

**Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg**  
**Fakultät Life Sciences**

Typisierung gemessener Lastgänge von Einfamilienhäusern zur  
optimalen Dimensionierung von PV-Anlagen mit Batteriespeicher  
unter Einbeziehung von Wärmepumpe und E-Fahrzeug

**Bachelorthesis**

im Studiengang Umwelttechnik

vorgelegt von:

**Hans Sengen**

**Matr. Nr.:** XXXXXXXXXX

Hamburg

am 29. Mai 2017

Gutachter: Prof. Dr. Armin Gregorzewski (HAW-Hamburg)

Gutachter: Dipl. Ing. Markus Weichel (LichtBlick SE)

Diese Abschlussarbeit wurde betreut und erstellt in Zusammenarbeit mit dem Unternehmen  
LichtBlick SE

## Danksagung

Hiermit bedanke ich mich herzlich bei meinen beiden Betreuern Markus Weichel und Prof. Dr. Armin Gregorzewski sowie bei meinen Kollegen bei LichtBlick für die außergewöhnlich engagierte und hilfreiche Unterstützung.

## Kurzfassung

Im Rahmen dieser Bachelorarbeit wird die Wirtschaftlichkeit von wärme- und stromseitig optimierten Einfamilienhäusern untersucht. Dazu wird für den Einfamilienhaussektor ein Simulationstool für PV-Anlage, Batteriespeicher, Wärmepumpe und Elektrofahrzeug entwickelt. Grundlegende These ist, dass sich die optimalen Auslegungen der verschiedenen Konfigurationsparameter zwischen verschiedenen Lastgängen unterscheiden.

Es werden unterschiedliche Dimensionierungen der installierten PV-Leistung, der Batteriekapazität und der Kapazität des Wärmespeichers für real gemessene Haushaltsstromprofile simuliert. Gesucht wird jeweils die Auslegung mit der größtmöglichen Wirtschaftlichkeit und dem höchsten Autarkiegrad. Dazu wird ein Bewertungsindex entwickelt der beide Faktoren berücksichtigt.

Der Zusammenhang zwischen Haushaltsstromprofil sowie Verbrauchsszenario und der resultierenden Dimensionierung wird untersucht. Zusätzlich wird der Einfluss der Wärmepumpe sowie des Elektrofahrzeugs auf das Auslegungsoptimum dargestellt. Basierend auf den erstellten Szenarien und einer Charakterisierung der Lastgänge, sind die Ergebnisse der exemplarischen Lastgänge auf unterschiedliche Einfamilienhäuser übertragbar.

Dabei zeigt sich für das untersuchte System, dass aufgrund der rechtlichen Rahmenbedingungen in Deutschland eine installierte PV-Leistung von 10 kWp die wirtschaftlich attraktivste Lösung darstellt. Um Stromüberschüsse zwischen zu speichern, ist unter ökonomischen Gesichtspunkten, unabhängig des Lastprofils, eine Speicherkapazität von 17 kWh zu installieren, welche sich aus Batterie- und Wärmespeicher zusammensetzt. Dabei wird die Wärmepumpe in Kombination mit einem Wärmespeicher ebenfalls als Speicher für Überschussstrom betrachtet. Um die optimale Verteilung zwischen Batterie- und Wärmekapazität zu bestimmen, ist eine Analyse der zugrundeliegenden Lastprofile sowie der Zusammensetzung des Stromverbrauchs notwendig.

# Inhalt

Kurzfassung .....	I
1 Einleitung .....	1
1.1 Hintergrund .....	1
1.2 Ziele .....	1
1.3 Aufbau .....	2
2 Grundlagen .....	3
2.1 Wirtschaftliche Grundlagen .....	3
2.1.1 Entwicklung der EEG-Einspeisevergütung .....	3
2.1.2 Strompreisentwicklung im Privatkundenbereich .....	5
2.1.3 Wirtschaftliche Potentiale des Systems .....	5
2.1.4 Optimierungsgrößen .....	6
2.2 Solarzelle .....	7
2.2.1 Aufbau einer Solarzelle .....	7
2.2.2 Verfügbare Technologien .....	8
2.2.3 Bedeutung dezentraler Solaranlagen .....	8
2.3 Wärmepumpe .....	10
2.3.1 Funktion der Wärmepumpe .....	10
2.3.2 Bedeutung der Wärmepumpe im Energiemarkt .....	13
2.3.3 Ausrichtung der PV-Anlage bei Kombination mit Wärmepumpe .....	14
2.3.4 Einfluss des Neigungswinkels .....	14
2.4 Batteriespeicher .....	15
2.5 Elektrofahrzeug .....	17
3 Analyse und Auswahl der Last- und Erzeugungsprofile .....	19
3.1 Haushaltsstromverbrauch und PV-Erzeugung .....	19

3.2	Ladeprofil des Elektrofahrzeugs .....	24
3.3	Heizwärme- und Warmwasserprofil .....	25
4	Aufbau des Modells .....	27
4.1	Datenbasis .....	30
4.2	Modell zur Wirtschaftlichkeitsberechnung.....	30
4.2.1	PV-Ertragsberechnung.....	30
4.2.1	Erlösberechnung .....	31
4.2.2	Investitionsberechnung .....	31
4.2.3	Strompreis und Einspeisevergütung .....	33
4.2.4	Strombedarf .....	33
4.2.5	Optimierungskriterien.....	36
4.3	Das Wärmepumpenmodell .....	36
4.3.1	Modellbeschreibung .....	36
4.3.2	Simulation des Wärmepumpensystems .....	39
4.4	Das Batteriemodell .....	39
4.4.1	Modellbeschreibung .....	39
4.4.2	Simulation der Batterie.....	40
5	Dimensionierung der Komponenten .....	41
6	Auswertung und Analyse der Ergebnisse .....	47
6.1	Auswertung der Auslegungsoptimierung .....	47
6.1.1	Allgemeine Erkenntnisse.....	47
6.1.2	Lastgangabhängigkeit.....	48
6.1.3	Szenarienabhängigkeit.....	49
6.2	Sensitivitätsanalyse .....	51
6.2.1	Strompreis, Strompreissteigerung und EEG-Einspeisevergütung.....	51

6.2.2	Batterie- und PV-Preise .....	52
6.2.3	Einfluss des Standortes .....	52
6.2.4	Lebensdauer der Komponenten .....	53
6.2.5	Speicherverluste der Batterie und des Wärmespeichers.....	54
6.2.6	Speicherkopftemperatur.....	54
6.2.7	Zusammenfassung .....	55
7	Diskussion der Ergebnisse .....	57
7.1	Schlussfolgerungen .....	57
7.2	Ausblick .....	58
7.3	Fazit .....	59
	Quellenverzeichnis .....	60
	Eidesstattliche Erklärung.....	IX
	Anhang .....	XI
A 1.	Jahresüberblick der zugrundeliegenden Lastgänge .....	XI
A 2.	Wochentagsprofile der zugrundeliegenden Lastgänge .....	XIV
A 3.	Darstellung einzelner Erzeugungsprofile.....	XVII

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der EEG-Vergütung und des Strompreises (LichtBlick, 2017) .....	4
Abbildung 2: Installierte Photovoltaikleistung in Deutschland (Quaschnig, 2017) .....	4
Abbildung 3: Aufbau und Vorgänge einer Solarzelle (Quaschnig, 2011 [1998] S. 179) .....	7
Abbildung 4: Prinzip der Kompressionswärmepumpe (Quaschnig, 2011 [1998] S. 324) .....	10
Abbildung 5: Absatzzahlen für Wärmepumpen (Bundesverband Wärmepumpe e.V., 2017) .....	12
Abbildung 6: Schema einer elektrochemischen Zelle bei Entladung (Jossen, et al., 2006) .....	15
Abbildung 7: Grundprinzip einer LiCoO <sub>2</sub> / C <sub>6</sub> -Zelle (Retzelbach, 2008) .....	15
Abbildung 8: Jahreslastgang Erzeugung .....	20
Abbildung 9: Jahreslastgang des Haushaltsstroms .....	21
Abbildung 10: Einteilung der Last in Sommer- und Taganteil .....	22
Abbildung 11: Einordnung der Lastgänge nach Sommer- und Taganteil .....	23
Abbildung 12: Verbrauch, Anwesenheit und Ladeleistung des verwendeten Pendlerprofils .....	24
Abbildung 13: Überblick über das Simulationsmodell .....	28
Abbildung 14: Darstellung der verwendeten Stromverbrauchsszenarien .....	35
Abbildung 15: Zeitlicher Verlauf der externen Einflussgrößen auf das Wärmepumpensystem .....	38
Abbildung 16: Auswahl von Batteriesystemen zur Bestimmung der Preiskurve .....	39
Abbildung 17: Kapitalverzinsung und Autarkiegrad in Abhängigkeit zur PV-Leistung .....	41
Abbildung 18: Kapitalv. und Autarkie abhängig von der Batterie- und Wärmekap. (VDI/ Basis) .....	42
Abbildung 19: Bewertungsindex in Abhängigkeit der Batterie- und Wärmekapazität (VDI/ Basis) ....	43
Abbildung 20: Kapitalverzinsung in Abhängigkeit des Strompreises und der Strompreissteigerung ...	51
Abbildung 21: Kapitalverzinsung bei EEG-Vergütung .....	51
Abbildung 22: Kapitalverzinsung abhängig von Batterie- und PV-Preisen .....	52
Abbildung 23: Einfluss des Standortes auf die Kapitalverzinsung .....	53
Abbildung 24: Kapitalverzinsung abhängig von der Lebensdauer der Batterie und der PV-Anlage .....	53
Abbildung 25: Abhängigkeit der Kapitalv. und Autarkie von Wärme- und Batteriespeicherverlusten.	54
Abbildung 26: Kapitalverzinsung und Autarkiegrad bei Speicherkopftemperatur .....	55
Abbildung 27: Darstellung der ausgewählten Lastgänge 3 und 6 .....	XI
Abbildung 28: Darstellung der ausgewählten Lastgänge 12 und 13 .....	XII
Abbildung 29: Darstellung der ausgewählten Lastgänge 16 und VDI .....	XIII

Abbildung 30: Lastgänge 3 und 12: Nach Wochentagen aggregierte und gemittelte Werte .....	XIV
Abbildung 31: Lastgänge 6 und 13: Nach Wochentagen aggregierte und gemittelte Werte .....	XV
Abbildung 32: Lastprofil 16 und VDI-Profil: Nach Wochentagen aggregierte und gemittelte Werte	XVI
Abbildung 33: PV-Ertragsprofil einer Ost-West orientierten PV-Anlage.....	XVII
Abbildung 34: Leistungsbegrenzung des Wechselrichters bei maximaler Einstrahlung.....	XVII
Abbildung 35: PV-Ertragsprofil mit Verschattung in den Übergangsmonaten.....	XVIII

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Systematik der Typtagkategorien nach VDI 4655 (VDI, 2008) .....	25
Tabelle 2: Anzahl der Typtage je TRY-Klimazone und Typtagkategorie .....	26
Tabelle 3: Überblick über die Einflussgrößen und getroffenen Annahmen.....	29
Tabelle 4: Bildung des Gesamtstrombedarfs aus exemplarischen Einzelverbräuchen .....	34
Tabelle 5: Auslegungsergebnis des Referenzfalles (VDI/Basis).....	44
Tabelle 6: Ergebnisse der Komponentenauslegung nach Szenario und Lastgang .....	45
Tabelle 7: Nach Lastgang gemittelte Auslegung, sortiert nach Speicherbedarf .....	49
Tabelle 8: Nach Verbrauchsszenarien gemittelte Auslegung, sortiert nach der Batteriekapazität.....	49
Tabelle 9: Überblick über die Zusammensetzung der untersuchten Szenarien .....	50

# 1 Einleitung

## 1.1 Hintergrund

Auf dem Pariser Klimagipfel 2015 wurde eine Begrenzung der Erderwärmung auf weit unter 2 °C beschlossen. Um dieses Ziel zu erreichen ist es notwendig, den CO<sub>2</sub> – Ausstoß deutlich zu reduzieren. Nur durch eine Umstellung auf eine regenerative Stromerzeugung sowie eine weitgehende Elektrifizierung der Energiesektoren Wärme und Verkehr ist dieses Ziel zu erreichen (vgl. Quaschnig, 2016). Zudem ist es notwendig, diese beiden Sektoren untereinander und mit dem Stromsektor sinnvoll zu verknüpfen, um die Speicherkapazitäten und Lastverschiebungspotentiale aller Energiesektoren nutzen zu können. Diese Vorgehensweise wird als Sektorenkopplung bezeichnet. Dafür steigen einerseits die technischen Anforderungen an Verbraucher, um elektrische Lasten flexibler an das zentrale Stromangebot anzupassen, andererseits werden aber auch neue dezentrale Lösungen benötigt, um eine stärkere Belastung des Stromnetzes zu vermeiden. Vor diesem Hintergrund werden neben Quartierlösungen auch Konzepte für Ein- und Mehrfamilienhäuser entwickelt und umgesetzt. Derartige Systeme scheitern noch häufig an der Wirtschaftlichkeit.

## 1.2 Ziele

Im Rahmen dieser Bachelorarbeit wird die Dimensionierung einer dezentralen Energieversorgung für Einfamilienhäuser erarbeitet, mit dem Ziel die Potentiale in den Bereichen Wirtschaftlichkeit und Autarkie zu untersuchen. Der Fokus liegt dabei auf der veränderten Dimensionierung von PV-Anlage und Batteriespeicher durch das Zusammenspiel der Verbraucher Wärmepumpe und E-Fahrzeug, verglichen mit einem Referenzszenario ohne diese beiden Verbraucher. Bei derartigen Systemen empfiehlt es sich, die Auslegung der PV-Anlage und der Batterie an den Jahresstromverbrauch des Haushaltes anzupassen. Die zugrundeliegende These dieser Arbeit ist, dass eine Analyse der einzelnen Verbrauchsprofile und des Nutzerverhaltens eine wirtschaftlichere Auslegung der PV-Anlage und des Batteriespeichers ermöglicht. Diese These soll für exemplarische Einfamilienhäuser überprüft werden. Um das Potential der Lastverschiebung durch die Wärmepumpe zu berücksichtigen, wird zudem die Auslegung des Wärmespeichers simuliert. Die Auslegung der Wärmepumpe sowie Ladestrategien des Elektrofahrzeuges zur Optimierung des Gesamtsystems werden nicht betrachtet.

### **1.3 Aufbau**

In *Kapitel 2* werden die wirtschaftlichen und technischen Grundlagen, welche zum Verständnis der behandelten Thematik benötigt werden, erläutert. Dabei liegt der Fokus auf den zur Erstellung des Simulationsmodells benötigten Kenntnissen zu PV-Anlagen, Wärmepumpen, Batteriespeichern und E-Fahrzeugen. *Kapitel 3* behandelt die der Simulation zugrundeliegenden gemessenen bzw. erstellten Profile sowie die verwendete Datenbasis. Die gemessenen Profile des Haushaltsstromverbrauchs und der PV-Erzeugung werden durch synthetisch erstellte Wärmebedarfsprofile sowie Ladeprofile ergänzt. Im folgenden *Kapitel 4* wird das erstellte und verwendete Simulationsmodell anhand der einzelnen Teilmodelle sowie Annahmen und Vereinfachungen erläutert. Anschließend wird in *Kapitel 5* der Optimierungsvorgang beschrieben und an einem Beispiel veranschaulicht. Die Ergebnisse der Auslegungsoptimierung und die Übertragbarkeit der Simulationsergebnisse werden in *Kapitel 6* analysiert. Im abschließenden *Kapitel 7* werden die Ergebnisse und denkbare Anpassungen des Simulationstools diskutiert.

## 2 Grundlagen

Aufgrund der angestrebten Elektrifizierung der Energiesektoren Wärme und Verkehr wird eine Konfiguration von Einfamilienhäusern (EFH) betrachtet, welche sowohl Photovoltaikanlage mit Wärmepumpe, als auch ein Elektrofahrzeug berücksichtigt. Zudem sind Systeme mit Wärmepumpe im Bereich der EFH deutlich verbreiteter als Kraft-Wärmekopplungssysteme, da Letztere hohe spezifische Kosten verursachen und eine Gasversorgung benötigen. Um die gewählten Komponenten sowie die wirtschaftlichen Potentiale derartiger Systeme zu verstehen, werden nachfolgend sowohl technische als auch wirtschaftliche Grundlagen erläutert.

### 2.1 Wirtschaftliche Grundlagen

#### 2.1.1 Entwicklung der EEG-Einspeisevergütung

Für regenerative Erzeugungsanlagen wird eine staatliche Förderung in Form einer Einspeisevergütung gewährt. Die im Folgenden verwendete EEG-Einspeisevergütung berücksichtigt die für den aktuellen Zeitpunkt (März 2017) geltenden Festlegungen. Dabei beträgt der anzulegende Wert für „Strom aus Solaranlagen, die ausschließlich auf, an oder in einem Gebäude [...] angebracht sind [...] bis einschließlich einer installierten Leistung von 10 Kilowatt 12,70 Cent pro Kilowattstunde“ (§ 48 Abs. 2.1 EEG). Die Einspeisevergütung berechnet sich aus dem anzulegenden Wert, wobei „0,4 Cent pro Kilowattstunde für Strom aus Solaranlagen (...) an Land oder auf See abzuziehen sind“ (§ 53 Abs. 2 EEG). Die verwendete Einspeisevergütung beträgt demnach 12,3 ct/kWh.

Die Entwicklung der EEG-Einspeisevergütung ist stark abhängig von den jährlichen Installations-/Förderzahlen. Als Basisszenario ist der „annualisierte Brutto-Zubau von Solaranlagen (...) von 2 500 Megawatt“ vorgesehen (§ 49 Abs. 2 EEG). Für dieses Basisszenario wird eine monatliche Degression der Vergütung von 0,5 % festgelegt (§ 49 Abs. 2 EEG). Sollte der angestrebte Zubau unterschritten werden, sinkt die monatliche Degression auf bis zu 0 %, im Extremfall wäre ein einmaliger Anstieg um bis zu 3 % geplant. Bei zu hohen Zubauraten steigt die Degression auf bis zu 2,8 % (§49 Abs. 2 und Abs. 3 EEG). Die Entwicklung der EEG-Einspeisevergütung seit ihrer Einführung mit den verschiedenen Zukunftsszenarien ist in *Abbildung 1* dargestellt. In *Abbildung 2* ist der Zubau der PV-Leistung der letzten Jahre zu erkennen. Dieser liegt seit 2014 deutlich unterhalb des Basisszenarios des EEG, weshalb die Einspeisevergütung in den letzten Jahren relativ konstant blieb.

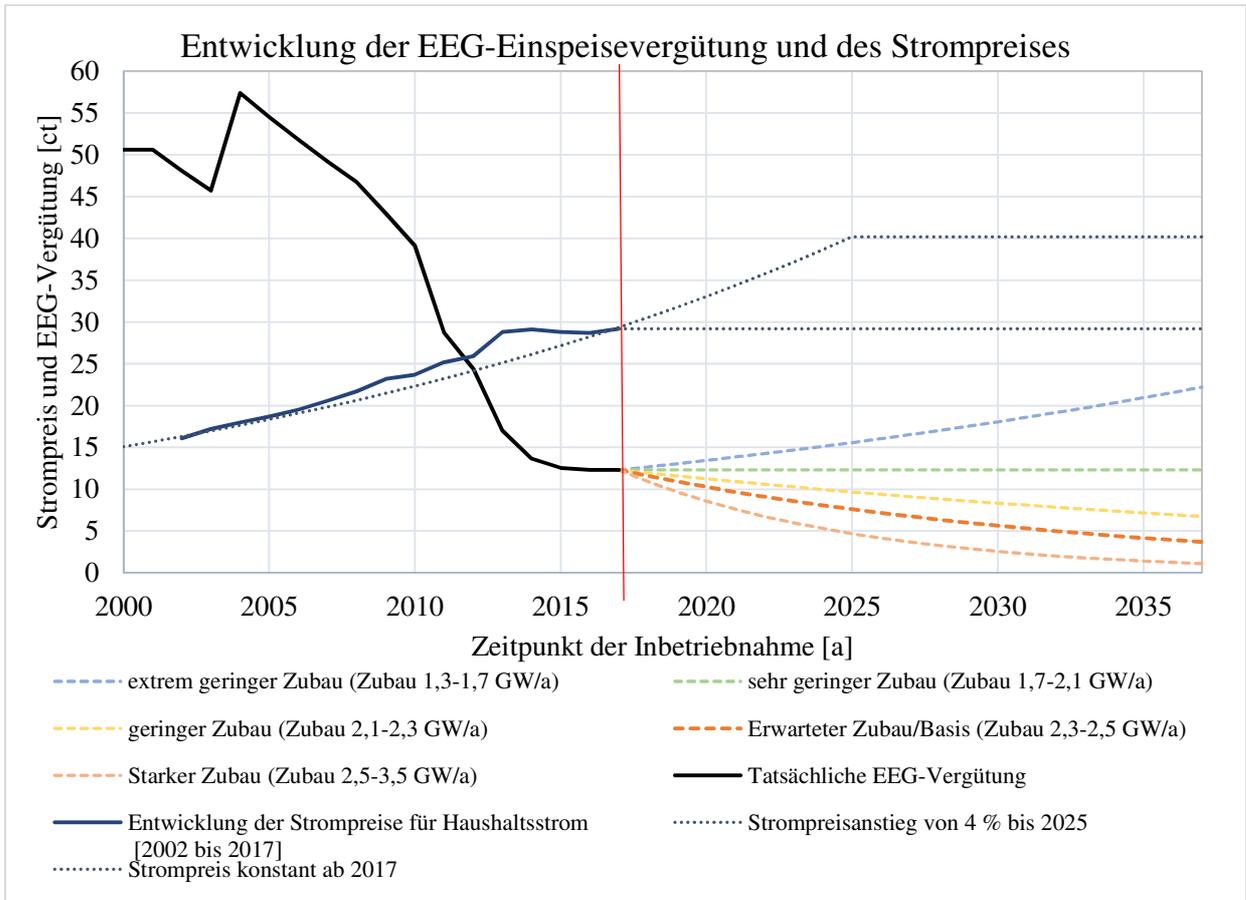


Abbildung 1: Entwicklung der EEG-Vergütung und des Strompreises (LichtBlick, 2017)

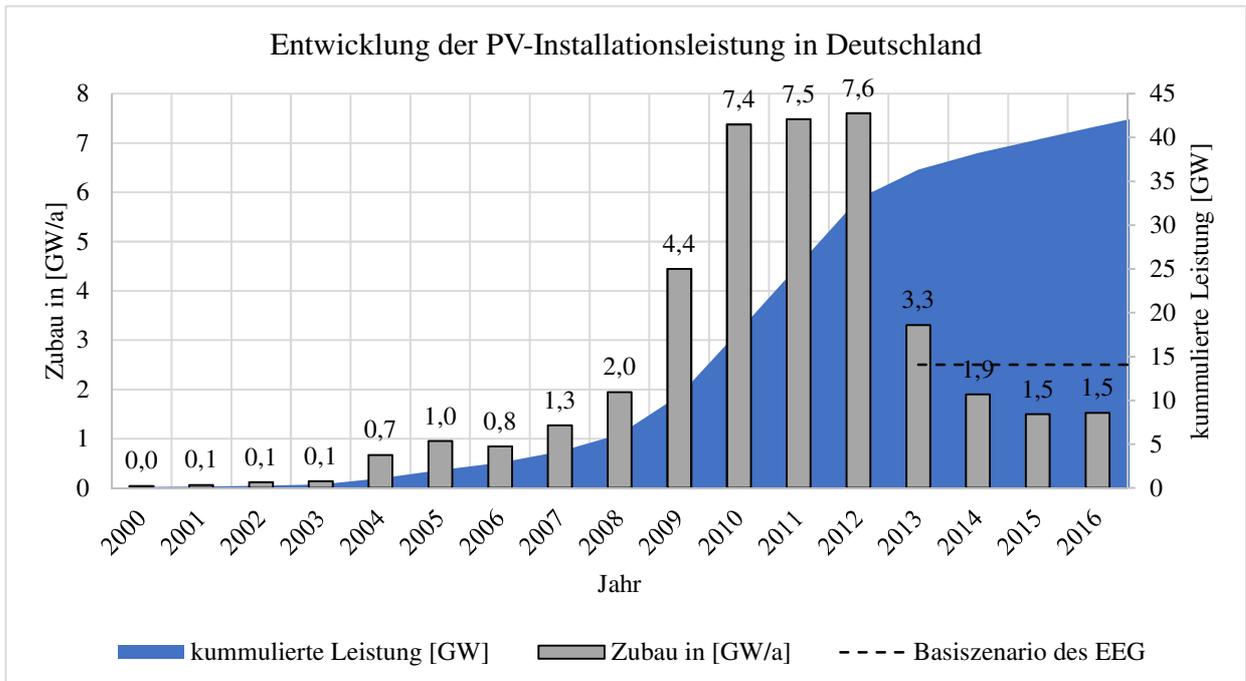


Abbildung 2: Installierte Photovoltaikleistung in Deutschland (Quaschning, 2017)

### **2.1.2 Strompreisentwicklung im Privatkundenbereich**

Der Verlauf des Strompreises für Endkunden der vergangenen 15 Jahre in Deutschland entspricht einem durchschnittlichen Anstieg von etwa 4 % pro Jahr und liegt damit deutlich oberhalb der Inflationsrate des entsprechenden Zeitraumes. In *Abbildung 1* lässt sich allerdings erkennen, dass der Anstieg in der jüngeren Vergangenheit deutlich zurückgegangen ist. Laut einer Studie im Auftrag des BMWi wird jedoch prognostiziert, dass mit weiteren Strompreissteigerungen bis Mitte der 2020er Jahre zu rechnen ist (vgl. Schlesinger, et al., 2014 S. 70). Im Folgenden wird deshalb mit einer geringeren Strompreissteigerung von 2 % gerechnet.

