauerleistung beim Be- und Entladen liegt bei 4,6 kW. Weitere technische Details sind dem Datenblatt zu entnehmen.

Nach dem Speichermonitoring Jahresbericht 2017 der RWTH Aachen sind zwischen 2016 und 2017 Speicher mit einer mittleren Kapazität von 6,78 kWh installiert worden. Zwischen 2013 und 2015 waren es ca. 6,3 kWh [7]. Der Batteriespeicher wird mit 10,2 kWh nutzbarer Kapazität größer gewählt, da das E- Fahrzeug als zusätzlichen Verbraucher Speicherkapazitäten beansprucht. Der Speicher darf nicht zu groß gewählt werden, da ansonsten das Kosten/ Nutzen-Verhältnis nicht mehr stimmt und der Speicher nicht optimal ausgenutzt wird. Die Lastganganalyse in Kapitel 5.3 zeigt, dass der gewählte Batteriespeicher optimal ausgenutzt wird.

Die Abbildung 4-6 stellt die Anbindung des Batteriespeichers an das Energiemanagement- System dar.

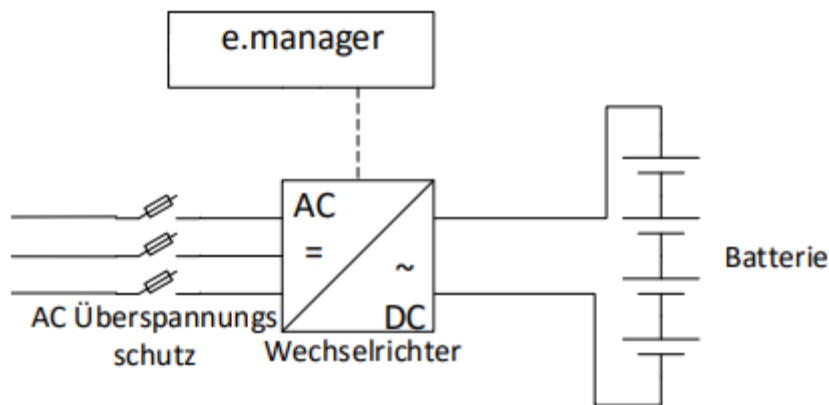


Abbildung 4-6: E- Schaltplan „Batteriespeicher und e.manager“

Die Einbindung des Energiemanagement- Systems erfolgt über eine Steuerleitung z.B. LAN, S0. o.ä. realisiert (siehe gestrichelte Linie in Abbildung 4-6). Mit wenig Aufwand können oftmals die vorhandenen Kabelkanäle und Wanddurchbrüche genutzt werden.

## 4.6 Mobilität

Etwa 70 % aller deutschen PKW stehen nachts auf privatem Grund, wo oft schon ein ausreichender Stromanschluss vorhanden ist [24]. Eine Schutzkontakt (Schuko) Steckdose in der Garage oder am Stellplatz reicht für die nächtliche Beladung eines E- Fahrzeugs aus. Bei einer Spannung von 230 V und einem Ladestrom von 10 A kann mit der Formel 4-2 die Leistung von 2,3 kW berechnet werden.

Formel 4-2: Berechnung der Ladeleistung

$$P = U * I$$

$$P = 230 \text{ V} * 10 \text{ A} = 2300 \text{ W} = 2,3 \text{ kW}$$

Bei der Leistung von 2,3 kWp an der Schuko Steckdose handelt es sich um einen theoretischen Wert. Je nach Spannungsfall an der Leitung ist die Leistung am Ladepunkt kleiner. Nach der DIN 18015 darf der Spannungsfall zwischen Zähler und Steckdose nicht mehr als 3 % betragen. Daher wird eine Ladeleistung von 2,2 kW angenommen.

Weiterhin gibt es Leitungsverluste und Ladeverluste am E- Fahrzeug. Mit der Formel 4-3 wird der Wirkungsgrad des E- Fahrzeug  $\eta_{EFA}$  Ladevorgangs hinter dem Batteriewechselrichter berechnet.

## Formel 4-3: Wirkungsgrad E- Fahrzeug Ladung

$$\eta_{EFa} = \eta_{Le} * \eta_{La}$$

$$\eta_{EFa} = 0,97 * 0,84 = 0,82[-]$$

$$E_{EFa} = E_{Bat,EFa} * \eta_{EFa}$$

$$E_{EFa} = 7 kWh * 0,82 = 5,74 kWh$$

Der Spannungsfall von 3 % ist proportional zu dem Verlust an der Leitung. Daher wird der Wirkungsgrad der Leitung ( $\eta_{Le}$ ) mit 0,97 angenommen. Die Verluste beim Laden des E- Fahrzeugs wurde bei einer Lademessung ermittelt. Dem Kapitel 5.4.1 können die Details der Messung und der Berechnung vom Wirkungsgrad Ladung ( $\eta_{La}$ ) entnommen werden. Der Wert für den Wirkungsgrad ( $\eta_{La}$ ) beträgt 0,84.

Wird der E- Fahrzeug Wirkungsgrad  $\eta_{EFa}$  von 82 % mit der durch den Batteriespeicher zur Verfügung gestellten Energie  $E_{Bat,EFa}$  multipliziert, ergibt sich die reale Ladekapazität von etwa 5,74 kWh.

Bei einer Ladeleistung von 2,2 kW müssen 7 kWh geladen werden, um dem E- Fahrzeug etwa 5,74 kWh bereitzustellen. Die Energiemenge kann in etwa 3,2 h geladen werden.

Mit dieser Kapazität kann ein E- Fahrzeug, wie z.B. der BMW i3 (60Ah) bei einem Verbrauch von 12,9 kWh/100km (NEFZ) eine Strecke von etwa 45 km zurücklegen.

Die VDI/VDE Innovation + Technik GmbH berichtet auf ihrer Internetseite „80 Prozent der Bundesbürger legen nicht mehr als 39 Kilometer täglich mit dem Auto zurück“ [24]. Eine Beladung des E- Fahrzeugs wird in Zukunft vermutlich auch anteilig am Arbeitsplatz oder an öffentlichen Ladenstationen durchgeführt werden können.

Kunden die größere Strecken zurücklegen wollen, müssen Ihr E- Fahrzeug am öffentlichen Versorgungsnetz laden. Hierbei ist zu beachten, dass je nach Spannungsniveau am öffentlichen Netz die Ladeleistung abweichen kann.

Um die Kosten günstig zu halten, wird durch das Energiemanagement-System zwischen zwei Zähler geschaltet. Hierdurch können immer die günstigsten Stromkosten genutzt werden.



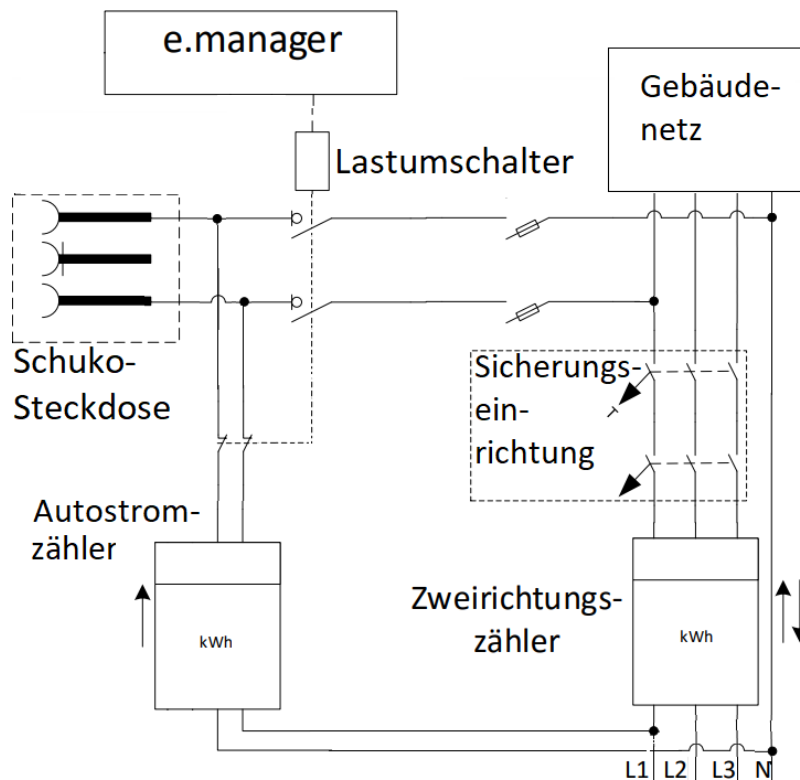


Abbildung 4-7: E- Schaltplan „Ladepunkt und Zähler“

Wie auf der Abbildung 4-7 dargestellt, wird der Ladevorgang auf einer Phase durchgeführt, entsprechend ist darauf zu achten, dass die Phasen im Gebäudenetz gleichmäßig belastet werden. Je größer der Leitungsquerschnitt, desto größer die möglichen Leistungen. Im Gebäudenetz liegt üblicherweise je nach Querschnitt der Leitung die max. Belastung bei 10 A-32 A und bei Leistungen von 2,3-12,8 kW.

Es ist zu Die Verdrahtung zwischen e. manager, Lastumschalter und den Zählern wird in einem Hausanschlusskasten durchgeführt.

## 4.7 Wärme- und Kälte

Wie in Kapitel 3.1.3 beschrieben sind die Grenzwerte für die Transmissionswärmeverluste und den Primärenergiebedarf nur durch Einsatz von „Erneuerbaren Energien“ einzuhalten. In dieser Arbeit wird daher die Kopplung der Photovoltaikanlage mit einer Wärmepumpe oder einer elektrischen Wärmeerzeugung betrachtet.

Viele Wärmepumpenanlagen lassen sich im Sommer zur Raumklimatisierung einsetzen. Zur Vereinfachung wird angenommen, dass der Wärmeerzeuger (WP, Heizelement, Nachtspeicher,...) sowie der Kälteerzeuger (WP, Kühlaggregat,...) die gleiche Leistung besitzen. Ein gemessener Wärmepumpenlastgang wird als Referenz der Jahresarbeit herangezogen.

Die elektrischen Leistungen der WP variieren, je nach Energiebedarf des Gebäudes, Betriebsart und der Leistungszahl. Die Leistungszahl einer WP mit Wärmequellen ( $Q_{zu}$ ) „Wasser oder Erdreich“ sind besser als die der Luftwärmepumpe. Die Leistungszahl gibt das Verhältnis der erzeugten Wärmeleistung zur elektrisch eingesetzten Energie an.

Als Grundlage bei der Ermittlung der elektrischen Leistung der Wärmepumpe dient das Referenzgebäude nach EnEV 2016. Die Gebäudenutzfläche  $A_n$  eines freistehenden Einfamilienhauses wird mit  $244,8\text{m}^2$  [12].

Als erstes wird die Heizleistung  $Q_H$  [kW] ermittelt. Zur Vereinfachung wird die Heizleistung mit der Formel 4-4: Überschlägige Heizleistung ermittelt. Für die spezifische Heizleistung  $q_H$  wird  $0,06\text{ kW/m}^2$  angenommen. Das entspricht etwa dem Wert für einen Neubau mit Standardwärmedämmung [25].

#### Formel 4-4: Überschlägige Heizleistung

$$Q_H = A_N * q_H$$

$$Q_H = 244,8\text{ m}^2 * \frac{0,06\text{ kW}}{\text{m}^2} = 14,7\text{ kW}$$

Die maximale Heizleistung von  $14,7\text{ kW}$  muss bei  $-16\text{ °C}$  Außentemperatur aufgebracht werden.

Aus einer Planungshilfe für die Wärmepumpenauslegung wurden als Vereinfachung die Werte für den Warmwasserbedarf herangezogen [25]. Für den Warmwasserbedarf wird eine zusätzliche Wärmeleistung von  $0,25\text{ kW}$  pro Person angenommen. Für einen 4- Personenhaushalt wird  $1\text{ kW}$  angenommen. Zusätzliche Heizleistungen werden ggf. mit einem E-Heizer bedient. Sperrzeiten sind im Versorgungsgebiet der SWD nicht vorgesehen.

Es wird die nächstgrößere Wärmepumpe aus dem Produktportfolio gewählt, die eine Heizleistung  $Q_H$  von  $14,7\text{ kW}$  abdecken kann. Da es keine Inverter Luft Wärmepumpe mit entsprechender Heizleistung gibt, werden zwei Wärmepumpen in eine Kaskade geschaltet. Es wurden zwei Inverter Luft- Wasser- Wärmepumpe der Fa. Stiebel Eltron (WPL 20 AC) mit  $Q_H$  von  $4,4- 17,02\text{ kW}$  (Außentemperatur von  $-15\text{°C}$ ) gewählt. Als Wärmequelle dient die Außenluft. Um die zugeführte elektrische Energie bei einer Leistungszahl  $\epsilon_{WP} = 2,92$  (bei  $-15\text{ °C}$ ) zu ermitteln, wird Formel 4-5: Elektrische Leistung der Wärmepumpe herangezogen.

## Formel 4-5: Elektrische Leistung der Wärmepumpe

$$P_{elk} = \frac{Q_H}{\varepsilon_{WP}}$$

$$P_{elk} = \frac{8,51 \text{ kW}}{2,92} = 2,9 \text{ kW}$$

Mit einer elektrischen Leistung von 2x 2,9 kW kann das Referenzgebäude beheizt werden. Je nach Wärmebedarf und Temperatur der Wärmequelle schwankt die elektrische Last. Die Wärmepumpe hat eine elektrische Leistungsaufnahme bei Vollast von 5,8 kW (Außentemperatur -15°C). Aus dem technischen Datenblatt der Wärmepumpe kann entnommen werden, dass die elektrische Leistung bei +7 °C im Vollastbetrieb nur noch bei 2,74 kW liegt. Durch die Inverter Technik kann die Wärmepumpe in Ihrer elektrischen Leistung geregelt werden. Um höhere Leistungen zu generieren kann die Speichertemperatur kurzfristig erhöht werden.

Es wird angenommen, dass überschüssige PV- Leistung bis 4,0 kW über die Wärmepumpe oder ein Heizelement abgeführt werden kann. Auch für andere elektrische Wärmeerzeuger (Rohrheizkörper, Tauchsieder, Nachtspeicher,...) und die Klimatisierung im Sommer wird eine max. Leistung von 4,0 kW angenommen.

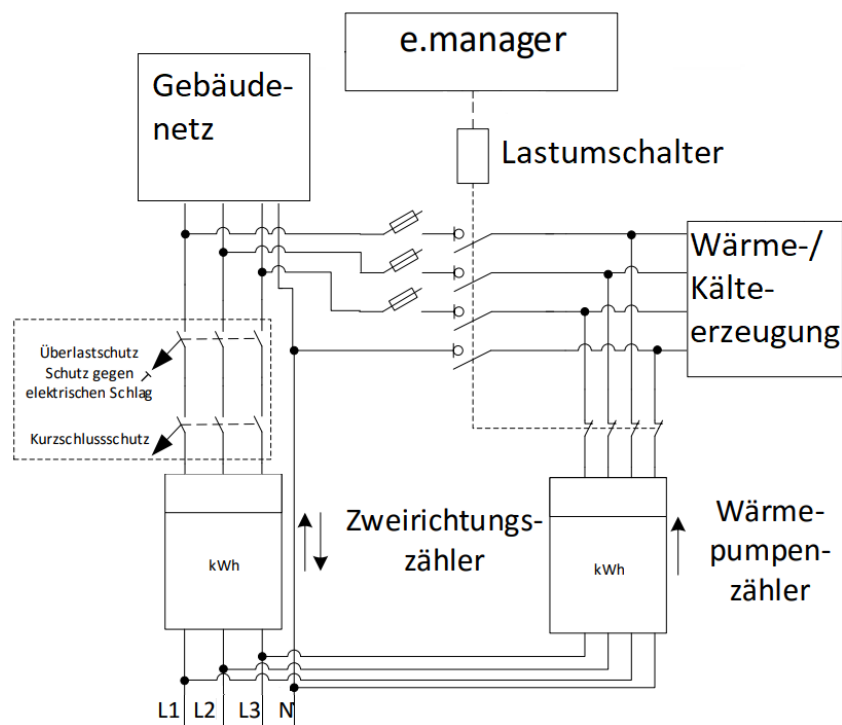


Abbildung 4-8: E- Schaltplan „Wärme-/ Kälteerzeugung und Zähler“

Da der Strom für die Wärmeerzeugung oftmals vergünstigt ist, wird eine Lastumschaltung zwischen dem Gebäudenetz und dem Wärmepumpenstromnetz

vorgesehen. Im Kapitel 4.3 und auf Abbildung 4-8 können die Details zum Messkonzept entnommen werden.

Viele Versorger haben Sperrzeiten in Ihren vergünstigten Tarifen, deshalb müssen die Wärmespeicher größer ausgelegt werden. Diese Sperrzeiten könnten mit der Lastumschaltung umgangen werden.

Sollte keine Wärmepumpe vorhanden sein, wird der Rohrheizkörper in den Wärmespeicher des Heizungssystems eingebracht.

### ***Warmwasser Speicherkapazität***

Um PV- Stromüberschüsse in Wärme- oder Kälte umzuwandeln, muss genügend Speicherkapazität vorhanden sein. Zur Vereinfachung wird angenommen, dass die Raumluft und die Speichermedien bei anderen Wärmespeichern oder bei der Klimatisierung genügend Speicherkapazitäten besitzen. Bei der Kapazitätsbestimmung wird nur ein Warmwasserspeicher betrachtet, da hier der Bedarf im Sommer ausreichend hoch ist. Anlagentechnik mit Kombispeicher oder Pufferspeicher weisen noch größeres Speicherpotential auf. Bei der Warmwasserbereitung ist es üblich, dass die Temperatur im Speicher zwischen zwei Temperaturniveaus schwankt. Diese Hysterese zwischen T1 und T2 wird in Diagramm 4-1 in hellblau dargestellt, die rote Linie zeigt dabei die Heizleistung über die Zeit.

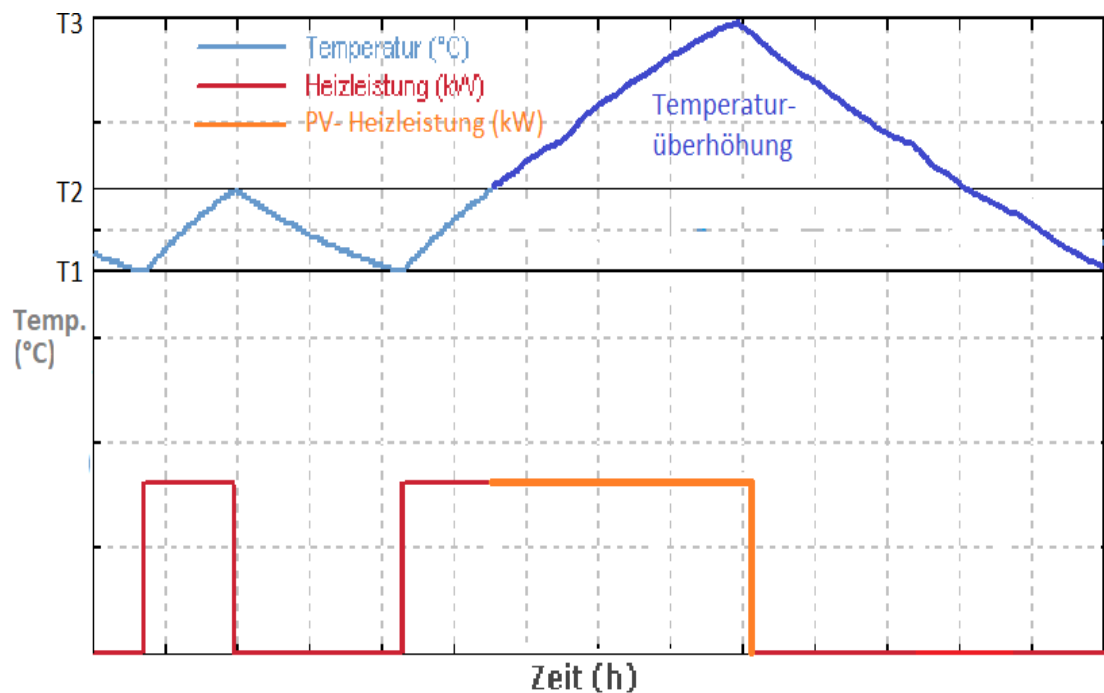


Diagramm 4-1: Schalthysterese und Temperatur bei PV- Überschussenergie

Sollte PV- Überschuss vorhanden sein, kann dieser in der Regel innerhalb der üblichen Temperaturniveaus in Wärme umgewandelt werden. Sollte der Speicher durch konventionelle Heizleistung T2 erreicht haben und zum gleichen Zeitpunkt PV- Überschuss vorhanden sein, gibt es die Möglichkeit der Temperaturerhöhung. In diesen Fällen kann die Temperatur auf T3 wie in Diagramm 4-1 dargestellt erhöht werden.

Tabelle 4-1: Geschätztes Warmwasserspeichervolumen nach Haushaltsgröße [26]

Haushaltsgröße	2 Personen	3 bis 5 Personen	6 bis 8 Personen	9 bis 10 Personen
Geschätztes Speichervolumen	200 Liter	300 bis 500 Liter	600 bis 800 Liter	900 bis 1.000 Liter

Für ein 4- Personen Haushalt schätzt der Bundesverband Deutscher Heizungsbauer e.V. wie in Tabelle 4-1 dargestellt das Speichervolumen V auf etwa 400 l. Die Dichte des Wasser verändert sich zwischen T1= 60 °C und beträgt hier 0,98 Kg/l und T3= 82 °C und beträgt 0,97 Kg/l [27]. Der Mittelwert der Dichte des Wassers im Temperaturbereich T1-T3 von  $\rho = 0,975 \text{ Kg/l}$  wird angenommen. Die spezifische Wärmekapazität c von Wasser liegt im Temperaturbereich im Mittel bei 4190 J/Kg\*K [28]. Um die Gefahr von Legionellen Erkrankungen zu minimieren wird eine Temperatur des Speichers von etwa 60 °C gefordert, damit an jeder Entnahmestelle eine Temperatur von 55 °C anliegt [29]. Daher wird für die übliche Warmwasserbereitung der Temperaturbereich zwischen T1= 60 °C = 333,15 K und T2= 65 °C = 338,15 K gewählt. Als Überhitzung wird die Temperatur T3 = 82 °C = 355,15 K angenommen. Diese Temperatur entspricht der oberen Betriebstemperatur des Warmwasserspeichers SHW 400 S von Stiebel Eltron. Nach Formel 4-6 lässt sich die Speicherkapazität des Warmwasserspeichers innerhalb der Temperaturbereiche berechnen.