### **2.1.3 Wirtschaftliche Potentiale des Systems**

Seitdem die EEG-Einspeisevergütung unter den Strombezugspreis liegt, wie in *Abbildung 1* für das Jahr 2012 zu erkennen ist, ist es wirtschaftlich sinnvoller den erzeugten PV-Strom im Haus zu nutzen als die bis dahin übliche Volleinspeisung. Sowohl steuerbare und modulierbare Wärmepumpen, als auch Batteriespeicher können den Eigenverbrauch stark erhöhen und tragen auf diese Weise positiv zur Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage bei. Die Kosten für Batteriezellen sind seit Beginn des Jahrzehnts von etwa 800 €/kWh auf etwa 270 €/kWh gefallen (vgl. Rubel, et al., 2017). Dementsprechend deutlich sind auch die Preise für Batteriesysteme gesunken. Dennoch sind Batteriespeicher bezogen auf die Zyklenkosten<sup>1</sup> noch sehr teuer und deshalb in derzeitigen Anwendungsfällen häufig noch nicht wirtschaftlich betreibbar. Allerdings wird sowohl die Kapazität, als auch die Leistung der Batterie, bei ausschließlicher Zwischenspeicherung des PV-Überschussstroms nur selten, nämlich in den Sommermonaten, vollständig genutzt. Neben den sinkenden Kaufpreisen werden daher auch verschiedene Sekundärnutzen für stationäre Batterien getestet, um die Wirtschaftlichkeit der Systeme weiter zu erhöhen, wie z.B. die Integration in die Regelenergiemärkte. Grundsätzlich bieten PV-Speichersysteme in Kombination mit Wärmepumpen schon jetzt eine wirtschaftliche Möglichkeit der Energieversorgung (vgl. Tjaden, 2013).

---

<sup>1</sup> Zyklenkosten sind die kalkulierten Kosten pro eingespeicherte Kilowattstunde

#### 2.1.4 Optimierungsgrößen

Im verwendeten Simulationstool wird zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Investitionen die Kapitalverzinsung als Zielgröße der Optimierung verwendet. Die Kapitalverzinsung entspricht dem durchschnittlichen relativen Jahresgewinn oder ROI (Return on Investment) und wird wie folgt berechnet (vgl. Wöhe, et al., 2016 [1960] S. 200):

$$(1) \text{ Kapitalverzinsung} = \frac{\text{Gesamtgewinn}}{\text{eingesetztes Kapital}} \cdot \frac{1}{\text{Betrachtungszeitraum}}$$

Es wird der Autarkiegrad als zusätzliches Bewertungskriterium verwendet, da eine hohe Autarkie die Netzbelastung verringert und langfristig zu einer verbesserten Wirtschaftlichkeit führen kann (vgl. Kapitel 2.2.3).

Der Autarkiegrad gibt den Anteil des Strombedarfs an, der durch PV-Anlage und Batterie zeitgleich gedeckt wird. Er berechnet sich demnach aus der Summe des direkt verbrauchten PV-Stroms sowie der Summe des entladenen Stroms aus der Batterie dividiert durch den Gesamtstromverbrauch (vgl. Weniger, et al., 2013).

$$(2) a = \frac{E_{DV} + E_{BL}}{E_{VB}} = \frac{\sum P_{DV} \cdot \Delta t + \sum P_{DV} \cdot \Delta t}{\sum P_{DV} \cdot \Delta t} \quad (\text{Weniger, et al., 2013})$$

## 2.2 Solarzelle

Solarzellen oder photovoltaische Zellen wandeln Licht in elektrische Energie um. Dies geschieht mittels eines Halbleitermaterials in welches die Photonen eindringen und, wie in *Abbildung 3* dargestellt, ihre Energie auf die in der Zelle befindlichen Elektronen übertragen (vgl. Quaschnig, 2011 [1998] S. 167ff).

### 2.2.1 Aufbau einer Solarzelle

Solarzellen bestehen aus Halbleitermaterialien. Das sind kristalline Stoffe, die bei niedrigen Temperaturen isolierend wirken, jedoch durch Energiezufuhr, z.B. in Form von Wärme oder Bestrahlung, leitend werden. Das hängt damit zusammen, dass die Elektronen gemäß des Bohrschen Atommodells in Schalen, gekennzeichnet durch diskrete Energieniveaus, um den Atomkern angeordnet sind. Beim Halbleiter ist die äußere Schale (das Valenzband) voll durch Elektronen besetzt und bietet ihnen somit keinen Platz sich zu bewegen und dadurch Strom zu leiten. Der Abstand zur energetisch nächst höheren Schale (dem Leitungsband) ist jedoch gering genug ( $E_g < 5 \text{ eV}$ ), um durch Energiezufuhr von den Elektronen überbrückt zu werden. Das nun vereinzelt besetzte Leitungsband bietet den Elektronen die Möglichkeit sich frei zu bewegen und somit Strom zu leiten.

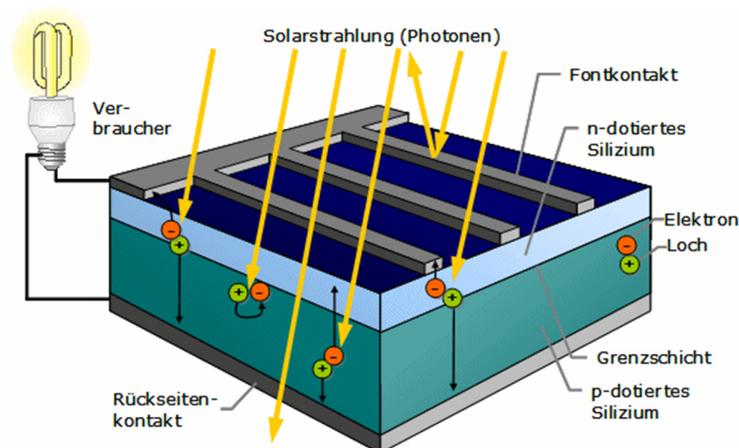


Abbildung 3: Aufbau und Vorgänge einer Solarzelle (Quaschnig, 2011 [1998] S. 179)

Eine herkömmliche Solarzelle besteht, wie in *Abbildung 3* verdeutlicht, aus zwei unterschiedlich dotierten Schichten eines Halbleiters, einer p-dotierten und einer n-dotierten. Dotieren ist das Hinzufügen von Atomen, mit entweder weniger Elektronen im Valenzband (p-dotiert) oder mehr Valenzelektronen (n-dotiert), in das Kristallgitter des Halbleiters. Dadurch bildet sich in der n-dotierten Schicht ein Elektronenüberschuss und in der p-dotierten Schicht ein Elektronenmangel bzw. ein

Überschuss an sogenannten Löchern. Beim Zusammenbringen beider Schichten findet eine Migration der Ladungsträger statt. Zurück bleiben jedoch die Dotieratome, welche nun entweder positiv oder negativ geladen sind. So baut sich ein der Bewegung der Ladungsträger entgegengesetztes elektrisches Feld auf; die sogenannte Raumladungszone (vgl. Quaschnig, 2011 [1998] S. 172). Durch das Eindringen von Photonen in die p-Schicht des Halbleiters werden die Elektronen aus dem Ruhezustand im Valenzband in den angeregten Zustand in das Leitungsband des Halbleiters gehoben. Im Normalfall würden die Elektronen wieder in ihre Ruheposition zurückfallen. Durch den besonderen Aufbau der Solarzelle und aufgrund des vom p/n-Übergang erzeugten elektrischen Feldes, verbleibt das Elektron jedoch im Leitungsband und bewegt sich durch die Raumladungszone in die n-dotierte Schicht des Halbleiters. Dadurch entsteht eine Spannung zwischen der p-Schicht und der n-Schicht der Zelle und mittels eines elektrischen Verbrauchers lässt sich der Stromkreis schließen. Auf diese Weise kann Licht direkt zu Strom umgewandelt werden (vgl. Quaschnig, 2011 [1998] S. 169ff).

### **2.2.2 Verfügbare Technologien**

Die Funktionsweise einer Solarzelle ist wie oben beschrieben komplex und kann durch eine Vielzahl von Möglichkeiten optimiert werden. Als die derzeit wirtschaftlichste Technologie haben sich Solarzellen aus Silizium durchgesetzt. Dies liegt an den guten physikalischen Eigenschaften des Siliziums, durch welche sich ein großer Teil des Sonnenlichtspektrums nutzen lässt. Allerdings gibt es auch andere technologische Ansätze, welche beispielsweise aufgrund von geringeren Materialeinsätzen perspektivisch eine bessere Wirtschaftlichkeit bieten können. Ferner lässt sich durch einen sehr komplexen Aufbau eine verbesserte Effizienz erzielen. Dennoch ist die Silizium Solarzelle die meist verbreitete Technologie und der Preis für derartige Systeme ist in den letzten Jahren stärker gefallen als es größtenteils erwartet wurde. Dies führte dazu, dass Solarstrom sogar in nördlichen Lagen mit der konventionellen Stromerzeugung konkurrieren kann.

### **2.2.3 Bedeutung dezentraler Solaranlagen**

Ein entscheidender Vorteil von Photovoltaikanlagen ist die Modularität der Systeme, aufgrund derer Anlagen in nahezu beliebiger Größe verbaut und somit individuell an den Verbraucher angepasst werden können. Diese Tatsache gewinnt aufgrund der sukzessiv geringer ausfallenden Förderung der Einspeisevergütung nach dem Erneuerbaren Energien Gesetz immer stärker an Bedeutung. Das liegt vor allem daran, dass die Strombezugskosten privater Verbraucher mittlerweile deutlich über der gesetzlichen EEG-Vergütung liegen und eine gute Wirtschaftlichkeit von Solaranlagen auf einen

hohen Anteil an selbstverbrauchtem Strom angewiesen ist. Deshalb rücken Systeme, welche mithilfe von Speichern und/oder Wärmepumpen den Eigenverbrauch gezielt erhöhen, immer stärker in den Fokus und sind in vielen Fällen bereits wirtschaftlich konkurrenzfähig.

Zudem kommt diesen Systemen auch infrastrukturell in der Energiewende eine große Bedeutung zu. Große Solarparks stellen ähnlich wie Windparks aufgrund der stark fluktuierenden Leistungsabgabe eine vermehrte Belastung für das Stromnetz dar (vgl. BMWi, 2016). Aufgrund der derzeit noch kaum vorhandenen Möglichkeiten zur Stromspeicherung wird die Übertragung des regenerativen Stroms immer schwieriger, da die aktuellen Stromnetze zum Teil die produzierte Leistung nicht mehr aufnehmen können. Nur durch eine Dezentralisierung der regenerativen Stromerzeugung und durch einen möglichst hohen Anteil direkt verbrauchten Stroms, ist eine komplette Umstellung der Stromerzeugung auf erneuerbare Energie möglich (vgl. Weniger, et al., 2015 S. 12).

Eine Studie der HTW Berlin zeigt, dass zum Erreichen eines Solarstromanteils von etwa 30 % an der Gesamtstromerzeugung in Deutschland, was für eine vollständige Umstellung auf regenerativen Strom nötig wäre, etwa 200 GW PV-Leistung in Deutschland installiert sein müssen (vgl. Weniger, et al., 2015 S. 10). Dies hätte jedoch zur Folge, dass die Produktion des PV-Stroms die Nachfrage zur Mittagszeit regelmäßig um ein Vielfaches übersteigt. Eine zentrale Speicherung ist jedoch kaum möglich und hätte extreme Ausbauten des bestehenden Stromnetzes sowie hohe Kosten bei der Umwandlung, beispielsweise durch Power-to-Gas, zur Folge.

Eine wirtschaftliche und infrastrukturell sinnvolle Lösung ist daher die dezentrale Speicherung sowie ein möglichst großer Anteil direkten Verbrauchs. Da der Stromverbrauch aber nur in wenigen Fällen angepasst werden kann, kommt dem gesteuerten Verbrauch von Wärmepumpen oder Elektrofahrzeugen eine besondere Bedeutung zu. Beide Technologien haben bereits Speicherkapazitäten welche für ein Verschieben der Last genutzt werden können.

## 2.3 Wärmepumpe

Strom mittels eines Heizstabes direkt in Wärme umzuwandeln ist leicht möglich aber grundsätzlich keine zu favorisierende Lösung, da elektrische Energie aufgrund ihrer flexiblen Einsatzmöglichkeiten deutlich wertvoller ist als thermische. Der Vorteil von Wärmepumpen ist, dass die Antriebsenergie nicht direkt in Wärme umgewandelt, sondern dazu genutzt wird, vorhandene Umweltwärme auf ein nutzbares Temperaturniveau zu bringen. So lassen sich aus einer Kilowattstunde elektrischer Energie mehrere Kilowattstunden thermische Energie gewinnen. Im Haushaltsbereich kann diese Wärme dann zum Heizen oder zur Warmwasserbereitung genutzt werden (vgl. Quaschnig, 2011 [1998] S. 323).

### 2.3.1 Funktion der Wärmepumpe

Die am häufigsten eingesetzte Wärmepumpe ist die Kompressionswärmepumpe. Diese verwendet einen elektrisch angetriebenen Verdichter, um Niedertemperaturwärme auf ein nutzbares Temperaturniveau zu überführen. Wie in *Abbildung 4* dargestellt, wird ein im Kreislauf geführtes Kältemittel durch die Zufuhr elektrischer Energie in einem Verdichter komprimiert. Dadurch erhöht sich dessen Kondensatortemperatur. Über einen Wärmetauscher wird die Wärme in das Heizsystem übergeben wobei das Kältemittel kondensiert. Danach entspannt es sich über das Expansionsventil und kühlt dabei stark ab. Die zugeführte Umgebungswärme verdampft das Kältemittel wiederum, damit der Dampf erneut verdichtet und erwärmt werden kann.

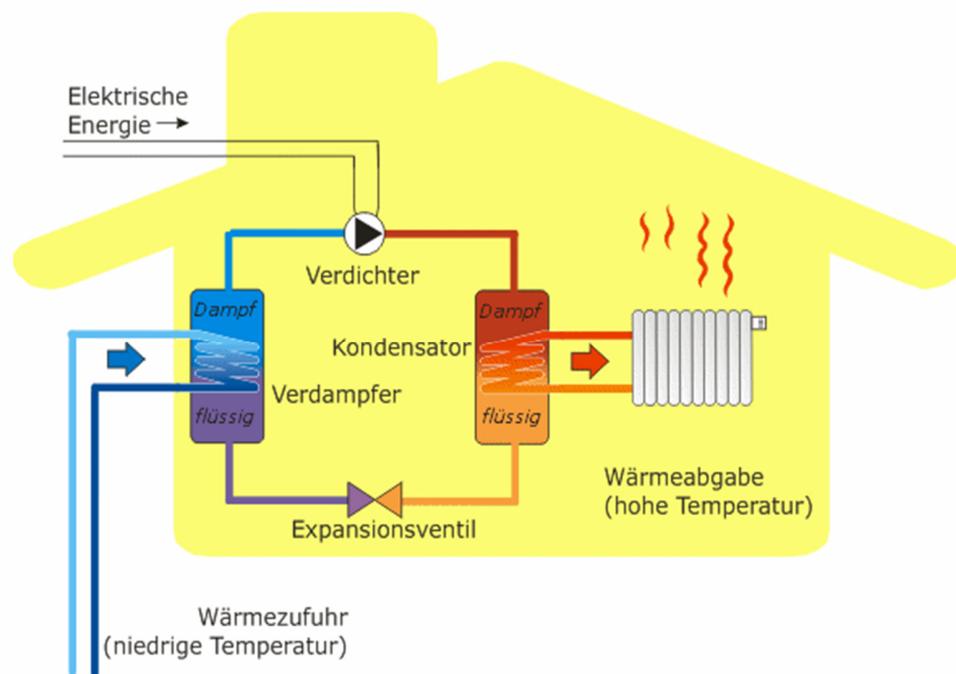


Abbildung 4: Prinzip der Kompressionswärmepumpe (Quaschnig, 2011 [1998] S. 324)

Aufgrund dieses Prinzips können deutlich größere Leistungszahlen (COP = Coefficient of Performance) als bei einem Heizstab erreicht werden. Der COP einer Wärmepumpe setzt sich zusammen aus dem Carnotwirkungsgrad ( $\varepsilon_c$ ) als theoretischem Wirkungsgrad der Anlage sowie dem Gütegrad ( $\eta$ ), welcher das Verhältnis von tatsächlicher zu theoretischer Leistung angibt.

$$(3) \text{ COP} = \eta \cdot \varepsilon_c$$

Der Carnotwirkungsgrad ergibt sich aus der benötigten Nutzttemperatur sowie der Temperatur der Umgebungswärme. Die Umgebungstemperatur schwankt deutlich im Jahresverlauf, was einen ebenfalls schwankenden COP zur Folge hat.

$$(4) \varepsilon_c = \frac{T_{ab}}{T_{ab} - T_{zu}}$$

Das Temperaturniveau der Umgebungswärme ist vom verwendeten Medium abhängig. Genutzt werden hier vor allem Grundwasser, Erdwärme und Außenluft. Grundwasser- und Solewärmepumpen sind dabei weniger abhängig von der Jahreszeit als Wärmepumpen, welche Außenluft als Wärmequelle verwenden. Weil gerade im Winter ein erhöhter Wärmebedarf vorherrscht und dort das Temperaturniveau des Erdreiches und des Grundwassers über dem Temperaturniveau der Luft liegt, lassen sich mit ihnen bessere Jahresarbeitszahlen (JAZ) erreichen. Die Jahresarbeitszahl ist die wichtigste Bewertungsgröße für Wärmepumpensysteme. Sie errechnet sich aus der Jahressumme der erzeugten Wärme und der Summe der dafür benötigten elektrischen Energie.

$$(5) \text{ JAZ} = \frac{\sum Q_{ab}}{\sum E_{WP}}$$

Gute Luft-Wasser-Wärmepumpen erreichen Jahresarbeitszahlen um  $4 \text{ kWh}_{th}/\text{kWh}_{el}$  und demgegenüber Grundwasser- oder Erdwärmepumpen etwa  $5 \text{ kWh}_{th}/\text{kWh}_{el}$ .

Der Nachteil von Grundwasser- oder Erdwärmepumpen ist jedoch, dass die Investitionskosten deutlich höher sind. Der Grund dafür ist die benötigte Infrastruktur in Form von Erdwärmekollektoren, Erdsonden oder Tiefenbohrungen zur Förderung von Grundwasser. In *Abbildung 5* erkennt man, dass Wärmepumpen die die Außenluft als Wärmequelle nutzen trotz schlechterer Jahresarbeitszahlen derzeit am verbreitetsten sind.

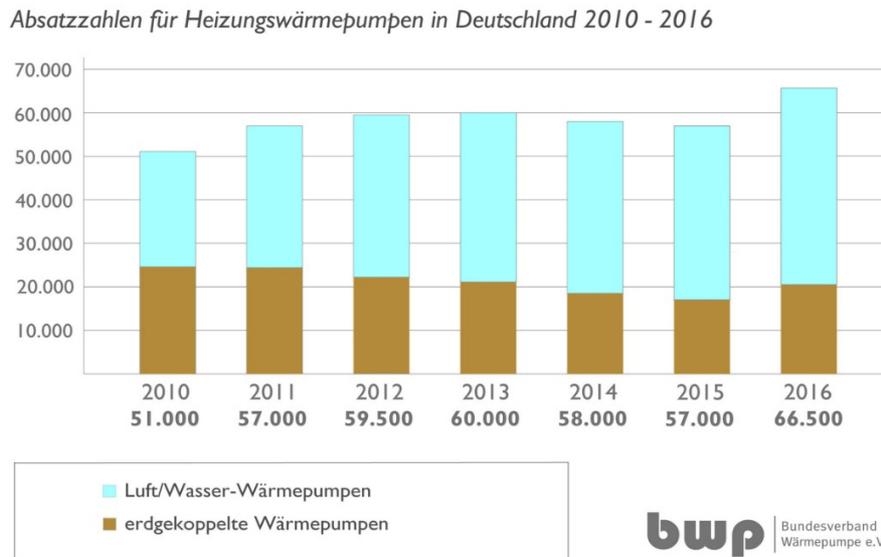


Abbildung 5: Absatzzahlen für Wärmepumpen (Bundesverband Wärmepumpe e.V., 2017)

Im Modell, welches im *Kapitel 4* beschrieben wird, wird deshalb mit einer Luft-Wasser-Wärmepumpe gerechnet. Zudem wird die Annahme getroffen, dass diese stufenlos modulierbar ist, entsprechend einer Inverterwärmepumpe. Die Wärmepumpe wird mit einem Wärmespeicher kombiniert. Dieser wird nicht über das Volumen sowie Vor- und Rücklauf temperatur definiert, sondern über die Speicherkapazität in Kilowattstunden. Die Herangehensweise berücksichtigt neben dem Pufferspeicher auch die Bausubstanz des EFH als zusätzliche Wärmekapazität. Diese Wärmekapazität steht jedoch nicht für die Warmwasserbereitung zur Verfügung. Bei ausreichender Kapazität des Pufferspeichers ist dieser Fehler allerdings zu vernachlässigen. Exemplarisch wird hier die Aufteilung einer Wärmespeicherkapazität von 50 kWh auf Pufferspeicher und Bausubstanz für einen 1.000 l Pufferspeicher betrachtet:

$$(6) Q_{\text{Pufferspeicher}} = 4,2 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{K}} \cdot 1.000 \text{ l} \cdot 1 \frac{\text{kg}}{\text{l}} \cdot 25 \text{ K} \cdot \frac{1 \text{ h}}{3.600 \text{ s}} = 30 \text{ kWh}^2$$

Eine einfache Abschätzung der thermischen Speicherfähigkeit der Bauwerksmasse errechnet sich gemäß DIN EN 13786 über die Oberfläche der thermisch wirksamen Bausubstanz (vgl. Felsmann, 2013). Unter der Annahme einer Gebäudeoberfläche der Bausubstanz von 250 m<sup>2</sup> und einer spezifischen Kapazität der Oberfläche von 0,079  $\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}}$ <sup>3</sup>, lassen sich demnach etwa 20 kWh Wärme durch eine um 1 °C variable Raumtemperatur speichern (vgl. Felsmann, 2013 S. 6f).

$$(7) \Delta T = \frac{20 \text{ kWh}}{\frac{0,079 \text{ kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}} \cdot 250 \text{ m}^2} = 1 \text{ K}^4$$

Dadurch wird eine deutlich flexiblere Betriebsweise der Wärmepumpe bei gleichem Volumen des Pufferspeichers möglich.

### 2.3.2 Bedeutung der Wärmepumpe im Energiemarkt

Die Wärmepumpe bietet als hocheffizienter Wärmeerzeuger eine hervorragende Möglichkeit der Sektorenkopplung. Im Stromnetz vorhandener Überschuss kann auf diese Weise in Wärme umgewandelt und effizient und kostengünstig zwischengespeichert werden. Elektrizitäts- und Wärmeverversorgung können sich dadurch exzellent ergänzen. Aus diesem Grund wird aktuell viel im Bereich der Einbindung und Steuerung von Wärmepumpen geforscht. Ziel ist es Stromspitzen abzufangen und bei akutem Strommangel die Wärmeproduktion zu beschränken und stattdessen die Wärme aus Speichern zu beziehen. Auch im einzelnen Haushalt sind optimierte Systeme bestehend aus Wärmepumpe und PV-Anlage möglich. Durch eine intelligente Steuerung der Wärmepumpe und Überhöhung der Speichertemperatur kann der Autarkie- und besonders der Eigenverbrauchsgrad des PV-Stroms deutlich gesteigert werden. Eine Erhöhung der Speichertemperatur führt zwar zu schlechteren COP der Wärmepumpe, kann die Wirtschaftlichkeit aber aufgrund des höheren Eigenverbrauchs dennoch steigern. Eine Überhöhung der Speichertemperatur wird jedoch im Simulationsmodell nicht berücksichtigt.