#### Formel 4-6: Speicherkapazität

$$\Delta Q_{12} = (V * \rho) * c * (T2 - T1)$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{12} &= \left( 400 \text{ l} * 0,975 \frac{\text{Kg}}{\text{l}} \right) * 4190 \frac{\text{J}}{\text{Kg} * \text{K}} * (338,15\text{K} - 333,15\text{K}) = 8170500\text{J} \\ &= \frac{8170500 \text{Ws}}{1000 * 3600} = 2,3 \text{ kWh} \end{aligned}$$

$$\Delta Q_{23} = (V * \rho) * c * (T3 - T2)$$

$$\begin{aligned}\Delta Q_{23} &= \left(400l * 0,975 \frac{Kg}{l}\right) * 4190 \frac{J}{Kg * K} * (355,15K - 338,15K) = 27779700J \\ &= \frac{27779700 \text{ Ws}}{1000 * 3600} = 7,7 \text{ kWh}\end{aligned}$$

Im normalen Betrieb zwischen T1 und T2 kann eine Kapazität von 2,3 kWh im Wasser gespeichert werden. Bei einer Überhitzung nach T3 können nochmal zusätzlich 7,7 kWh eingespeichert werden. Entsprechend ist eine maximale Speicherkapazität von 10 kWh möglich. Für die Lastgangauswertung wird der schlechteste Fall angenommen, sodass max. 7,7 kWh in Wärme umgewandelt werden können. Ab dem 26.09.2017 gelten nach EU-Verordnungen Nr. 813/2013, Nr. 814/2013) maximal erlaubte Wärmeverluste nach Formel 4-7. Für die Bereitstellung muss mit maximal erlaubten Warmhalteverlusten S in [W] nach Formel 4-7 von etwa 108 W ausgegangen werden. Innerhalb 24 h dürfen maximal 2,6 kWh Speicherkapazität verloren gehen. Bei den Zahlen in der Formel handelt es sich um Verlustfaktoren die übernommen wurden [30].

#### Formel 4-7: Maximal erlaubte Warmhalteverluste

$$S = 16,66 + 8,33 * V^{0,4} = 16,66 + 8,33 * 400^{0,4} = 108,2W * 24h = 2,6 kWh$$

Anteilig wird daher für die Bereitstellung von Warmwasser zwischen T2 und T3 mit einem Verlust von 2,0 kWh gerechnet. Im „Worst- Case“ können etwa 5,7 kWh nutzbare Wärmekapazitäten aus der PV- Erzeugung bereitgestellt werden. Je nach Temperaturniveau, Zapfzeitpunkt oder unter Einbindung der Heizung (Kombispeicher) sind weitaus höhere Speicherkapazitäten möglich.

## 5. Datenauswertung

Nachdem zuvor die Parameter der Anlagentechnik festgelegt wurden, soll in diesem Kapitel die Datengrundlage sowie die Datenverarbeitung der verschiedenen Lastprofile vorgestellt werden.

Aufgrund der Datenverfügbarkeit und des Rechenaufwands sowie, der Vergleichbarkeit in energiewirtschaftlichen Fragestellungen wurde ein 15 Min-Intervall gewählt. Der Zeitraum von 365 Tagen dient dazu saisonale Unterschiede zu berücksichtigen.

Der Hauptinhalt dieses Kapitels stellt die Beschreibung der Lastgangdatenverarbeitung in Excel dar. Das Excel Tool ist so konzipiert, dass sich wichtige technische Parameter wie z.B. die Anlagenleistung über Eingabefelder ändern lassen. Hierdurch können verschiedene Varianten berechnet werden. Um zukünftig weiteren Anwendern die Verwendung des Auswertungstools zu erleichtern, wurde die verbreitete Datenverarbeitungssoftware „Excel“ gewählt.

In Abbildung 5-1 wird die Datenverarbeitung in einem Schema dargestellt.

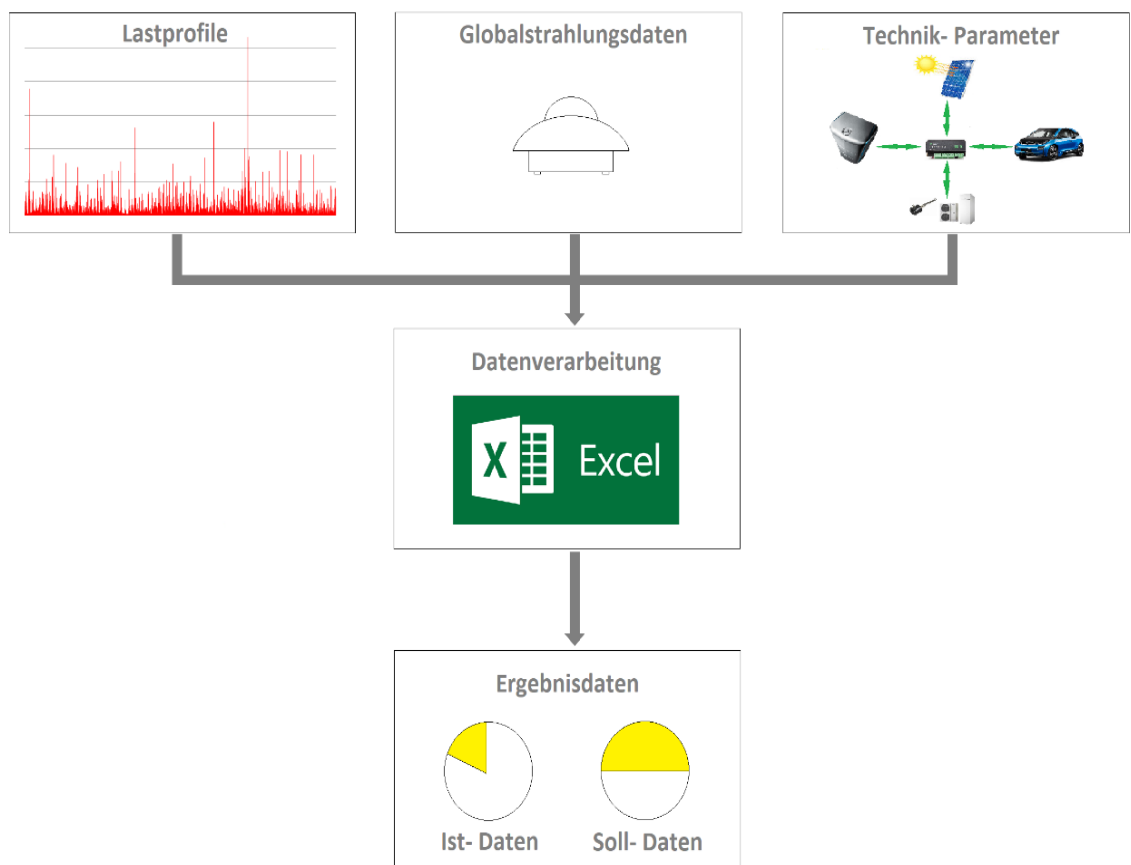


Abbildung 5-1: Schema zum Aufbau der Datenverarbeitung

Aus der Verarbeitung der Globalstrahlung, Lastgangdaten und Anlagenparametern lassen sich zusammen mit den Formeln der Bewertungsgrößen, die energetischen Einsparpotentiale berechnen.

Es werden jeweils Jahres- und Tageslastgänge dargestellt. Als Referenztag sollte das Datum der Sommersonnenwende dienen, welches aufgrund von schlechten Wetterbedingungen im Referenzjahr 2013 nicht möglich ist. Alternativ wurde der 20.06.13 als Referenztag gewählt. Die graphische Darstellung wurde jeweils mit Daten der neuen PV- Anlage erzeugt.

## 5.1 Lastgang der Photovoltaikerzeugung

Eine PV- Anlage unterliegt einer jährlichen Degradation. Die Jahresarbeit ist deshalb bei Bestandsanlagen geringer. Diese Unterschiede sind bei den Datenauswertungen berücksichtigt. Als Eingangsparameter für die Berechnung der Jahresarbeit dienen daher Energiesummen einer neuen Anlage im Jahr 10 und einer bestehende Anlage im Jahr 25. Diese Werte stellen jeweils den Mittelwert der Jahresarbeit in dem jeweiligen Projektzeitraum dar. Die Degradation wurde mit 0,8 % angenommen. Hersteller geben in diesem Rahmen eine Leistungsgarantie, daher ist davon auszugehen, dass die reale Alterung geringer ausfällt. Nachfolgend wird die Lastgangauswertung für eine neue PV- Anlage beschrieben.

Zur Prognose des Anlagenertrags verschiedener PV- Projekte, wird die Software SOLinvest der Firma Luxea GmbH genutzt [31]. Die Abweichung der Simulationsergebnisse zum realen Ertrag wurde mit 1,9 % getestet [32].

Da der Fokus dieser Arbeit auf andere Fragestellungen gelegt wurde, werden einige Berechnungen und Ergebnisse durch das PV- Prognosetool erzeugt.

Die Datengrundlage für die Globalstrahlung ist in Kapitel 5.1.1 beschrieben. Sowohl die Globalstrahlungsdaten, als auch die Ausgabewerte des Prognosetools beziehen sich auf den Standort Düren und das Versorgungsgebiet.

Die Globalstrahlungsdaten stellen die solaren Einträge [ $\text{W}/\text{m}^2$ ] für die ebene Fläche dar. Zunächst werden die gemessenen Globalstrahlungsdaten auf die mittlere jährliche Globalstrahlung am Standort Düren von  $1020 \text{ kWh}/\text{m}^2\text{a}$  normiert. Anschließend wird die Einstrahlung der ebenen Fläche auf die der Generatorebene umgerechnet. Je nach Azimut-/ und Elevationswinkel (Ausrichtung und Aufstellwinkel) des Generators ergeben sich positive oder negative Strahlungsgewinne, bezogen auf die ebene Fläche. Die Strahlungsgewinne [%], wurden für verschiedene Azimunt-/ und Elevationswinkel in  $5^\circ$ - Schritten durch



SOLinvest ermittelt. Die Tabelle 5-1 stellt ein Ausschnitt der Strahlungsgewinne bei verschiedenen Generatorpositionen [%] dar.

Tabelle 5-1; Ausschnitt der Matrix für den Strahlungsgewinn [%]

		Azimutwinkel in [°]												
		-90	-85	-80	-75	-70	-65	-60	-55	-50	-45	-40	-35	-30
Elevationswinkel in [°]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	5	-0,2	0,1	0,4	0,7	1	1,3	1,5	1,8	2	2,2	2,5	2,6	2,8
	10	-0,9	-0,3	0,3	0,9	1,5	2,1	2,6	3,1	3,6	4	4,4	4,8	5,1
	15	-1,9	-1	-0,1	0,8	1,6	2,4	3,2	4	4,7	5,3	5,9	6,5	6,9
	20	-3,2	-2	-0,9	0,2	1,3	2,4	3,4	4,4	5,3	6,2	6,9	7,6	8,3
	25	-4,8	-3,4	-2	-0,6	0,7	2	3,2	4,4	5,5	6,5	7,5	8,3	9
	30	-6,7	-5	-3,4	-1,8	-0,3	1,2	2,6	4	5,2	6,4	7,5	8,5	9,3
	35	-8,7	-6,9	-5,1	-3,4	-1,7	0	1,6	3,1	4,5	5,8	7	8,1	9,1
	40	-11	-9	-7,1	-5,2	-3,4	-1,6	0,2	1,8	3,3	4,8	6,1	7,3	8,3
	45	-13,5	-11,4	-9,4	-7,3	-5,4	-3,5	-1,7	0,1	1,7	3,2	4,7	5,9	7
	50	-16,1	-14	-11,9	-9,8	-7,7	-5,8	-3,8	-2	-0,3	1,3	2,8	4,1	5,3
	55	-19	-16,8	-14,6	-12,5	-10,4	-8,3	-6,4	-4,5	-2,7	-1,1	0,4	1,8	3
	60	-21,9	-19,7	-17,5	-15,4	-13,3	-11,2	-9,3	-7,3	-5,6	-3,9	-2,4	-1	0,3
	65	-25	-22,9	-20,7	-18,6	-16,4	-14,4	-12,4	-10,5	-8,7	-7,1	-5,5	-4,1	-2,9
	70	-28,3	-26,1	-24	-21,9	-19,9	-17,8	-15,9	-14	-12,3	-10,6	-9,1	-7,7	-6,5
	75	-31,6	-29,5	-27,5	-25,5	-23,4	-21,5	-19,6	-17,8	-16,1	-14,5	-13	-11,7	-10,5
	80	-35	-33,1	-31,1	-29,1	-27,2	-25,4	-23,6	-21,8	-20,2	-18,6	-17,2	-16	-14,8
	85	-38,5	-36,7	-34,8	-33	-31,1	-29,4	-27,7	-26	-24,5	-23,1	-21,7	-20,5	-19,5
	90	-42	-40,3	-38,6	-36,9	-35,2	-33,5	-32	-30,4	-29	-27,7	-26,4	-25,3	-24,4

Die Matrix enthält Azimutwinkel (oben, weiß hinterlegt) zwischen  $-90^\circ$  und  $90^\circ$  wobei  $0^\circ$  der Himmelsrichtung „Süden“ entspricht. Die Elevationswinkel (links, weiß hinterlegt) liegen zwischen  $0^\circ$  und  $90^\circ$  wobei  $0^\circ$  der ebenen Fläche entspricht.

Für die Albedo (Rückstrahlvermögen) wird ein Wert von 20 angenommen, das entspricht etwa einem Rückstrahlvermögen von Grünland oder einem Dach.

Der Strahlungsgewinn wird mit den normierten Globalstrahlungswerten auf der ebenen Fläche multipliziert. Nun erhält man die Globalstrahlungswerte auf Generatorfläche [kWh/m<sup>2</sup>a].

Im nächsten Schritt wird der Flächenfaktor berücksichtigt. Hierzu wird die Modulzahl ermittelt, die nötig ist, um ein Kilowatt Leistung zu erzeugen. Diese wird mit der Modulfläche multipliziert. Nun ist die Modulfläche bekannt die benötigt wird, um 1kWp Leistung zu erzeugen. Diese Fläche wird anschließend mit der Globalstrahlung auf Generatorebene multipliziert.

Der Performance Ratio (PR) gibt das Verhältnis von theoretischer erzeugter Energie zur tatsächlich erzeugten Energie hinter dem Wechselrichter an. Dieser Wert wird zusammen mit dem Modulwirkungsgrad bei Standard Testbedingungen (STC) von 16,4% multipliziert.

Berücksichtigt werden bei der Simulation auch Temperatur- und Teillastverhalten der Bauteile z.B. über die vom Hersteller angegebenen Temperaturkoeffizienten.

Abbildung 5-2: Ausschnitt der Eingabemaske "Performance Ratio"

Für den Standort Düren wurde die PR als Vereinfachung über SOLinvest ermittelt und beträgt 82 % [32]. In Abbildung 5-2 ist ein Ausschnitt der Eingabemaske PR bei SOLinvest dargestellt.

Eine Übersicht der eingesetzten Parameter zeigt die Tabelle 5-2. Die rot hinterlegten Zahlen sind die Parameter die individuell eingegeben werden müssen. Die gelb hinterlegten Zeilen stellen Strahlungsgewinn und spezifische/ summierte Erträge dar.

Tabelle 5-2: Parameter Eingabe in Excel (rot)

Installierte Leistung [kWp]	5,9
Modulleistung [kWp]	0,27
Modulfläche [m <sup>2</sup> ]	1,68
Modulwirkungsgrad [-]	0,164
70 % Reduzierung (ja = 1; nein = 0)	1
Performance Ratio [-]	0,82
Degradation [-]	0,008
Globalstrahlung horizontale Ebene [kWh/m <sup>2</sup> *a]	1020
Elevationswinkel [°]	35
Azimutwinkel [°]	0
<b>Strahlungsgewinn [%]</b>	<b>11,8</b>
<b>Globalstrahlung Generatorposition [kWh/m<sup>2</sup>*a]</b>	<b>1140,36</b>
<b>Mittlerer Ertrag Projektzeitraum [kWh]</b>	<b>101288,1786</b>
<b>Spezifischer Ertrag (Durchschnitt) [kWh/kWp*a]</b>	<b>858,3743951</b>

Im letzten Schritt wird die Globalstrahlung mit der mittleren installierten Leistung im Versorgungsgebiet der SWD multipliziert. Anschließend ergibt sich der angenommene Erzeugungslastgang [kWh] für ein gesamtes Jahr im 15 Min.-Intervall.

Das Diagramm 5-1 stellt den modellierten Jahreslastgang für die PV- Erzeugung dar. Im Winter wird ca. ein Drittel der Arbeit im Vergleich zum Sommer erzeugt. Im Sommer lässt sich der Einfluss der 70%- Begrenzung erkennen. Die maximale Arbeit liegt daher im Sommer bei einem Wert von 1,0325 kWh/15 Min.

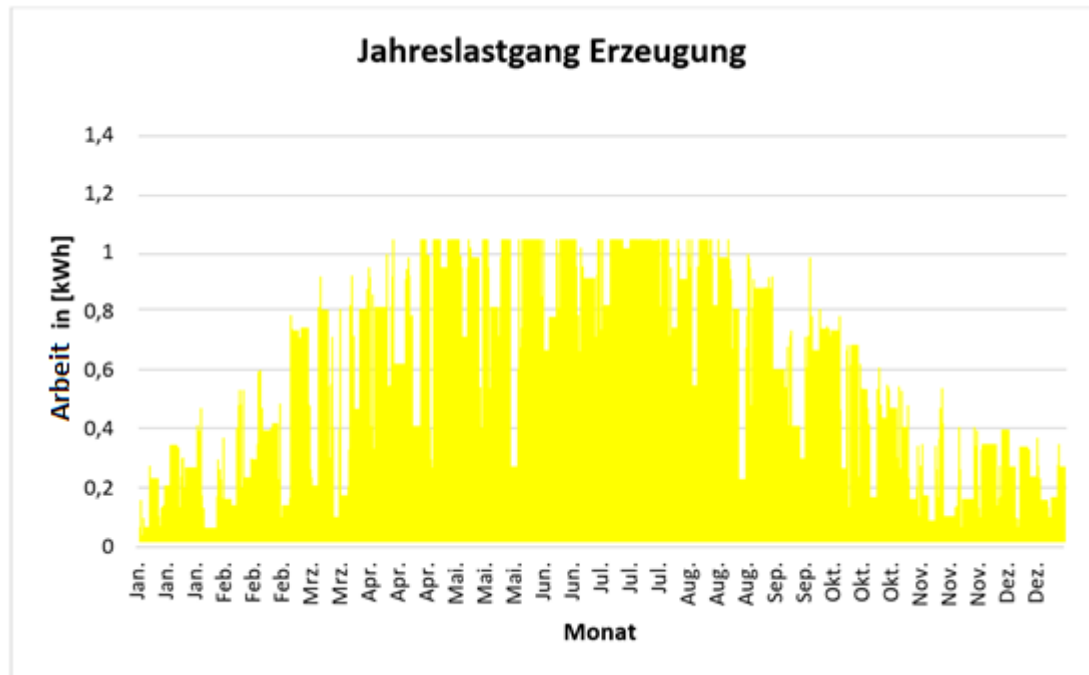


Diagramm 5-1: Jahreslastgang PV- Erzeugung

Das Diagramm 5-2 stellt den Tageslastgang am 20.06.13 dar. Bereits um 5:15 Uhr sind erste Solar- Einträge zu erkennen. Um 20:30 Uhr verläuft die Erzeugung gegen Null.

Insgesamt stellt der Tageslastgang einen bewölkten Tag dar. In den Morgenstunden ist von einer starken Verschattung durch Wolken auszugehen. In der zweiten Tageshälfte zieht die Bewölkung teilweise ab, bevor sie am späten Abend zurückkommt. Der Tageslastgang stellt nur ein graphisches Beispiel dar. Die Berechnung der Bewertungsgrößen wurde für das gesamte Jahr vorgenommen.

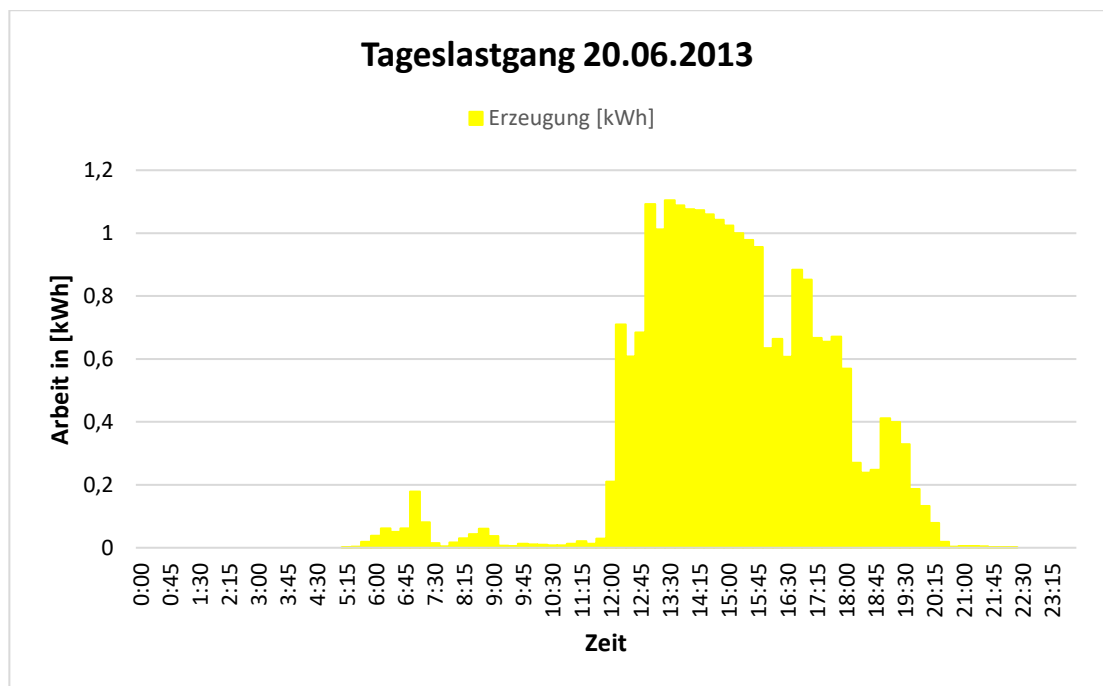


Diagramm 5-2: Tageslastgang PV- Erzeugung (20.06.13)

### 5.1.1 Globalstrahlungsdaten

Bei den Globalstrahlungsdaten handelt es sich um, vom Deutschen Wetterdienst zur Verfügung gestellten, Globalstrahlungsdaten der Wetterstation „Trier Petriberg“. Die Station liefert Globalstrahlungsdaten in einem 10 Min.- Intervall mit der Einheit  $\text{J}/\text{cm}^2$ . Nach dem Import in Excel wurden die Daten in das benötigte Datenformat überführt. Die Wetterstation nutzt ein Pyranometer CM11 der Fa. Kipp & Zonen zur Messung der Strahlungsstärke. Die Globalstrahlung wird auf der ebenen Fläche gemessen. Das Gerät wird mit einer Messunsicherheit von 2 % angegeben.