<sup>2</sup> Mit: Spez. Wärmekapazität Wasser: 4,2 kJ/(kg · K); 1J = 1Ws; ρ<sub>Wasser</sub> = 1 kg/l;

<sup>3</sup> Δθ<sub>max</sub> = 50 °C (maximale Speicherkopftemperatur bei leichter Überhitzung des Speichers) – 25 °C (Rücklauftemperatur) = 25 K  
(die Wirkungsgradverluste welche durch die Überhitzung des Speichers entstehen, werden an dieser Stelle vernachlässigt)

<sup>4</sup> Für Wohngebäude mit Baujahr: 1995-2009 und Zyklusdauer der Temperaturwechsel: 12h

<sup>4</sup>  $Q = c_{\text{Wirrk}} \cdot \Delta T = x_m \cdot A \cdot \Delta T$  mit  $x_m = 0,079$ ,  $A = 250 \text{ m}^2$ ,  $Q = 20 \text{ kWh}$

### **2.3.3 Ausrichtung der PV-Anlage bei Kombination mit Wärmepumpe**

Tendenziell ist bei PV-Wärmepumpen-Systemen eine Südausrichtung der Solaranlage von Vorteil, da speziell im Winter größere Erträge erzielt werden können. Eine Entkopplung von Bedarf und Verbrauch durch einen entsprechend dimensionierten Wärmespeicher ist aber aufgrund des steileren Erzeugungsprofils stärker notwendig als bei Ost-West ausgerichteten Anlagen. Der Grund dafür ist, dass der Stromverbrauch im Haushalt über das Jahr gesehen relativ konstant ist, die Wärmepumpe den Großteil des Stroms aber im Winter benötigt. Im Simulationsmodell wird folglich mit einem Einstrahlungsprofil einer nach Süden gerichteten Anlage kalkuliert.

### **2.3.4 Einfluss des Neigungswinkels**

Bei herkömmlichen PV-Systemen werden die Module meist eher in einem kleinen Winkel zur Horizontalen angebracht. In Südausrichtung generieren Modulflächen mit einem Anstellwinkel von  $30^\circ$  den größten und bei ca.  $55^\circ$  den gleichmäßigsten Jahresertrag. Ost-West-Flächen leisten ihre maximalen Erträge bei ca.  $10^\circ$ . Bei Systemen in Kombination mit Wärmepumpe erweisen sich steilere Winkel von  $60-70^\circ$  (vgl. Quaschnig, 2011 [1998] S. 234) als besonders vorteilhaft, da im Winter, bei einem hohen Wärmebedarf, der Winkel zur Sonne deutlich besser ist als bei flacher aufgestellten Modulen (vgl. Energie Agentur NRW, 2015 S. 9). Im Berechnungsmodell wird deshalb mit einem Anstellwinkel von  $60^\circ$  gerechnet.

## 2.4 Batteriespeicher

Die Speicherung von Strom wird mit steigendem Anteil der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung in Zukunft elementar wichtig für den weiteren Ausbau regenerativer Energien, um gleichzeitig eine gute Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Dabei können elektrochemische Speichersysteme sowohl kurzzeitig als auch über lange Zeiträume Energie effizient speichern. Bei Batteriespeichern unterscheidet man zwischen primären und sekundären Systemen, wobei primäre im Gegensatz zu sekundären Systemen oder Akkumulatoren, nicht oder nur bedingt wieder aufladbar sind (vgl. Möller, 2013 S. 3). Im Folgenden wird sich auf die grundlegende Funktionsweise sekundärer Systeme konzentriert, dabei wird „Batterie“ synonym zu „Akkumulator“ verwendet.

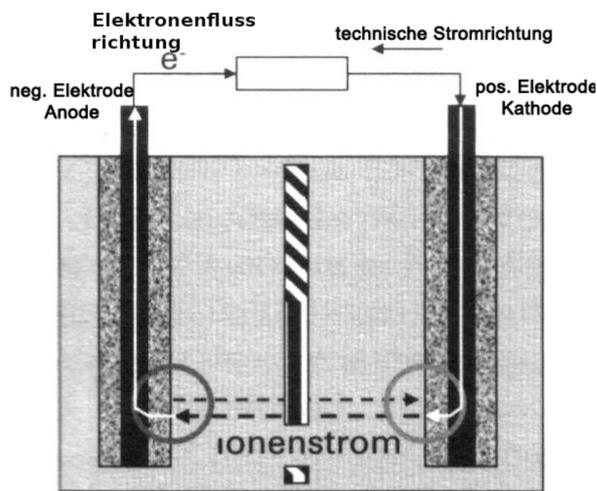


Abbildung 6: Schema einer elektrochemischen Zelle bei Entladung (Jossen, et al., 2006)

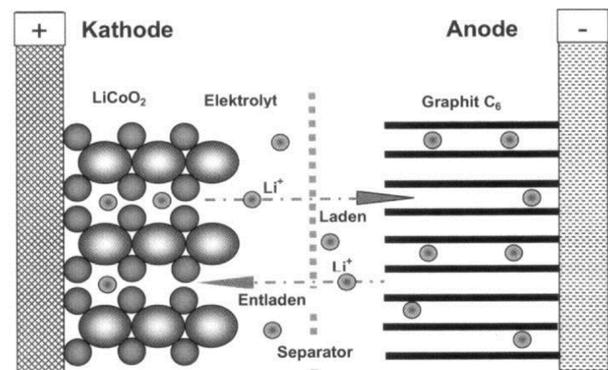


Abbildung 7: Grundprinzip einer LiCoO<sub>2</sub> / C<sub>6</sub>-Zelle (Retzelbach, 2008)

Die Zellen einer Batterie sind galvanische Elemente und bestehen, wie in *Abbildung 6* dargestellt, folglich aus zwei Elektroden und einem Elektrolyten. Diese werden von einem Gehäuse umfasst und die Elektroden durch einen Separator getrennt (vgl. Iwan, 2010 S. 8). Positive Metallionen der Elektroden lösen sich im Elektrolyt und die entsprechenden Elektronen verbleiben in der Elektrode. Aufgrund der unterschiedlichen Standardpotentiale lösen sich unterschiedlich viele Metallionen im Elektrolyt und erzeugen so eine Spannung zwischen der negativen Elektrode mit Elektronenüberschuss (Anode) und der positiven Elektrode mit Elektronenmangel (Kathode) (vgl. Vuorilehto, 2013 S. 21). Durch Schließen des Stromkreises, z.B. durch das Anschließen eines Verbrauchers, fließt Strom. Die Spannung ergibt sich aus der Differenz der Standardpotentiale des gewählten Anoden- bzw. Kathodenmaterials. Anionen migrieren durch die semipermeable Membran von der Kathode zur

Anode und „neutralisieren“ die vorliegenden Kationen. So können neue Metallionen in Lösung gebracht werden und es stellt sich ein kontinuierlicher Stromfluss ein (vgl. Iwan, 2010 S. 8). Eine Reaktivierung von Sekundärzellen ist durch das Ersetzen des elektrischen Verbrauchers durch eine Gleichspannungsquelle möglich (vgl. Iwan, 2010 S. 8).

Wie in *Abbildung 7* zu erkennen ist, haben Lithium-Ionen-Akkumulatoren ein leicht modifiziertes Funktionsprinzip der Batteriezellen. Hier bildet das Lithium die Aktivmasse und agiert als Ladungsträger in der jeweiligen Zelle. Durch Anlegen einer ausreichend hohen Spannung wandern beim Laden die positiven Lithium-Ionen durch den mikroporösen Separator und werden in der Anode, z.B. bestehend aus Graphit, eingelagert. Zwischen den Elektroden befindet sich ein möglichst wasserfreier Elektrolyt. Aufgrund des extrem negativen Potentials von Lithium gegenüber SHE (Standard Wasserstoffelektrode) ist die Verwendung eines wässrigen Elektrolyten nicht möglich. Deshalb wird hier eine Lithium-Salzlösung in einem Gemisch aus organischen Lösungsmitteln verwendet (vgl. Vuorilehto, 2013 S. 23). Bei Entladung lösen sich die Lithium-Ionen aus der Anode und migrieren zurück in die Kathode. Als Kathodenmaterial kommen verschiedene Kombinationen in Frage, Lithium-Kobaltoxid  $\text{LiCoO}_2$  ist hierfür recht verbreitet (vgl. Vuorilehto, 2013 S. 21). Es ist jedoch mit einigen Problemen behaftet, weshalb neue Technologien erforscht und eingesetzt werden, Lithium-Eisenphosphat  $\text{LiFePO}_4$  ist hierfür ein Beispiel (vgl. Vuorilehto, 2013 S. 25).

Bei Batteriespeichern unterscheidet man zwischen der zyklischen und der kalendarischen Alterung der Zellen. Die zyklische Alterung ist zudem abhängig von der Entladetiefe und der Lade- bzw. Entladeleistung. Das bedeutet, dass mit zunehmender Entladetiefe und zunehmender Leistung auch die Alterung der Zelle pro Zyklus messbar steigt (vgl. Iwan, 2010 S. 25). Der wesentliche Einflussfaktor der kalendarischen Alterung ist die Temperatur. Erhöhte Temperaturen der Zellen erhöhen die Beweglichkeit der Ladungsträger im Elektrolyten sowie die Reaktionsgeschwindigkeit unerwünschter Nebenreaktionen an den Elektroden (vgl. Iwan, 2010 S. 15). Im Batteriemodell der Simulation wird die maximale kalendarische Lebensdauer als konstant betrachtet, eine Alterung auf Grund der durchlaufenen Vollladezyklen wird näherungsweise berücksichtigt.

## 2.5 Elektrofahrzeug

Im Folgenden werden als Elektrofahrzeuge lediglich Fahrzeuge mit rein elektrischem Antrieb und einer Stromversorgung, die ausschließlich durch eine im Fahrzeug verbaute Batterie zur Verfügung gestellt wird, bezeichnet (BEV = Battery Electric Vehicle). Hybridfahrzeuge sowie Wasserstofffahrzeuge werden im Rahmen dieser Bachelorarbeit nicht berücksichtigt.

Elektrofahrzeuge bieten verschiedene Vorteile gegenüber konventionell angetriebenen Automobilen. Zum einen sind sie derzeit aufgrund von Abgasskandalen und Luftverschmutzung politisch in den Fokus gerückt (Habeck, 2016). Klimaschutzziele können nur durch eine Umstellung auf emissionsfreie Antriebe, wie den Elektromotor, erreicht werden (vgl. Quaschnig, 2016 S. 21f). Deshalb ist das Ziel großer deutscher Fahrzeughersteller, innerhalb der nächsten 10 Jahre einen großen Teil der Fahrzeugproduktion auf elektrische Antriebe umzustellen (vgl. Hetzner, 2017; Guhlich, 2016).

Zum anderen bietet die Elektrifizierung des Mobilitätssektors große Potentiale zur Speicherung überschüssigen Stroms aus fluktuierenden erneuerbaren Erzeugern (vgl. INEES, 2015). Dafür benötigt wird vor allem eine ausgedehnte und engmaschige Ladeinfrastruktur, um Fahrzeuge schnell und unkompliziert beladen zu können. Hierfür werden zum einen Schnellladestationen (> 50 kW) z.B. an Autobahnen und Hauptverkehrsstrecken benötigt, zum anderen aber auch herkömmliche Ladesäulen (< 50 kW) bei denen Fahrzeuge über Nacht oder zumindest mehrere Stunden parken und gleichzeitig laden können. Neben öffentlichen Ladesäulen bietet die Ladung des Elektrofahrzeuges zu Hause oder bei der Arbeit eine weitere Möglichkeit, welche 2015 von etwa 85 % der Elektroautofahrer genutzt wurde (vgl. Lindner, 2015). Hier bietet sich die Chance das Fahrzeug mittels Strom aus der eigenen PV-Anlage zu laden, welcher andernfalls in das Stromnetz eingespeist würde. Diese Möglichkeit bietet den Vorteil, dass der Strom nachhaltig und sehr günstig zur Verfügung steht, wenn mit der EEG-Einspeisevergütung als Bezugspreis kalkuliert wird. Eine Ladung mit konventionellem Strom untergräbt zudem die ökologischen Vorteile des Elektrofahrzeugs. Ferner werden die Netze weniger belastet da sowohl der Netzstrombezug als auch die Netzeinspeisung sinken. Hier zeigt sich jedoch, dass Fahrzeuge häufig zu Zeiten von großem solaren Strahlungsangebot nicht an der Ladesäule stehen. Abhängig vom Nutzerverhalten ist deshalb die Zwischenspeicherung des erzeugten Stroms in einer stationären Batterie sinnvoll. Da diese Thematik mit dem Ausbau des Anteils an Elektrofahrzeugen in Zukunft stärker in den Fokus rücken muss, wird im Folgenden das Elektrofahrzeug als zusätzlicher elektrischer Verbraucher mitbetrachtet. Die Möglichkeit der bidirektionalen Ladung, also das zusätzliche Zurückspeisen des in der Fahrzeugbatterie gespeicherten

Stroms, wird hier nicht betrachtet. Zum einen lässt sich diese Technologie bisher nur bei einzelnen Fahrzeugtypen anwenden, zum anderen ist der Nutzen für die energetische Optimierung des Hauses nur bei Anwesenheit des Fahrzeuges zu Zeiten großer Photovoltaikproduktion relevant. Da im Folgenden das Anwesenheits- und Verbrauchsprofil eines Pendlers verwendet wird, ist diese Tatsache ohnehin kaum gegeben.

### 3 Analyse und Auswahl der Last- und Erzeugungsprofile

Datengrundlage der Untersuchung sind die Erzeugungs- und VerbrauchsLastgänge von insgesamt 26 SchwarmBatteriekunden vom 1. Januar bis 31. Dezember 2016. Diese sind Besitzer von Einfamilienhäusern (EFH), welche sowohl eine Photovoltaikanlage als auch einen Batteriespeicher besitzen und ihre Daten LichtBlick zur Auswertung zur Verfügung stellen. Da das Jahr 2016 ein Schaltjahr war, wird im Folgenden mit 366 Tagen pro Jahr gerechnet und das Simulationsmodell, welches in *Kapitel 4* beschrieben wird, dementsprechend aufgebaut. Für die Auswertung werden lediglich der Haushaltsstromverbrauch und das Erzeugungsprofil verwendet. Die Daten der SchwarmBatteriekunden umfassen neben dem Haushaltsstromverbrauch und der PV-Erzeugung auch die ein- und ausgespeicherte Energiemenge des Batteriespeichers. Diese wird jedoch im Modell simuliert und deshalb im Folgenden nicht betrachtet.

Da für die Berechnung und Darstellung der Daten Excel verwendet wird, ist eine zu hohe Auflösung nicht darstellbar. Im Sinne der Vereinheitlichung und der Überschaubarkeit der Daten werden die Basiswerte, die einer Auflösung von etwa 3 Minuten entsprechen, zu 15-Minutenwerten aggregiert. Diese Datenbasis hat zur Folge, dass für Leistungswerte im Folgenden immer die Einheit Wh/15 min verwendet wird.

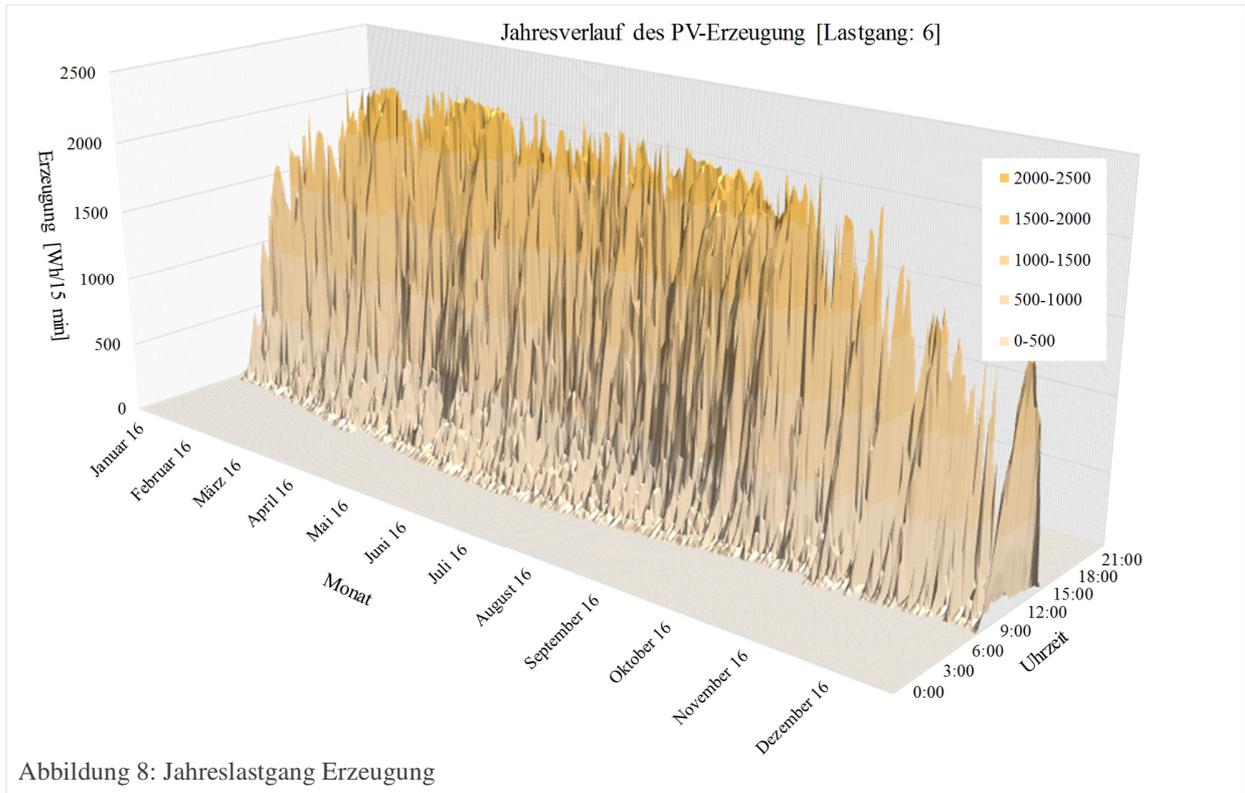
Die dem Modell zugrundeliegenden Heizwärme-, Warmwasser- und Temperaturprofile werden auf Grundlage der VDI-Richtlinie 4655 generiert. Das Ladeprofil des Elektrofahrzeuges wird auf der Basis eines typischen Pendlerprofils erstellt.

#### **3.1 Haushaltsstromverbrauch und PV-Erzeugung**

Aufgrund von Datenlücken von mehr als einer Kalenderwoche und Anomalien in den Verbrauchslastgängen, die auf den Einsatz von Wärmepumpen oder Kältemaschinen schließen lassen, werden insgesamt zehn der 26 Verbrauchs- und Erzeugungsprofile von der Bewertung und Analyse ausgeschlossen. Es verbleiben 16 Verbrauchsprofile mit zugehörigen PV-Erzeugungsprofilen für eine Auswertung. Datenlücken von wenigen Stunden werden durch Interpolation zwischen Vor- und Folgewoche gefüllt, um wochentags und tageszeitlich abhängige Verbrauchsmuster nicht zu verschleiern.

Untersucht werden die Lastgänge vor allem durch den Vergleich der einzelnen Tagesverläufe, um einen Überblick über Ober- und Untergrenzen sowie Charakteristika der EFH zu gewinnen.

Im ersten Schritt werden die Daten der Einstrahlung und des Verbrauchs deshalb möglichst gesamt-heitlich visualisiert, wie in *Abbildung 8* und *Abbildung 9* zu erkennen ist. Dazu werden beide Datenreihen nach Tagen sortiert und jeweils von 00:00 - 24:00 Uhr dargestellt. Dadurch entsteht ein guter Überblick über Jahres- und Tageslastgänge.



Es fallen deutliche Unterschiede zwischen den Erzeugungsprofilen der verschiedenen Kunden auf. Teilweise sind starke saisonale Schwankungen zu erkennen, bei anderen Anlagen ist der Jahresverlauf vergleichsweise konstant. Einflussfaktor für derartige Unterschiede sind vor allem der Anstellwinkel der PV-Module sowie die Ausrichtung. Ein weiterer Faktor ist die Verschattung der einzelnen Module, welche einen starken Einfluss auf den Ertrag haben kann, jedoch stark individuell schwankt und anhand der vorliegenden Lastgänge nur vereinzelt nachvollzogen werden kann. Auf der Verbrauchsseite zeigt der Überblick die Grundlast sowie die Häufigkeit von Lastspitzen im Haushalt.

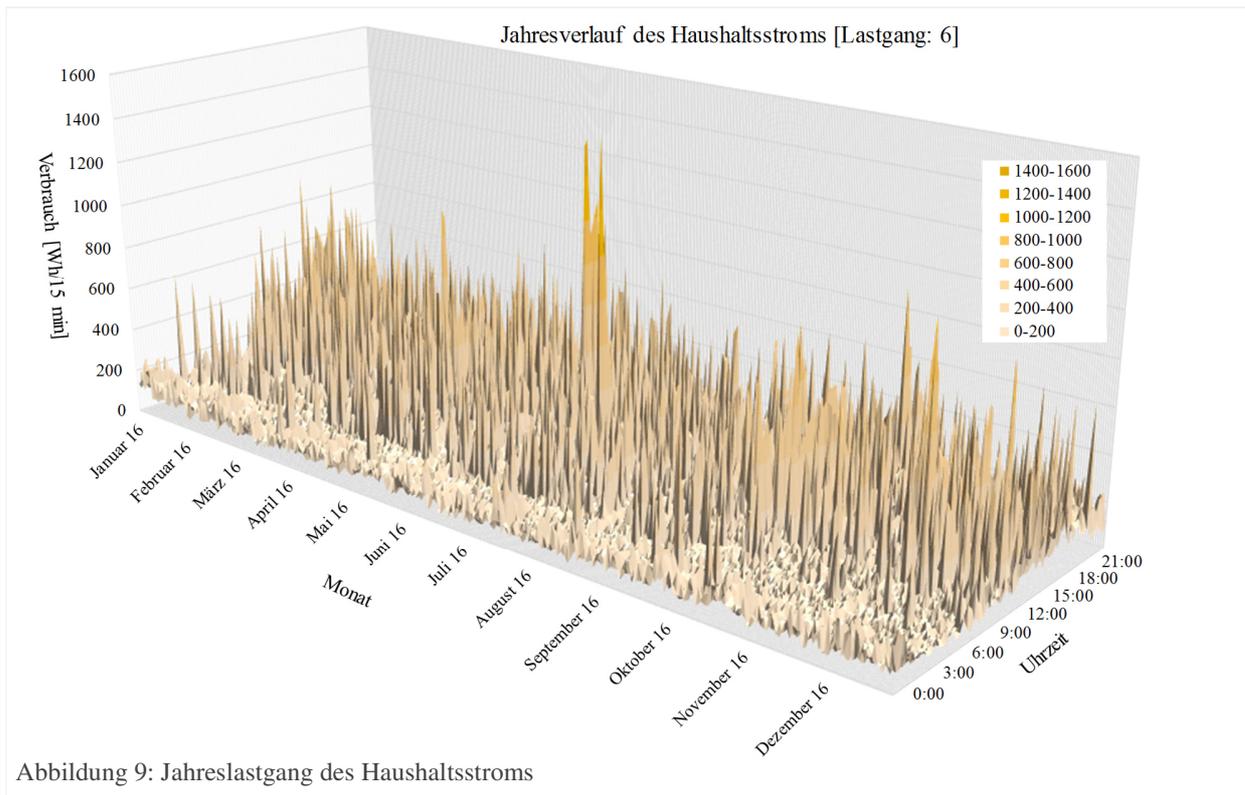


Abbildung 9: Jahreslastgang des Haushaltsstroms

Im zweiten Schritt werden lastgangweise die Tagesverläufe sowohl des Verbrauchs als auch der Erzeugung übereinandergelegt, um Maxima, Minima und Mittelwerte zu ermitteln. Dabei werden Wochentage oder Monate zusammengefasst. Eine wochentägige Betrachtung ist besonders bei Verbräuchen interessant, um Nutzerverhalten zu erkennen. Eine monatsweise Betrachtung ist bei Erzeugungsprofilen aufschlussreicher, um die jahreszeitlichen Unterschiede darzustellen. Dazu werden die Tagesverläufe entsprechend sortiert und Mittel- sowie Minimal- und Maximalwerte jeder Viertelstunde gebildet. Hier zeigen sich besonders auf der Verbrauchsseite deutliche Unterschiede zwischen den Haushalten. Auffällig ist, dass der Haushaltsstromverbrauch in einigen Fällen sehr gut zu dem jeweiligen Erzeugungsprofil passt und somit stromseitig geringere Speicherkapazitäten benötigt werden. In anderen Fällen sind Last und Erzeugung gegenläufig.

Eine Auslegung der Komponenten für alle 16 vorliegenden Lastgänge führt zu einem großen Aufwand gegenüber einem recht geringen Erkenntnisgewinn. Deshalb werden lediglich die Grenzfälle der Profilstruktur untersucht. Dazu ist eine quantifizierbare Charakterisierung der Lastgänge nötig, um Extremfälle sicher identifizieren zu können. Ein Vorteil dieser Vorgehensweise ist eine verbesserte Übertragbarkeit der finalen Auslegung mittels der angewandten Charakteristika.