#### Standortdaten der Wetterstation Düren:

Breite:  $49.44^\circ$

Länge:  $6.39^\circ$

Höhe: 265 m

Die Strahlungsdaten setzen sich zusammen aus direkten und diffusen Strahlungsanteilen und dienen als Eingangsdaten um den individuellen Photovoltaiklastgang zu berechnen.

Für die Untersuchungen wurden Strahlungsdaten des Kalenderjahres 2013 herangezogen. In diesem Jahr lag die Summe der Globalstrahlung bei  $1066 \text{ kWh}/\text{m}^2$ . Das langjährige Mittel der Globalstrahlung zwischen 1981 und 2010 liegt für den Standort Trier etwa in einem Bereich von  $1060\text{-}1080 \text{ kWh}/\text{m}^2$  [33]. Die Station Trier

Petriberg ist etwa 130 Km Luftlinie von dem Bewertungsstandort Düren entfernt. Im Solarkataster der Stadt Düren werden mittlere jährliche Globalstrahlungswerte von 1040 kWh angenommen [34]. In dem 2004 erschienenen Solaratlas NRW liegt die durchschnittliche Globalstrahlung für den Kreis Düren bei etwa 1010 kWh/m<sup>2</sup> [35]. Im PV- Prognosetool SOLinvest wird mit 1020 kWh/m<sup>2</sup> gerechnet. Aus diesem Grund wird für die Erzeugung des PV- Erzeugungslastganges der Globalstrahlungsdatensatz auf 1020 kWh/m<sup>2</sup>a normiert.

## 5.2 Lastgang des Geräteverbrauchs

Standardlastprofile (SLP) oder über mehrere Jahre gemittelte Lastprofile eignen sich für die Lastganganalyse nicht. Extremwerte werden geglättet, dies führt zu Abweichungen des Eigenverbrauchanteils und des Autarkiegrades.

Als Datengrundlage für den Lastgang des Geräteverbrauchs dienen repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis. Lastgangmessungen verschiedener Haushalte in Österreich und Deutschland wurden von der Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin entsprechend aufgearbeitet und zur Verfügung gestellt [36].

Als Referenzlastprofil wurde das Lastprofil 31 des Datensatzes wegen einer guten Übereinstimmung des jahreszeitlichen Verlaufs zum SLP herangezogen. Zunächst wurden die Minuten- Intervalle auf 15 Min.- Intervalle hochgerechnet. Anschließend wurde der Lastgang auf 4000 kWh normiert.

Als Geräteverbrauch wurden 4000 kWh angenommen. Dieser Wert entspricht 2016 einem Einfamilienhaushalt mit 4- Personen ohne elektrische Heizung- und Warmwasserbereitung. Als Datengrundlage für den Geräteverbrauch dient der Stromspiegel 04/2017 [37]. Der Verbrauch für die elektrische Heizung- und Warmwasserbereitung kann Kapitel Lastgang der Wärmeerzeugung entnommen werden.

Das Diagramm 5-3 stellt den Gebäudeverbrauch über ein Jahr dar. Tendenziell ist der Verbrauch im Winter etwas höher. Einzelne Lastspitzen sind selten und lassen sich durch ein ungünstiges Verhalten des Nutzers erklären. Das Diagramm 5-4 stellt den Tageslastgang des Geräteverbrauchs dar. Die Grundlast bei Nacht liegt bei etwa 0,05 kWh pro 15 Min., also bei einer Leistung von etwa 200 W. Am Morgen gibt es Lastspitzen, die sich durch Einschalten von Verbrauchern wie z.B. einer Spülmaschine erklären lassen.

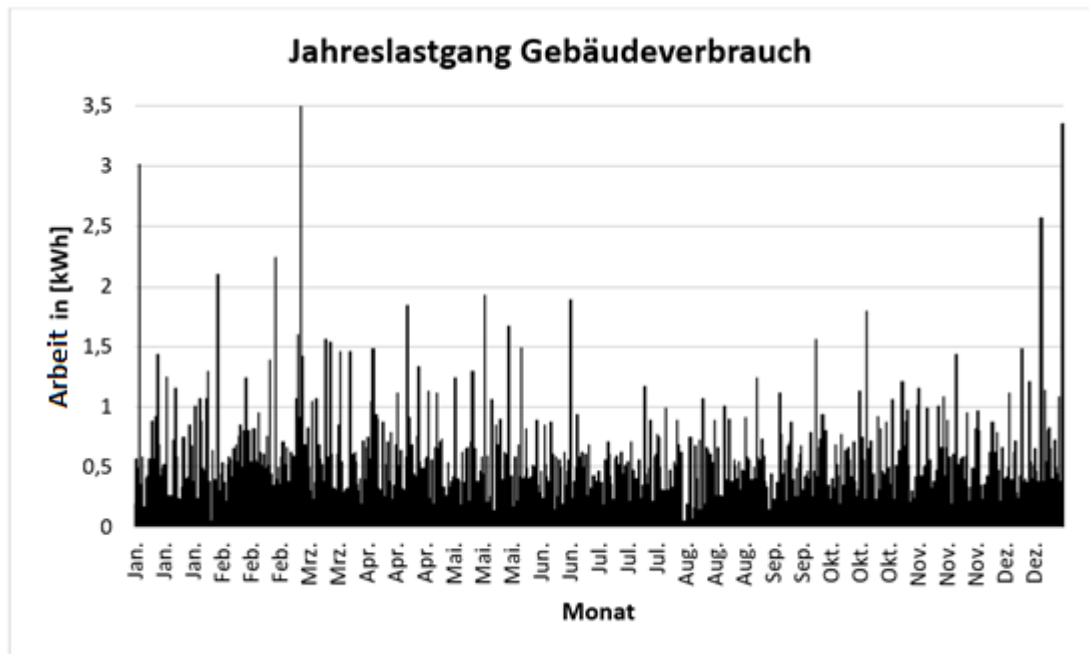


Diagramm 5-3: Jahreslastgang Geräteverbrauch

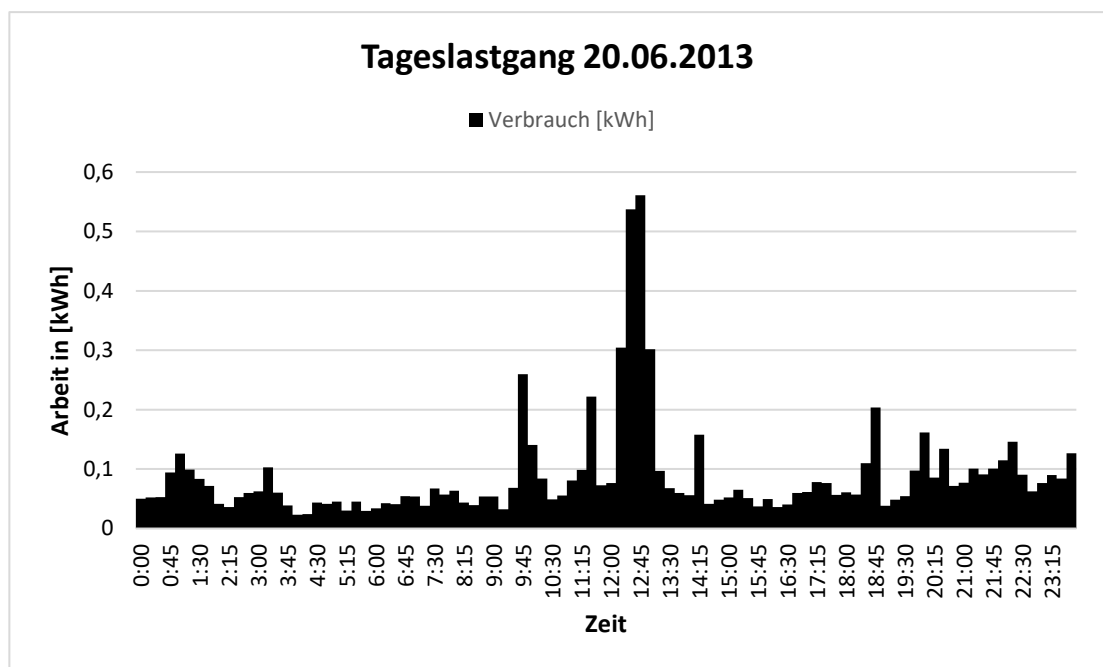


Diagramm 5-4: Tageslastgang Geräteverbrauch (20.06.13)

### 5.3 Lastgang des Batteriespeichers

Bei dem Lastgang des Batteriespeichers handelt es sich um eine Annahme. Je nach Nutzerverhalten können Abweichungen zu gemessenen Lastgängen entstehen.

Sobald am Netzverknüpfungspunkt positive oder negative Leistungen gemessen werden, werden diese Leistungen durch den Batteriespeicher ausgeglichen. Dieser Speicherbetrieb funktioniert nur innerhalb technischer Grenzen. Die maximale

positive oder negative Leistung beträgt 4,6 kW. Unter Berücksichtigung der max. Entladetiefe von 8 % liegt die nutzbare Speicherkapazität bei 11,5 kWh. Bei einem Gesamtwirkungsgrad des Speichersystems (mit WR) von 89 %, steht eine Kapazität von 10,2 kWh zur Entnahme zur Verfügung.

In der Nacht erfolgt eine Ladung von 7 kWh in ein E- Fahrzeug. Diese Energie wird vorrangig durch den Batteriespeicher zur Verfügung gestellt. Ist die Energie im Batteriespeicher verbraucht, muss das E- Fahrzeug über das Netz beliefert werden. Das Diagramm 5-5 stellt den Jahreslastgang der Batterie dar. Dunkelgrün ist der Batterielastgang mit E- Fahrzeugladung, in hellgrün ohne E- Fahrzeugladung dargestellt. Mit einem höheren nächtlichen Verbrauch durch das E- Fahrzeug, kann die Batteriekapazität besser ausgenutzt werden. In den Wintermonaten arbeitet die Batterie im Teillastbereich und mit geringen Kapazitäten. Zwischen März und Oktober sind Volllastzyklen möglich.

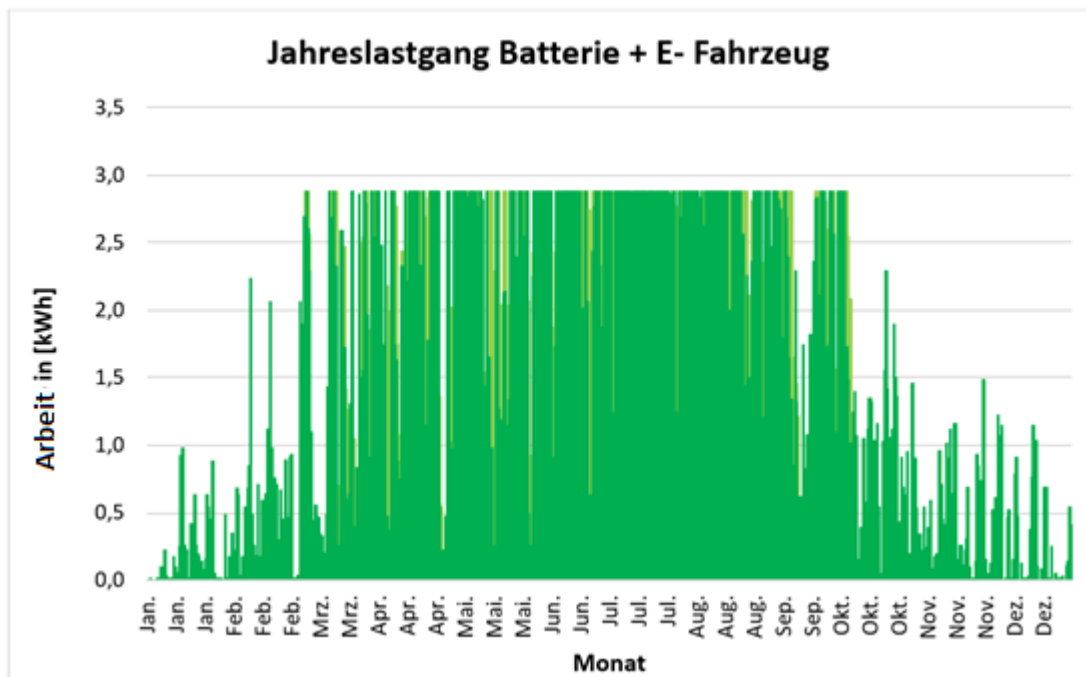


Diagramm 5-5: Jahreslastgang Batterie + E- Fahrzeug

Das Diagramm 5-6 stellt den Tageslastgang der Batterie für den 20.06.2013 dar. Hier ist zu erkennen, dass die Kapazität des Batteriespeichers mit E- Fahrzeugladung (dunkelgrün) in den Morgenstunden auf nahezu null fällt. Entsprechend wird das E- Fahrzeug zwischen 0:00 Uhr und 3.15 Uhr geladen. In hellgrün bleibt der Energiegehalt auf einem hohen Niveau, der Batteriespeicher wird in diesem Betrieb nicht voll ausgenutzt. Daher sollte der Batteriespeicher ohne E- Fahrzeugladung kleiner dimensioniert werden.

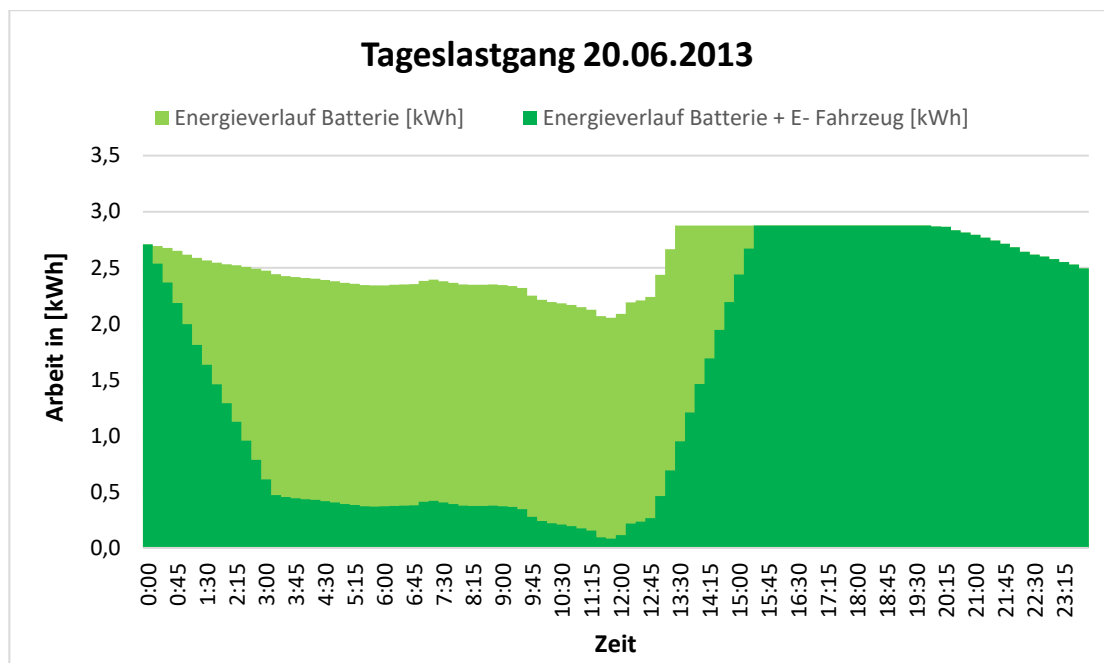


Diagramm 5-6: Tageslastgang Batterie + E- Fahrzeug (20.06.13)

## 5.4 Lastgang des E- Fahrzeug Ladevorgangs

Bei dem Ladevorgang des E- Fahrzeugs wird die Energie in den Nachtstunden umgeschichtet. Das bedeutet die Energie wird aus dem stationären Speicher entladen und im mobilen Speicher eingespeichert. In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass der Nutzer jede Nacht 7,0 kWh abrufen. Sollte die Speicherkapazität nicht ausreichen, wird die restliche Kapazität durch das Netz bedient. In einem Jahr müssen also zu dem Geräteverbrauch von 4000 kWh nochmals 2555 kWh Verbrauch durch das E- Fahrzeug angenommen werden. Im Diagramm 5-7 wird der summierte Verbrauchslastgang eines Jahres aus Geräteverbrauch und E- Fahrzeug laden dargestellt. Insgesamt wird eine Jahresarbeit von 6555 kWh dargestellt.



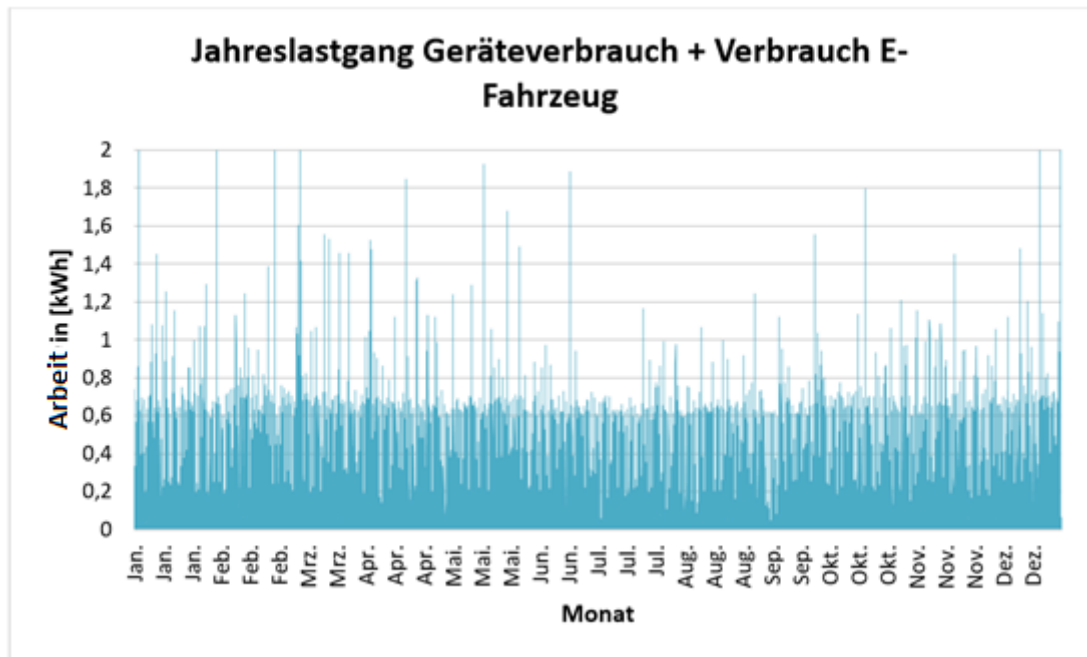


Diagramm 5-7: Jahreslastgang Geräteverbrauch + Verbrauch E-Fahrzeug

Im Diagramm 5-8 ist der Jahreslastgang des E-Fahrzeug Ladevorgangs dargestellt. In gelb wird der Anteil der Arbeit dargestellt, der aus der Photovoltaik-Erzeugung stammt. In den Wintermonaten muss das E-Fahrzeug größtenteils über das Netz geladen werden (hellblau), da hier die PV-Kapazitäten nicht mehr ausreichen.

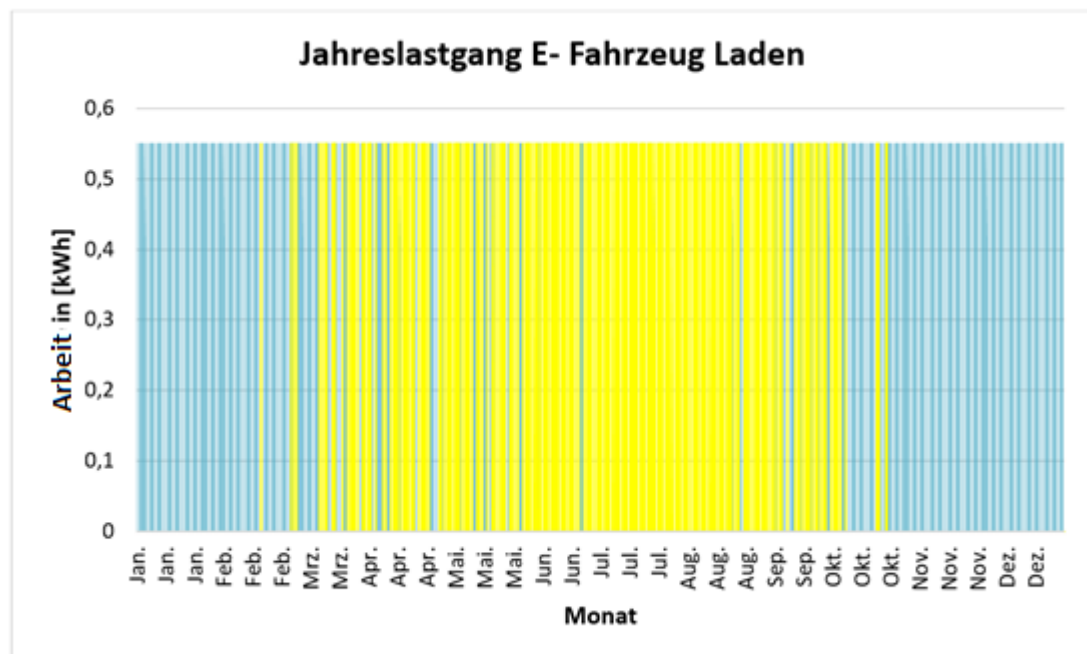


Diagramm 5-8: Jahreslastgang E-Fahrzeug Laden

Bei einer Ladeleistung von 2,2 kW wird die Energiemenge in etwa 3,2 h geladen. In Diagramm 5-9 ist der Ladevorgang eines Tages in einem 15 Min.-Intervall dargestellt. Der Ladevorgang beginnt um 0:15 Uhr und endet zwischen 3:00 und 3:15 Uhr. Da die

Lademenge gelb dargestellt ist, wird das E- Fahrzeug zu 100 % aus PV- Strom geladen.