Dementsprechend wird an dieser Stelle auf eine Charakterisierungsmethode der HTW Berlin zurückgegriffen. In Anlehnung an eine Untersuchung, zum Einfluss des Nutzerverhaltens sowie des Standortes auf PV-Speichersysteme (vgl. Tjaden, et al., 2014 S. 3) werden der Sommeranteil und der Taganteil des Haushaltsstromverbrauches bestimmt. Als Sommeranteil wird der Anteil der im Sommer verbrauchten Energie ins Verhältnis zur insgesamt verbrauchten Energiemenge gesetzt:

$$(8) s = \frac{E_{VB}(\text{Sommerhalbjahr})}{E_{VB}(\text{Jahr})} = \frac{\sum P_{VB}(d) \cdot \Delta t}{\sum P_{VB} \cdot \Delta t} \quad \text{für } 91 \leq d \leq 273 \text{ (Tjaden, et al., 2014 S. 3)}$$

Der Taganteil bezeichnet die zwischen Sonnenaufgang und Sonnenuntergang verbrauchte Energiemenge im Verhältnis zur insgesamt verbrauchten Energiemenge:

$$(9) t = \frac{E_{VB}(\text{Tag})}{E_{VB}(\text{Jahr})} = \frac{\sum P_{VB}(\gamma_s) \cdot \Delta t}{\sum P_{VB} \cdot \Delta t} \quad \text{für } \gamma_s > 0 \text{ (Tjaden, et al., 2014 S. 3)}$$

Als Referenzpunkt zur Sonnenaufgangs- und Sonnenuntergangszeit wurde der 51,5. Breitengrad und der 10. Längengrad gewählt, welche etwa die Mitte Deutschlands kennzeichnen. Die Zeitumstellung wurde gemäß des Betrachtungsjahres 2016 am 27. März und am 30. Oktober durchgeführt. Diese Einteilung ist exemplarisch in *Abbildung 10* dargestellt.

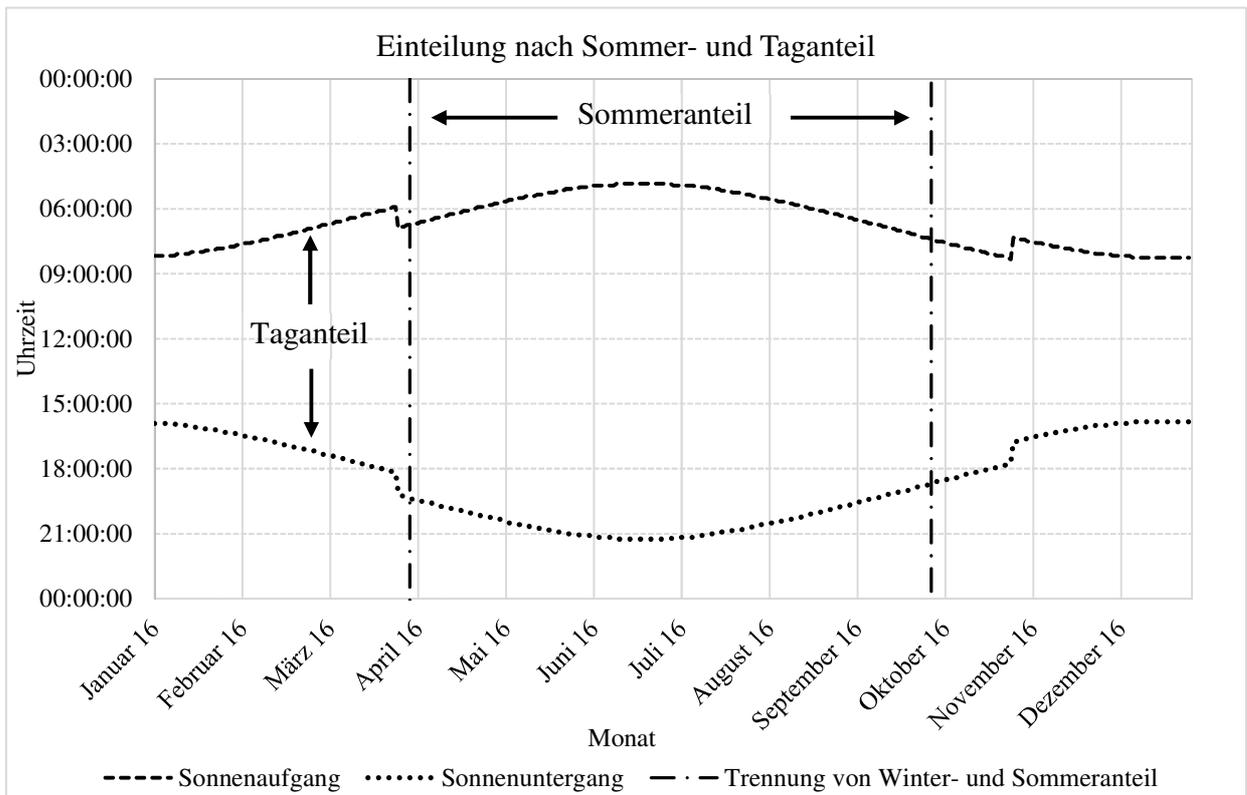


Abbildung 10: Einteilung der Last in Sommer- und Taganteil

Die vorliegenden 16 Lastgänge werden gemäß dieser Systematik charakterisiert. Aufbauend auf *Abbildung 11* werden die Extremfälle (im Diagramm rot markiert) für die weitere Betrachtung ausgewählt.

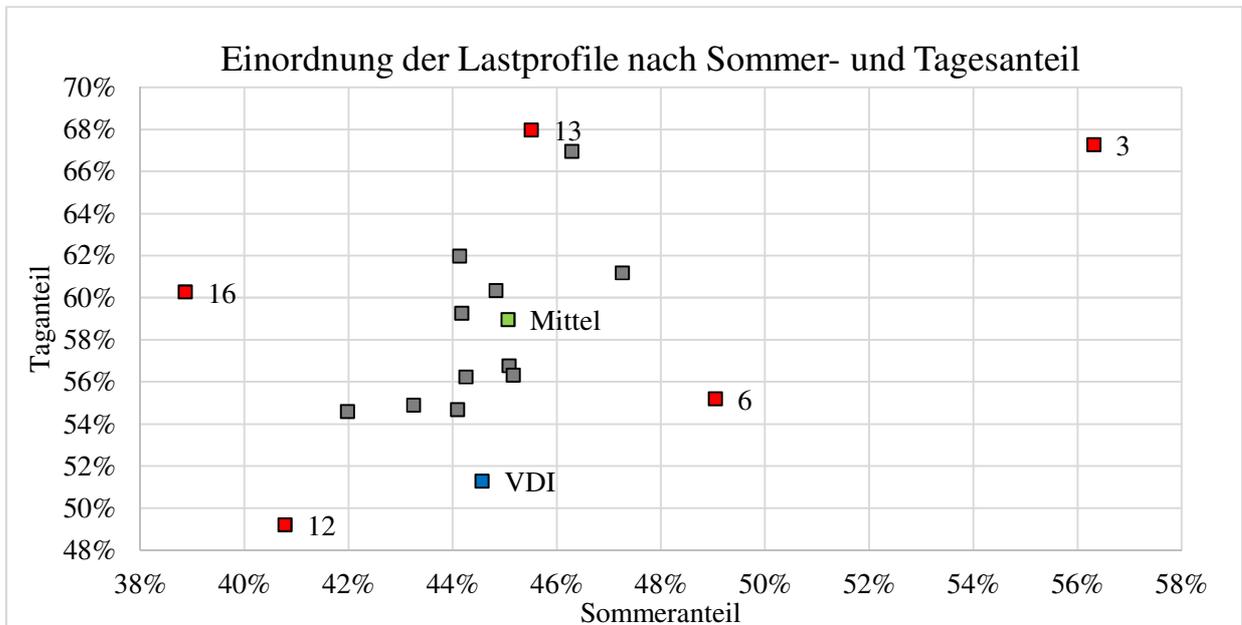


Abbildung 11: Einordnung der Lastgänge nach Sommer- und Taganteil

Das Profil 3 wird aufgrund des maximalen Sommer- sowie Taganteils gewählt. Lastgang 12 zeichnet sich demgegenüber durch sehr geringe Sommer- und Taganteile aus. Die Lastgänge 6 und 16 haben entweder einen hohen Sommer- und einen geringen Taganteil oder einen geringen Sommer und einen hohen Taganteil. Das Lastgang 13 bildet aufgrund eines sehr hohen Taganteils bei mittlerem Sommeranteil einen weiteren Extremfall der Untersuchungsreihe ab. Die übrigen 11 Lastgänge werden wie oben erwähnt nicht betrachtet. Zudem wird das VDI-Profil, welches nach der im *Kapitel 3.3* erläuterten Systematik aus gemessenen Typtagen erstellt wird, als Referenzfall betrachtet.

Für diese sechs unterschiedlichen Profile sollen nun im Folgenden, mittels des Simulationsmodells, die energetisch relevanten Komponenten ausgelegt werden. Um die Analyse auf den Einfluss verschiedener Lastgänge zu konzentrieren, wird das erzeugungsseitige Profil nicht variiert. Für die PV-Anlage wird deshalb ein potentiell günstiges Erzeugungsprofil einer nach Süden gerichteten Anlage gewählt, welches möglichst frei von externen Einflussparametern wie Verschattung und Abregelung des Wechselrichters oder Ausrichtungsverlusten ist.

### 3.2 Ladeprofil des Elektrofahrzeugs

Das dem Elektrofahrzeug bzw. dem Verbrauch der Ladesäule zugrundeliegende Fahrprofil ist vom Institut für Energie- und Umweltforschung in Heidelberg (ifeu) erstellt und bildet ein klassisches Pendlerprofil ab. Aus der Fülle der unterschiedlichen Fahrprofile wird dieses gewählt, um ein möglichst verbreitetes Nutzerverhalten von KFZ-Besitzern zu erfassen. Besonders charakteristisch an diesem Profil ist die häufige Abwesenheit des Fahrzeuges tagsüber, wie in *Abbildung 12* deutlich wird<sup>5</sup>. Dadurch wird die Gleichzeitigkeit von PV-Erzeugung und Verbrauch der Ladesäule größtenteils verhindert.

Aus diesem Fahrprofil wird ein Ladeprofil (grüne Kurve) generiert. Dabei wird die maximale Ladeleistung auf den Wert von 3,68 kW ( $\cong$  16 Ampere und 230 Volt<sup>6</sup>) festgelegt. Die tatsächliche Ladeleistung kann jedoch kleiner sein. Damit die Batterie einen möglichst großen Teil der benötigten Leistung liefern kann, ist die Ladeleistung zusätzlich auf 80 % der Batterieleistung begrenzt. Ist die Batterieleistung also kleiner als 4,6 kW wird die Ladeleistung verringert.

Der Beginn der Ladung ergibt sich aus der Ankunft des Fahrzeuges und der Energieverbrauch im Abwesenheitszeitraum sowie die Ladeleistung definieren die Dauer des Ladevorganges. Wie sich in *Abbildung 12* erkennen lässt, lädt die Ladesäule das Fahrzeug über den gesamten Zeitraum mit der maximalen Leistung von 920 Wh / 15 min bzw. 3,68 kW.

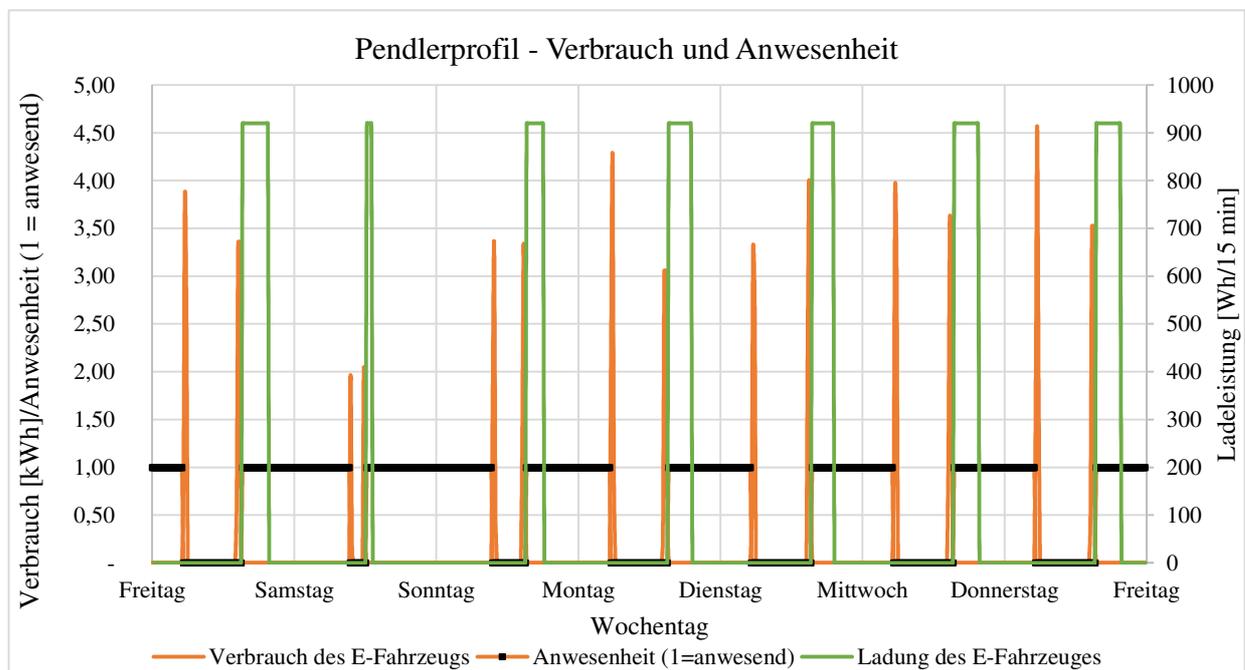


Abbildung 12: Verbrauch, Anwesenheit und Ladeleistung des verwendeten Pendlerprofils

<sup>5</sup> Die Teilstriche im Diagramm markieren die Mittagszeit

<sup>6</sup> Einphasige Ladung am gewöhnlichen Hausanschluss

### 3.3 Heizwärme- und Warmwasserprofil

Der dem Modell zugrundeliegende Jahreslastgang des Heizwärmebedarfs und des Warmwasserbedarfs sowie der als Referenzfall betrachtete VDI-Stromlastgang werden auf Basis der VDI-Richtlinie 4655 erstellt. Die Richtlinie dient zur Erstellung von Referenzlastprofilen von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen, eignet sich aber auch für die Auslegung von Wärmeerzeugern auf Strombasis (vgl. VDI, 2008).

Ein Jahresprofil gemäß dieser VDI-Richtlinie setzt sich aus zehn unterschiedlichen Typtagen zusammen. Diese Typtage sind charakteristische Tage, welche aus gemessenen Werten generiert sind und aus denen sich näherungsweise Haushaltslastgänge über ein ganzes Jahr mit ihren unterschiedlichen Zuständen simulieren lassen. Wie in *Tabelle 1* zu sehen ist, wird dabei zwischen Winter, Übergangszeit und Sommer, zwischen heiter und bewölkt sowie zwischen Sonn- und Werktag unterschieden. Bei sommerlichen Typtagen wird jedoch nicht zwischen heiter und bewölkt unterschieden und der Heizwärmebedarf für diese Tage vernachlässigt.

Tabelle 1: Systematik der Typtagkategorien nach VDI 4655 (VDI, 2008)

Jahreszeit	Werktag W		Sonntag S	
	Heiter H	Bewölkt B	Heiter H	Bewölkt B
Übergang Ü	ÜWH	ÜWB	ÜSH	ÜSB
Sommer S	SWX		SSX	
Winter W	WWH	WWB	WSH	WSB

Die Typtage werden jeweils durch ein spezifisches Profil beschrieben, welches durch den Anteil jeder Viertelstunde am Tagesverbrauch definiert ist. Zusätzlich wird das normierte Tagesprofil mit der Tagessumme des jeweiligen Typtages multipliziert, um den Jahreslastgang zusammenzustellen.

Die Anzahl der jeweiligen Typtage ergibt sich gemäß der VDI-Richtlinie 4655 aus den Tagesmittelwerten der Temperatur. Von dieser ist abhängig, ob es sich um Winter- (< 5 °C), Sommer- (> 15 °C) oder Übergangstage (5 – 15 °C) handelt. Zusätzlich wird der jeweilige mittlere Bedeckungsgrad bestimmt. Wird ein Schwellwert überschritten, handelt es sich somit um einen bedeckten Tag.

In *Tabelle 2* sind die 15 durch den DWD definierten Klimazonen dargestellt. Für das Modell wird der Mittelwert der Anzahl der zu verwendenden Typtage gebildet und aus diesem ein Jahreslastgang zusammengestellt. Abweichungen vom Mittelwert entstehen lediglich bei der Verteilung zwischen Sonn- und Werktagen. Die Sonntage der Richtlinie schließen sowohl Sonntage als auch Feiertage ein. Im untersuchten Jahr 2016 fallen die Feiertage zu einem größeren Teil auf Sonntage, weshalb die Anzahl der Sonntage etwas geringer ist.

Tabelle 2: Anzahl der Typtage je TRY-Klimazone und Typtagkategorie

Klimazone	ÜWH	ÜWB	ÜSH	ÜSB	SWX	SSX	WWH	WWB	WSH	WSB
TRY01	36	95	7	22	76	12	26	69	6	16
TRY02	39	76	10	15	78	13	23	86	5	20
TRY03	33	87	8	19	71	10	28	83	5	21
TRY04	37	76	9	17	78	13	29	82	6	18
TRY05	42	99	9	19	69	12	19	73	1	22
TRY06	43	91	10	20	31	4	23	114	1	28
TRY07	34	90	8	18	67	11	23	88	2	24
TRY08	45	100	8	21	18	4	17	122	2	28
TRY09	37	79	12	11	65	11	29	92	5	24
TRY10	47	72	15	11	43	7	28	112	3	27
TRY11	40	93	10	17	6	0	20	143	5	31
TRY12	27	91	8	18	104	19	23	57	2	16
TRY13	37	72	15	10	73	13	29	91	6	19
TRY14	42	81	11	15	42	7	22	115	5	25
TRY15	37	88	12	18	49	8	33	95	5	20
Mittelwert	<b>38</b>	<b>86</b>	<b>10</b>	<b>17</b>	<b>58</b>	<b>10</b>	<b>25</b>	<b>95</b>	<b>4</b>	<b>23</b>

Das Ergebnis ist ein Jahresverlauf mit einer Auflösung von 15 Minuten für den Heizwärme- sowie Warmwasserbedarf. Beide werden separat auf 1.000 kWh/a normiert, um sie mit dem spezifischen Bedarf des jeweiligen EFH-Szenarios zu multiplizieren. Der Vorteil der Verwendung der beiden Profile ist, dass beide auf der Systematik der Typtage basieren und demnach Heizwärme und Warmwasserbedarf aufeinander abgestimmt sind.

## 4 Aufbau des Modells

Zur technisch-ökonomischen Bewertung der Dimensionierung der PV-Anlage und des Batteriespeichers unter Berücksichtigung einer Wärmepumpe und eines Elektrofahrzeugs wird ein excelbasiertes Simulationstool entwickelt. Dieses baut auf einem bereits im Vorhinein erstellten Auslegungstool für Batteriespeicher auf und wird um die Wärmepumpe sowie das Elektrofahrzeug ergänzt. Die *Abbildung 13* zeigt den Aufbau des verwendeten Simulationsmodells mitsamt den Einflussgrößen. Die grundlegenden Bestandteile des Tools sind die drei Modellgrößen Wirtschaftlichkeitsberechnung, Batteriemodell und Wärmepumpenmodell (in Weiß dargestellt). Für die Erstellung des Simulationstools wurden die Wirtschaftlichkeitsberechnung sowie das Batteriemodell angepasst und das Wärmepumpenmodell grundlegend neu entwickelt. Der Aufbau ist zudem so angepasst, dass einfache Ladeprofile eines Elektrofahrzeugs in Abhängigkeit der täglich gefahrenen Kilometer berücksichtigt werden und Last- und PV-Erzeugungsprofile flexibel hinzugefügt und ausgewählt werden können, um diese miteinander zu vergleichen. Die zur Optimierung verwendeten Ausgangsgrößen sind die Parameter Kapitalverzinsung und Autarkie (in Rot dargestellt).

Da ein System, bestehend aus PV-Anlage und modulierender Wärmepumpe unter den im Modell verwendeten kalkulatorischen Rahmenbedingungen ohne Batteriespeicher wirtschaftlicher ist wird neben der Wirtschaftlichkeit auch die Autarkie des Systems bewertet. Dafür wird ein Bewertungsindex entwickelt der beide Parameter berücksichtigt (vgl. *Kapitel 4.2.5*)

Die Wirtschaftlichkeit soll aus Sicht des Verbrauchers betrachtet werden, weshalb im Folgenden immer mit Bruttopreisen gerechnet wird. Die Auslegung der einzelnen Komponenten soll unabhängig von verfügbaren Systemen betrachtet werden und lediglich als Leitfaden für die Suche passender Komponenten dienen. Aus diesem Grund lassen sich die Rahmenparameter, wie Batteriekapazität oder installierte PV-Leistung, frei wählen, unabhängig davon welche Abstufungen in der Praxis existieren, bzw. welche Dachfläche zur Verfügung steht. Eine Skalierung der Photovoltaikanlage ist ohnehin nahezu beliebig möglich und lediglich durch die verfügbare Dachfläche begrenzt.

Das Wärmepumpenmodell dient nicht zur Dimensionierung der Wärmepumpe. Es wird lediglich dazu benötigt den Strombedarf der bereits vorhandenen Wärmepumpe abzubilden und Flexibilisierungspotentiale eines Wärmespeichers zu untersuchen. Die Wärmepumpe ist durch einen TGA<sup>7</sup>-

---

<sup>7</sup> Technische Gebäudeausrüstung



Die für das Modell getroffene Annahmen sind in *Tabelle 3* dargestellt. Diese beruhen auf den in *Kapitel 2* eingeführten Grundlagen und werden im Folgenden erläutert.

Tabelle 3: Überblick über die Einflussgrößen und getroffenen Annahmen

<b>Größe</b>	<b>Wert und Einheit</b>
Strompreis	28 ct / kWh
EEG-Einspeisevergütung	12,3 ct / kWh
Spez. Preis der PV-Anlage / kWp	1.500 € inkl. Wechselrichter
Einstrahlung	1.050 kWh / (m <sup>2</sup> · a)
Ausrichtung/Anstellwinkel	Süd / 60°
Preiskurve für Batteriespeicher	(4.000 · Kapazität <sup>0,3</sup> ) €
Preiskurve der Wärmepumpe	Wird nicht berücksichtigt
Preis des Wärmespeichers	600 € für 1.000 l (≅ 30 kWh)
Zins zur Abzinsung	2 % / a
Strompreissteigerung	2 % / a
Art der Regelung	„Wärmepumpe zuerst“
Speicherkopftemperatur	45 °C
Gütegrad der Wärmepumpe	50 %
Eigenkapitalanteil	100 %
Verluste des Batteriespeichers	5 % (auf Be- und Entladung ≅ 90 % Round-Trip-Efficiency)
Wärmespeicherverluste	5 % pro Tag
Lebensdauer PV	30 a
Lebensdauer der Batterie	(20 - Zyklenzahl pro Jahr / 100) a
Lebensdauer des Wärmespeichers	20 a
EEG-Umlage auf Eigenverbrauch (ab 10 kWp (EEG, 2017))	2,752 ct / kWh (≅ 4 % · 6,88 ct / kWh)
Verbrauch des E-Fahrzeugs	16 kWh / 100 km (inkl. Ladeverluste)

## 4.1 Datenbasis

Grundlage der Auslegungsoptimierung mittels des erstellten Modells sind die in *Kapitel 3* beschriebenen Profile, welche die Strom- und Wärmebedarfe sowie die Leistung der Photovoltaikanlage für unterschiedliche Fälle auf einer viertelstündlichen Basis darstellen. Die verwendete Auflösung der Werte führt jedoch zu einem Fehler. Durch die Aggregation der Werte und die Mittelung über 15 Minuten kommt es tendenziell zu einer leichten Überschätzung der direkten Eigendeckung gegenüber einer 10-sekündlichen Auflösung um etwa 2 % (vgl. Wille-Haussmann, et al., 2012). Diese Tatsache muss bei der Bewertung der Auslegungsergebnisse berücksichtigt werden.

## 4.2 Modell zur Wirtschaftlichkeitsberechnung

Das Modell zur Wirtschaftlichkeitsberechnung bildet den Kern des Exceltools. Aufgeteilt wird es in die PV-Ertragsberechnung, die Erlösberechnung und die Investitionsberechnung. Aus diesen drei Berechnungen ergeben sich die Zahlungsverläufe und die entsprechenden Bewertungsgrößen Kapitalverzinsung und Amortisationszeit.

### 4.2.1 PV-Ertragsberechnung

Bei der PV-Ertragsberechnung wird mit einer mittleren Einstrahlung von  $1.050 \frac{kWh}{m^2 \cdot a}$  gerechnet. Das entspricht dem gemessenen Mittelwert der Einstrahlung in Deutschland von 1981-2010 (DWD, 2011). Die benötigte Fläche pro Kilowatt Peak-Leistung lässt sich über den Modulwirkungsgrad der verwendeten Photovoltaikmodule bestimmen. Bei einem Wirkungsgrad von 16 % beträgt diese Fläche  $6,25 \text{ m}^2$ . Die eingestrahelte Energie beträgt also  $6.563 \frac{kWh}{kWp \cdot a}$ . Dieser Wert wird wiederum durch den Modulwirkungsgrad, den Anlagennutzungsgrad und einem Ausrichtungsfaktor reduziert. Da sich der Modulwirkungsgrad auf diese Weise kürzen lässt, ist er nur für die Ermittlung der benötigten Dachfläche von Bedeutung und fließt nicht in das Modell mit ein. Als Anlagennutzungsgrad werden 75 % gewählt, was einer guten PV-Anlage entspricht und alle Umrichtungs- und Leitungsverluste einschließt (vgl. Quaschnig, 2011 [1998] S. 238). Zudem wurde eine optimale Südausrichtung mit großem Anstellwinkel von  $60^\circ$  angenommen (vgl. *Kapitel 2.3.3 und 2.3.4*). Hierbei ergeben sich Einstrahlungsgewinne gegenüber der Horizontalen von knapp 7 % und ein dementsprechender Ausrichtungsfaktor von 1,07.