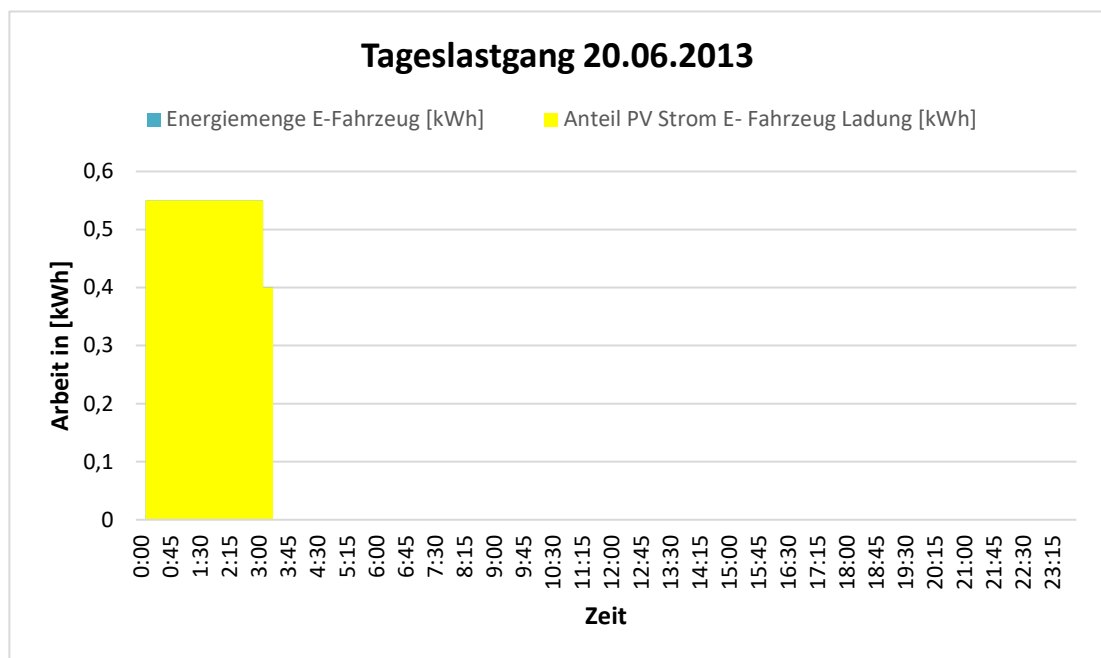


Diagramm 5-9: Tageslastgang E- Fahrzeug Laden (20.06.13)

Bei der Messung ist keine schwankende Ladeleistung aufgefallen, daher wird von einem stabilen Ladeband ausgegangen.

### 5.4.1 Messung des Ladevorgangs

Die Ladeleistung und Energie über die Zeit wurde in einem Versuch ermittelt. Hierbei wurde die Leistung während einer Ladung des BMW i3 gemessen. Die Ladung fand



Abbildung 5-3: Messaufbau

an einer Schutzkontaktsteckdose mit einem aufgesteckten Sicherungselement (gelb) statt. Wie in Abbildung 5-3 dargestellt, wurde der Strom und die Spannung gemessen. Zur Messung wurde ein CM 8 Leistungs- Stromzangenmultimeter der Firma Benning GmbH eingesetzt. Dieses Multimeter berechnet die Leistung in kW mit einer Grundgenauigkeit von 0,7 %.

In einem Protokoll wurden die Messergebnisse der Leistungen in der ersten Stunde in 5 Min.- Intervallen, anschließend in Stunden- Intervallen erfasst. In der ersten Stunde waren keine großen Schwankungen der Messwerte zu erkennen, daher wurde das Intervall auf eine Stunde hochgesetzt. Auch während der Messdauer von 7 Stunden, konnte keine Variabilität der Leistung festgestellt werden. Im Diagramm 5-10 ist die Leistungsaufnahme und die Speicherkapazität der mobilen Batterie dargestellt.

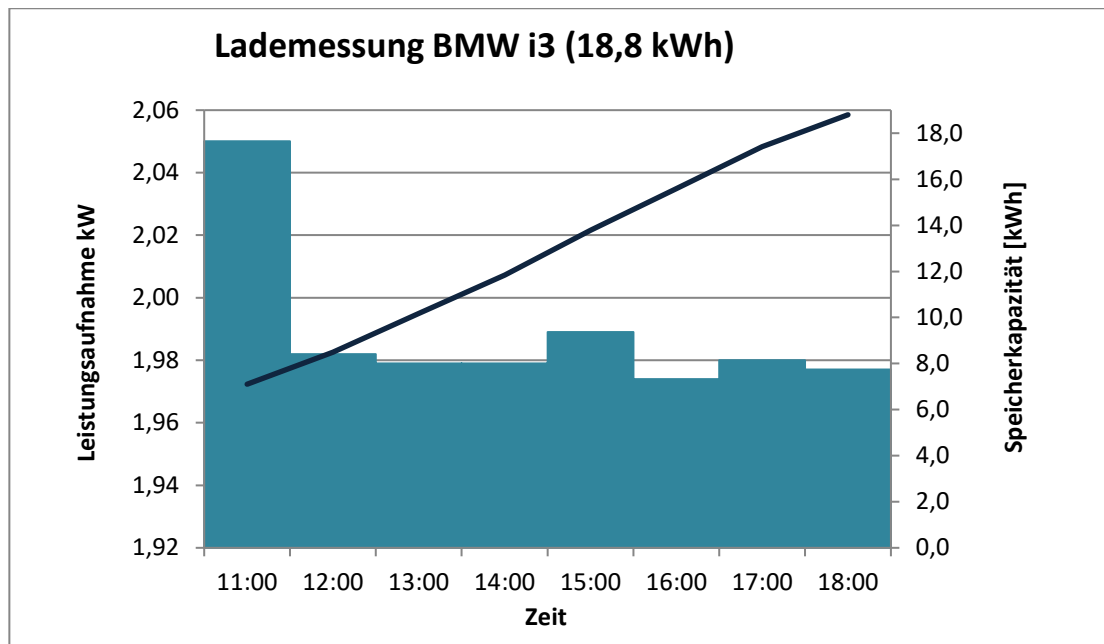


Diagramm 5-10: Leistungsaufnahme und Speicherkapazität bei der Lademessung des BMW i3 (18,8 kWh)

In der Tabelle 5-3 können die Messwerte abgelesen werden. Auf der linken Seite sind die Ist- Messwerte, auf der rechten Seite die Soll- Messwerte dargestellt. Zwischen der Soll- Leistung und der tatsächlichen Leistungsaufnahme des Akkumulators gibt es Differenzen. Aufgrund von Verlusten an Klemmstellen, Akkumulator und einem Spannungsabfall über die Leitung lädt das E- Fahrzeug im Mittel mit ca. 1,67 kW pro Stunde. Während eine Leistung im Mittel von 1,98 kW/h gemessen wird. Die Soll- Kapazität [%] stellt die theoretische Ladekapazität im Akkumulator dar.

Tabelle 5-3: Messergebnisse und Auswertung der E- Fahrzeug Lademessung

Zeit	h- Nr.:	IST Kapazität [%]	[kWh]	[km]	Leistungsaufnahme [kW]	Gemessene Leistung [kW]	SOLL Kapazität [%]	[kWh]	[km]
11:00	0	37,78%	7,10	51	0,00	2,05	37,78%	7,10	51
12:00	1	45,19%	8,49	61	1,39	1,98	48,32%	9,08	65
13:00	2	54,07%	10,17	73	1,67	1,98	58,85%	11,06	79
14:00	3	62,96%	11,84	85	1,67	1,98	69,37%	13,04	94
15:00	4	73,33%	13,79	99	1,95	1,99	79,95%	15,03	108
16:00	5	82,96%	15,60	112	1,81	1,97	90,45%	17,01	122
17:00	6	92,59%	17,41	125	1,81	1,98	100,98%	18,99	136
18:00	7	100,00%	18,80	135	1,39	1,98	110,31%	20,96	149

Der Wirkungsgrad des Ladevorgangs  $\eta_{La}$  ermittelt sich nach Formel 5-1

Formel 5-1: Wirkungsgrad Ladevorgang

$$\eta_{La} = \frac{P_{ab}}{P_{zu}} = \frac{1,67 \text{ kW}}{1,98 \text{ kW}} = 0,84$$

Das E- Fahrzeug lädt in diesem Versuchsaufbau mit einem Wirkungsgrad von 84 %. Da bei dem Kunden von weniger Klemmstellen auszugehen ist (keine Messvorrichtung) und eine deutlich kürzere Leitung vorhanden ist, muss von einem besseren Wirkungsgrad ausgegangen werden.

## 5.5 Lastgang der Wärmeerzeugung

Da der Wärmespeicher wie in Kapitel 4.7 beschrieben, genügend Wärmespeicherkapazitäten aufweist, wird angenommen, dass innerhalb der technischen Grenzen alle PV- Überschüsse in Wärme umgewandelt werden können. Die in Wärme umwandelbare Last beträgt 4,0 kW. Die Speicherkapazität entspricht 7,7 kWh.

Entsprechend können PV- Überschüsse von 952 kWh im PV- Bestand und 1047 kWh im PV- Neubau in Wärme umgewandelt werden. Dieser Anteil der Energie wird als Einsparung bei der aufzuwendenden Heizenergie betrachtet. Die elektrische Heizenergie bei der Wärmepumpe eines SWD- Referenzkunden beträgt 3952 kWh. Bei einer Öl- oder Gasheizung werden die Energiemengen entsprechend der Heizleistung umgerechnet.

Im Diagramm 5-11 ist der Lastgang der in Wärme umgewandelten PV- Energie über ein Jahr dargestellt. Die maximalen technischen Grenzen werden in den Sommermonaten erreicht. Da max. Wärmeerzeugungsleistung 4 kW beträgt, wird der Wert von 1kW innerhalb eines 15 Min.- Intervalls nicht überschritten.

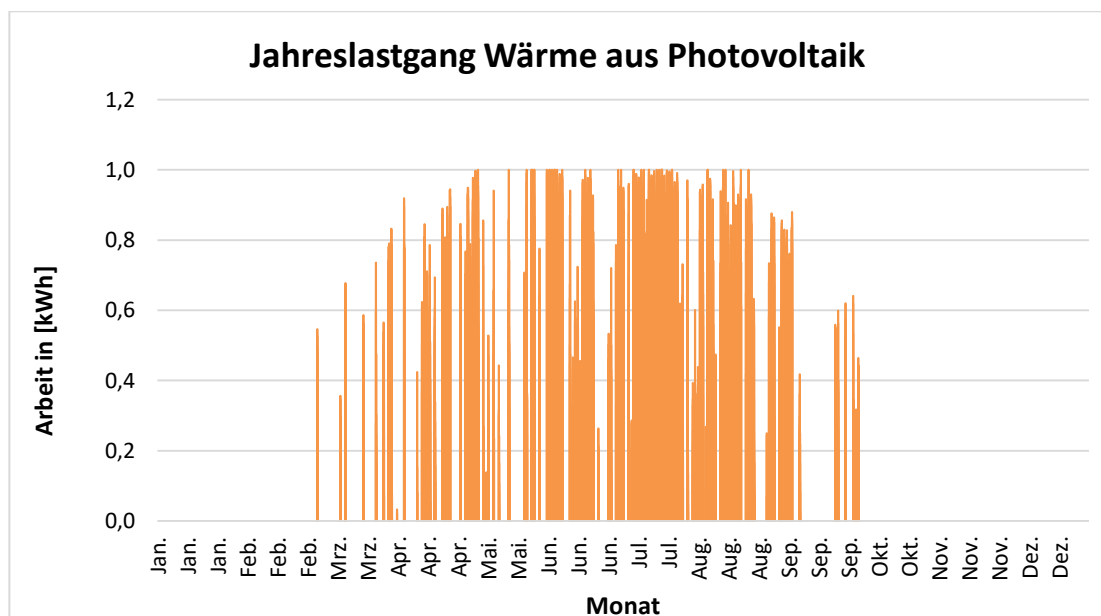


Diagramm 5-11: Jahreslastgang Wärme aus Photovoltaik

Da am 21.06.2013 die PV- Überschüsse nicht ausreichend waren, um Wärmeenergie zu erzeugen, wurde zur graphischen Darstellung des Tageslastgangs der 20.06.2013 gewählt. Im Diagramm 5-12 ist zusätzlich zur nutzbaren Wärme (orange) die Wärmekapazität des Wärmespeichers (dunkelrot/ braun) dargestellt. Um etwa 15 Uhr ist der Batteriespeicher vollständig geladen, gleichzeitig wird so viel PV- Energie erzeugt, dass sowohl der Eigenverbrauch gedeckt wird als auch Wärme produziert werden kann. Um etwa 18 Uhr lassen die PV- Überschüsse nach. Im gleichen Zeitraum wird der Wärmespeicher geladen, ab 18 Uhr stagniert die Kapazität. Die geringen Speicherverluste sind nicht zu erkennen, eine Warmwasserentnahme ist nicht dargestellt.

Aufgrund der Annahme, dass nur die Speicherkapazität durch die beschriebene Temperaturerhöhung genutzt wird, fällt die Speicherkapazität an jedem Tag um 0:00 Uhr auf den Wert Null zurück. Solange die untere Temperatur T1 nicht erreicht ist, springt die konventionelle Heizung nicht an. Das bedeutet, dass die Entnahme aus dem Speicher zunächst die nutzbare Wärme der solaren Erzeugung darstellt.

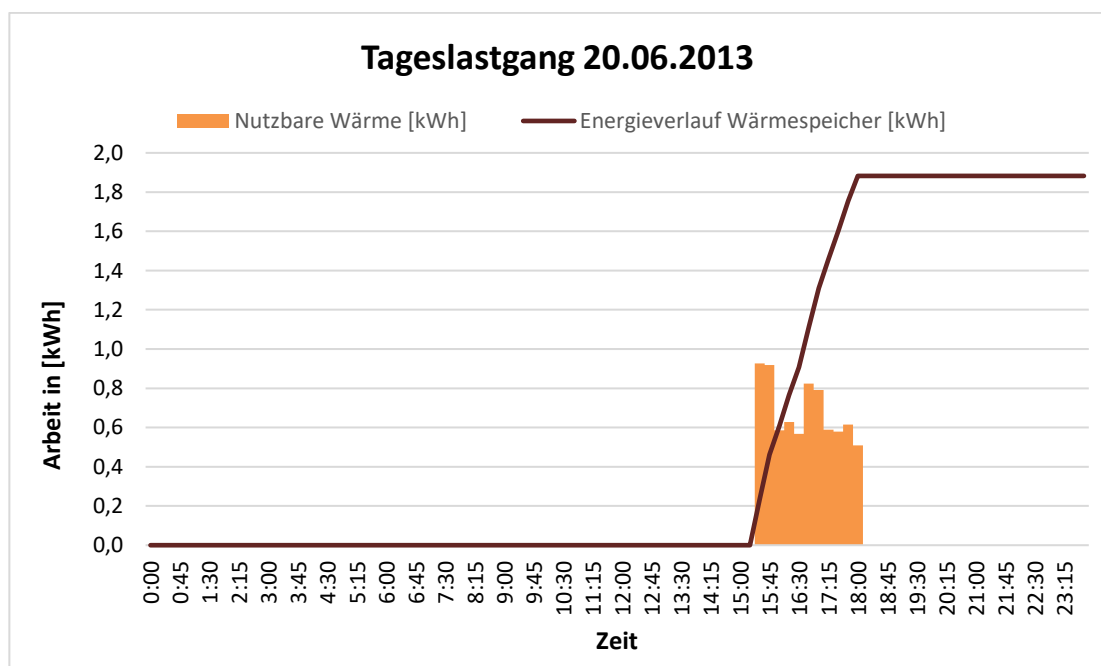


Diagramm 5-12: Tageslastgang Wärme aus Photovoltaik (20.06.2013)

## 6. Technisches Einsparpotential

Nachdem zuvor die Datenauswertung der einzelnen Lastgänge beschrieben wurde, sollen in diesem Kapitel die Verknüpfungen und Überlagerungen der Lastgänge und die daraus resultierenden Ergebnisse dargestellt werden. Dazu werden zunächst die Szenarien „Neubau“ und „Bestand“ beschrieben.

### 6.1 Anlagenszenarien „Neubau und Bestand“

In beiden Szenarien wird ein freistehendes Einfamilienhaus mit vier Personen angenommen. Die Ausgangslage hinsichtlich der Anlagentechnik, ist zwischen bestehenden Anlagen auf bestehenden Gebäuden anders, als bei neuen Anlagen auf neuen Gebäuden. Im Bestand sind z.B. zumeist Heizungssysteme mit fossilen Energieträgern, in neuen Gebäuden hingegen meist erneuerbare Energieträger und Wärmepumpen verbaut.

Zwischen den Bestandsanlagen und neuen Anlagen gibt es bei den technischen Systemparametern keine Unterschiede. Die Jahresarbeit ist aufgrund der Degradation bei den Bestandsanlagen jedoch entsprechend geringer.

In diesem Kapitel werden aufgrund der Unterschiede das Szenario „Neubau“ und „Bestand“ dargestellt.

#### 6.1.1 Szenario Neubau

Der Projektzeitraum einer neuen Photovoltaikanlage liegt bei 20 Jahren. Die durchschnittliche Jahresarbeit einer 5,9 kWp Photovoltaikanlage liegt innerhalb dieses Zeitraums bei 5075 kWh.

Folgendes Szenario wird angenommen:

- Anschaffung einer 5,9 kWp PV- Anlage
- Anschaffung eines 12,5 kWh (Nutzbar: 11,5 kWh) Batteriespeichers
- Anschaffung eines baugleichen Batteriespeichers nach 10 Jahren
- Wärmepumpe mit einem 400 l Wärmespeicher und einem Jahresverbrauch an elektr. Energie von 3952 kWh vorhanden
- Wärmepumpe befindet sich bereits im vergünstigten „Wärmestrom“ Tarif, daher ist ein zweiter Stromkreis vorhanden
- E- Fahrzeug mit einem Verbrauch von 2555 kWh vorhanden
- Schuko- Steckdose zur Nutzung von Autostrom in der Garage vorhanden
- 70 % Leistungsbegrenzung durch Energiemanagement-System

### 6.1.2 Szenario Bestand

Der Projektzeitraum einer bestehenden Photovoltaikanlage liegt bei 10 Jahren. Die Jahresarbeit der schon 20 Jahre gealterten Photovoltaikanlage mit einer installierten Leistung von 5,9 kWp liegt durchschnittlich bei 4416 kWh.

Folgendes Szenario wird angenommen:

- Volleinspeisende PV- Anlage vorhanden (10 Jahre Restlebensdauer)
- Anschaffung eines 12,5 kWh (Nutzbar: 11,5 kWh) Batteriespeichers
- Öl- oder Gasheizung mit min. 400 l Wärmespeicher vorhanden
- Anschaffung eines 4 kW Heizstabs mit einem 400 l Warmwasserspeicher
- E- Fahrzeug mit einem Verbrauch von 2555 kWh vorhanden
- Schuko- Steckdose zur Nutzung von Autostrom in der Garage vorhanden
- 70 % Leistungsbegrenzung durch Energiemanagement-System

## 6.2 Energetische Bewertungsgrößen

Die wichtigste Bewertungsgröße ist der Eigenverbrauchsanteil. Der Eigenverbrauchsanteil stellt das Verhältnis von im Gebäude direkt Verbrauchter PV Energie  $E_{DV}$  zu der gesamten von der PV- Anlage produzierten Energie  $E_{PV}$  dar.

Der Gesamtverbrauch  $E_{VB,Ges}$  ergibt sich aus dem Geräteverbrauch  $E_{VB}$  und der Addition zusätzlicher Lasten  $E_n$ . Zusätzliche Lasten sind z.B. E- Fahrzeuge  $E_1$  oder Heizstäbe  $E_2$ .

#### Formel 6-1: Gesamtverbrauch

$$E_{VB,Ges} = E_{VB} + E_1 + E_2 + E_n$$

Der Direktverbrauch  $E_{DV}$  ist die PV- Erzeugung, die gleichzeitig durch den Gebäudeverbrauch  $E_{VB,Ges}$  genutzt werden kann.

#### Formel 6-2: Direktverbrauch

$$E_{DV} = \min(E_{PV}, E_{VB,Ges})$$

Je höher der Eigenverbrauchsanteil, desto mehr Energie aus der Photovoltaikanlage wurde im Gebäude für energetische Zwecke genutzt.

#### Formel 6-3: Eigenverbrauchsanteil

$$e = \frac{E_{DV}}{E_{PV}}$$



Vergleicht man den Eigenverbrauchsanteil unter Zunahme verschiedener Lasten im System, lässt sich der Nutzen der einzelnen Maßnahmen bewerten.

Eine weitere aber weniger wichtige Bewertungsgröße ist der Autarkiegrad. Der Autarkiegrad  $a$  stellt das Verhältnis von im Gebäude direkt Verbrauchter PV Energie  $E_{DV}$  zu der gesamten Verbrauchten elektrischen Energie  $E_{VB,Ges}$  im Gebäude dar.

#### Formel 6-4: Autarkiegrad

$$a = \frac{E_{DV}}{E_{VB,Ges}}$$

Je höher der Autarkiegrad, desto mehr Energie aus der Photovoltaikanlage kann zur Deckung des elektrischen Energieverbrauchs genutzt werden.

Wenn zusätzliche Lasten durch die Sektorkoppelung eingebunden werden, erhöht sich der Energieverbrauch bei gleichbleibender PV- Erzeugung. In der Regel sinkt der Autarkiegrad, wohingegen der Eigenverbrauchsanteil steigt. Bei der Einbindung eines Batteriespeichers steigen beide Anteile, da der Direktverbrauch steigt und der Gebäudeverbrauch gleich bleibt.

Sollte immer noch Energie übrig sein, nachdem alle Lasten bedient wurden, werden diese Überschüsse in das öffentliche Netz eingespeist. Diese Netzenergie  $E_{NE}$  steht dann dem Netzbetreiber zur Verfügung. Bei der Sektorkoppelung und deren intelligenten Steuerung, sollte dieser Anteil jedoch sehr gering sein.

#### Formel 6-5: Netzeinspeisung

$$E_{NE} = E_{PV} - E_{DV}$$

Kann der Verbrauch nicht über die PV- Erzeugung  $E_{PV}$  oder ggf. durch einen Batteriespeicher abgedeckt werden, muss die Energie  $E_{NB}$  durch das öffentliche Netz bezogen werden.

#### Formel 6-6: Netzbezug

$$E_{NB} = E_{VB} - E_{DV}$$

Als Eingangsparameter der in diesem Kapitel dargestellten Bewertungsgrößen, dienen die zuvor beschriebenen Lastgangdaten.

## 6.3 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse des PV- Direktverbrauchs und des Netzbezuges für das E- Fahrzeug, die Wärmeerzeugung und den Geräteverbrauch aufgeschlüsselt. Diese Energiemengen dienen als Eingangsparameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen.

Zusammenfassend werden die Ergebnisse für den Eigenverbrauchanteil und den Autarkiegrad sowie Direktverbrauch, Netzbezug und die Netzeinspeisung erläutert.

Unterschieden wird das energetische Einsparpotential, wie beschrieben, im Bestand und Neubau.

### 6.3.1 Energetisches Einsparpotential „Neubau“

In der Tabelle 6-1 sind die einzelnen Direktverbräuche [kWh] dargestellt, die sich durch den Einsatz verschiedener Anlagentechnik ergeben. Die Direktverbräuche der einzelnen Sektoren stellen die Einsparpotentiale im Vergleich zu einer neuen volleinspeisenden Photovoltaik- Anlage dar.

Tabelle 6-1: Aufschlüsselung der Jahresarbeit für den Direktverbrauch in den verschiedenen Sektoren bei verschiedener Anlagentechnik (Neubau)

Anlagentechnik	Gesamte Erzeugung	Gesamter Direktverbrauch	Direktverbrauch Geräte	Direktverbrauch Auto	Direktverbrauch Wärme	Ein-speisung
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
Photovoltaikanlage (volleinspeisend)	5075	0	0	0	0	5075
Photovoltaikanlage (netzparallel)	5075	1448	1448	0	0	3627
Photovoltaikanlage, Batterie	5075	2826	2826	0	0	2249
Photovoltaikanlage, Batterie, E- Fahrzeug	5075	3710	2680	1030	0	1365
Photovoltaikanlage, Batterie, E- Fahrzeug, Wärme	5075	4757	2680	1030	1047	318

In der Tabelle 6-2 sind die einzelnen Jahresarbeiten [kWh] der Netzbezüge, die sich durch den Einsatz verschiedener Anlagentechnik ergeben, dargestellt. Die Netzbezüge der einzelnen Sektoren stellen die Einsparpotentiale im Vergleich zu anderen Tarifen dar.

Tabelle 6-2: Aufschlüsselung der Jahresarbeit für den Netzbezug in den verschiedenen Sektoren bei verschiedener Anlagentechnik (Neubau)

Anlagentechnik	Gesamter Stromverbrauch	Gesamter Netzbezug	Netzbezug Geräte	Netzbezug Auto	Netzbezug Wärme
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
Photovoltaikanlage (volleinspeisend)	7952	7952	2552	0	3952
Photovoltaikanlage (netzparallel)	7952	6504	2552	0	3952
Photovoltaikanlage, Batterie	8090	5264	1312	0	3952
Photovoltaikanlage, Batterie, E- Fahrzeug	10791	7081	1604	1525	3952
Photovoltaikanlage, Batterie, E- Fahrzeug, Wärme	10791	6034	1604	1525	2905

In der Tabelle 6-3 werden die Eigenverbrauchsanteile und die Autarkiegrade für den Ausbau mit verschiedener Anlagentechniken in [%] dargestellt

Tabelle 6-3: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad unter Berücksichtigung verschiedener Anlagentechnik (Neubau)

Anlagentechnik	Eigenverbrauchsanteil [%]	Autarkiegrad [%]
Photovoltaikanlage (netzparallel)	28,5%	18,2%
Photovoltaikanlage, Batterie	55,7%	34,9%
Photovoltaikanlage, Batterie, E- Fahrzeug	73,1%	34,4%
Photovoltaikanlage, Batterie, E- Fahrzeug, Wärme	93,7%	44,1%

### 6.3.2 Energetisches Einsparpotential „Bestand“

In der Tabelle 6-4 sind die einzelnen Jahresarbeiten [kWh] der Direktverbräuche, die sich durch den Einsatz verschiedener Anlagentechnik ergeben, dargestellt. Die Direktverbräuche der einzelnen Sektoren in der vollen Ausbaustufe stellen die Einsparpotentiale im Vergleich zu einer bestehenden volleinspeisenden Photovoltaikanlage dar.

Tabelle 6-4: Aufschlüsselung der Jahresarbeit für den Direktverbrauch in den verschiedenen Sektoren bei verschiedener Anlagentechnik (Bestand)

Anlagentechnik	Gesamte Erzeugung	Gesamter Direktverbrauch	Direktverbrauch Geräte	Direktverbrauch Auto	Direktverbrauch Wärme	Ein-speisung
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
Photovoltaikanlage (volleinspeisend)	4416	0	0	0	0	4416
Photovoltaikanlage (netzparallel)	4416	1392	1392	0	0	3024
Photovoltaikanlage, Batterie	4416	2696	2696	0	0	1720
Photovoltaikanlage, Batterie, E- Fahrzeug	4416	3481	2536	945	0	935
Photovoltaikanlage, Batterie, E- Fahrzeug, Wärme	4416	4249	2536	945	768	167

In der Tabelle 6-5 ist die Jahresarbeit [kWh] der Netzbezüge dargestellt. Die Netzbezüge der einzelnen Sektoren in der vollen Ausbaustufe, stellen die Einsparpotentiale im Vergleich zu anderen Tarifen oder fossilen Brennstoffen dar.

Tabelle 6-5: Aufschlüsselung der Jahresarbeit für den Netzbezug in den verschiedenen Sektoren bei verschiedener Anlagentechnik (Bestand)

Anlagentechnik	Gesamter Stromverbrauch	Gesamter Netzbezug	Netzbezug Geräte	Netzbezug Auto	Netzbezug Wärme
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
Photovoltaikanlage (volleinspeisend)	4000	4000	4000	0	0
Photovoltaikanlage (netzparallel)	4000	2608	2608	0	0
Photovoltaikanlage, Batterie	4138	1442	1422	0	0
Photovoltaikanlage, Batterie, E- Fahrzeug	6821	3340	1731	1609	0
Photovoltaikanlage, Batterie, E- Fahrzeug, Wärme	7589	3340	1731	1609	0

In der Tabelle 6-6 werden die Eigenverbrauchsanteile und die Autarkiegrade für den Ausbau mit verschiedener Anlagentechniken in [%] dargestellt.

Tabelle 6-6: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad unter Berücksichtigung verschiedener Anlagentechnik (Bestand)

<b>Anlagentechnik</b>	<b>Eigenverbrauchsanteil [%]</b>	<b>Autarkiegrad [%]</b>
Photovoltaikanlage	31,5%	34,8%
Photovoltaikanlage, Batterie	61,0%	65,2%
Photovoltaikanlage, Batterie, E- Fahrzeug	78,8%	51,0%
Photovoltaikanlage, Batterie, E- Fahrzeug, Wärme	96,2%	56,0%

## 7. Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit des Energiemanagement-Systems wird für vier Fälle betrachtet. Zwischen Photovoltaik „Bestand“ und „Neubau“ wird unterschieden, weil der Projektzeitraum (Projekt Life Time) der Bestandsanlagen aufgrund des Alters nur 10 Jahre beträgt und die Jahresarbeit geringer ist. Bei einer neuen Anlage beträgt der Projektzeitraum 20 Jahre. In dieser Zeit wird beispielsweise der Batteriespeicher, anders als beim Bestand, einmal erneuert.

Für eine erfolgreiche Markteinführung muss sich das Energiemanagement-System sowohl für den Privatkunden, als auch für die Stadtwerke Düren wirtschaftlich lohnen. Aus diesem Grund muss die Wirtschaftlichkeit von beiden Seiten (Anbieter und Kunde) betrachtet werden.

Da die Kopplung der Sektoren durch das Energiemanagement-System anspruchsvoll ist und durch den Laien alleine nicht betrieben werden kann, wird das Energiemanagement-System im Contracting-Modell zur Verfügung gestellt. Bei dem Business Case Energiemanagement-System handelt es sich um ein sogenanntes Einspar-Contracting. Das Energiemanagement-System wird kostenlos beim Kunden eingebaut und zur Verfügung gestellt. Die Energieeinsparung, die durch das System erreicht wird, wird unter Kunden und Stadtwerke Düren aufgeteilt. Dabei erhält der Kunde etwa 66 %, die Stadtwerke Düren etwa 33 % der Energieeinsparung.

Die Wirtschaftlichkeit wird jeweils für ein einzelnes Energiemanagement-System betrachtet. Zusammen mit den Verkaufszahlen aus der Marktanalyse, können die wirtschaftlichen Kennzahlen entsprechend skaliert werden.

Als Bewertungsgrößen dienen die Investitionskosten-CAPital EXpenditure (CAPEX), die Betriebskosten OPERational EXpenditure (OPEX), sowie die Einnahmen REVENue (Rev). Die wichtigste Bewertungsgröße, um verschiedene Projekte zu vergleichen, ist die Projektrendite. Die Projektrendite beschreibt den Rückfluss der Investition (ROI) ohne Einsatz von Fremdkapital. Hierdurch lassen sich Projekte miteinander unabhängig von Fremdkapitalanteilen vergleichen. Weiterhin wird die Amortisationszeit und hiermit der statische Break- Even- Point ermittelt. Die Amortisationszeit ist der Zeitraum, innerhalb dessen die Investition zurückgeflossen ist (statisches Payback).

Es werden die aktuellen Werte für Inflation, Strom- und Gaspreise angenommen, da eine Prognose zu unsicher ist. Auch die Break- Even Analyse baut auf eine statische Investitionsrechnung auf. Gerade die Energiepreise für z.B. Gas und Strom, sind während des Unbundling, der Energiewende und verschiedener wirtschaftlicher und

politischer Krisen kaum vorhersehbar. Aktuell wird sowohl für Strom begründet durch die EEG- Umlage, als auch für Gas, begründet durch die Drosslung der Fördermengen durch die OPEC (Organisation erdölexportierender Länder), steigende Preise vorhergesagt. Entsprechend sind die Wirtschaftlichkeitsberechnungen konservativ ausgelegt. Ein weiteres wirtschaftliches Potential ist daher gegeben.

Zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit wurde ein Berechnungstool der SWD genutzt. Bei der Berechnung aus Sicht der Stadtwerke Düren sind u.a. auch steuerliche Parameter, sowie Zielparameter definiert.

## 7.1 Annahmen „Business Case Privatkunde“

Alle Beträge in der Wirtschaftlichkeitsberechnung des Privatkunden verstehen sich brutto. Da der Privatkunde in dem neuen Geschäftsmodell Kosten einspart und keinen Gewinn erzielt, entfällt eine Steuererklärung. Der Privatkunde kann die Anlagentechnik nicht Abschreiben, daher wird die Nutzungsdauer (ND) vernachlässigt.

### *Neubau*

In der Tabelle 7-1 sind alle Eingangsparameter der Wirtschaftlichkeitsberechnung angegeben. In den Klammern sind die Berechnungen zu den jeweiligen Werten dargestellt.

Bei den Investitionskosten (CAPEX) sind zwei Batteriespeicher mit 11,5 kWh nutzbarer Speicherkapazität angenommen. Der Speicher wird erst im zehnten Jahr des Projektzeitraums als Ersatzinvestition dargestellt, da die technische Lebensdauer des ersten Speichers vermutlich abgelaufen sein wird. Nach dem wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 (Jahresbericht 2017) der RWTH Aachen, fielen die Endkundenpreise für Solarstromspeicher zwischen 2013 und 2017 um 45 % [7]. Fortlaufend wird dieser Trend für die nächsten vier Jahre angenommen. Entsprechend liegen die Speicherkosten im Jahr 2021 bei 550 €/kWh Speicherkapazität. Im weiteren Verlauf flachen Preisverfall durch Skalierung und technische Verbesserungen ab. Im Jahr 2031 wird von einer weiteren Halbierung des Endkundenpreises ausgegangen.

Bei den spezifischen Kosten für die Photovoltaikanlage werden keine weiteren Kostensenkungen angenommen. Die spezifischen Investitionskosten für eine PV-Anlage unterhalb 10 kWp Anlagenleistung liegen 2017 bei 1.300 €/kWp [7].

Tabelle 7-1: CAPEX, REV, OPEX "Businesscase Privatkunde (Neubau)"

Capex	Bezeichnung	Kategorie	$t_n$	ND	Werte	Indiziert
Capex1	Speicherkosten (11,5 kWh*550€/kWh)	Anlage und Zubehör			6.325	6.325
Capex2	PV- Anlage (5,9*1300€/kWp)	Anlage und Zubehör			7.670	7.670
Capex3	Speicherkosten (11,5 kWh*275€/kWh)	Anlage und Zubehör	10		3.163	3.163
Rev	Bezeichnung	Kategorie	$t_n$	$t_{n+x}$	Index	Werte in €/a
Rev1	Einsparung Tarif Wärme (2905 kWh*(32,43ct./kWh-20,41ct./kWh)	Sonstiges	p.a.			349
Rev2	Einsparung Tarif Auto (1525 kWh*(32,43ct./kWh-20,41ct./kWh)	Sonstiges	p.a.			183
Rev3	Einsparung PV Auto (1030kWh*32,43 ct./kWh)	Sonstiges	p.a.			334
Rev4	Einsparung PV Wärme (1047kWh*(32,43ct./kWh)	Sonstiges	p.a.			340
Rev5	Einsparung PV Geräteverbrauch (2680kWh*(32,43ct./kWh)	Sonstiges	p.a.			869
Opex	Bezeichnung	Kategorie	$t_n$	$t_{n+x}$	Index	Werte in €/a
Opex1	Grundpreis Energiemanagement (33% REV)	Grundpreis	p.a.			685

Bei der Berechnung der Einsparungen (REV) wird die Jahresarbeit von Direktverbrauch und Netzbezug der einzelnen Sektoren als Eingangsparameter genutzt.

Der Grundversorgungstarif dient als Referenzwert zur Berechnung der Einsparung.

Sowohl der Wärme- als auch der Autostromtarif stellen einen reinen Arbeitspreis ohne Grundgebühr dar. Die Grundgebühr ist durch die Gebühr für das Energiemanagement-System abgedeckt. Der vergünstigte Autostrom wurde gleich dem Arbeitspreis des Wärmestromtarifs angenommen und beträgt 20,41 ct./kWh.

Der normale Grundversorgungstarif setzt sich zusammen aus der Grundgebühr und dem Arbeitspreis und beträgt 32,43 ct./kWh. Alle Werte können dem Preisblatt der Stadtwerke Düren entnommen werden (Stand 01.01.2018).

Die Differenz des Grundversorgungstarifs und des vergünstigten Auto- oder Wärmestromtarifs multipliziert mit der Arbeit des jeweiligen Netzbezugs, ergibt die Einsparung nach Tarif.

Multipliziert man die jeweilige Arbeit der Direktverbräuche mit dem Grundversorgungstarif, ergibt sich die Einsparung, die aus der Photovoltaik- Anlage resultiert.

Die Betriebskosten (Anlagenwartung) des Privatkunden werden über den Grundpreis des Energiemanagement- Systems abgedeckt und betragen 33% der gesamten Energieeinsparung.



## Bestand

In der Tabelle 7-2 sind alle Eingangsparameter der Wirtschaftlichkeitsberechnung angegeben. In den Klammern sind die Berechnungen zu den jeweiligen Werten dargestellt.

Nachfolgend werden nur noch die Unterschiede zum Businesscase „Privatkunde Neubau“ beschrieben.

Der Projektzeitraum ändert sich von 20 auf 10 Jahre, da eine Photovoltaikanlage vorhanden ist. Entsprechend wird kein zweiter Speicher benötigt. Dafür entstehen andere Investitionskosten (Capex1 und 2). Das Messkonzept der Photovoltaikanlage muss geändert werden. Das Umklemmen wird mit zwei Facharbeiter Stunden berechnet. Für Facharbeiter liegt der aktuelle Stundensatz bei 60 €/h. Der Heizstab für den vorhandenen Warmwasserspeicher wird mit marktüblichen Kosten angenommen (siehe nD- enerserve Onlineshop [21]).

Die Einsparung (REV1) fällt weg, da eine Gasheizung vorhanden ist. Bei der Einsparung durch die PV- Anlage im Wärmesektor wird der Gaspreis im Grundversorgungstarif angenommen. Der Grundversorgungstarif „Gas“ nach dem Preisblatt der SWD besteht aus der Grundgebühr und dem Arbeitspreis und beträgt 7,77 ct./kWh.

Entsprechend der geringeren Energiemengen durch die PV- Anlage, verringern sich die Einsparungen insgesamt und damit auch die Betriebskosten (Opex1).

Tabelle 7-2: CAPEX, REV, OPEX "Businesscase Privatkunde (Bestand)"

Capex	Bezeichnung	Kategorie	t <sub>n</sub>	ND	Werte	Indiziert
Capex1	Speicherkosten (11,5 kWh*550€/kWh)	Anlage und Zubehör			6.325	6.325
Capex2	E- Heizstab	Anlage und Zubehör			500	500
Capex3	Zähler umklemmen (2*60€)	Sonst. Einrichtungen			120	120
Rev	Bezeichnung	Kategorie	t <sub>n</sub>	t <sub>n+x</sub>	Index	Werte in €/a
Rev1	Einsparung Tarif Wärme		p.a.			0
Rev2	Einsparung Tarif Auto (1609 kWh *(32,43 ct./kWh-20,41ct./kWh)		p.a.			193
Rev3	Einsparung PV Auto (945 kWh*32,43)		p.a.			306
Rev4	Einsparung PV Wärme (768 kWh *7,77 ct./kWh)		p.a.			60
Rev5	Einsparung PV Geräteverbrauch (2536 kWh *32,43ct./kWh)		p.a.			822
Opex	Bezeichnung	Kategorie	t <sub>n</sub>	t <sub>n+x</sub>	Index	Werte in €/a
Opex1	Grundpreis Energiemanagement (33% von REV)		p.a.			456

## 7.2 Ergebnisse „Business Case Privatkunde“

### Neubau

In Tabelle 7-3 sind die Ergebnisse in einer Übersicht dargestellt.

Tabelle 7-3: Ergebnistabelle Businesscase "Privatkunde (Neubau)"

Jahr	Project-Life-Time	Projekttrendite (%)	Amortisation (a)
2021	20	6,17	12,34

### Bestand

In Tabelle 7-4 sind die Ergebnisse in einer Übersicht dargestellt.

Tabelle 7-4: Ergebnistabelle Businesscase "Privatkunde (Bestand)"

Jahr	Project-Life-Time	Projekttrendite (%)	Amortisation (a)
2021	10	5,60	7,50

## 7.3 Annahmen „Business Case Stadtwerke“

Alle Beträge in der Wirtschaftlichkeitsberechnung der Stadtwerke Düren verstehen sich netto. Da die Stadtwerke Düren GmbH als Kapitalgesellschaft gewerblich aktiv ist, unterliegt sie steuer- und gesellschaftsrechtlichen Rahmenbedingungen.

### Neubau

In der Tabelle 7-5 sind alle Eingangsparameter der Wirtschaftlichkeitsberechnung angegeben. In den Klammern sind die Berechnungen zu den jeweiligen Werten dargestellt.

Bei den Investitionskosten sind die einzelnen Kostenpositionen des Energiemanagement-Systems aufgeführt. Die Bauteilkosten richten sich nach vorhandenen Preislisten, die den Stadtwerke Düren vorliegen und nach Richtpreisangeboten, die im Rahmen der Masterarbeit angefragt wurden. Für die interne und externe Verdrahtung werden insgesamt 12 Facharbeiter Stunden angerechnet. Aus Erfahrungswerten wurden Pauschalkosten für Verdrahtungsmaterial berechnet. Kostensenkungen durch Lern- und Skalierungseffekte sind nicht berücksichtigt.

Der Business Case aus Sicht der Stadtwerke Düren setzt sich zusammen aus den Einnahmen des Energieverkaufs, sowie den Einnahmen durch die Gebühr des Energiemanagement-Systems und des Verkaufs der Anlagentechnik. Die Einnahmen (Rev 1 und 2) stellen die Gebühr für das Energiemanagement-System, sowie die einmalige Marge aus dem Verkauf der Anlagentechnik dar. Die Gebühr beim Privatkunden beträgt 33 % seiner Energieeinsparung. Die Marge durch den Verkauf der Anlagentechnik beträgt aktuell 5 % des Verkaufspreises (Netto).

Die Energiemengen, die durch den Kunden in den einzelnen Sektoren verbraucht werden, werden dem Kunden in Rechnung gestellt (Rev 3 bis 5). Da der Grundpreis über die Gebühr des Energiemanagement-Systems abgedeckt ist, wird mit dem Kunden nur der jeweilige Arbeitspreis abgerechnet.

Tabelle 7-5: CAPEX, REV, OPEX "Businesscase Stadtwerke Düren (Neubau)"

Capex	Bezeichnung	Kategorie	t <sub>n</sub>	ND	Werte	Indiziert
Capex1	Zählerschrank + Sicherungselemente	Anlage und Zubehör		15	1.068	1.068
Capex2	2xLastumschalter Atys dM	Anlage und Zubehör		15	800	800
Capex3	e.manager (Steuerung)	Anlage und Zubehör		15	500	500
Capex4	LTE- Modem	Anlage und Zubehör		15	150	150
Capex5	Interne Verdrahtung (8h*60€) + Material (100€)	Anlage und Zubehör		15	580	580
Capex6	Externe Verdrahtung + Montage + IBN (4h*60€)	Anlage und Zubehör		15	240	240
Rev	Bezeichnung	Kategorie	t <sub>n</sub>	t <sub>n+x</sub>	Index	Werte in €/a
Rev1	Grundpreis für Kunde (33% REV)	Sonstiges	p.a.			555
Rev2	Verkauf Batteriespeicher/ PV- Anlage (5% vom Nettopreis)	Sonstiges	0			695
Rev3	Arbeitspreis Wärmestrom (2905 kWh* 17,15ct/kWh)	Arbeitspreis	p.a.			498
Rev4	Arbeitspreis Geräteverbrauch (1604 kWh* 23,25ct/kWh)	Arbeitspreis	p.a.			373
Rev5	Arbeitspreis Autostrom (1525 kWh* 17,15ct/kWh)	Arbeitspreis	p.a.			262
Opex	Bezeichnung	Kategorie	t <sub>n</sub>	t <sub>n+x</sub>	Index	Werte in €/a
Opex1	Mobilfunk- Karte	kaufm. BF	p.a.			24
Opex2	Overhead Kosten pro Kunde	kaufm. BF	p.a.			47
Opex3	Reparaturen	Reparatur	p.a.			30
Opex4	Anteil Umlagen, Steuern, usw. am Wärmestrom (2905 kWh*14,61ct/kWh)	kaufm. BF	p.a.			424
Opex5	Anteil Umlagen, Steuern, usw. am Geräteverbrauch (1604 kWh*19,15ct/kWh)	kaufm. BF	p.a.			307
Opex6	Anteil Umlagen, Steuern, usw. am Autostrom (1525 kWh*14,61ct/kWh)	kaufm. BF	p.a.			223

Die gleichen Energiemengen müssen durch den Energiehandel eingekauft werden. Jede Kilowattstunde Energie muss mit Steuern und Abgaben, wie z.B. der EEG-Umlage belastet werden. Die Positionen Opex 4 bis 6 zeigen die Energiemengen und Arbeitspreise im Einkauf mit allen Abgaben und Umlagen. Die Informationen der Preisbestandteile sind durch die Abteilung „Energiehandel und Abrechnung“ der Stadtwerke Düren zur Verfügung gestellt worden.