Der spezifische Jahresertrag der im Modell verwendeten Anlage beträgt so etwa  $840 \frac{kWh}{kWp}$ .

### 4.2.1 Erlösberechnung

Erlöse ergeben sich ausschließlich aus dem vermiedenen Strombezug gegenüber einem Szenario mit 100 % Netzbezug sowie der Einspeisevergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Die Berechnung der Erträge erfolgt auf der Grundlage des folgenden Zusammenhanges:

1. Die zur Berechnung verwendete Eigendeckung bildet die Differenz aus den Strombedarfen mit und ohne Photovoltaikspeichersystem. Diese Eigendeckung wird mit dem Strompreis des jeweiligen Jahres multipliziert.
2. Die sich aus der Einspeisung ergebenden Erträge werden aus der eingespeisten Strommenge und der Einspeisevergütung bei Inbetriebnahme berechnet.

Rechenbeispiel:

Annahmen: Netzstrombezug ohne PV-Anlage und Batterie: 5.000 kWh/a;

Netzstrombezug mit PV-Anlage und Batterie: 2.000 kWh/a ( $\cong$  60 % Autarkie)

PV-Ertrag = 6.000 kWh/a;

Einspeisung und Eigenverbrauch = 3.000 kWh/a ( $\cong$  50% Eigenverbrauch)

Berechnung der Erträge:

$$1. \quad 3.000 \frac{kWh}{a} \cdot 0,28 \frac{\text{€}}{kWh} = 840 \frac{\text{€}}{a}$$

$$2. \quad 3.000 \frac{kWh}{a} \cdot 0,123^8 \frac{\text{€}}{kWh} = 369 \frac{\text{€}}{a}$$

Das entspricht einem Jahresertrag von  $1.209 \frac{\text{€}}{a}$

### 4.2.2 Investitionsberechnung

Um das Modell auf wesentliche Einflussparameter zu beschränken, werden auf der Kostenseite lediglich Investitionskosten der Photovoltaikanlage, des Batteriespeichers und des Wärmespeichers betrachtet. Laufende Kosten aufgrund von Wartung und Versicherung werden vernachlässigt. Da der Fokus auf die Auslegung dieser drei Komponenten gelegt wird, werden alle weiteren Systemkosten, wie die der Wärmepumpe oder des Fahrzeugs, nicht betrachtet und die Komponenten als bereits vorhanden angenommen. Die Berücksichtigung der Kosten des Wärmespeichers sind zur Begrenzung der Auslegungsgröße nötig.

---

<sup>8</sup> EEG-Vergütung bei Inbetriebnahme im Mai 2017 (EEG, 2017)

Zentrale Annahme der Simulation ist, dass die Investitionen anteilig auf den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren berücksichtigt werden. Hierbei werden die Investitionen durch die Lebensdauer der jeweiligen Komponente geteilt und mit dem Betrachtungszeitraum multipliziert. Ziel dieses Vorgehens ist die Vereinheitlichung der Investitionen von Batteriespeicher und PV-Anlage. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass beide Komponenten deutlich unterschiedliche Lebensdauern aufweisen und diese wiederum von dem Betrachtungszeitraum abweichen. Die 20 Jahre wurden aufgrund der garantierten EEG-Vergütung, die über diesen Zeitraum gewährleistet wird, gewählt.

Die Lebensdauer der PV-Anlage orientiert sich an den Garantiebedingungen für hochwertige Solarmodule und beträgt 30 Jahre (SOLARWATT, 2017).

Die Lebensdauer des Batteriesystems ist, wie in *Kapitel 2.4* beschrieben, abhängig von der Zyklenzahl pro Jahr. Die Zyklenzahl ist wiederum stark abhängig von dem Aufbau des Gesamtsystems. Der Einsatz einer modulierenden Wärmepumpe, welche vorrangig den Überschussstrom verbraucht, gegenüber einem System bei welchem der Überschussstrom vorrangig in der Batterie gespeichert wird, hat einen entscheidenden Einfluss auf die Anzahl an Vollladezyklen pro Jahr und damit auch auf die Lebensdauer des Systems. Die Grundlage der Berechnung der Batterielebensdauer bilden die Garantiebedingungen und Auslegungsdauern vergleichbarer Systeme. Der Hersteller für Hausbatterien sonnen GmbH bietet seinen Kunden eine Garantie über 10 Jahre oder 10.000 Zyklen schreibt aber zugleich, dass die Systeme für eine Dauer von 20 Jahren ausgelegt sind (sonnen GmbH, 2016). Darauf aufbauend ist eine Formel für die Lebensdauer ( $L$ ) hinterlegt, welche sich mit der Anzahl der pro Jahr durchlaufenen Zyklen ( $Z$ ) linear reduziert. So beträgt die Lebensdauer maximal 20 Jahre ohne einen einzigen durchlaufenen Vollladezyklus und 10 Jahre bei 1.000 Vollladezyklen pro Jahr ( $\cong 10.000$  Zyklen insgesamt).

$$(10) \quad L = (20 - \frac{Z}{100})a$$

Die PV-seitige Investition der Anlage ergibt sich aus dem spezifischen Photovoltaikanlagenpreis pro Kilowatt Peakleistung (kWp) multipliziert mit der installierten Anlagenleistung. Hierbei wird ein Wert von 1.500 €/kWp angesetzt, welcher Wechselrichterkosten sowie Installationskosten einschließt. Der Preis entspricht aktuellen Installationspreisen, wobei die reinen Modulpreise bei etwa 600 €/kWp und die Kosten des Wechselrichters bei etwa 300 €/kWp<sup>9</sup> liegen (PV Xchange, 2017).

---

<sup>9</sup> Beide Preise sind in Bruttopreise umgerechnet. Nettopreise sind: 0,45 - 0,5 €/Wp für kristalline PV-Module und 0,2-0,3 €/Wp für den Wechselrichter

Batterieseitig wird die Investition über eine Preiskurve dargestellt, welche abhängig von der Speichergröße ist. Hintergrund dieses Vorgehens sind die sinkenden relativen Kosten größerer Speichersysteme.

Darüber hinaus wird angenommen, dass jegliche Investitionen vollständig aus Eigenkapital finanziert werden. Eine Fremdfinanzierung wird aus Gründen der Vereinfachung nicht betrachtet.

#### **4.2.3 Strompreis und Einspeisevergütung**

Der im Modell verwendete Strompreis orientiert sich am aktuellen Lichtblick-Arbeitspreis für Ökostrom (März 2017) von 27,99 ct/kWh und wurde auf 28 ct/kWh gerundet. Damit liegt der Preis etwas unterhalb des bundesweiten Durchschnitts von 29,2 ct/kWh (Heidjann, 2017), orientiert sich aber auch nicht an den günstigsten verfügbaren Angeboten.

Es wird zudem nicht mit einem zweiten Stromtarif für die Wärmepumpe gerechnet. Derartige Tarife sind günstiger als Haushaltsstromtarife allerdings ist auch ein zusätzlicher Zähler nötig. Diese Vereinfachung liegt die Annahme zugrunde, dass ein Großteil des für die Wärmebereitstellung benötigten Stroms durch die PV-Anlage zur Verfügung gestellt werden kann und der Netzbezug der Wärmepumpe die zusätzlichen Zählerkosten nicht rechtfertigt.

Des Weiteren wird im Modell eine moderate Strompreissteigerung von 2 % pro Jahr angenommen. Diese liegt etwas unterhalb der Preissteigerung der vergangenen Jahre und entspricht der Abzinsung der erwirtschafteten Erlöse der Anlage (vgl. Kapitel 2.1.2)

Bei der Einspeisevergütung wird mit dem aktuellen Wert von 12,3 ct/kWh gerechnet (vgl. Kapitel 2.1.1)

#### **4.2.4 Strombedarf**

Der Gesamtstrombedarf des Einfamilienhauses umfasst den Haushaltsstromverbrauch, den Heizstromverbrauch, den Strom zur Warmwasserbereitung und den Stromverbrauch der Ladesäule des Elektrofahrzeuges. Um die Auswirkungen der unterschiedlichen Zusammensetzung des Gesamtstrombedarfs exemplarisch zu untersuchen, werden fünf möglichst unterschiedliche Szenarien verwendet. Da für jedes Szenario eine eigene Auslegung durchgeführt wird, wird die Variation der Strombedarfsanteile an dieser Stelle auf fünf Szenarien reduziert. Dazu wird ein Gesamtstrombedarf gebildet, welcher sich gemäß *Tabelle 4* aus den vier oben genannten Bereichen des Stromverbrauches zusammensetzt.

Tabelle 4: Bildung des Gesamtstrombedarfs aus exemplarischen Einzelverbräuchen

<i>Art des Verbrauchs</i>	<i>benötigte Energie</i>	<i>benötigte elektrische Energie</i>
Haushaltsstromverbrauch	4.200 kWh <sub>el</sub> /a <sup>10</sup>	4.200 kWh <sub>el</sub> /a
Warmwasserverbrauch	3.900 kWh <sub>th</sub> /a <sup>11</sup>	975 kWh <sub>el</sub> /a
Heizungsverbrauch	14.000 kWh <sub>th</sub> /a <sup>12</sup>	3.500 kWh <sub>el</sub> /a
Stromverbrauch der Ladesäule	1.325 kWh <sub>el</sub> /a <sup>13</sup>	1.325 kWh <sub>el</sub> /a
<b>Summe</b>		<b>10.000 kWh<sub>el</sub>/a</b>

Hieraus ergibt sich eine Summe von 10.000 kWh<sub>el</sub> pro Jahr. Dieser Wert wird als Basis für die Szenarien verwendet und unterschiedlich auf die vier verschiedenen Bereiche des Stromverbrauchs verteilt.

Die fünf Szenarien sollen ein großes Spektrum an unterschiedlichen Einfamilienhäusern repräsentieren bzw. eine Zuordnung bestimmter EFH zu einem der Szenarien ermöglichen. In *Abbildung 14* sind die verwendeten Szenarien und die Anteile der Einzelverbräuche am Gesamtstrombedarf dargestellt. Das Basisszenario orientiert sich an den zur Bestimmung des Gesamtstrombedarfs verwendeten Werten. Bei einem Szenario wurde der Anteil der Elektromobilität vernachlässigt. Die weiteren drei Szenarien stellen Haushalte mit jeweils hohem Strombedarf, hohem Heizwärmebedarf oder einem hohen Mobilitätsbedarf dar.

---

<sup>10</sup> (≙ 4 Personen-Haushalt)

<sup>11</sup> (≙ 4 Personen-Haushalt)

<sup>12</sup> (≙ 200 m<sup>2</sup> bei einem Bedarf von 70 kWh/m<sup>2</sup>a; das entspricht dem Standard von Neubauten und liegt damit deutlich unterhalb des Durchschnitts in Deutschland von ca. 160 kWh/m<sup>2</sup>a)

<sup>13</sup> (≙ 23 km/d oder 8.300 km/a bei einem Durchschnittsverbrauch von 16 kWh/100 km (inkl. Verluste der Ladung))

## Aufteilung des Gesamtstrombedarfs in fünf verschiedene Szenarien

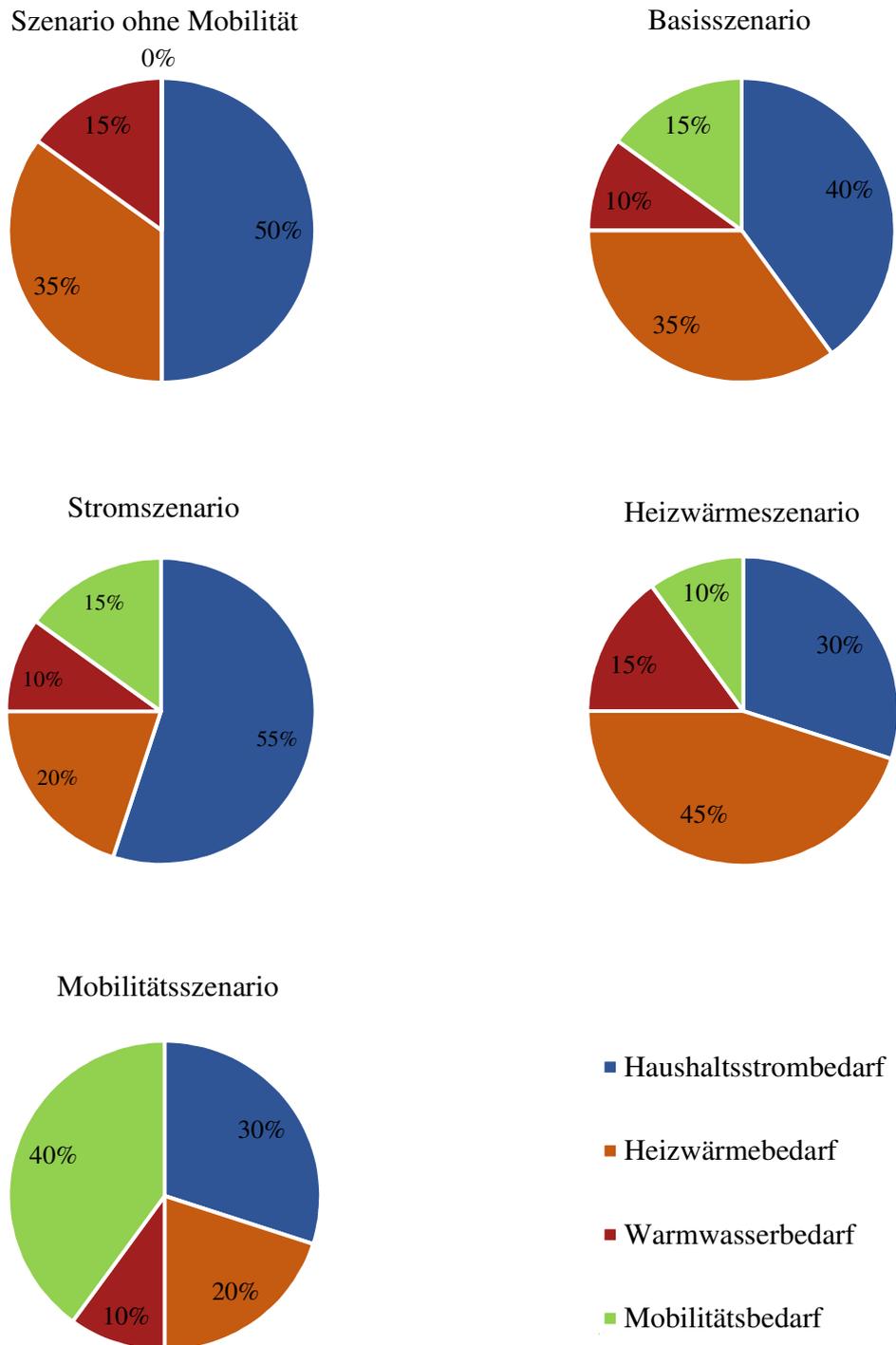


Abbildung 14: Darstellung der verwendeten Stromverbrauchsszenarien

#### 4.2.5 Optimierungskriterien

Die Optimierung der Auslegung erfolgt iterativ durch Anpassung der auszulegenden Parameter: PV-Peakleistung, Batteriekapazität und Wärmespeicherkapazität. Als Zielgrößen werden die in *Kapitel 2.1.4* dargestellten Parameter Kapitalverzinsung und Autarkiegrad verwendet.

Das gegenläufige Verhalten von Autarkie und Wirtschaftlichkeit in Bezug auf Speicher führt dazu, dass ein Kompromiss zwischen beiden Größen gefunden werden muss, wie in *Kapitel 5* dargestellt ist.

Dazu wird aus beiden Parametern durch Multiplikation ein Bewertungsindex (BI) gebildet. Eine Verdopplung der Kapitalverzinsung oder eine Verdopplung der Autarkie, haben demnach den selben Einfluss auf den Bewertungsindex. Zur besseren Darstellung des Bewertungsindex werden Kapitalverzinsung und Autarkie auf das jeweilige Maximum normiert.

$$(11) \quad BI = \frac{\text{Kapitalverzinsung}^{14}}{\text{maximale Kapitalverzinsung}^{15}} \cdot \frac{\text{Autarkiegrad}^{16}}{\text{maximaler Autarkiegrad}^{17}} \cdot 100\%$$

### 4.3 Das Wärmepumpenmodell

Das gewählte Modell der Luft-Wasser-Wärmepumpe wird durch die Parameter Speichertemperatur, Außentemperatur, Warmwasserbedarf und Heizwärmebedarf beschrieben. Diese Größen werden im Folgenden vorgestellt und es wird erläutert, welche Annahmen getroffen wurden. Die grundlegende Basis der Berechnung bilden das nach VDI-Richtlinie 4655 erstellte Heizwärme- und Warmwasserprofil.

#### 4.3.1 Modellbeschreibung

Die erste Annahme bezüglich der Wärmepumpe betrifft die Leistungsmodulation. Aufgrund der angestrebten Zukunftsfähigkeit des Systems wird eine Inverterwärmepumpe mit beliebiger Leistungsmodulation angenommen. Hier wird im Gegensatz zu realen Wärmepumpen keine Mindestleistung berücksichtigt. Das bedeutet die Einschaltsschwelle der Wärmepumpe beträgt so näherungsweise 0 Watt. Der COP setzt sich zusammen aus dem Gütegrad, dem Verhältnis von realer Leistungszahl zu der theoretischen, und dem Carnotwirkungsgrad (*vgl. Kapitel 2.3.1.*)

---

<sup>14</sup> Kapitalverzinsung der gewählten Auslegung

<sup>15</sup> Maximale Kapitalverzinsung aller betrachteten Auslegungen

<sup>16</sup> Autarkiegrad der gewählten Auslegung

<sup>17</sup> Maximaler Autarkiegrad aller betrachteten Auslegungen

Der Gütegrad  $\eta$  des Wärmepumpensystems wird mit 50% angenommen. Der Carnotwirkungsgrad beschreibt die theoretische Leistungszahl und ist somit abhängig von der Temperatur der genutzten Umgebungswärme. Das Temperaturprofil der Außentemperatur  $T_{zu}$  zur COP Berechnung der Wärmepumpe, wird aus dem synthetischen Heizwärmebedarfsprofil der VDI-Richtlinie 4655 abgeleitet.

Der Grund für die Erstellung eines synthetischen Temperaturprofils ist der direkte Zusammenhang zwischen Wärmebedarf und Außentemperatur. Die Außentemperatur hat wiederum direkten Einfluss auf die Arbeitszahl der Wärmepumpe, was dazu führt, dass die Wärmepumpe durch hohen Heizwärmebedarf und niedrige Arbeitszahlen doppelt belastet wird. Dieser Effekt wird bei einem vom Heizwärmebedarf unabhängigen Temperaturverlauf nicht berücksichtigt. Deshalb wird an dieser Stelle ein synthetisches Profil einem gemessenen Verlauf der Außentemperatur vorgezogen.

Aus diesem Grund wird die Außentemperatur  $T_{zu}$  wie folgt aus dem Heizwärmeprofil berechnet:

$$(12) \quad T_{zu} = 22^{\circ}\text{C} - \frac{\sum_{i=n}^{n+24} Q(t)}{24} \cdot 450 \frac{^{\circ}\text{C}}{\text{kWh} \cdot 15\text{min}^{-1}}$$

Dieser Zusammenhang wurde iterativ bestimmt und orientiert sich am statistischen Temperaturmittel in Deutschland. Die maximale kalkulierte Temperatur von 22 °C wird proportional zum gemittelten Heizwärmebedarf reduziert. Der Heizwärmebedarf wird dazu über 6 Stunden gemittelt und mit einem Proportionalitätsfaktor gewichtet, um ein realistisches Temperaturniveau zu erhalten. Die daraus resultierende mittlere Temperatur beträgt 9,3 °C und entspricht etwa dem Temperaturmittel in Deutschland (Berkeley Earth, 2015), die minimale Temperatur beträgt -5,3 °C. Da diese Temperatur nicht zur Auslegung des Heizsystems sondern zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit der Wärmepumpe verwendet wird, werden extreme Temperaturen außerhalb dieses Korridors vernachlässigt.

*Abbildung 15* zeigt den Verlauf der im Simulationstool hinterlegten Profile der Einflussgrößen des Wärmepumpensystems. Diese umfassen Heizwärme- und Warmwasserprofil sowie den resultierenden synthetischen Temperaturverlauf und den COP der Wärmepumpe.

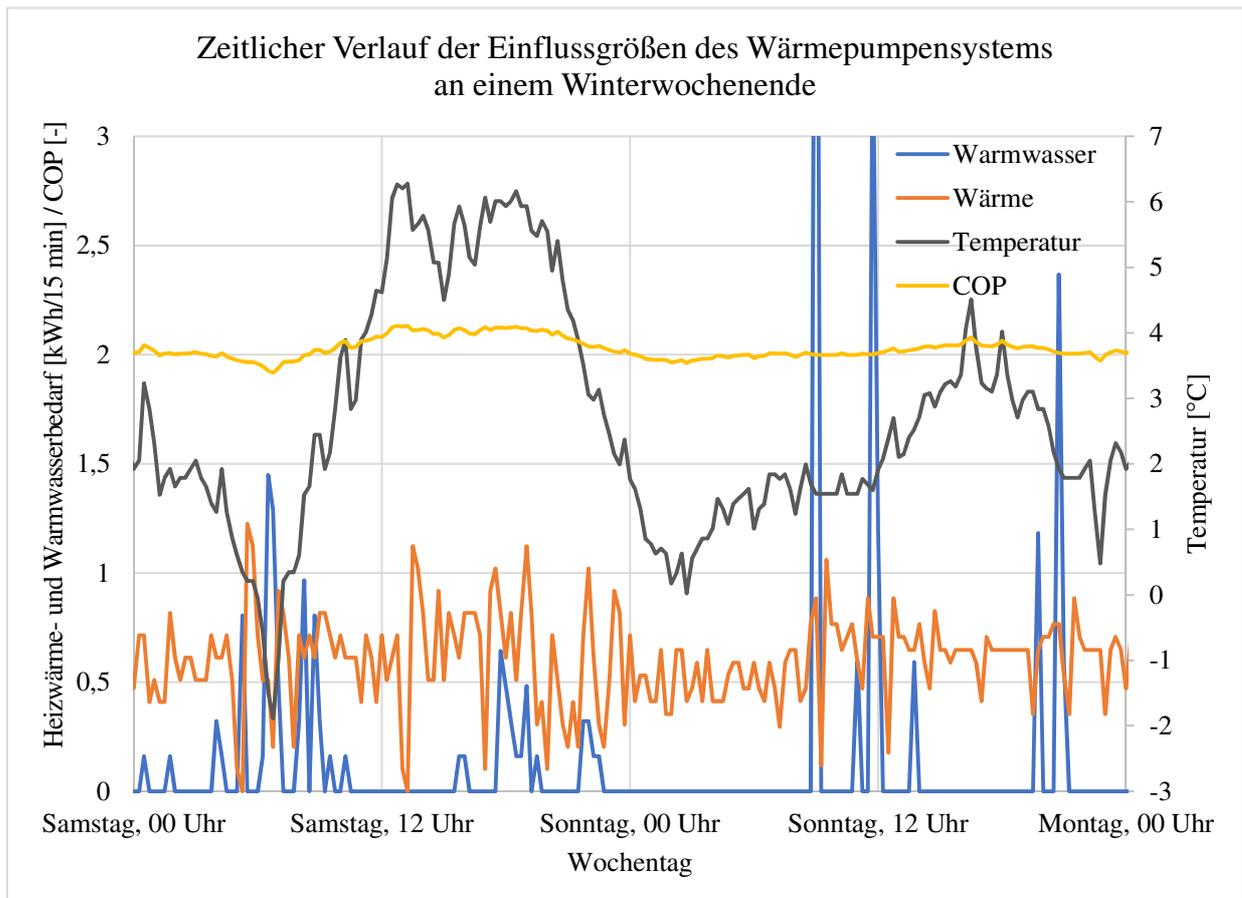


Abbildung 15: Zeitlicher Verlauf der externen Einflussgrößen auf das Wärmepumpensystem

Neben der Außentemperatur ( $T_{zu}$ ) hat die Speicherkopftemperatur ( $T_{ab}$ ) entscheidenden Einfluss auf den COP der Wärmepumpe. Da mit dem System auch der Warmwasserbedarf gedeckt wird, sind Temperaturen des Pufferspeichers unterhalb von 40 °C nicht sinnvoll. Der Temperaturbereich reicht für eine Fußbodenheizung aus, allerdings muss zum Schutz vor Legionellenbildung Trinkwasser mit über 60 °C gespeichert bzw. täglich über 60 °C erhitzt werden. In dem vorliegenden Modell wird deswegen mit einer Frischwasserstation mit Wärmetauscher zur Trinkwassererwärmung kalkuliert, um dieser Problematik zu begegnen (vgl. Energie Agentur NRW, 2015 S. 14).