Weitere Betriebskosten stellen die sog. „Overhead Kosten“, sowie Kosten für Reparaturen und Mobilfunk Anbieter dar. Die „Overhead Kosten“ sind eine

Zusammenfassung von Kosten, die pro Kunde anfallen. In diesen Kosten sind z.B. die Rechnungstellung beim Kunden oder die Personalkosten des Einkaufs berücksichtigt. Das Energiemanagement-System verfügt über eine unabhängige Internetverbindung, die monatliche Mobilfunkkosten von zwei Euro erzeugt.

### *Bestand*

In der Tabelle 7-6 sind alle Eingangsparameter der Wirtschaftlichkeitsberechnung angegeben. In den Klammern sind die Berechnungen zu den jeweiligen Werten dargestellt.

Nachfolgend werden nur noch die Unterschiede zum Businesscase „Stadtwerke Düren (Neubau)“ beschrieben.

Der Projektzeitraum ändert sich von 20 auf 10 Jahre. Aufgrund der vorhandenen Gasheizung ist eine Lastumschaltung im Wärmesektor unnötig. Daher reduzieren sich die Investitionskosten um 400 €, da ein Lastumschalter wegfällt.

Da in dieser Betrachtung elektrische Energie als Primärenergie betrachtet wird, soll es keine Vermischung der Energieträger in der Wertschöpfungskette geben. Zudem würde dadurch das Gesamtergebnis verbessert.

Entsprechend fällt der Energiebezug für den Wärmesektor bei den Einnahmen und Betriebskosten weg. Alternativ könnte man die Marge des Gashandels und Verkauf einbeziehen, das Ergebnis würde verbessert.

Die Umänderung des Messkonzepts (Netzanschluss) der Photovoltaikanlage wird als einmalige Einnahme deklariert, da die Zähler beim Einbau des Energiemanagement-Systems ohnehin umgeklemmt werden müssen.

Entsprechend der höheren Kosten der Anlagentechnik beim Kunden, erhöht sich die Verkaufsmarge der SWD, auch die Einnahmen und Ausgaben für die Energie sind an die neuen Energiemengen angepasst.

Tabelle 7-6: CAPEX, REV, OPEX "Businesscase Stadtwerke Düren (Bestand)"

Capex	Bezeichnung	Kategorie	t <sub>n</sub>	ND	Werte	Indiziert
Capex1	Zählerschrank + Sicherungselemente	Anlage und Zubehör		15	1.068	1.068
Capex2	1xLastumschalter Atys dM	Anlage und Zubehör		15	400	400
Capex3	e.manager (Steuerung)	Anlage und Zubehör		15	500	500
Capex4	LTE- Modem	Anlage und Zubehör		15	150	150
Capex5	Interne Verdrahtung (8h*60€) + Material (100€)	Anlage und Zubehör		15	580	580
Capex6	Externe Verdrahtung + Montage + IBN (4h*60€)	Anlage und Zubehör		15	240	240
Rev	Bezeichnung	Kategorie	t <sub>n</sub>	t <sub>n+x</sub>	Index	Werte in €/a
Rev1	Grundpreis für Kunde (33% REV des Kunden) (Netto)	Sonstiges	p.a.			369
Rev2	Verkauf Batteriespeicher (5% vom Nettopreis)	Sonstiges	0			281
Rev3	Arbeitspreis Geräteverbrauch (1731 kWh* 23,25ct/kWh)	Arbeitspreis	p.a.			402
Rev4	Arbeitspreis Autostrom (1609 kWh* 17,15ct/kWh)	Arbeitspreis	p.a.			276
Rev5	Netzanschluss (einmalige Gebühr)	Sonstiges	0			120
Opex	Bezeichnung	Kategorie	t <sub>n</sub>	t <sub>n+x</sub>	Index	Werte in €/a
Opex1	Mobilfunk- Karte	kaufm. BF	p.a.			24
Opex2	Overhead Kosten pro Kunde	kaufm. BF	p.a.			47
Opex3	Reparaturen	Reparatur	p.a.			30
Opex4	Anteil Umlagen, Steuern, usw. am Geräteverbrauch (1731 kWh*19,15ct/kWh)	kaufm. BF	p.a.			331
Opex5	Anteil Umlagen, Steuern, usw. am Autostrom (1609 kWh*14,61ct/kWh)	kaufm. BF	p.a.			235

## 7.4 Ergebnisse „Business Case Stadtwerke“

### Neubau

In Tabelle 7-7 sind die Ergebnisse in einer Übersicht dargestellt.

Tabelle 7-7: Ergebnistabelle Businesscase "Stadtwerke Düren (Neubau)"

Jahr	Project-Life-Time	Projektrendite (%)	Amortisation (a)
<b>2021</b>	<b>20</b>	<b>16,97</b>	<b>5,60</b>

### Bestand

In Tabelle 7-8 sind die Ergebnisse in einer Übersicht dargestellt.

Tabelle 7-8: Ergebnistabelle Businesscase "Stadtwerke Düren (Bestand)"

Jahr	Project-Life-Time	Projektrendite (%)	Amortisation (a)
<b>2021</b>	<b>10</b>	<b>5,24</b>	<b>8,17</b>

## 8. Ergebnisdiskussion

In der Ergebnisdiskussion werden zunächst die Ergebnisse der Lastganganalyse sowie die Unterschiede zwischen den betrachteten Fällen „Bestand“ und „Neubau“ diskutiert. Mit den Ergebnissen der energetischen Einsparpotentiale kann die Diskussion der Wirtschaftlichkeit und Marktanalyse fortgeführt werden.

### 8.1 Energetisches/ technisches Einsparpotential

Die Jahresarbeit einer neuen Photovoltaikanlage im Zeitraum von 20 Jahren liegt im Durchschnitt bei 5075 kWh/a. Die Gesamtarbeit liegt bei 101.500 kWh und die spezifische Jahresarbeit liegt bei 860 kWh/kWp.

Die Jahresarbeit einer bestehenden Photovoltaikanlage im Zeitraum von weiteren 10 Jahren liegt im Durchschnitt bei 4416 kWh/a. Die Gesamtarbeit liegt bei 44.160 kWh und die spezifische Jahresarbeit liegt bei 749 kWh/kWp.

Photovoltaikmodule altern mit der Zeit, deshalb haben bestehende Photovoltaikanlagen, die bereits 20 Jahre in Betrieb sind, eine geringere Jahresarbeit, als neu installierte Anlagen. Zur Berechnung der Gesamtarbeit über den Projektzeitraum wird die Jahresarbeit für eine neue Anlage im Jahr 10. und einer bestehenden Anlage im Jahr 25. angenommen. Diese Werte stellen jeweils den Mittelwert der Jahresarbeit in dem jeweiligen Projektzeitraum dar.

Aufgrund der Degradation der Module fallen die Verluste durch die 70 % Wirkleistungsbegrenzung sehr gering aus. Bei einer neuen Anlage liegen die Verluste im Mittel bei 10,7 kWh/a, bei einer bestehenden Anlage bei 0,1 kWh/a. Bei der Lastganganalyse wurde die Leistung begrenzt/ nicht begrenzt, anschließend wurden die Jahresarbeiten verglichen. Höhere Verluste würden sich nur in den ersten Jahren nach Inbetriebnahme ergeben. Der Energiegewinn, der bei Begrenzung der Wirkleistung durch das Energiemanagement-System entsteht, ist vernachlässigbar klein.

Eine Zusammenstellung aller Tageslastgänge am 20.06.2013 stellt Diagramm 8-1 (Neubau) und das Diagramm 8-2 (Bestand) dar. In den Diagrammen ist der Verbrauch der Geräte und des E- Fahrzeugs schwarz dargestellt. Da die Speicherkapazität des Batteriespeichers ausreicht, wird der komplette Verbrauch über die Batterie gedeckt. Das Entladen der Batterie ist blau dargestellt. Die hohe Entlademenge zwischen 0:00 und 3:00 stellt die nächtliche Energieumschichtung in ein E- Fahrzeug dar.

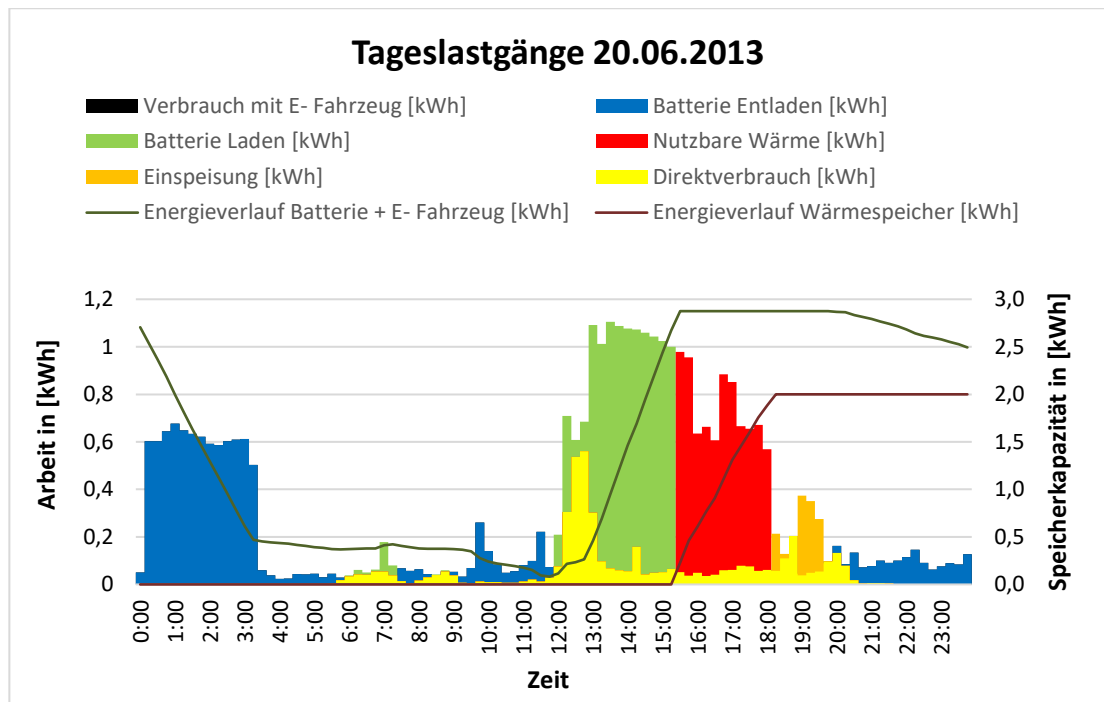


Diagramm 8-1: Tageslastgänge „Neue PV- Anlage mit Sektorkopplung“

In den Morgenstunden, ab 5:30 Uhr, beginnt die Produktion von Solar- Energie. Zunächst geht diese Energie in den Direktverbrauch (gelb) über. Sollte mehr Energie als zum direkten Verbrauch vorhanden sein, wird der Batteriespeicher geladen (hellgrün). Ist der Batteriespeicher gefüllt, wird der Wärmespeicher geladen (rot). Ist der Wärmespeicher gefüllt, wird die überschüssige Energie in das öffentliche Netz eingespeist (orange).

Auf der Sekundärachse ist die Speicherkapazität aufgetragen. Die Verläufe der Linien stellen dabei die Speicherkapazität der verschiedenen Speicher dar. Die Speicherkapazität des Batteriespeichers wird durch die dunkelgrüne, die Speicherkapazität des Wärmespeichers über die dunkelrote Linie dargestellt.

Der Batteriespeicher wurde mit einer Speicherkapazität von 11,5 kWh angenommen. Sowohl in Diagramm 8-1 als auch in Diagramm 8-2 verläuft die Kapazität des Batteriespeichers gegen Null. Wenn die Differenz zwischen Vollladung und Entladung möglichst groß ist, wird der Batteriespeicher im Rahmen seiner technischen Grenzen optimal ausgenutzt. Wäre der Energieverbrauch des E- Fahrzeugs nicht vorhanden, müsste der Speicher deutlich kleiner ausgelegt werden.

Vergleicht man die Tageslastgänge des Diagramm 8-1 und des Diagramm 8-2 ist zu erkennen, dass die Energie beim Laden der Speicher (grün/rot) in kWh in Diagramm 8-1 insgesamt höher ist. Am Abend wird sogar Energie (orange) in das öffentliche Netz eingespeist. In Diagramm 8-2 reicht die Energie nicht, um den Wärmespeicher

vollständig zu füllen (dunkelrote Linie). Hier sind die Auswirkungen der Degradation der PV- Anlage zu erkennen.

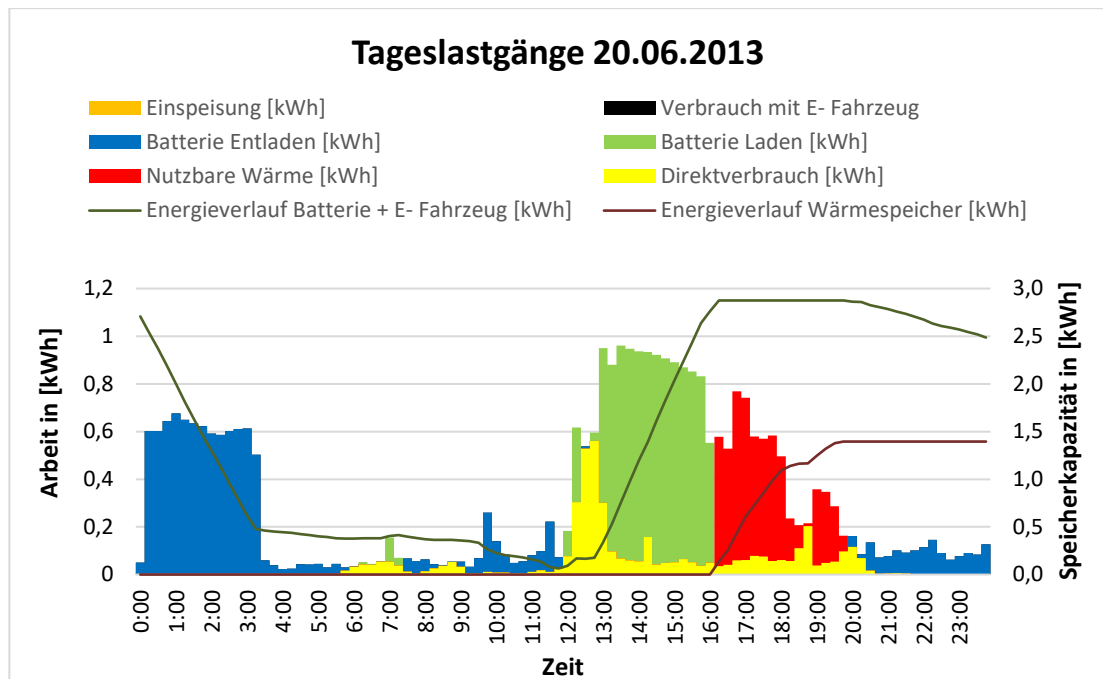


Diagramm 8-2: Tageslastgänge „Bestehende PV- Anlage mit Sektorkoppelung“

In Diagramm 8-3 sind die Eigenverbrauchsanteile für den Neubau, in Diagramm 8-4 sind die Eigenverbrauchsanteile für den Bestand dargestellt. Dabei sind die Balken der Erzeugung (orange) und die des Direktverbrauchs (gelb) dargestellt. Auf der X-Achse sind die verschiedenen Ausbaustufen der Anlagentechnik dargestellt. Angefangen bei der volleinspeisenden PV- Anlage, ist die letzte Ausbaustufe die vollständige Koppelung der Sektoren „Mobilität und Wärmeerzeugung, unterstützt durch einen Batteriespeicher im netzparallelen Betrieb“. Unterhalb des Balkendiagramms ist die Jahresarbeit [kWh] für die Direktverbräuche und die PV-Erzeugung aufgeschlüsselt. In der Tabelle 8-1 ist die Jahresarbeit [kWh] zusätzlich für die einzelnen Sektoren aufgeschlüsselt.

Die PV- Erzeugung [kWh] ist in jeder Ausbaustufe gleich hoch, während der Direktverbrauch [kWh] mit jeder zusätzlichen Ausbaustufe der Anlagentechnik steigt. Die Differenz zwischen PV- Erzeugung und Direktverbrauch ergibt die Netzeinspeisung [kWh].



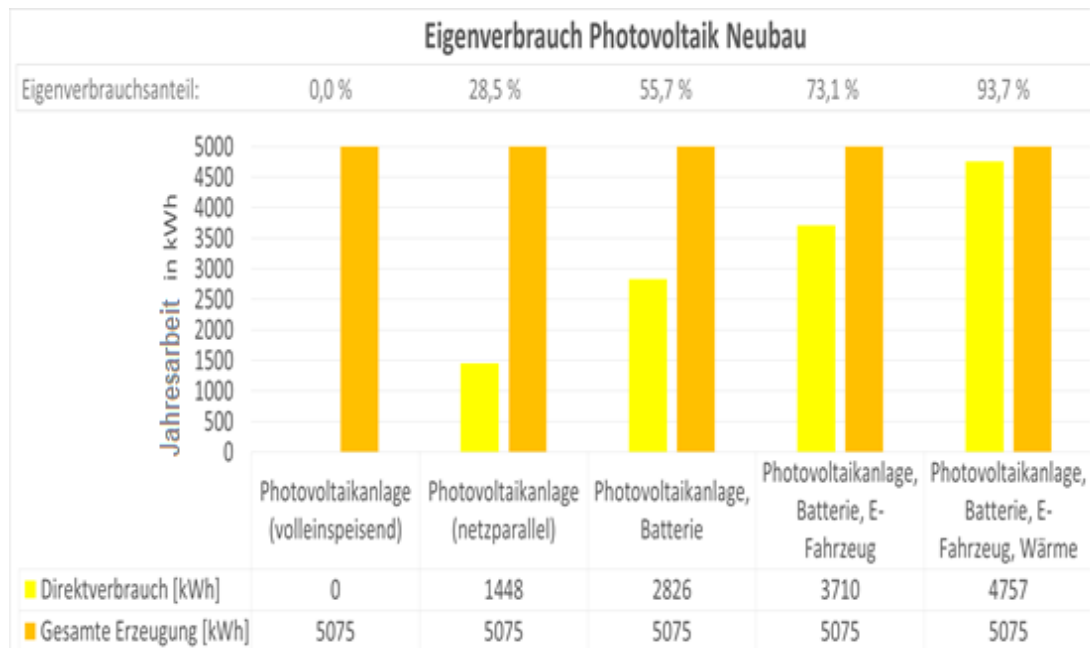


Diagramm 8-3: Vergleich des Eigenverbrauchsanteils bei verschiedenen Ausbaustufen der Anlagentechnik (Neubau)

Bei einer volleinspeisenden Photovoltaikanlage liegt der Eigenverbrauchsanteil bei 0,0 %. Wird die Anlage in den netzparallelen Betrieb überführt, erhöht sich der Eigenverbrauchsanteil auf 28,5 %, entsprechend 1448 kWh Direktverbrauch.

Ein großer Sprung des Eigenverbrauchanteils erfolgt unter Einbeziehung eines Batteriespeichers. Hier steigt der Eigenverbrauchsanteil gegenüber dem netzparallelen Betrieb um 27,2 % auf 55,7 %. Der Direktverbrauch kann so auf Tage mit geringer oder keiner PV- Erzeugung, sowie in die Nachtstunden ausgeweitet werden und verdoppelt sich auf fast 2826 kWh.

Weitere Steigerungen des Eigenverbrauchs können unter Einbeziehung von zusätzlichen Verbrauchern erreicht werden. Das E- Fahrzeug erhöht den Verbrauch um 2555 kWh/a und sorgt für eine bessere Ausnutzung des Batteriespeichers. Unter Einbeziehung des E- Fahrzeugs liegt der Eigenverbrauchsanteil bei 73,1 %.

Zuletzt gibt es die Möglichkeit, überschüssige Energie in Wärme umzuwandeln und in einem Energiespeicher zu speichern. Unter Berücksichtigung der technischen Grenzen können weitere 1047 kWh in nutzbare Wärme umgewandelt werden. Der Eigenverbrauchsanteil erhöht sich hierdurch auf 93,7 %.

In der letzten Ausbaustufe liegt die Netzeinspeisung bei 318 kWh. Diese Energiemenge wird ohne eine Vergütung in das öffentliche Netz eingespeist.

Entsprechend der geringeren Jahresarbeit einer Bestandsanlage, erhöhen sich die Eigenverbrauchsanteile leicht. Die Netzeinspeisung liegt hier in der vollen Ausbaustufe bei 167 kWh.

Während die Erzeugung einer bestehenden Anlage um durchschnittlich 659 kWh fällt, werden die Direktverbräuche weniger stark beeinflusst. Entsprechend ist der Eigenverbrauchsanteil höher, obwohl der Direktverbrauch geringer ist. Die eingesparte Energiemenge ist daher geringer als die der neuen Anlage.