So kann im Modell mit einer Speichertemperatur von 45 °C kalkuliert werden. Bei dieser Temperatur beträgt die Jahresarbeitszahl im Modell etwa 4 kWh<sub>th</sub>/kWh<sub>el</sub>. Dieser Wert ist für effiziente Luft-Wasser-Wärmepumpen durchaus realistisch. Zum Vergleich bietet das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle Förderungen für Luft-Wasser-Wärmepumpen mit Jahresarbeitszahlen > 3,5 und Innovationsförderungen für Jahresarbeitszahlen > 4,5 an (BAFA, 2017).

### 4.3.2 Simulation des Wärmepumpensystems

Die Simulation des Energieverbrauchs der Wärmepumpe basiert auf folgendem Algorithmus:

Ist der Stromverbrauch aus Haushaltsstrom und Ladestrom kleiner als die Stromerzeugung der PV-Anlage beginnt die Wärmepumpe mit dem überschüssigen Strom Wärme zu gewinnen. Ist der Überschuss größer als zur Deckung des Wärmebedarfs benötigt wird, wird der Wärmespeicher geladen. Ist der Überschuss kleiner als zur Deckung des Wärmebedarfs nötig, bzw. gibt es keinen Überschuss, wird die zusätzlich benötigte Wärme aus dem Speicher zur Verfügung gestellt, bis dieser vollständig entladen ist. Erst dann wird der Wärmebedarf über Strom aus der Batterie bzw. aus dem Netz gedeckt.

## 4.4 Das Batteriemodell

Der Batteriespeicher wird durch die Parameter Kapazität, Wechselrichterleistung, Preis, Wirkungsgrad und Lebensdauer beschrieben.

Hierbei ist die Kapazität des Systems frei wählbar. Die Parameter Preis und Leistung sind von der Kapazität abhängige Größen.

### 4.4.1 Modellbeschreibung

Bei der Skalierung des Batteriespeichers sinken die spezifischen Kosten mit steigender Kapazität deutlich, weshalb an dieser Stelle eine Preiskurve hinterlegt ist, welche den Preis (K) in Abhängigkeit der Kapazität (C) bestimmt. Hierzu wird eine Reihe exemplarischer Systeme für Einfamilienhäuser verwendet und der Preis in Abhängigkeit der Kapazität dargestellt.

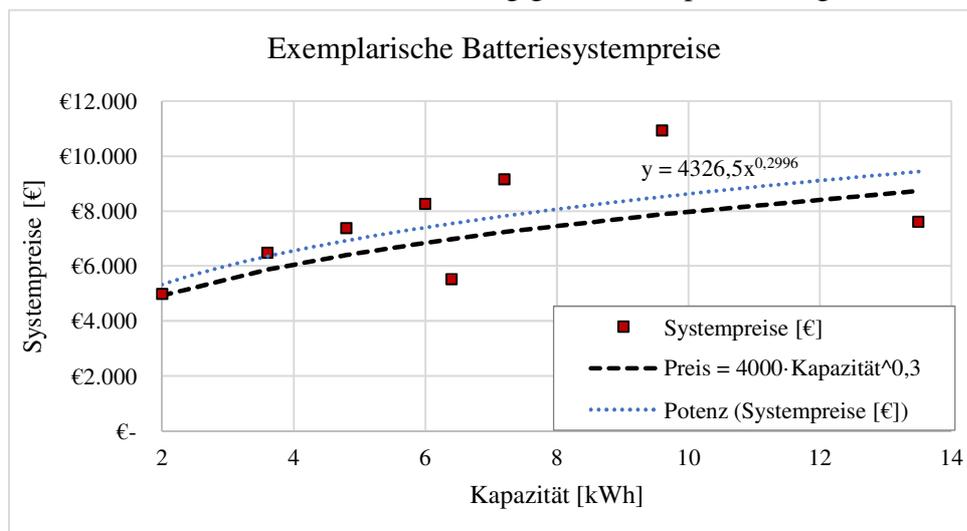


Abbildung 16: Auswahl von Batteriesystemen zur Bestimmung der Preiskurve

Wie in *Abbildung 16* zu sehen ist, wird durch die Verteilung der Preise eine Regression gelegt und gerundet im Berechnungstool hinterlegt.

$$(13) \quad K = 4.000 \cdot C^{0,3}$$

Um vergleichbare Systeme zu generieren wird zudem eine konstante C-Rate für die Batteriespeicher angenommen. Die C-Rate beschreibt das Verhältnis der Kapazität der Batteriezellen in Amperestunden bezogen auf den maximalen Entladestrom. Sie ist hier auf den Wert C-Rate = 1 fixiert, um leistungsseitig eine Beeinflussung der Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu höheren Auflösungen und verstärkten Leistungsschwankungen zu verhindern. Das entspricht einer Lade-/Entladedauer von 1 Stunde. Daraus ergibt sich die Leistung (P) des Wechselrichters als:

$$(14) \quad P = \frac{c [kWh]}{1 h}$$

Der Wirkungsgrad des Gesamtsystems umfasst in dem Modell lediglich die Verluste der Umrichtung von Wechsel- in Gleichstrom und von Gleich- in Wechselstrom. Die Verluste werden als konstanter relativer Wert auf die Leistung des Wechselrichters angewendet. Die Gesamtverluste aus Ein- und Ausspeicherung ergeben die sogenannte Round-Trip-Efficiency. Zeitabhängige Verluste werden dabei vernachlässigt.

#### **4.4.2 Simulation der Batterie**

Die Batterie hat das Ziel Strom zu Überschusszeiten zu speichern und in Zeiten der Unterversorgung durch die PV-Anlage wieder zur Verfügung zu stellen. Zu diesem Zweck wird der Gesamtstromverbrauch als Summe aus Haushaltsstromverbrauch, Wärmepumpenverbrauch und Stromverbrauch der Ladesäule mit der gleichzeitigen Stromerzeugung der Photovoltaikanlage verrechnet. Ist die Erzeugung größer als der Verbrauch wird der Überschussstrom in die Batterie geladen, solange weder ein Füllstand von 100 %, noch die maximale Leistung des Batteriewechselrichters erreicht ist. Erst wenn eines der beiden Kriterien erfüllt wird, erfolgt eine Einspeisung des Überschusses in das öffentliche Stromnetz.

Ist der Gesamtstromverbrauch größer als die PV-Erzeugung wird die Differenz durch den Batteriespeicher gedeckt, bis die Batterie entweder vollständig entladen oder die maximale Wechselrichterleistung der Batterie überschritten wird. Der zusätzliche Bedarf wird aus dem Netz gedeckt. Auch bei dem Batteriemodell wird wie bei der Wärmepumpe keine Mindestleistung des Wechselrichters berücksichtigt.

## 5 Dimensionierung der Komponenten

Die Dimensionierung der PV-Anlage, des Batteriespeichers und des Wärmespeichers erfolgt anhand unterschiedlicher Optimierungskriterien (vgl. *Kapitel 4.2.5*). Das Modell zeigt, dass eine Auslegung der Komponenten in Richtung der Wirtschaftlichkeit dazu führt, dass Batteriespeicher aufgrund der kalkulierten Preiskurve nicht berücksichtigt werden. Im Falle des Batteriespeichers wird deshalb der Autarkiegrad in die Bewertung einbezogen.

Die PV-Anlage wird ausschließlich auf Basis der optimalen Kapitalverzinsung dimensioniert. Wie in *Abbildung 17* zu sehen ist steigt der Autarkiegrad mit der Größe der PV-Anlage, die Kapitalverzinsung ist jedoch bei 10 Kilowatt Peak-Leistung am größten. Der Grund hierfür ist, dass bei Anlagengrößen über 10 kWp die EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch zu entrichten ist, welche den wirtschaftlichen Vorteil der Autarkieerhöhung mindert. Hinzu kommt, dass mit steigender Anlagengröße der Eigenverbrauchsanteil und damit der Erlös der Anlage relativ zur Größe sinkt. Es zeigt sich, dass dieses Maximum unabhängig von der gewählten Konfiguration der Batterie und des Wärmespeichers bei 10 kWp erreicht wird. Deshalb wird in der folgenden Auslegung des Batterie- und Wärmespeichers die PV-Anlage als konstant angenommen. Zusätzlich zeigt sich jedoch in *Abbildung 17*, dass ohne die EEG-Umlage die optimale Auslegung meist deutlich größer wäre, da die Kapitalverzinsung nach dem Rückgang bei 10 kWp erneut leicht ansteigt

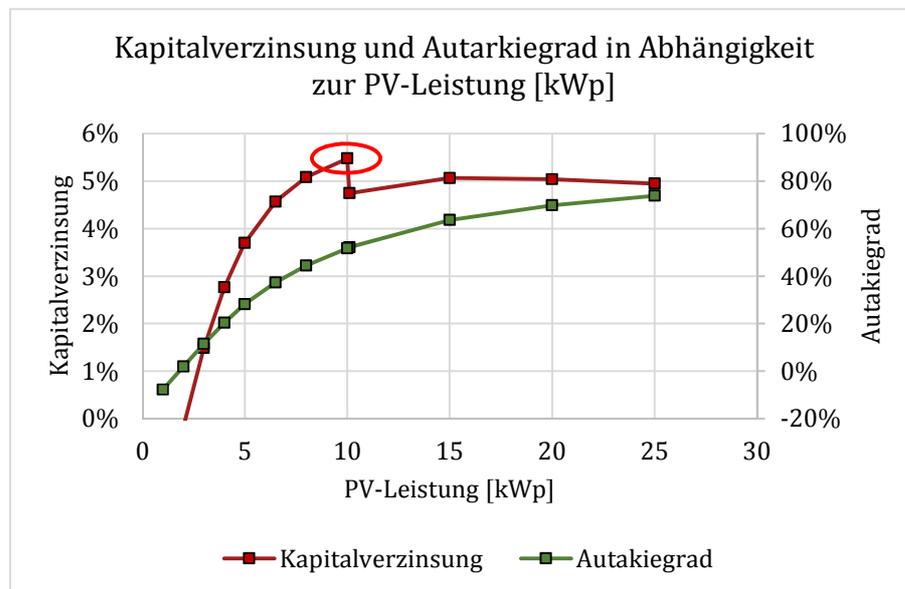


Abbildung 17: Kapitalverzinsung und Autarkiegrad in Abhängigkeit zur PV-Leistung

Batterie und Wärmekapazität werden von 1,5 - 15 kWh bzw. von 2 - 200 kWh variiert und für jede Kombination die Kapitalverzinsung und die Autarkie bestimmt. Am Beispiel des VDI-Lastgangs mit einem Basisszenario wird die Vorgehensweise dargestellt.

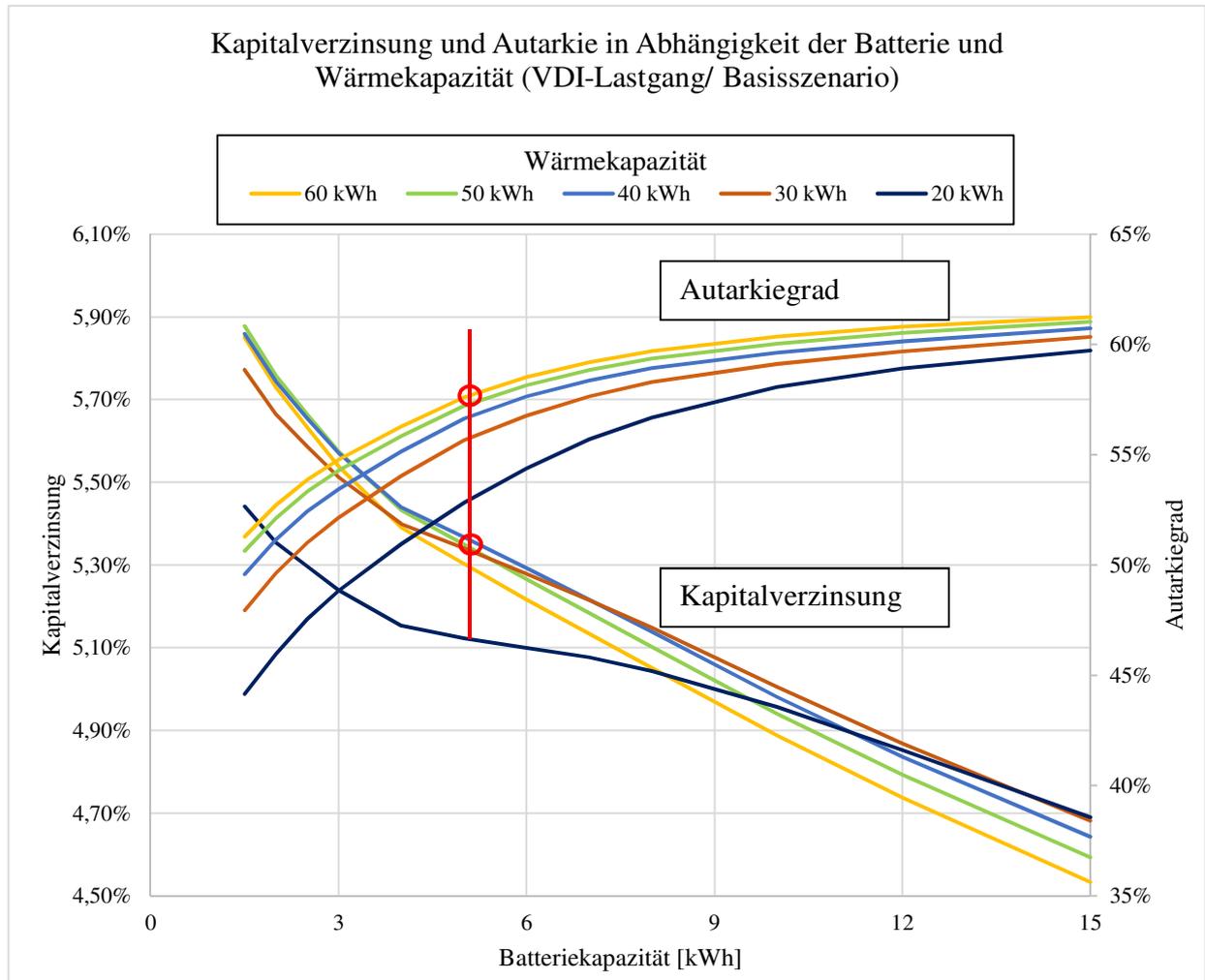


Abbildung 18: Kapitalv. und Autarkie abhängig von der Batterie- und Wärmekap. (VDI/ Basis)

In *Abbildung 18* sind die in der Optimierung zentralen Wärmekapazitäten mit den höchsten Bewertungsindizes zusammen mit den unterschiedlichen Batteriekapazitäten dargestellt. Aufgrund einer besseren Übersicht, sind Wärmespeicher oberhalb von 60 kWh Speicherkapazität hier nicht dargestellt. In Folge der stark sinkenden Kapitalverzinsung bei nur geringer Autarkieerhöhung ergibt sich aus ihnen keine optimale Dimensionierung. Unterhalb von 20 kWh Wärmekapazität sinken sowohl Kapitalverzinsung, als auch Autarkie, weshalb sich auch hier kein Optimum ergibt und der Bereich

deshalb nicht dargestellt ist. Die 20 kWh-Linie (dunkelblau) zeigt bereits, dass bei geringen Batteriekapazitäten mit geringen Wärmekapazitäten die Kapitalverzinsung deutlich niedriger ist. Das Optimum ergibt sich demnach aus einer der dargestellten Wärmekapazitäten. Ermittelt wird es aus dem Bewertungsindex und ist hier für die Kapitalverzinsung und den Autarkiegrad rot markiert.

Der Bewertungsindex ergibt sich aus dem Produkt aus Kapitalverzinsung und Autarkie (vgl. Kapitel 4.2.5). Ein Bewertungsindex von 100 % bedeutet demnach, dass die Komponenten sowohl bezüglich der Kapitalverzinsung als auch der Autarkie optimal ausgelegt sind. In *Abbildung 18* ist jedoch ersichtlich, dass sich beide Parameter gegenläufig verhalten und demnach keine Übereinstimmung beider Maxima möglich ist. Da stets eine Kombination aus Batteriekapazität und Wärmekapazität untersucht wird, hat der Bewertungsindex ebenfalls Einfluss auf die Dimensionierung des Wärmespeichers.

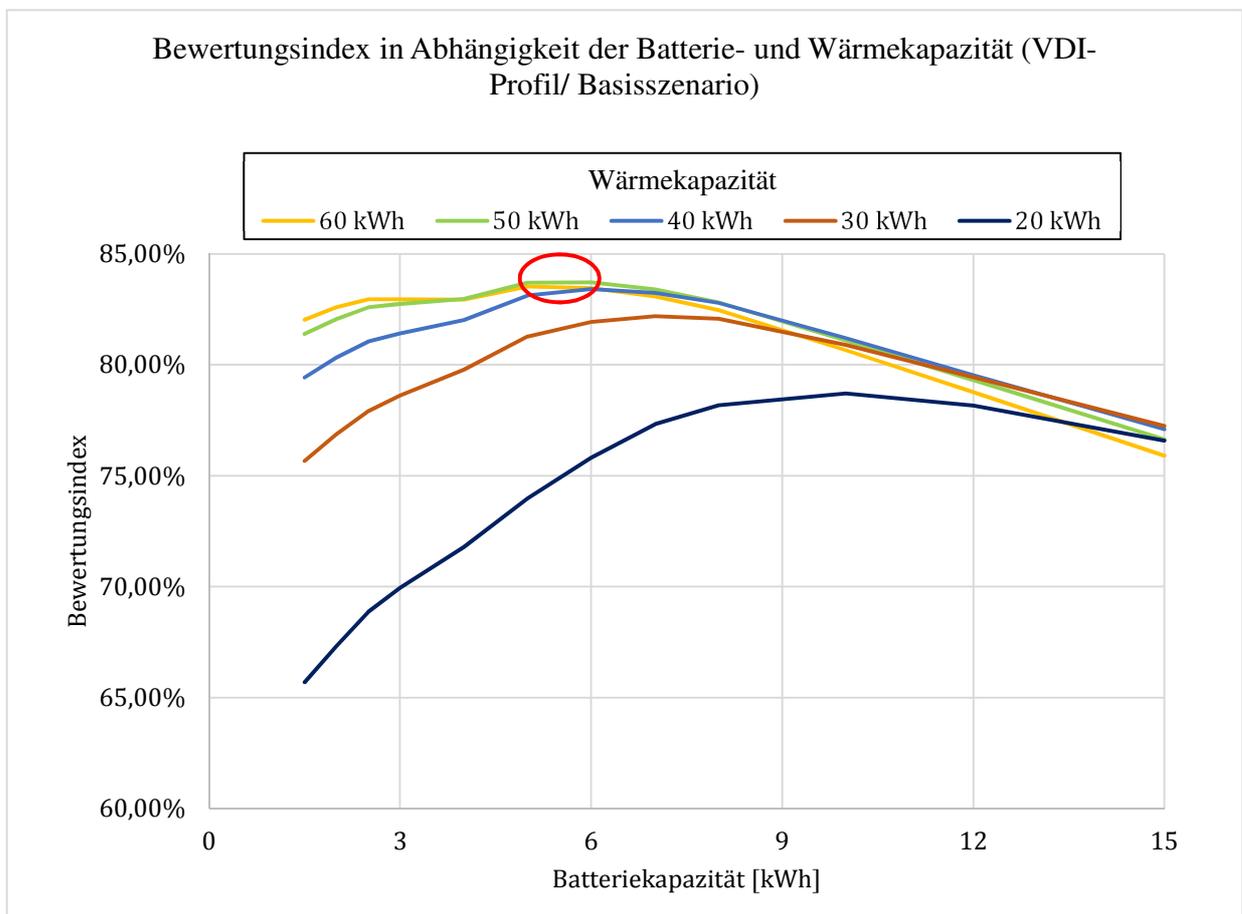


Abbildung 19: Bewertungsindex in Abhängigkeit der Batterie- und Wärmekapazität (VDI/ Basis)

Der Bewertungsindex, welcher sich aus den in *Abbildung 18* dargestellten Verläufen der Kapitalverzinsung und des Autarkiegrades ergibt ist in *Abbildung 19* dargestellt.

Aus der Abbildung ist zu entnehmen, dass das Maximum des BI von 85,15 % bei einer Wärmekapazität von 50 kWh (grüne Linie) und einer Batteriekapazität von 5 kWh erreicht wird. Diese Dimensionierung entspricht dem ermittelten Optimum und wird in die Ergebnistabelle entsprechend Tabelle 5 festgehalten.

Tabelle 5: Auslegungsergebnis des Referenzfalles (VDI/Basis)

<i>Szenario</i>	<i>PV-Leistung [kWp]</i>	<i>Batteriekapazität [kWh]</i>	<i>Wärmekapazität [kWh]</i>	<i>Kapitalverzinsung [%]</i>	<i>Autar- kie [%]</i>	<i>Speicher- bedarf [kWh]</i>	<b>BI [%]</b>
<b>Lastgangnr.</b>	<b>VDI</b>						
2. Basisszenario	10	5	50	5,33	56,41	17,5	85,15

Diese Optimierung der Auslegung wird lastgangweise für alle fünf zu untersuchenden Szenarien wiederholt. Bei den insgesamt sechs betrachteten Lastgängen ergeben sich so 30 Fälle. Für jeden dieser Fälle werden die am Beispiel des VDI-Profiles (Basisszenario) erläuterten Schritte durchgeführt.

Die Ergebnisse sind in *Tabelle 6* dargestellt. Zur besseren Darstellung von Mustern sind die Felder zudem in Abhängigkeit des Zelleninhaltes gefärbt. Werden innerhalb der untersuchten Fälle große Kapazitäten benötigt, so wird dies negativ mit Rot bewertet. Bei den Bewertungsfaktoren wird ein möglichst hoher Faktor (grün) angestrebt. Die Farbgebung entsteht durch einen Vergleich aller Werte einer Spalte. Am Beispiel des Bewertungsindex bedeutet das, dass für jeden untersuchten Fall die Auslegung mit dem maximalen Bewertungsindex ermittelt wird. Im Vergleich mit den anderen Lastgängen und Szenarien kann er dennoch minimal sein.

Die Auswertung und Diskussion der Ergebnisse wird im *Kapitel 6* durchgeführt.

Tabelle 6: Ergebnisse der Komponentenauslegung nach Szenario und Lastgang

Szenario	PV-Leistung [kWp]	Batteriekapazität [kWh]	Wärmekapazität [kWh]	Kapitalverzinsung [%]	Autarkie [%]	Speicherbedarf [kWh] <sup>18</sup>	BI [%]
<b>Lastgangnr. 3</b>							
1. ohne Mobilität	10	1,5	50	6,78	58,35	14	87,84
2. Basisszenario	10	1,5	50	6,65	56,97	14	86,66
3. Stromszenario	10	7	30	6,06	65,97	14,5	84,13
4. Heizwärmeszenario	10	1,5	60	6,54	57,18	16,5	91,78
5. Mobilitätsszenario	10	12	30	5,30	64,54	19,5	88,37
<b>Lastgangnr. 6</b>							
1. ohne Mobilität	10	1,5	60	6,03	52,50	16,5	84,58
2. Basisszenario	10	6	50	5,38	58,60	18,5	84,26
3. Stromszenario	10	10	30	5,29	62,19	17,5	85,46
4. Heizwärmeszenario	10	1,5	60	6,12	53,31	16,5	89,59
5. Mobilitätsszenario	10	15	30	4,88	62,75	22,5	90,97
<b>Lastgangnr. 12</b>							
1. ohne Mobilität	10	1,5	60	5,73	49,95	16,5	85,54
2. Basisszenario	10	2	60	5,69	51,94	17	85,61
3. Stromszenario	10	10	30	4,96	58,55	17,5	84,14
4. Heizwärmeszenario	10	1,5	60	5,96	51,96	16,5	90,64
5. Mobilitätsszenario	10	12	30	4,85	59,69	19,5	91,10
<b>Lastgangnr. 13</b>							
1. ohne Mobilität	10	1,5	50	6,15	52,56	14	87,19
2. Basisszenario	10	2	50	6,06	54,28	14,5	87,36
3. Stromszenario	10	2,5	40	5,93	54,59	12,5	83,64
4. Heizwärmeszenario	10	1,5	60	6,22	54,16	16,5	92,19
5. Mobilitätsszenario	10	10	30	5,08	59,86	17,5	87,91
<b>Lastgangnr. 16</b>							
1. ohne Mobilität	10	1,5	60	5,85	51,12	16,5	88,20
2. Basisszenario	10	2	60	5,82	53,06	17	88,09
3. Stromszenario	10	5	40	5,35	56,09	15	84,97
4. Heizwärmeszenario	10	1,5	60	6,07	52,84	16,5	92,87
5. Mobilitätsszenario	10	10	30	4,96	58,68	17,5	89,14
<b>Lastgangnr. VDI</b>							
1. ohne Mobilität	10	6	50	5,17	56,65	18,5	84,80
2. Basisszenario	10	5	50	5,33	56,41	17,5	85,15
3. Stromszenario	10	10	30	5,12	60,42	17,5	87,00
4. Heizwärmeszenario	10	1,5	60	5,97	52,03	16,5	89,19
5. Mobilitätsszenario	10	12	30	4,92	60,44	19,5	92,21

<sup>18</sup> Der Speicherbedarf errechnet sich aus der Summe der Batteriekapazität und der Kapazität des Wärmespeichers dividiert durch die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe:  $\text{Speicherkapazität} = \text{Batteriekapazität} + \frac{\text{Wärmekapazität}}{\text{JAZ}}$



## 6 Auswertung und Analyse der Ergebnisse

Im Folgenden werden in *Kapitel 6.1* die Erkenntnisse der Simulationsergebnisse einzeln zusammengefasst und bewertet. Jegliche Erkenntnisse unterliegen der Gültigkeit der getroffenen Annahmen und sind somit nicht beliebig auf reale Systeme übertragbar. Zudem kann die 15-minütige Auflösung der Basisdaten zu einer etwas positiveren Bewertung der Systeme führen (vgl. *Kapitel 4.1*).

In *Kapitel 6.2* werden einzelne Eingangsgrößen des Simulationsmodells variiert, um deren Einfluss auf die Optimierungsgrößen darzustellen.

### 6.1 Auswertung der Auslegungsoptimierung

Als zusätzliche Analysegröße wird an dieser Stelle der Speicherbedarf eingeführt. Dieser beschreibt die benötigte Gesamtkapazität zur Speicherung des Überschussstroms. Folglich setzt dieser sich aus der Batteriekapazität addiert mit der durch die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe dividierte Wärmespeicherkapazität zusammen.

#### 6.1.1 Allgemeine Erkenntnisse

Es zeigt sich, dass unabhängig von der betrachteten Systemkonfiguration oder des zugrundeliegenden Lastgangs, ein System bestehend aus PV-Anlage, Wärmepumpe und Batteriespeicher unter heutigen Rahmenbedingungen wirtschaftlich sein kann. Wie in *Tabelle 6* zu erkennen ist, liegt die Kapitalverzinsung für alle untersuchten Fälle zwischen 4,85 und 6,78 % und damit in einem wirtschaftlich attraktiven Bereich. Dieses Ergebnis muss man im Rahmen der getroffenen Annahmen bewerten. Diese sind so gewählt, dass von günstigen Bedingungen für das gewählte System ausgegangen wird. Dennoch unterstützt es die Beurteilung aus *Kapitel 2.1.3* das derartige Systeme bereits heute gegenüber konventioneller Strom- und Wärmeerzeugung konkurrenzfähig sind.

Zudem lässt sich in *Tabelle 6* erkennen, dass unter Berücksichtigung heutiger wirtschaftlicher Rahmenbedingungen eine große PV- Anlage sowohl Wirtschaftlichkeit als auch Autarkie eines elektrifizierten Hauses optimieren kann. Unter Berücksichtigung der gesetzlichen Rahmenbedingungen ergibt sich das Maximum der Auslegung bei 10 kWp, da bei größeren Anlagen die EEG-Umlage zu entrichten ist. Grundlage dieser Aussage ist eine ausreichend vorhandene Dachfläche sowie ein Gesamtstrombedarf von 10 MWh/a. Durch die Sektorenkopplung im EFH ist der Eigenverbrauchsanteil immer ausreichend groß um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten. Da anhand der

PV-Leistung keine Unterscheidung zwischen den untersuchten Fällen möglich ist, wird diese Größe in der folgenden Analyse vernachlässigt.

Zusätzlich zeigt sich bei der Auswertung der Daten, dass auf Basis der im Modell getroffenen Annahmen und trotz verhältnismäßig gering angenommener Batteriepreise, die Speicherung von Strom in einer stationären Batterie nur selten wirtschaftlich sinnvoll ist. Eine Umwandlung des Stroms mittels Wärmepumpe und eine Speicherung der Wärme im Pufferspeicher ist in den meisten Fällen wirtschaftlicher.

Obwohl der Autarkiegrad als positiver zusätzlicher Bewertungsfaktor in die Dimensionierung des Batteriespeichers hinzugezogen wird, zeigt *Tabelle 6*, dass sich Batteriespeicher nicht in jedem Fall lohnen. In mehreren der untersuchten Fälle wird als optimale Dimensionierung der festgesetzte Minimalwert der Batteriekapazität von 1,5 kWh errechnet.

Wird der Batteriespeicher zugunsten eines höheren Autarkiegrades größer dimensioniert, sinkt die Kapitalverzinsung deutlich. Außerdem sinkt der Wärmespeicherbedarf mit einer größeren Dimensionierung des Batteriespeichers was dazu führt, dass der Speicherbedarf unabhängig vom untersuchten Fall nur leicht schwankt.

Der mittlere Speicherbedarf der untersuchten Fälle beträgt 16,8 kWh. Bei dem zugrundeliegenden Gesamtstrombedarf von 10.000 kWh/a entspricht das mittlere zu wählende Verhältnis beider Größen etwa 1,7 kWh/MWh. Bei einem Referenzszenario mit ausschließlich PV-Anlage und Batteriespeicher ist das Verhältnis mit etwa 1 kWh/MWh zu wählen.

### **6.1.2 Lastgangabhängigkeit**

Ein zentrales Thema dieser Arbeit ist die Untersuchung der Abhängigkeit der optimalen Dimensionierung vom zugrundeliegenden Lastgang. Zudem gilt es zu prüfen ob anhand der gewählten Charakteristika Tag- und Sommeranteil eine Übertragbarkeit der Erkenntnisse auf andere Lastgänge prinzipiell möglich ist. Dazu werden für die untersuchten Lastgänge die Batteriekapazität, die Wärmekapazität und der Speicherbedarf über die jeweils fünf untersuchten Szenarien gemittelt. Die einzelnen Lastgänge sowie deren Tag- und Sommeranteil werden in *Tabelle 7* anhand dieser drei Parameter miteinander verglichen.

Tabelle 7: Nach Lastgang gemittelte Auslegung, sortiert nach Speicherbedarf

<i>Lastgangnr.</i>	<i>Taganteil</i>	<i>Sommeranteil</i>	<i>Batteriekapazität [kWh]</i>	<i>Wärmekapazität [kWh]</i>	<i>Speicherbedarf [kWh]</i>
13	68,44%	45,51%	3,5	46	15,0
3	67,60%	56,32%	4,7	44	15,7
16	60,77%	38,87%	4	50	16,5
12	48,91%	40,78%	5,4	48	17,4
VDI	51,56%	44,57%	6,9	44	17,9
6	56,05%	49,05%	6,8	46	18,3

Ordnet man, wie in *Tabelle 7* dargestellt, die nach Lastgang gemittelten Auslegungsergebnisse nach dem Speicherbedarf, so ergibt sich zwar keine Eindeutigkeit, aber ein klarer Trend. Die drei Lastgänge mit den höchsten Taganteilen haben sowohl kleinere Speicherbedarfe als auch kleinere Batteriekapazitäten als die drei Lastgänge mit den kleinsten Taganteilen.

Zudem lassen die Ergebnisse einen Zusammenhang der Wärmekapazität und des Sommeranteiles der einzelnen Lastgänge erkennen. Vernachlässigt man das synthetisch erstellte VDI-Profil, zeigt sich hier, dass ein geringer Sommeranteil auf einen überdurchschnittlichen Wärmespeicherbedarf schließen lässt. Das bedeutet, dass bei einem erhöhten Haushaltsstromverbrauch im Winter eine stärkere Flexibilisierung der Wärmepumpe benötigt wird.

### 6.1.3 Szenarienabhängigkeit

Neben der Abhängigkeit der Auslegung vom Lastgang, soll der Einfluss der einzelnen Szenarien geprüft werden. Dazu werden in *Tabelle 8* die Dimensionierungen für die verschiedenen Lastprofile nach Szenario aggregiert und gemittelt. Die Sortierung der Szenarien erfolgt nach der benötigten Batteriekapazität.

Tabelle 8: Nach Verbrauchsszenarien gemittelte Auslegung, sortiert nach der Batteriekapazität

<i>Szenario</i>	<i>Batteriekapazität [kWh]</i>	<i>Wärmekapazität [kWh]</i>	<i>Kapitalverzinsung</i>	<i>Autarkie</i>	<i>Speicherbedarf [kWh]</i>
4. Heizwärmeszenario	1,5	60,0	6,15%	53,58%	16,5
1. ohne Mobilität	2,3	55,0	5,95%	53,52%	16,0
2. Basisszenario	3,1	53,3	5,82%	55,21%	16,4
3. Stromszenario	7,4	33,3	5,45%	59,64%	15,8
5. Mobilitätsszenario	11,8	30,0	5,00%	60,99%	19,3

In *Tabelle 9* ist die Zusammensetzung der untersuchten Szenarien dargestellt. Dabei wurde als Stromanteil die Addition der Haushalts- und Mobilitätsstrombedarfsanteile und als Wärmeanteil die Addition der Heizwärme- und Warmwasserbedarfsanteile hinzugefügt.

Tabelle 9: Überblick über die Zusammensetzung der untersuchten Szenarien

<i>Szenario</i>	<i>Haushaltsstrombedarf</i>	<i>Heizwärmebedarf</i>	<i>Warmwasserbedarf</i>	<i>Mobilitätsstrombedarf</i>	<i>Stromanteil</i>	<i>Wärmeanteil</i>
4. Heizwärmeszenario	30%	45%	15%	10%	40%	60%
1. ohne Mobilität	50%	35%	15%	0%	50%	50%
2. Basisszenario	40%	35%	10%	15%	55%	45%
3. Stromszenario	55%	20%	10%	15%	70%	30%
5. Mobilitätsszenario	30%	20%	10%	40%	70%	30%

Bei einem Vergleich beider Tabellen wird deutlich, dass sich mit steigendem Stromanteil des Szenarios der Batteriespeicher größer zu dimensionieren ist. Die Unterschiede der Batteriekapazitäten zwischen den Szenarien sind beträchtlich. Es wird somit deutlich, dass eine angepasste Dimensionierung an entsprechende Szenarien sinnvoll ist und die Wirtschaftlichkeit sowie Autarkie des Systems dadurch gesteigert werden können.

Außerdem vergrößert sich mit zunehmendem Wärmeanteil die Dimensionierung des Wärmespeichers. Dabei lässt sich erkennen, dass eine Wärmekapazität von weniger als 30 kWh nicht sinnvoll ist. Das führt dazu, dass im Falle einer sehr großen Batteriekapazität der Speicherbedarf überdurchschnittlich groß ist.

Die Batteriedimensionierung ist beim Mobilitätsszenario am größten. Das hängt damit zusammen, dass die Ladung des Elektrofahrzeugs nach Sonnenuntergang nicht durch die PV-Anlage, sondern lediglich durch die Batterie erfolgen kann. Dabei muss allerdings berücksichtigt werden, dass im Modell ein für den direkten Eigenverbrauch ungünstiges Fahr- und Ladeprofil gewählt wurde. Eine intelligente Ladestrategie und ein Anwesenheitsprofil mit größerem Taganteil würden den negativen Einfluss des Ladeprofils deutlich abschwächen.

## 6.2 Sensitivitätsanalyse

Um eine Abschätzung über den Einfluss der getroffenen Annahmen auf die Optimierungskriterien, Kapitalverzinsung und Autarkie und damit auf die Auslegungsergebnisse zu ermöglichen, werden nachfolgend wirtschaftliche und technische Parameter variiert und die Auswirkung auf die Ausgangsgrößen dargestellt. So wird unter anderem eine Beurteilungsgrundlage für die Übertragbarkeit des entwickelten Modells geschaffen.

### 6.2.1 Strompreis, Strompreissteigerung und EEG-Einspeisevergütung

Direkten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Systems haben der gewählte Strompreis und die Strompreissteigerung sowie die EEG-Einspeisevergütung. Die Differenz aus Strombezugs- und Verkaufspreis ist der Treiber jeglicher Erlöse. Entsprechend groß ist der Einfluss auf die Kapitalverzinsung, wie *Abbildung 20* und *Abbildung 26* zeigen.

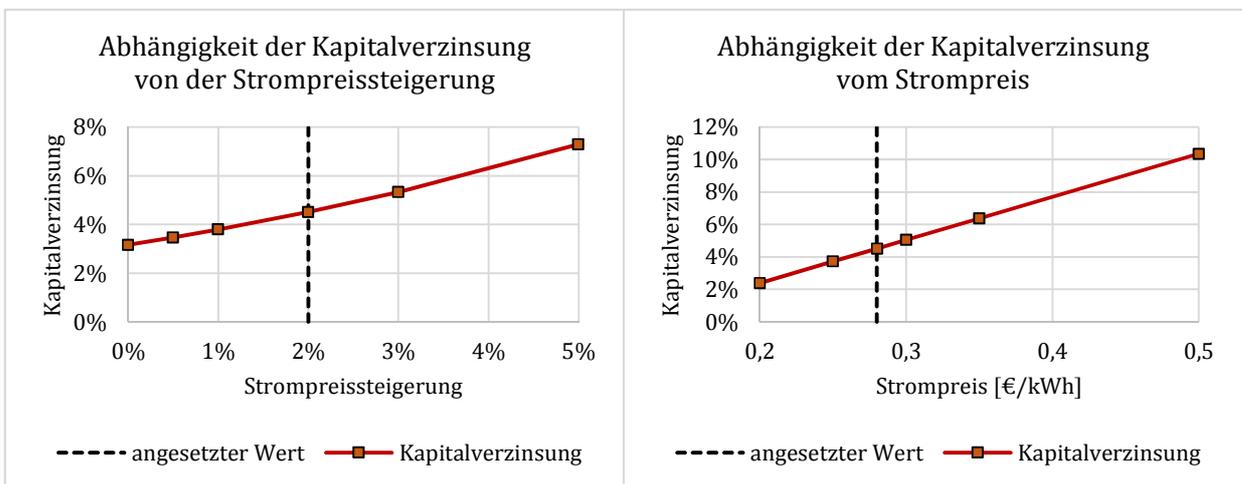


Abbildung 20: Kapitalverzinsung in Abhängigkeit des Strompreises und der Strompreissteigerung

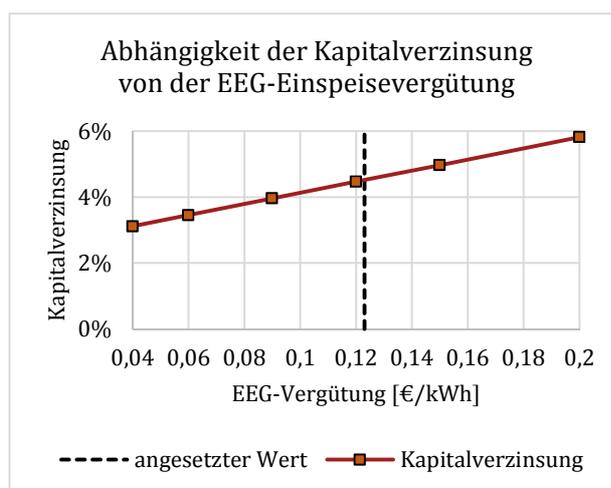


Abbildung 21: Kapitalverzinsung bei EEG-Vergütung

Es ist zu sehen, dass die sinkende EEG-Vergütung die Wirtschaftlichkeit der Anlage verschlechtert. Relativ zu herkömmlichen Photovoltaiksystemen ohne Batteriespeicher und gesteuerter Wärmepumpe steigt die Wirtschaftlichkeit jedoch, da aufgrund des hohen Eigenverbrauchs der negative Einfluss der sinkenden EEG-Fördersätze schwächer ausgeprägt ist.

### 6.2.2 Batterie- und PV-Preise

Einen erwartungsgemäß großen Einfluss haben zudem die Preise für PV-Anlage und Batterie. Speziell Batteriepreise fallen aktuell deutlich (vgl. Kapitel 2.1.3), aber auch die PV-Preise sinken weiterhin. Beide können in Zukunft einen sehr positiven Effekt auf die Wirtschaftlichkeit des unter-

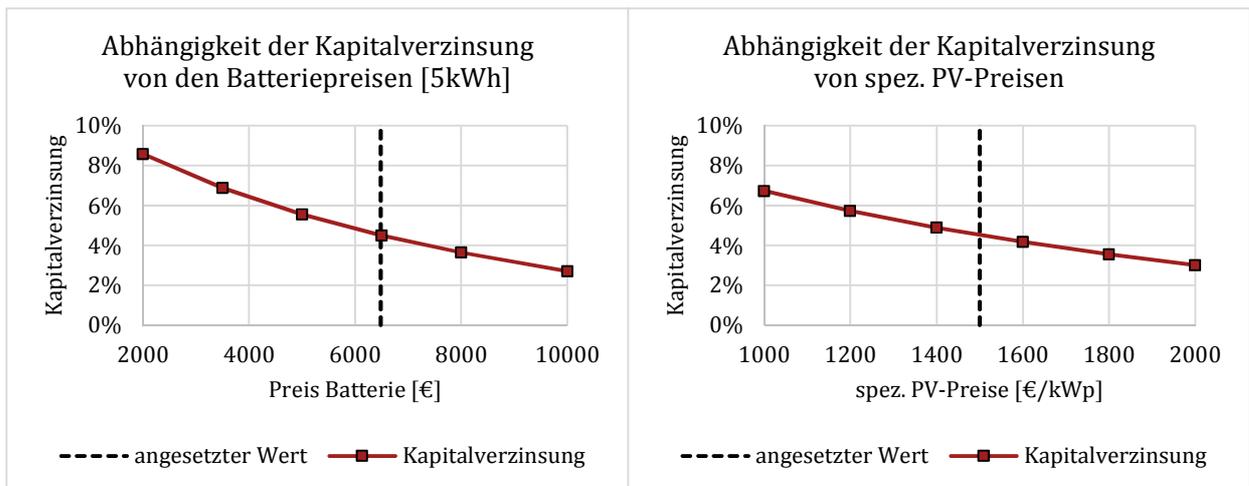


Abbildung 22: Kapitalverzinsung abhängig von Batterie- und PV-Preisen

suchten Systems haben.

### 6.2.3 Einfluss des Standortes

Um die Abhängigkeit vom Standort zu verdeutlichen ist in *Abbildung 23* die Kapitalverzinsung und die Autarkie abhängig von der Einstrahlung sowie der Ausrichtung dargestellt. Dabei wird deutlich, dass beide einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Systems haben und somit die Ergebnisse nicht auf jeden beliebigen Standort übertragbar sind. Allerdings zeigt sich zusätzlich, dass auch Ost-West ausgerichtete PV-Anlagen noch wirtschaftlich sein können

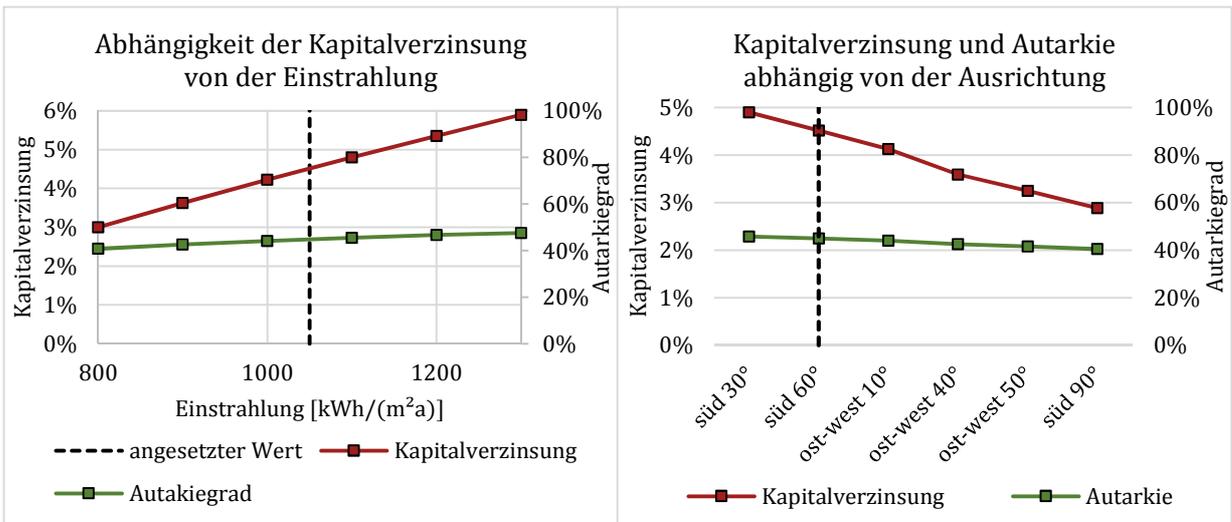


Abbildung 23: Einfluss des Standortes auf die Kapitalverzinsung

### 6.2.4 Lebensdauer der Komponenten

Großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Systems haben die in *Abbildung 24* dargestellte kalkulatorische Lebensdauer der PV-Anlage und des Batteriespeichers. Diesbezüglich liegen speziell bei Batteriespeichern noch wenig Langzeiterfahrungen vor. Die Lebensdauer verändert sich mit der Betriebstemperatur und der Leistung mit welcher ge- und entladen wird. Sie ist somit abhängig von einer Vielzahl von Betriebsbedingungen und variiert deshalb deutlich je nach Anwendungsfall (Leuthner, 2013 S. 19). Somit ist die Lebensdauer des Batteriespeichers derzeit noch ein Investitionsrisiko. Dieses wird jedoch durch eine garantierte Lebensdauer von 10 Jahren oder 10.000 Zyklen begrenzt (sonnen GmbH, 2016). Der Unterschied zwischen 12 oder 20 Jahren Lebensdauer hat einen geringeren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Batterie als die Differenz zwischen 6 und 10 Jahren.

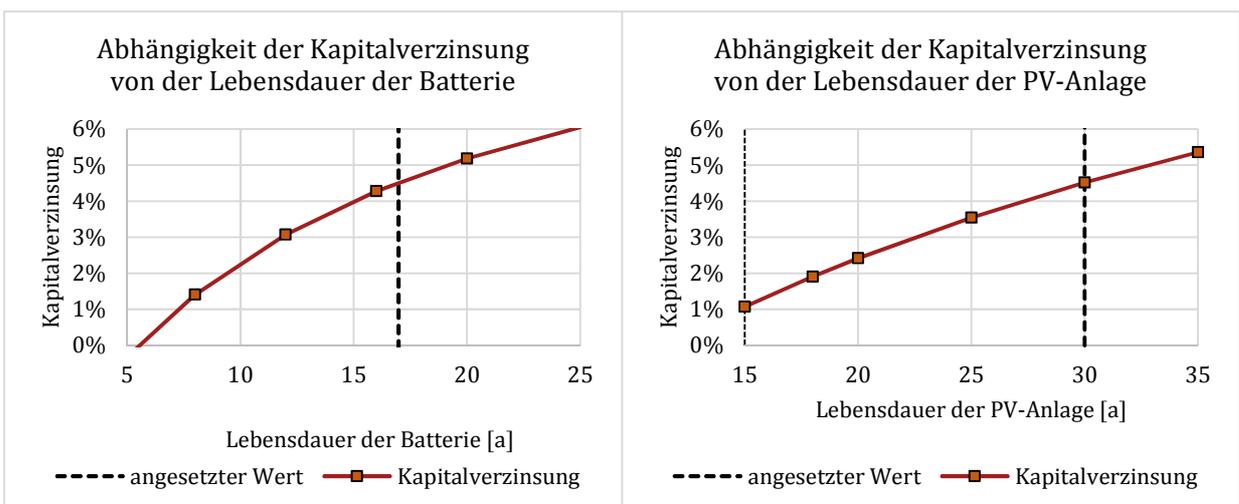


Abbildung 24: Kapitalverzinsung abhängig von der Lebensdauer der Batterie und der PV-Anlage

### 6.2.5 Speicherverluste der Batterie und des Wärmespeichers

Die kalkulierten Verluste von Batterie- und Wärmespeicher, welche in *Abbildung 25* haben demgegenüber einen sehr geringen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems. Bei einer Vergrößerung der Speicherverluste steigt die Kapitalverzinsung mit dem Eigenverbrauch tendenziell an, während der Autarkiegrad entsprechend des steigenden Netzstrombezuges sinkt. Dieser Effekt tritt aufgrund des erhöhten Gesamtstrombedarfs und des dadurch ebenfalls erhöhten Eigenverbrauchs auf (vgl. *Kapitel 4.2.1*). Dies darf nicht zu der Annahme führen, dass ein verschlechterter Wirkungsgrad einen positiven ökonomischen Einfluss hat.