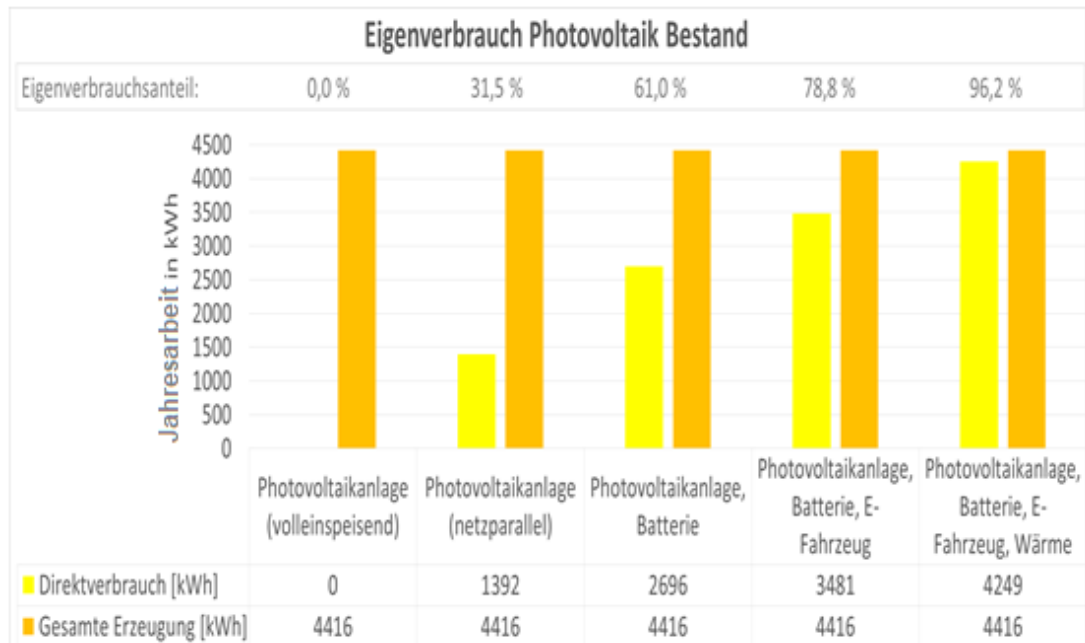


Diagramm 8-4: Vergleich des Eigenverbrauchsanteils bei verschiedenen Ausbaustufen der Anlagentechnik (Bestand)

Durch das Hinzufügen von Lasten im Rahmen der Sektorkoppelung und deren intelligente Steuerung, kann der Eigenverbrauchsanteil signifikant erhöht werden. Sowohl für den Bestand als auch für neue PV- Anlagen lässt sich der Eigenverbrauchsanteil auf über 90 % optimieren.

Entsprechend kann die Jahresarbeit aus einer PV- Anlage in Höhe von bis zu 4249 kWh/a für den Bestand und bis zu 4757 kWh/a für den Neubau eingespart werden. Diese Energiemengen finden sich aufgeschlüsselt als Direktverbräuche der einzelnen Sektoren in der Wirtschaftlichkeitsberechnung wieder.

Als zweite Einsparoption wurde in dieser Arbeit eine Lastumschaltung in vergünstigte Tarife betrachtet. Diese Einsparpotentiale ergeben sich durch die Netzbezüge der einzelnen Sektoren.

In Diagramm 8-5 und Diagramm 8-6 ist der Autarkiegrad für neue und bestehende PV- Anlagen dargestellt. Die Balken des gesamten Stromverbrauchs sind schwarz

und die des Direktverbrauchs gelb dargestellt. Auf der X- Achse sind die verschiedenen Ausbaustufen der Sektorkoppelung dargestellt. Angefangen bei der volleinspeisenden PV- Anlage ist die letzte Ausbaustufe die Koppelung von „Mobilität und Wärmeerzeugung, unterstützt durch einen Batteriespeicher im netzparallelen Betrieb“. Unterhalb des Balkendiagramms sind die Werte der Energiesummen [kWh] für den Direktverbrauch und den gesamten Stromverbrauch aufgeschlüsselt. In der Tabelle 8-1 ist die Jahresarbeit [kWh] zusätzlich für die einzelnen Sektoren aufgeschlüsselt. Die Differenz zwischen Stromverbrauch [kWh] und Direktverbrauch [kWh] ergibt den Netzbezug [kWh].

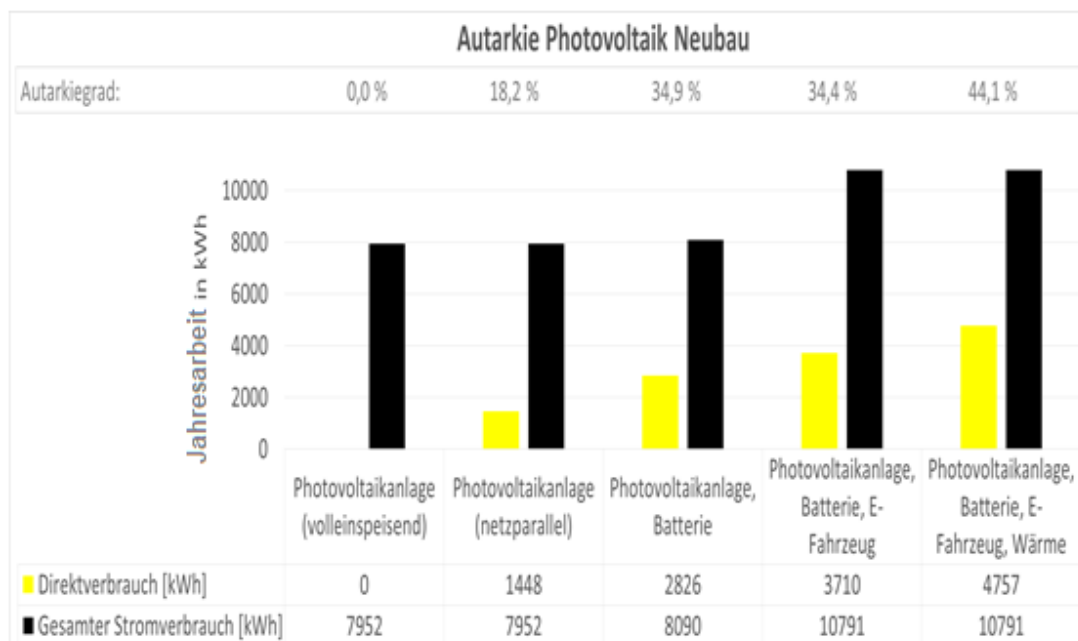


Diagramm 8-5: Vergleich des Autarkiegrades bei verschiedenen Ausbaustufen der Anlagentechnik (Neubau)

Entsprechend der einzelnen Ausbaustufen steigt der gesamte Stromverbrauch von 7952 kWh auf insgesamt 10.791 kWh. Diese Verbräuche entsprechen dem Szenario „Neubau“. Der gesamte Stromverbrauch ist 3952 kWh höher als im Szenario „Bestand“. Der wesentliche Unterschied liegt in der Warmwasseraufbereitung des Gebäudes. Während im Bestand Gas als Energieträger genutzt wird, wird im Neubau Strom in Form einer Wärmepumpe genutzt.

Die Erhöhung des Stromverbrauchs zwischen den Ausbaustufen Photovoltaikanlage (netzparallel) und Photovoltaik zzgl. Batteriespeicher lassen sich mit den Speicherverlusten begründen. Diese liegen im Bestand bei 138 kWh ohne E-Fahrzeug und 266 kWh mit E-Fahrzeug.

Das E-Fahrzeug verbraucht 2555 kWh/a. Hierdurch wird eine tägliche Fahrleistung von 40 Km sichergestellt. Inklusiv der Ladeverluste kann eine jährliche Strecke von

14.600 Km zurückgelegt werden. Wie in Kapitel 4.6 beschrieben, würde diese Fahrleistung für ca. 80 % der deutschen Bevölkerung ausreichen.

Unter Einbeziehung des zusätzlichen Stromverbrauchs des E- Fahrzeugs steigt der Autarkiegrad weniger stark, trotz Erhöhung des Direktverbrauches.

Insgesamt kann der Autarkiegrad im Neubau in der vollen Ausbaustufe 44,1 % und im Bestand 56,0 % erreichen. Aufgrund der Sektorkopplung erhöhen sich die Verbräuche stark. Ein Autarkiegrad über 60 % kann nur mit einer großen PV-Anlagenleistung und überdimensionierten Speichern erreicht werden.

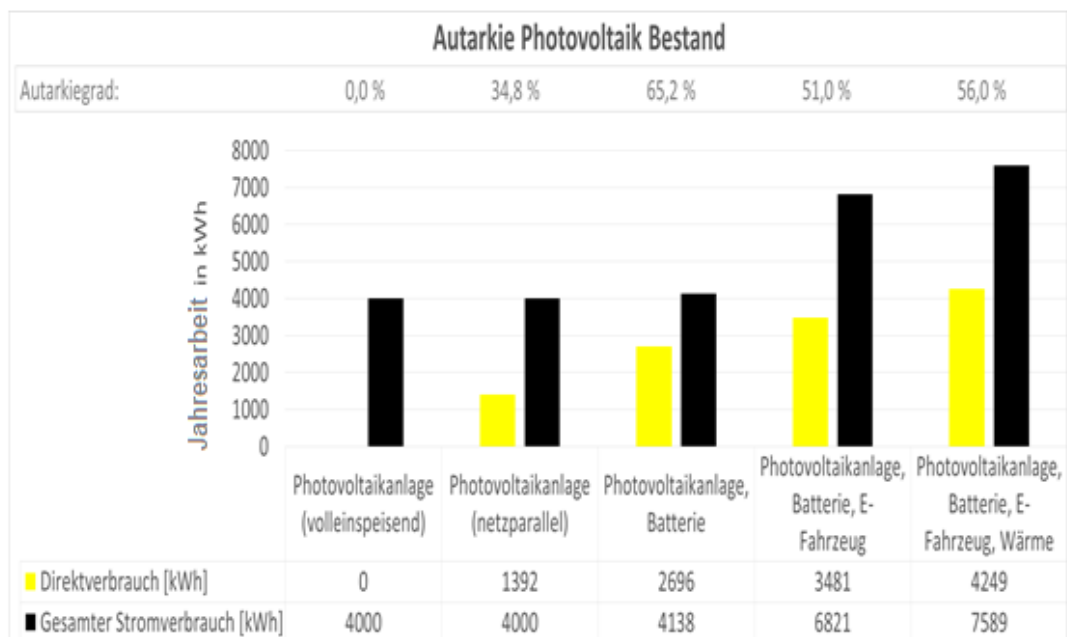


Diagramm 8-6: Vergleich des Autarkiegrades bei verschiedenen Ausbaustufen der Anlagentechnik (Bestand)

Trotz des erhöhten Energiebedarfs durch die Sektorkopplung sinkt der Netzbezug im Bestand von 4000 kWh/a auf 3340 kWh/a. Im Neubau sinkt der Netzbezug von 7952 kWh/a auf 6034 kWh/a.

Die Einsparung durch die Lastumschaltung auf den vergünstigten Wärmestrom- und Autostrom Tarif, ergibt sich nur durch die Netzbezüge, die durch die Wärmelast und das E- Fahrzeug verursacht werden. Der Netzbezug im Bestand beschränkt sich bei der Betrachtung der Tarifeinsparung nur auf das E- Fahrzeug und liegt bei 1609 kWh/a. Im Neubau liegt der Netzbezug für das E- Fahrzeug bei 1525 kWh/a. Der Netzbezug für die Wärmepumpe liegt bei 2905 kWh.

Die Tabelle 8-1 stellt zusammenfassend das Einsparpotential des Privatkunden durch den Direktverbrauch (gelb), sowie die Netzbezüge für das Einsparpotential durch vergünstigte Tarife (grau) dar. Diese Energiemengen bzw. energetische

Einsparpotentiale wurden in der Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigt. Der Netzbezug durch die Haushaltsgeräte (grün) stellt keine Einsparung dar, wird aber im Business Case aus Sicht der Stadtwerke Düren berücksichtigt.

Tabelle 8-1: Direktverbräuche und Netzbezüge (volle Ausbaustufe der Anlagentechnik)

Szenario	Direktverbrauch Geräte	Direktverbrauch Auto	Direktverbrauch Wärme	Netzbezug Geräte	Netzbezug Auto	Netzbezug Wärme
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
Neubau	2680	1030	1047	1604	1525	2905
Bestand	2536	945	768	1601	1609	0

Für die Szenarien „Neubau“ und „Bestand“ sind Eigenverbrauchsanteile von über 90 % möglich. Ferner sind die Netzbezüge aufgrund der zusätzlichen Lasten ausreichend, um Tarifeinsparungen zu realisieren.

Um die energetischen Einsparpotentiale zu erschließen, muss in ein Energiemanagement-System investiert werden.

Das Energiemanagement-System mit seiner Lastumschaltung besteht aus industrieüblichen E- Bauteilen. Das System kann von einem Fachmann installiert und betrieben werden.

Bei einer Optimierung des Energiemanagement-Systems, könnten weitere Einsparungen erreicht werden. Hierbei ist die Einbeziehung meteorologischer Wettervorhersagen zu nennen. Weiterhin kann das Energiemanagement-System an den Nutzer angepasst werden. Dies setzt eine Nutzerdatenauswertung durch das Energiemanagement-System voraus.

## 8.2 Wirtschaftlichkeit und Marktpotential

Da die Sektorkopplung und das Energiemanagement-System hoch individuell sind, und durch den Laien alleine nicht betrieben werden kann, wird das Energiemanagement-System im Contracting-Modell zur Verfügung gestellt. Die Stadtwerke Düren stellen das Energiemanagement-System dem Privatkunden kostenlos zur Verfügung, als Gegenleistung fließen 33 % der monetären Einsparungen durch das Energiemanagement-System an die Stadtwerke Düren zurück.

Die SWD müssen für das Energiemanagement- System inklusive Verdrahtung und Montage für den Neubau 3.338 € (netto) und für den Bestand 2.938 € (netto) investieren. Die Betriebskosten liegen jährlich bei 54 € (netto).

Die Ersparnis beim Kunden für den Neubau liegen bei 2.075 €/a (brutto). Entsprechend der 33 % fließen 555,65 €/a (netto) an die Stadtwerke Düren zurück.

Die höchsten Investitionen mit rd. 17.158 € (brutto) muss der Kunde einer neuen PV-Anlage inkl. zweier Batteriespeicher aufwenden. Der Privatkunde mit einer bestehenden Anlage muss rd. 6.945 € (brutto) für Heizstab und einem Batteriespeicher investieren. Die Einsparungen sind entsprechend geringer im Vergleich zum Neubau.

Als wirtschaftliche Bewertungsgrößen sind zusammenfassend die Projektrendite und die Amortisation zu nennen. Tabelle 8-2 stellt diese Bewertungsgrößen in Abhängigkeit verschiedener Szenarien zusammenfassend dar.

**Tabelle 8-2: Zusammenfassung der wirtschaftlichen Kennzahlen für verschiedene Szenarien**

<b>Sichtweise/ Szenario</b>	<b>Projekt Life Time (a)</b>	<b>Projektrendite (%)</b>	<b>Amortisation (a)</b>
Privatkunde neue PV- Anlage	20	6,17	12,34
Privatkunde bestehende PV- Anlage	10	5,6	7,5
Stadtwerke Düren neue PV- Anlage	20	16,97	5,6
Stadtwerke Düren bestehende PV- Anlage	10	5,24	8,17

Aufgrund der ersten auslaufenden Bestandsanlagen aus der EEG- Vergütung im Jahr 2021, startet das Projekt in diesem Jahr. Je nach Szenario sind die Projektzeiträume 10 oder 20 Jahre.

Bei den Szenarien handelt es sich zum einen um eine Privatperson zum anderen um eine Kapitalgesellschaft. Entsprechend sind steuerliche und rechtliche Rahmenbedingungen unterschiedlich. Bei den Privatkunden handelt es sich immer um Parameter die sich aus Bruttobeträgen ergeben. Bei den Stadtwerken Düren hingegen sind es Nettobeträge.

Die Projektrenditen liegen bei den Stadtwerken Düren zwischen 5,24 % und 16,97 %, wobei des eingesetzte Eigenkapital mit 2.938 € – 3.338 € gering ist. Die Projektrendite beim Privatkunden bewegt sich zwischen 5,6 % und 6,17 % die Investitionen sind entsprechend hoch und liegen bei 6.945 € bis 17.158 €. Aufgrund des längeren

Projektzeitraums und der höheren Einsparungen fallen die Renditen bei den neuen Anlagen insgesamt höher aus.

Alle Amortisationszeiten befinden sich innerhalb des Projektzeitraums, die Szenarien sind daher wirtschaftlich zu betreiben.

Das Diagramm 8-7 stellt die Kapitalwerte des Privatkunden, das Diagramm 8-8 die Kapitalwerte der Stadtwerke Düren für das Szenario „Neubau“ dar.

Der Schnittpunkt der roten Linie mit der Y- Achse stellt die Höhe der Investition in 1000€ dar. Die Steigung der roten Linie (Kosten) ist geringer als die der grünen Linie (Einnahmen). Das bedeutet, dass die Einnahmen höher sind als die Betriebskosten. Begründet mit der zweiten Investition für den Speicher steigt die rote Linie im Jahr 10 kurzzeitig stark an. Da wo sich die Linien schneiden, befindet sich die Amortisation in Jahren. An dieser Stelle sind das eingesetzte Kapital und Betriebskosten durch die Einsparungen bzw. Einnahmen zurückgeflossen. Die Amortisation liegt in diesem Szenario bei 12,34 Jahren.

### **Kapitalwerte**



### **Diagramm 8-7: Kapitalwerte im Szenario "Privatkunde neue PV- Anlage"**

Das Diagramm 8-8 stellt die Kapitalwerte aus Sicht der Stadtwerke Düren dar. Der Schnittpunkt der roten Linie mit der Y- Achse liegt bei 3338 €, der Schnittpunkt mit der grünen Linie stellt auch in diesem Szenario das statische Payback dar. Die Amortisation wird sehr schnell erreicht und liegt bei 5,60 Jahren.

Aufgrund des sehr schnellen Paybacks kann überlegt werden, ob ein Teil der Einnahmen der Stadtwerke Düren durch das Energiemanagement-System beim Kunden verbleiben. Hierzu müsste die Gebühr von 33 % herabgesetzt werden.

### Kapitalwerte

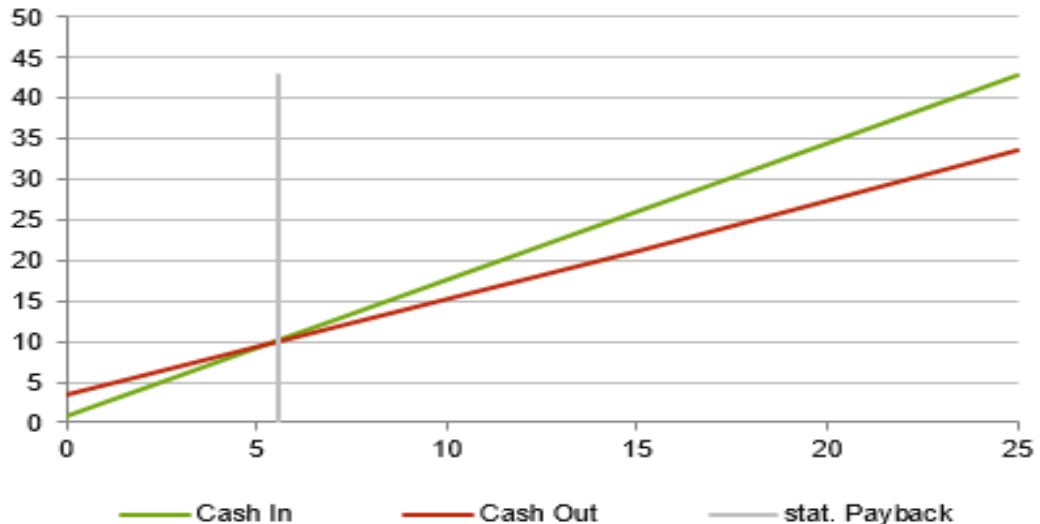


Diagramm 8-8: Kapitalwerte im Szenario "Stadtwerke Düren neue PV- Anlage"

Übliche Amortisationszeiten für PV- Anlagen lagen früher bei 8 bis 10 Jahren, aktuell liegen übliche Amortisationen bei etwa 12 Jahren. Damals übliche Projektrenditen lagen bei 8%, heute liegen die Projektrenditen bei Photovoltaikanlagen etwa 5%. Das Energiemanagement-System wird als Bestandteil der Anlagentechnik z.B. einer Photovoltaikanlage eingestuft. Die Lebensdauer des Systems sowie die wirtschaftlichen Bewertungsgrößen sind deshalb mit denen der Photovoltaikanlage gleich zu setzen. Die Lebensdauer wird auf 20 Jahre geschätzt. Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen für den Neubau sind positiv zu bewerten.

Die Amortisationszeiten bei Bestandsanlagen aus Kundensicht liegen bei 7,5 Jahren, aus Sicht der Stadtwerke Düren bei 8,17 Jahre. Für beide Seiten sind Projektrenditen von über 5 % möglich. Aus der Sicht der Stadtwerke Düren könnte das Asset „Energiemanagement-System“ nach dem ersten Projektzeitraum von 10 Jahren einen zweiten Projektzeitraum durchlaufen.

Insgesamt sind die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung als konservativ zu bewerten. Bei den Annahmen wurden keinerlei Preissteigerungen der Energiekosten, keine Inflation oder andere dynamische Parameter festgesetzt. Sowohl die Inflation als auch steigende Energiepreise würden sich daher noch positiver auf das Ergebnis auswirken.



Unter Berücksichtigung der Absatzmengen für die nächsten 20 Jahre könnten insgesamt 1180 Energiemanagement-Systeme im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Düren verkauft werden. Dieses Ergebnis entspricht der Summe des bereits um 43% abgeminderten Erwartungspotentials. Das Investitionsvolumen in Energiemanagement-Systeme der Stadtwerke Düren würde bei 3.702.840 € liegen.

Würde man das Produkt Energiemanagement-System außerhalb des Versorgungsgebietes skalieren sind die wirtschaftlichen Potentiale als noch höher zu bewerten. Ein entsprechendes Marketing und Cross- Selling Produkte unterstützen diesen positiven Trend.

## 9. Zusammenfassung und Ausblick

Koppelt man eine bestehende oder neue Photovoltaik-Anlage (5,9 kWp) mit einem Batteriespeicher, E-Fahrzeug und einer Heizungsanlage, kann durch das Energiemanagement-System eine Eigenverbrauchserhöhung im Vergleich zu einer volleinspeisenden Anlage von 93,7 % (Neu) und 96,2 % (Bestand) realisiert werden. Sowohl der Batteriespeicher als auch der Wärmespeicher müssen nicht überdimensioniert werden, um eine entsprechende Einsparung zu erzielen.

Um trotz Eigenverbrauchsoptimierung weiterhin von vergünstigten Tarifen (Wärmestrom, Autostrom) zu profitieren wird eine Lastumschaltung zwischen den Zählerstromkreisen installiert. Trotz einer Erhöhung des gesamten Stromverbrauchs im Neubau um 26,3 % sinkt der gesamte Netzbezug um 24,1 %. In diesem Szenario ist daher aus Sicht der Stadtwerke Düren von einem nur kleinen Verfall des Commodity-Geschäfts im Bereich Strom auszugehen.

In der vollen Ausbaustufe liegen die Kosten eines Energiemanagements-Systems inkl. Lastumschaltung bei 3338 €. Das Energiemanagement-System besteht aus standardisierten E-Komponenten der Industrie. Beim Kunden liegen die Kosten für eine neue PV-Anlage bei 1300 €/kWp, der Batteriespeicher wurde im Jahr 2021 mit 550 €/kWh angenommen.

Das Energiemanagement-System wird innerhalb eines Einspar-Contracting angeboten. Die Stadtwerke behalten sich 33 % der Einsparung beim Privatkunden ein. In diesem Modell können beim Kunden Projektrenditen von 5,6 % (Bestand) und 6,17 % (Neubau) erzielt werden. Bei den Stadtwerken Düren werden Projektrenditen von 5,24 % (Bestand) und 16,97 % (Neubau) erreicht. In jedem Szenario wird eine Amortisation erreicht.

Im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Düren gibt es kein vergleichbares System am Markt. Das Erwartungspotential des Absatzes für Energiemanagement-Systeme liegt zwischen 2020 und 2040 bei 1180 Stück. Das Energiemanagement-System kann außerhalb des Versorgungsgebietes skaliert werden.

Über Cross-Selling Produkte wie beispielsweise die nutzerabhängige Optimierung, Monitoring, Schwarmintelligenz, Blockchain-Ansätze, Direktvermarktung oder eine Fernwartung lässt sich sowohl für den Privatkunden als auch für die Stadtwerke Düren die Wertschöpfungskette optimieren. Mit dem Energiemanagement-System ist ein erster Schritt zur Digitalisierung der Energiewende im Gebäudebereich vollbracht.

Die Ergebnisse dieser Arbeit sprechen für eine Produktentwicklung sowie Erprobung und Optimierung des Energiemanagement-Systems. Zunächst sollte man eine Programmoptimierung des nD-e.managers vornehmen. Hierbei sollte auf eine Standardisierung verschiedener Programmbausteine für verschiedene Ausbaustufen der Anlagentechnik geachtet werden. Weiterhin wird empfohlen in weiteren wissenschaftlichen Arbeiten das Potential der Einbindung von meteorologischen und nutzerabhängigen Daten zu prüfen. Hierbei muss der Datenschutz und die IT-Sicherheit geprüft werden. Weitere Kostensenkungen sind durch Optimierung, Skaleneffekte und die damit verbundenen Rahmenverträge zu generieren. Um Daten und Erfahrungen zu sammeln sollte im Rahmen der Produktentwicklung eine Pilotanlage installiert werden.

Bis zum Produktstart sollten alle Prozesse intern und extern integriert sein. Anlagenbesitzer sollten frühzeitig über das Produkt informiert werden. Mit einem entsprechenden Marketing lassen sich die Absatzpotentiale steigern. Der Start des Produkts wird für 2021 empfohlen, da hier erste bestehende Anlagen keine Vergütung mehr bekommen. Eine Skalierung in fremde Versorgungsgebiete ist ohne großen Aufwand möglich.

## Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Grünbuch Energieeffizienz,“ BMWi, Berlin, 2016.
  
- [2] J. Brucker, „Entwicklungs- und Marktpotentiale Photovoltaischer Anlagen zur Integration in Energieversorgungsanlagen von Wohngebäuden,“ 2016.
  
- [3] Dr. Harry Wirth (Fraunhofer ISE), „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland,“ Presse und Public Relations- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, 2016.
  
- [4] Eugen Wagner, „www.rechnerphotovoltaik.de,“ NetMedia Auftragsagentur, 2018. [Online]. Available: <https://www.rechnerphotovoltaik.de/photovoltaik/planung/lebensdauer>. [Zugriff am 10 Februar 2018].
  
- [5] SMA AG, „www.sma.de,“ SMA AG, [Online]. Available: <http://www.sma.de/partner/pv-netzintegration/eeg-2012.html>. [Zugriff am 28 07 2017].
  
- [6] J. B. T. T. P. D. V. Q. Johannes Weniger, „Effekte der 50%-Einspeisebegrenzung-Einspeisebegrenzung des KfW- Förderprogramms für Photovoltaik- Speichersysteme,“ Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin - Fachbereich 1, Berlin, 2016.
  
- [7] Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen, „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 - Jahresbericht 2017,“ Aachen, 2017.
  
- [8] Stephan Franz (Büro F), „<http://www.buof.de/>,“ [Online]. Available: <http://www.buof.de/>. [Zugriff am 07 01 2018].

- [9] Verband der Automobilindustrie, „www.vda.de,“ 07 Juli 2017. [Online]. Available: <https://www.vda.de/de/themen/innovation-und-technik/elektromobilitaet/elektromobilitaet-in-deutschland.html>.
- [10] Nationale Plattform Elektromobilität, „Wegweiser Elektromobilität (Handlungsempfehlungen),“ Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung, Berlin, 2016.
- [11] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „www.bmwi.de,“ 18 Juni 2017. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>.
- [12] Bundesverband Erneuerbare Energie e.V., „www.bee-ev.de,“ BEE, [Online]. Available: [https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/EnEV2016\\_Mit\\_Erneuerbaren\\_Energien\\_aller\\_m\\_gruenen\\_Bereich.pdf](https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/EnEV2016_Mit_Erneuerbaren_Energien_aller_m_gruenen_Bereich.pdf). [Zugriff am Juli 13 2017].
- [13] Information und Technik Nordrhein-Westfalen, „www.it.nrw.de,“ 31 Dezember 2015. [Online]. Available: [https://www.it.nrw.de/statistik/a/daten/bevoelkerungszahlen\\_zensus/zensus\\_rp3\\_dez15.html](https://www.it.nrw.de/statistik/a/daten/bevoelkerungszahlen_zensus/zensus_rp3_dez15.html). [Zugriff am 14 Juli 2017].
- [14] Lechwerke AG, „www.lew.de,“ [Online]. Available: <https://www.lew.de/privatkunden/energieloesungen/eigenstrom-plus>. [Zugriff am 14 Juli 2017].
- [15] Kiwigrd GmbH, „www.kiwigrd.com,“ [Online]. Available: <https://www.kiwigrd.com/de/home-energy-management-system.html>. [Zugriff am 13 Juli 2017].
- [16] Bundesnetzagentur, „<https://www.bundesnetzagentur.de/>,“ Bundesnetzagentur, [Online]. Available: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG\\_](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_)

Registerdaten/EEG\_Registerdaten\_node.html. [Zugriff am 13 Dezember 2017].

- [17] I&R Innovation & Results, „www.irman.de,“ [Online]. Available: <http://www.irman.de/glossar/produktlebenszyklus/>. [Zugriff am 17 07 2017].
- [18] e.V., Bundesverband Wärmepumpe (BWP), „BWP-Branchenstudie 2015- Szenarien und politische Handlungsempfehlungen,“ Berlin, 2015.
- [19] Fuchsbriefe, „<https://www.fuchsbriefe.de/>,“ [Online]. Available: <https://www.fuchsbriefe.de/tag/news/die-photovoltaik-renaissance>. [Zugriff am 13 Dezember 2017].
- [20] Öko- Institut e.V. Dr. Markus Haller, Charlotte Loreck, Verena Graichen, „Die Entwicklung der EEG- Kosten bis 2035- Wie der Erneuerbaren-Ausbau entlang der langfristigen Ziele der Energiewende wirkt,“ Im Auftrag von Agora Energiewende, Berlin, 2015.
- [21] nD enerserve GmbH, „<http://www.emanager.eu/de/products/emanager>,“ [Online]. Available: <http://www.emanager.eu/de/products/emanager>. [Zugriff am 27 12 2017].
- [22] Süwag AG, „<https://www.suewag.de/>,“ [Online]. Available: <https://www.suewag.de/web/cms/de/1996336/privatkunden/technikprodukte/e-mobility/suewag-produkte/ihr-idealer-autostrom/>. [Zugriff am 01 01 2018].
- [23] Heizöl24, „<https://www.heizoel24.de/>,“ [Online]. Available: <https://www.heizoel24.de/heizoelpreise>. [Zugriff am 22 12 2017].

- [24] VDI/VDE Innovation + Technik GmbH, „<http://erneuerbar-mobil.de/>“, 2016. [Online]. Available: <http://erneuerbar-mobil.de/node/1003>. [Zugriff am 12 12 2017].
- [25] Solarbayer GmbH, „[www.solarbayer.de](http://www.solarbayer.de/)“, [Online]. Available: <https://www.solarbayer.de/planungshilfe-waermepumpen.html>. [Zugriff am 06 August 2017].
- [26] Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e. V., „<https://www.energie-experten.org/>“, Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e. V., 2016. [Online]. Available: <https://www.energie-experten.org/heizung/heizungstechnik/warmwasserspeicher/trinkwasserspeicher.html>. [Zugriff am 05 01 2018].
- [27] Internetchemie.Info, Andreas J a e c k, „[internetchemie.info](http://www.internetchemie.info/)“, [Online]. Available: <http://www.internetchemie.info/chemie-lexikon/daten/w/wasserdichtetabelle.php>. [Zugriff am 06 01 2018].
- [28] D.-I. H. Grimm, „<http://www.wissenschaft-technik-ethik.de/>“, [Online]. Available: [http://www.wissenschaft-technik-ethik.de/wasser\\_eigenschaften.html](http://www.wissenschaft-technik-ethik.de/wasser_eigenschaften.html). [Zugriff am 06 01 2018].
- [29] Umweltbundesamt Fachgebiet II, „Energiesparen bei der Warmwasserbereitung - STELLUNGNAHME DES UBA“, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 2011.
- [30] Bundesverband Deutscher Heizungsbauer e.V., „Warmwasserspeicher-Energielabel und Ökodesign- Anforderungen - Informationsblatt Nr.60“, BDH, Köln, 2015.
- [31] Luxea GmbH, *SOLinvest pro*, pro Hrsg., L. GmbH, Hrsg., Saarbrücken, Saarland.

- [32] PHOTON International GmbH, „[www.luxea.de/solinvest/](http://www.luxea.de/solinvest/)“, 04 2011. [Online]. Available: <http://www.luxea.de/solinvest/files/Artikel-Photon-4-2011-ges.pdf>. [Zugriff am 07 10 2017].
- [33] DWD, „[www.dwd.de](http://www.dwd.de)“, DWD, [Online]. Available: [https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/lstrahlungskarten\\_mi.html?nn=16102](https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/lstrahlungskarten_mi.html?nn=16102). [Zugriff am 28 01 2018].
- [34] Stadt Düren, „<http://dueren.publicsolar.de/berechnungsgrundlagen>“, publicSOLAR, [Online]. Available: <http://dueren.publicsolar.de/berechnungsgrundlagen>. [Zugriff am 28 01 2018].
- [35] E. NRW, „Solaratlas für Nordrhein- Westfalen“, REN Impils-Programm "Bau und Energie", Wuppertal, 2014.
- [36] Tjarko Tjaden, Joseph Bergner, Johannes Weniger, Volker Quaschnig, „<https://pvspeicher.htw-berlin.de>“, 2015. [Online]. Available: <https://pvspeicher.htw-berlin.de/veroeffentlichungen/daten/lastprofile/>. [Zugriff am 21 10 2017].
- [37] co2online gemeinnützige GmbH, „[www.die-stromsparinitiative.de](http://www.die-stromsparinitiative.de)“, co2online GmbH, 4 2017. [Online]. Available: <https://www.die-stromsparinitiative.de/stromkosten/stromverbrauch-pro-haushalt/4-personen-haushalt/infografik-4-4-personen-haushalt/index.html>. [Zugriff am 22 10 2017].



## Danksagung

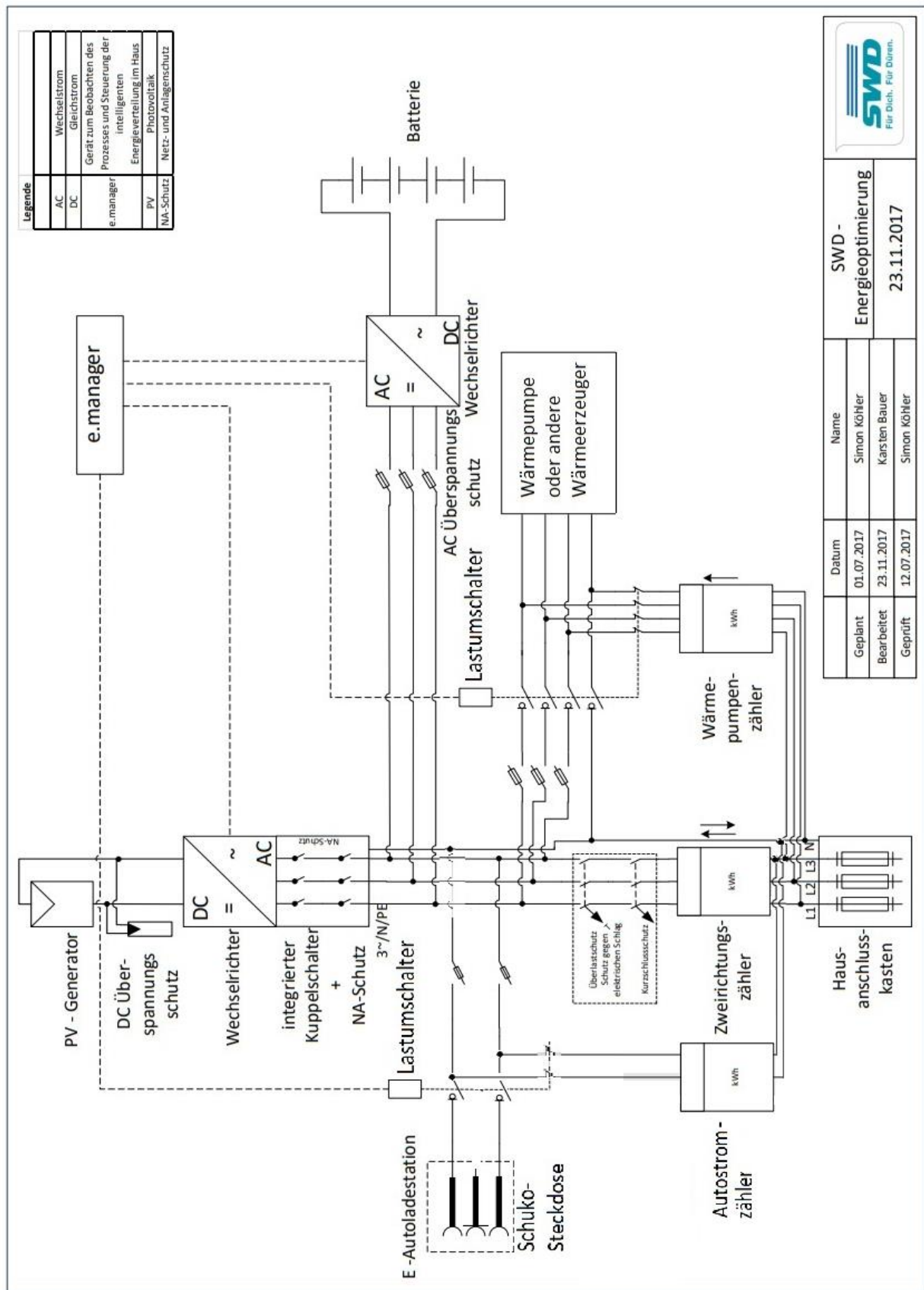
Zunächst möchte ich mich bei allen herzlich bedanken, die mich während der Anfertigung meiner Masterarbeit und während des ungeplanten krankheitsbedingten Ausfalls unterstützt haben.

Speziell möchte ich danken,

- Lothar Koullen der mich als Mentor und Zweitprüfer bei den Stadtwerken Düren unterstützt hat, und mir bei technischen und wirtschaftlichen Fachfragen weiterhelfen konnte
- Michael Klahr der mir bei Fragen zu den Wirtschaftlichkeitsberechnungen als Controller der Stadtwerke Düren weiterhelfen konnte und meine Berechnungen geprüft hat
- dem ganzen Team der Stadtwerke Düren die mich unterstützt haben speziell Julia Rauw, Karsten Bauer, Francesco De Rose, Daniel Hageler
- Frau Prof. Dr. Frischgesell für die angenehme Betreuung und die Unterstützung
- Frau Tege die mich seitens der Akademie für Erneuerbare Energien begleitet hat und mich in sämtliche organisatorischen Fragestellungen sehr gut unterstützt hat
- Christina Haas und meinen Eltern die mir sowohl bei der Korrektur geholfen haben, als mich auch emotional durch die Abschlussarbeit begleitet haben

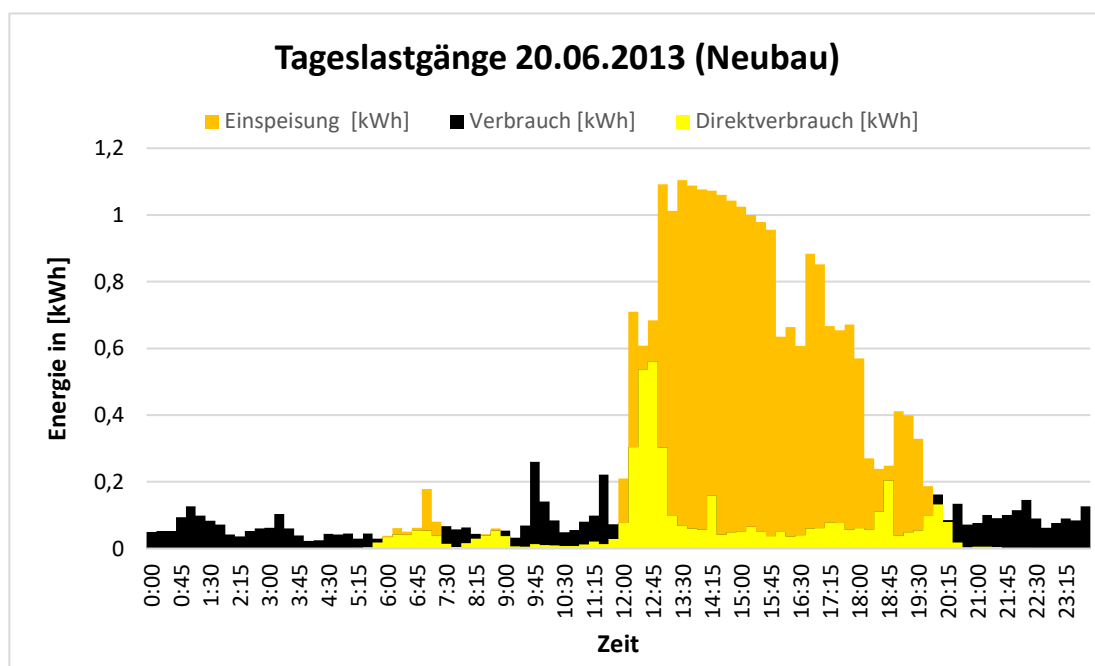
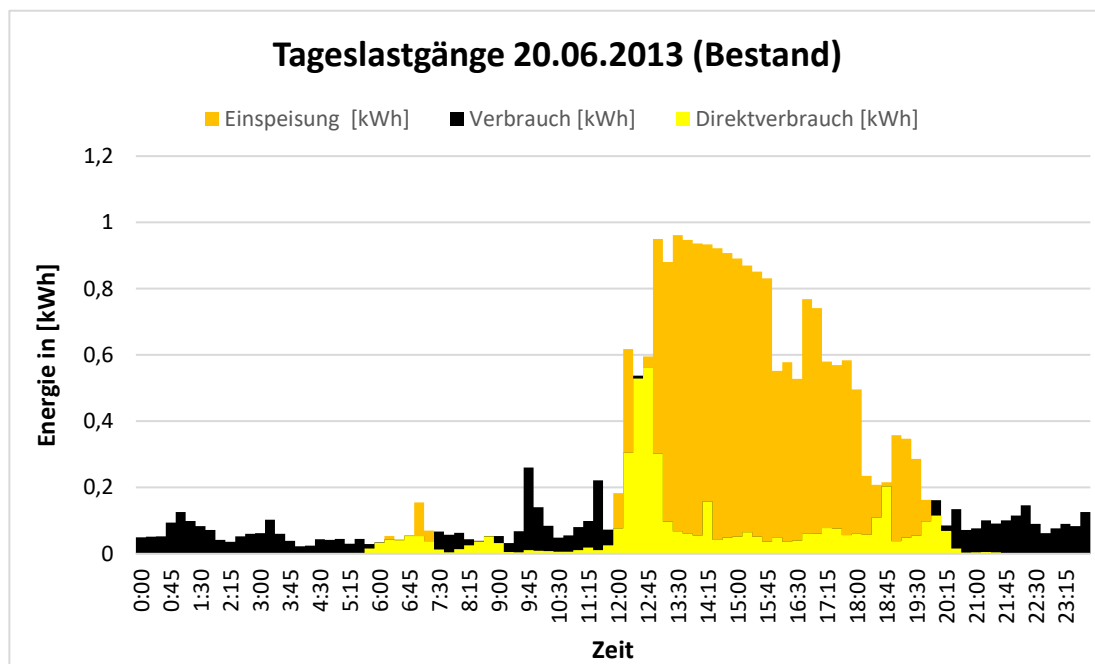
# Anhang

## E- Schaltplan:



Geplant	01.07.2017	Name	Simon Köhler
Bearbeitet	23.11.2017	SWD - Energieoptimierung	23.11.2017
Geprüft	12.07.2017		Simon Köhler

## *Lastgang-Diagramme (Verschiedene Ausbaustufen der Anlagentechnik):*



## *Datenblätter:*

# Erklärung



**AKADEMIE  
FÜR ERNEUERBARE  
ENERGIEN**



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg  
Hamburg University of Applied Sciences  
Department Maschinenbau und Produktion

## Formblatt Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung einer Masterthesis

Zur Erläuterung des Zweckes dieses Blattes:

§ 16 Abs. 5 der APSOTIBM lautet:

„Zusammen mit der Thesis ist eine schriftliche Erklärung abzugeben aus der hervorgeht, dass die Arbeit bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit (§18 Absatz 1) ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt wurden. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich zu machen.“

Dieses Blatt mit der folgenden Erklärung ist nach Fertigstellung der Arbeit durch jede/n Kandidat/en/in auszufüllen und jeweils mit **Originalunterschrift als letztes Blatt des als Prüfungsexemplar der Masterthesis gekennzeichneten Exemplars einzubinden.**

Eine unrichtig abgegebene Erklärung kann - auch nachträglich - zur Ungültigkeit der Masterprüfung führen.

### Erklärung

Hiermit versichere ich,

Name: Köhler Vorname: Simon

dass ich die vorliegende Masterthesis – bzw. bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit – mit dem Thema

Technische und wirtschaftliche Betrachtung eines  
Energie management - Systems zur Optimierung des  
Eigenstromverbrauchs von Privatkunden

ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

- die folgende Aussage ist bei Gruppenarbeiten auszufüllen und entfällt bei Einzelarbeiten -

Die Kennzeichnung der von mir erstellten und verantworteten Teile der Masterthesis ist erfolgt durch

Aachen

Ort

14.02.2018

Datum

S. Köhler

Unterschrift im Original