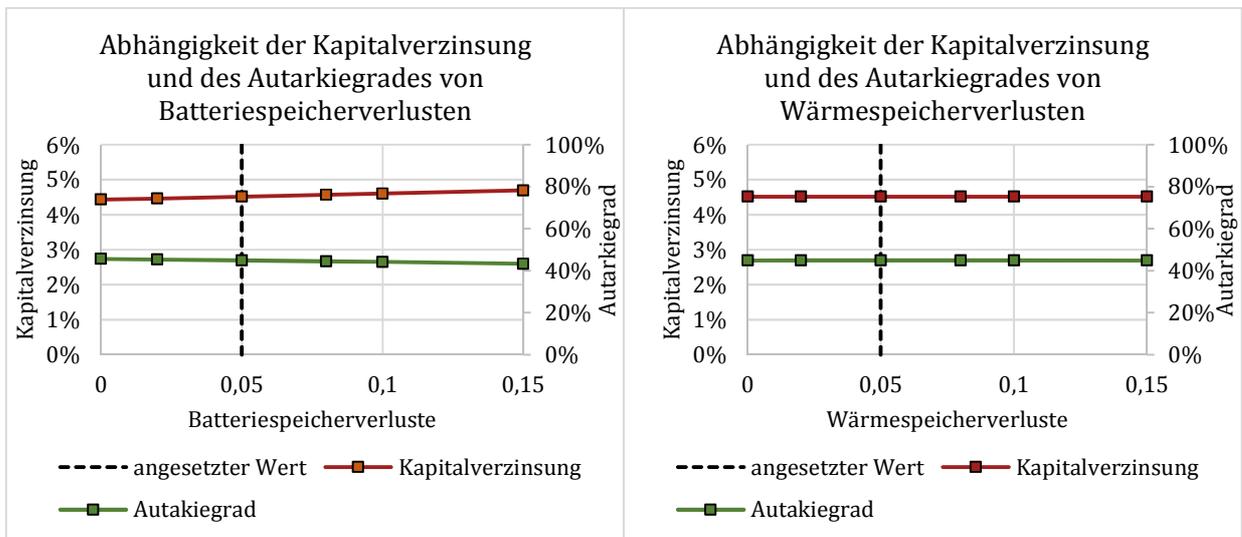


Abbildung 25: Abhängigkeit der Kapitalv. und Autarkie von Wärme- und Batteriespeicherverlusten

### 6.2.6 Speicherkopftemperatur

*Abbildung 26* zeigt den entscheidenden Einfluss der Speicherkopftemperatur des Wärmespeichers auf die Wirtschaftlichkeit und den Autarkiegrad des Systems. Der Grund dafür ist, dass mit erhöhter Temperatur die Differenz zur nutzbaren Umgebungswärme zunimmt und so der Carnotwirkungsgrad deutlich absinkt. Deshalb steigt der Stromverbrauch der Wärmepumpe an und kann bei hohen Speichertemperaturen zur Unwirtschaftlichkeit der Anlage führen. Im verwendeten Modell wird der Erlös jedoch zum Großteil aus den vermiedenen Stromkosten berechnet. Die Erhöhung der Speichertemperatur hat einen erhöhten Strombezug und damit einen erhöhten Eigenverbrauch zur Folge, weshalb die Wirtschaftlichkeit steigt. Dennoch muss ein größerer Teil des Stroms hinzugekauft werden, was durch den verschlechterten Autarkiegrad ausgedrückt wird.

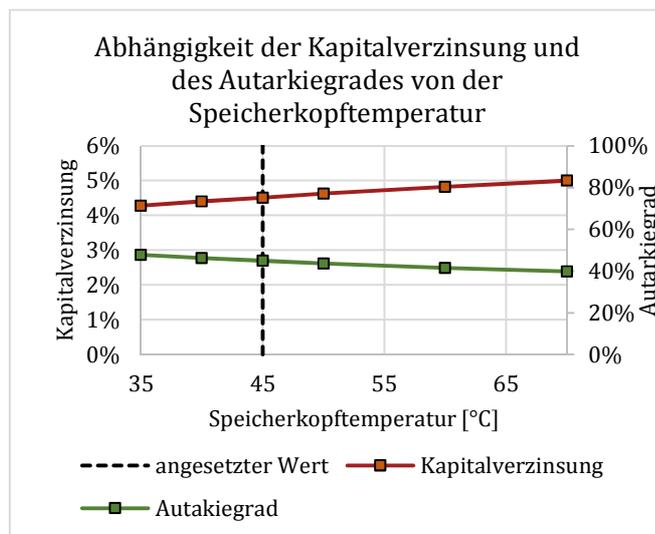


Abbildung 26: Kapitalverzinsung und Autarkiegrad bei Speicherkopftemperatur

### 6.2.7 Zusammenfassung

Neben den wirtschaftlichen Parametern, wie Strompreis und EEG-Vergütung, sowie den Installationspreisen für die Photovoltaikanlage und den Batteriespeicher, haben vor allem die Lebensdauern dieser beiden Komponenten entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage. Doch trotz der zum Teil fehlenden Langzeiterfahrung in diesem Bereich können die bestehenden Garantiebedingungen einen Großteil der Risiken minimieren.

Zusätzlich haben vom Standort oder vom Heizsystem abhängige Faktoren, wie Einstrahlung oder Speicherkopftemperatur, erheblichen Einfluss auf die Kapitalverzinsung. Deshalb ist bei der Ausrichtung der PV-Anlage sowie der Auslegung des Heizsystems auf günstige Bedingungen zu achten.

Speicherverluste haben demgegenüber einen sehr geringen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit.



## 7 Diskussion der Ergebnisse

### 7.1 Schlussfolgerungen

Die unterschiedlichen Dimensionierungsempfehlungen der Simulation zeigen, dass es sinnvoll ist, die Auslegung der PV-Anlage und des Batterie- und Wärmespeichers am Gesamtsystem zu orientieren und spezielle Verbraucher wie Wärmepumpe und Elektrofahrzeug zu berücksichtigen.

Der Einfluss des Haushaltsstromlastgangs ist geringer als der Einfluss des gewählten Verbrauchsszenarios. Günstige Profilstrukturen des Haushaltsstromverbrauchs mit großem Taganteil haben jedoch einen erkennbaren Einfluss auf die Batteriekapazität und den mittleren Speicherbedarf. Der Sommeranteil korreliert zudem mit der Dimensionierung des Wärmespeichers. Daraus lässt sich schließen, dass eine Charakterisierung anhand dieser beiden Kriterien einen positiven Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Auslegung haben kann. Es lässt sich festhalten, dass die Bestimmung des Taganteils des Haushaltsstromverbrauchs eine grobe Einschätzung des Speicherbedarfs zulässt. Eine Zuordnung eines zu untersuchenden EFH zu einem der Verbrauchsszenarien ermöglicht zudem eine sinnvolle Verteilung des Speicherbedarfs auf Batterie und Wärmespeicher. Zusammen mit dem ermittelten mittleren Verhältnis von Speicherbedarf zum Jahresstromverbrauch von 1,7 kWh/MWh ist auf diese Weise die Abschätzung einer sinnvollen Auslegung anhand einfacher Kenngrößen möglich. Die PV-Anlage ist zudem möglichst groß zu dimensionieren. Oberhalb von 10 kWp ist die Wirtschaftlichkeit jedoch deutlich schlechter, da dann eine EEG-Umlage zu entrichten ist. Trotz guter Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems sind Batteriespeicher aufgrund der hohen Investitionskosten in einem Einfamilienhaus mit beliebig modulierbarer Wärmepumpe derzeit nicht konkurrenzfähig. Die Speicherung des Überschussstroms als Wärme ist wirtschaftlich sinnvoller und kann die Kapitalverzinsung in vielen Fällen deutlich erhöhen.

Für eine optimale Dimensionierung der Komponenten ist, neben einer genaueren Analyse der Lastgänge, auch die Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten notwendig. Zudem ist es bei Neubauten nicht immer möglich, den Haushaltsstromverbrauch und die Zusammensetzung des Gesamtstrombedarfs zu prognostizieren. Somit können die vorliegenden Erkenntnisse lediglich als grobe Richtwerte für die Dimensionierung der PV-Anlage, des Batterie- und des Wärmespeichers dienen.

Der verwendete Bewertungsindex berücksichtigt das Spannungsfeld der investitionsentscheidenden Kriterien, da nicht ausschließlich die Wirtschaftlichkeit, sondern auch die Autarkie des Systems

optimiert wird. Bei der Investition in ein dezentral versorgtes und energieoptimiertes Einfamilienhaus spielen beide Faktoren eine wichtige Rolle. Dennoch sind der Bewertungsindex und die resultierenden Dimensionierungen nicht allgemeingültig.

## **7.2 Ausblick**

Das erstellte Simulationstool bietet die Möglichkeit, individualisierte Potentialanalysen und Auslegungsvorschläge anhand gemessener Lastgänge durchzuführen. Das Einlesen gemessener Last- und Erzeugungsprofile bietet die Möglichkeit personalisierter Untersuchungen und Ergebnisse.

In Zukunft können damit ökonomische Potentiale weiter untersucht und die Erkenntnisse der vorliegenden Arbeit ausgeweitet werden. Beispielsweise ist es damit möglich, unterschiedliche Ladestrategien des Elektrofahrzeuges oder intelligente Regelstrategien der Wärmepumpe und der Batterie modellhaft zu untersuchen. Bei der Dimensionierung können zudem geänderte Bewertungskriterien eingeführt werden, um die unterschiedlichen Rahmenbedingungen der Einfamilienhäuser zu berücksichtigen.

Um die Gültigkeit und die Anwendbarkeit für die Realität weiter zu erhöhen sind jedoch Anpassungen sinnvoll.

Die Berücksichtigung einer Mindestleistung der Wärmepumpe und des Wechselrichters des Batteriespeichers erweist sich als empfehlenswert. Der Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit und Autarkie des Systems sollte untersucht werden.

Des Weiteren ist für einen Vergleich der Wirtschaftlichkeit die Berücksichtigung eines zweiten Stromtarifes für Wärmepumpen, insbesondere für Objekte mit großem Wärmebedarf, sinnvoll. Zudem können die Systemgrenzen erweitert werden um Finanzierungsmöglichkeiten sowie Alternativsysteme miteinander vergleichen zu können.

Zukünftig besteht überdies die Möglichkeit, eine Analyse des Einflusses von Erzeugungsprofilen durchzuführen. Dies würde eine bessere Beurteilung der Übertragbarkeit des Systems ermöglichen.

Zudem ist der Einfluss des Gesamtstrombedarfes auf die Auslegung zu prüfen. Da die Dimensionierung der PV-Anlage vor allem aufgrund der EEG-Umlage beschränkt ist, ergeben sich bei Veränderung dieses Parameters unterschiedliche Verhältnisse zwischen installierter Leistung und dem Jahresstromverbrauch.

All dies kann eine Übertragbarkeit des Systems auf die Realität verbessern und weitere Sensitivitäten der Untersuchungsergebnisse verdeutlichen.

### **7.3 Fazit**

Es ist dargestellt worden, dass das betrachtete elektrifizierte und sektorenggekoppelte Einfamilienhaus deutlich unterschiedliche Dimensionierungen benötigt. Der Zusammenhang zwischen Lastgang und Dimensionierung der Komponenten wurde dargestellt und eigene allgemein anwendbare Auslegungskriterien definiert. Die unterschiedlichen Einflüsse der Wärmepumpe und des Elektrofahrzeugs wurden dargestellt. Zudem zeigt sich, dass die Berücksichtigung des Wärmespeichers für die ökonomische Optimierung des Systems entscheidend ist.

Grundsätzlich wird dargestellt, dass derartige Systeme sowohl wirtschaftlich als auch infrastrukturell sinnvoll sind und eine Umstellung auf eine regenerative Energieerzeugung aufgrund des hohen Autarkiegrades beschleunigen können. Eine Auseinandersetzung mit der Thematik dezentraler Energiekonzepte für Einfamilienhäuser ist somit energiepolitisch relevant und kann einen Beitrag zur Begrenzung der Erderwärmung leisten.

## Quellenverzeichnis

**BAFA 2017:** *Förderübersicht Wärmepumpe (Basis-, Innovations- und Zusatzförderung)* 20.

Januar 2017

[http://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/ee\\_waermepumpen\\_foerderuebersicht.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](http://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/ee_waermepumpen_foerderuebersicht.pdf?__blob=publicationFile&v=4) [abgerufen am: 24. April 2017]

**Berkeley Earth 2015:** *Berkeley Earth Surface Temperature 2015*

<http://berkeleyearth.lbl.gov/auto/Regional/TAVG/Figures/germany-TAVG-Trend.pdf>

[abgerufen am: 30. März 2017]

**BMWi 2016:** *Intelligente Netze* 2016

<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/intelligente-netze.html>

[abgerufen am: 5. April 2017]

**Bundesverband Wärmepumpe e.V. 2017:** *Absatzzahlen für Wärmepumpen in Deutschland 2010-2016* 2017

<http://www.waermepumpe.de/presse/pressemitteilungen/details/17-prozent-marktwachstum-machen-2016-zum-waermepumpen-rekordjahr/> [abgerufen am: 5. April 2017]

**DWD 2011:** *Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland* 2011

[http://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/lstrahlungskarten\\_mi.html?nn=16102](http://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/lstrahlungskarten_mi.html?nn=16102)

[abgerufen am: 25. April 2017]

**EEG, Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017:** *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017)*. Berlin : juris GmbH, 2017

**Energie Agentur NRW 2015:** *Leitfaden Wärmepumpe - Kombination von Wärmepumpe und Photovoltaik*. Düsseldorf : Energie Agentur NRW, 2015

**Felsmann, Clemens 2013:** *Nutzung von Gebäuden als thermische Speicher*. Berlin : Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2013

**Guhlich, Anne 2016:** *Daimler enthüllt seine Elektro-Strategie 2016*

<http://www.stuttgarter-nachrichten.de/inhalt.neue-marke-eq-daimler-enthueellt-seine-elektro-strategie.26df047b-d909-4428-9ee4-45c6fc6d91e2.html> [abgerufen am: 18. April 2017]

**Habeck, Robert 2016:** *Dafür sorgen, dass die Autobauer in die Puschen kommen* 11. November 2016

<http://www.zeit.de/mobilitaet/2016-11/elektromobilitaet-autoindustrie-deutschland-politik/komplettansicht> [abgerufen am: 20. April 2017]

**Heidjann, Jörg 2017:** *Strompreise in Deutschland 2017*

<https://www.stromauskunft.de/strompreise/>[abgerufen am: 29. März 2017]

**Hetzner, Christiaan 2017:** *VW hurries new EVs to meet CO2 targets* 21. März 2017

<http://europe.autonews.com/article/20170321/ANE/170329998/vw-hurries-new-evs-to-meet-co2-targets> [abgerufen am: 18. April 2017]

**Iwan, Philipp 2010:** *Simulation und Optimierung eines KWK-Managementsystems mit Fokus auf der gekoppelten Strom- und Wärmespeicherung* [Diplomarbeit]. Hamburg : LichtBlick, 2010

**Jossen, Andreas und Weydanz, Wolfgang 2006:** *Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen*. Untermeitingen: Ubooks, 2006

**Leuthner, Stephan 2013:** *Übersicht zu Lithium-Ionen-Batterien* [Hrsg.] Reiner Korthauer. *Handbuch Lithium-Ionen-Batterien*. Berlin Heidelberg : Springer Vieweg, 2013

**LichtBlick 2017:** Hamburg: LichtBlick, 2017

**Lindner, Iris 2015:** *Elektrotankstelle im Eigenheim?* Sachsen : VDI-Verein Deutscher Ingenieure, 2015

**Möller, Kai-Christian 2013:** *Übersicht über die Speichersysteme/Batteriesysteme*. [Hrsg.] Reiner Korthauer. *Handbuch Lithium-Ionen-Batterien*. Heidelberg: Springer-Verlag, 2013

**PV Xchange 2017:** Preisbarometer

[http://www.pvexchange.com/priceindex/Default.aspx?template\\_id=1&langTag=de-DE](http://www.pvexchange.com/priceindex/Default.aspx?template_id=1&langTag=de-DE)  
[abgerufen am: 28. März 2017]

**Quaschnig, Volker 2017:** Installierte Photovoltaikleistung in Deutschland

<http://www.volker-quaschnig.de/datserv/pv-deu/index.php> [abgerufen am: 2. April 2017]

**Quaschnig, Volker 2011 [1998]:** *Regenerative Energiesysteme*. 7. München : Hanser Verlag, 2011 [1998]

**Quaschnig, Volker 2016:** *Sektorkopplung durch die Energiewende*. Berlin : HTW Berlin, 2016

**Retzelbach, Ludwig 2008:** *Akkus und Ladetechniken*. Poing : Franzis Verlag GmbH, 2008

**Rubel, Holger, et al. 2017:** *How Batteries and Solar Power Are Disrupting Electricity Markets*. s.l. : The Boston Consulting Group, 2017

**Schlesinger, Michael, Lindenberger, Dietmar und Lutz, Christian 2014:** *Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose*. Basel/Köln/Osnabrück : BMWi, 2014

**SOLARWATT 2017:** *SOLARWATT Glas-Glas-Module-Lange Haltbarkeit und Beständigkeit*  
<https://www.solarwatt.de/komponenten/solarmodule/glas-glas> [abgerufen am: 26. April 2017]

**sonnen GmbH 2016:** *Herstellergarantie der sonnen GmbH*. Wildpoldsried : sonnen GmbH, 2016

**Tjaden, Tjako 2013:** *Techno-ökonomischer Vergleich von Solarthermieanlagen mit Photovoltaik-Wärmepumpen-Systemen mittels dynamischer Simulation*. Berlin: HTW Berlin, 2013

**Tjaden, Tjarko, et al. 2014:** *Einfluss des Standorts und des Nutzerverhaltens auf die energetische Bewertung von PV-Speichersystemen*. Bad Staffelstein : 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, 2014

**VDI, Verein Deutscher Ingenieure 2008:** *VDI-RICHTLINIE 4655*. Verein Deutscher Ingenieure. Düsseldorf : Beuth, 2008

**INEES-Volkswagen AG; LichtBlick SE; SMA Technology AG; Fraunhofer IWES 2015:** *Intelligente Netzanbindung von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Systemdienstleistungen – INEES*. Wolfsburg, Hamburg, Niestetal, Kassel : Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, 2015

**Vuorilehto, Kai 2013:** *Materialien und Funktion* [Hrsg.] Reiner Korthauer. *Handbuch Lithium-Ionen-Batterien*. Heidelberg: Springer-Verlag, 2013

**Weniger, Johannes und Quaschnig, Volker 2013:** *Begrenzung der Einspeiseleistung von netzgekoppelten Photovoltaiksystemen mit Batteriespeichern*. Bad Staffelstein : HTW Berlin, 2013

**Weniger, Johannes, et al. 2015:** *Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende*. Berlin: BERLINER WISSENSCHAFTS-VERLAG GmbH, 2015

**Wille-Hausmann, Bernhard, et al. 2012:** *PV Self Consumption – Fluctuations Of Radiation And Demand*. Freiburg : 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2012 Symposium

**Wöhe, Günter, Döring, Ulrich und Brösel, Gerrit 2016 [1960]:** *Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre*. 26. München : Verlag Franz Vahlen GmbH, 2016 [1960]



## Eidesstattliche Erklärung

Ich versichere, dass ich die vorliegende Arbeit ohne fremde Hilfe selbständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quelle kenntlich gemacht.

Hamburg, den .....

.....

Hans Sengen



# Anhang

## A 1. Jahresüberblick der zugrundeliegenden Lastgänge

Im Folgenden sind die aufgrund der Charakterisierung in *Kapitel 3.1* ausgewählten Lastgänge dargestellt, welche Basis der untersuchten Auslegung sind.

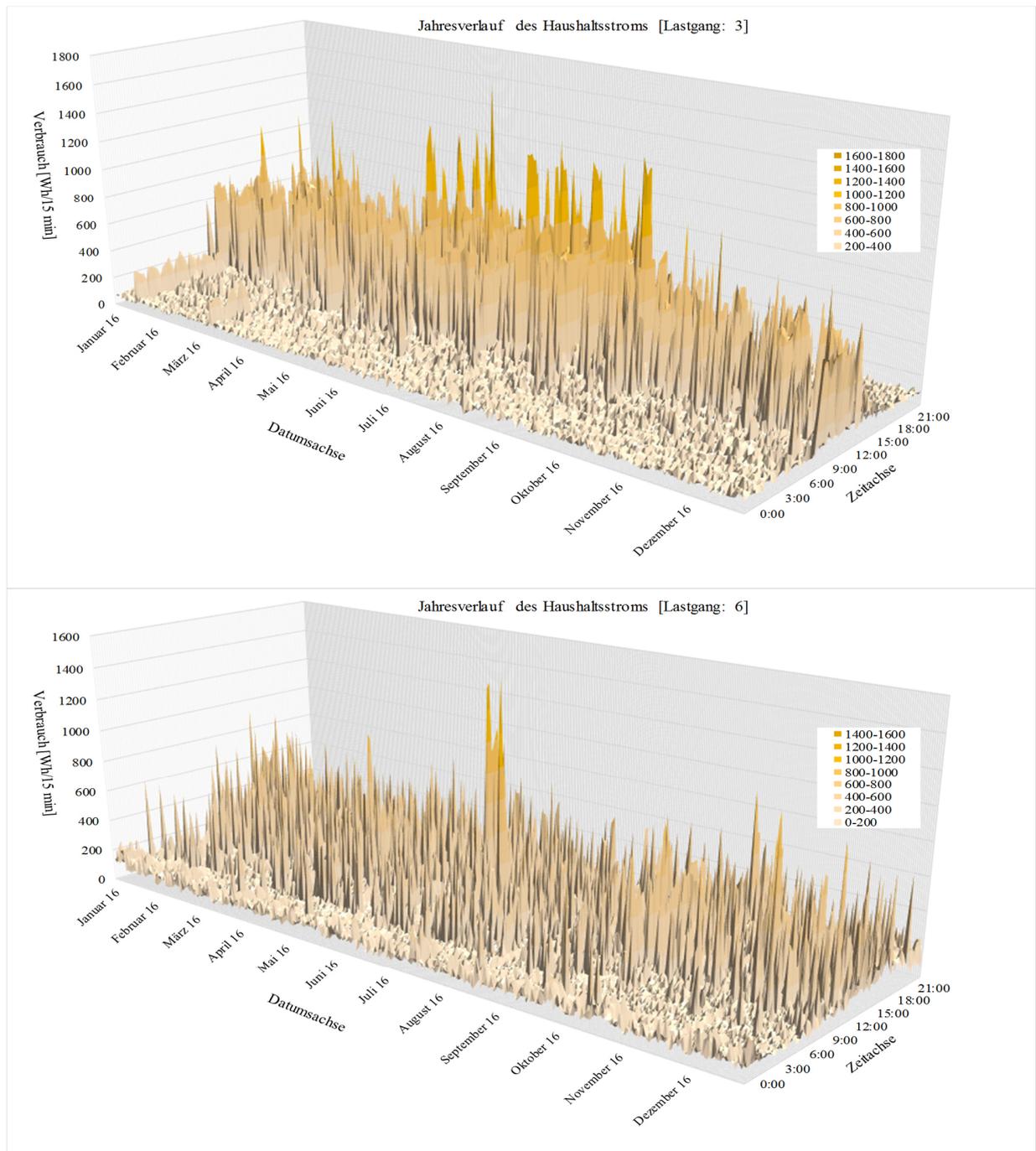


Abbildung 27: Darstellung der ausgewählten Lastgänge 3 und 6

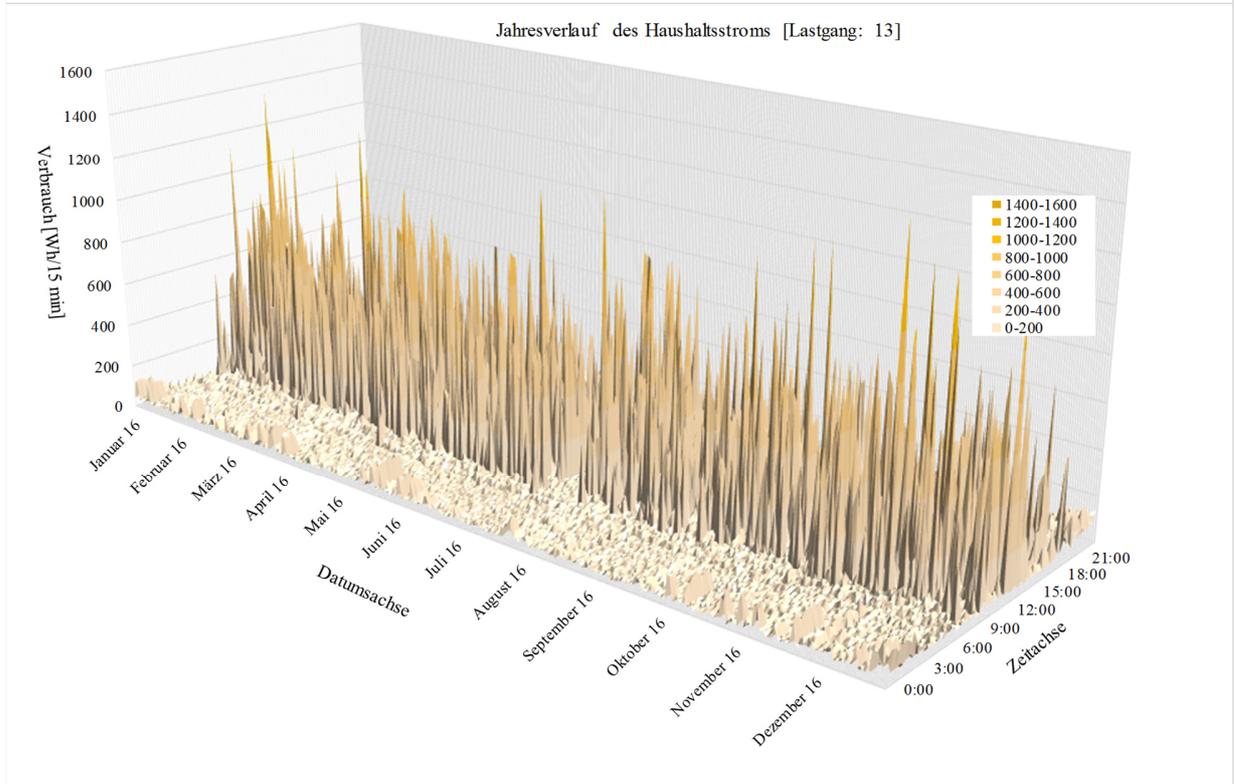
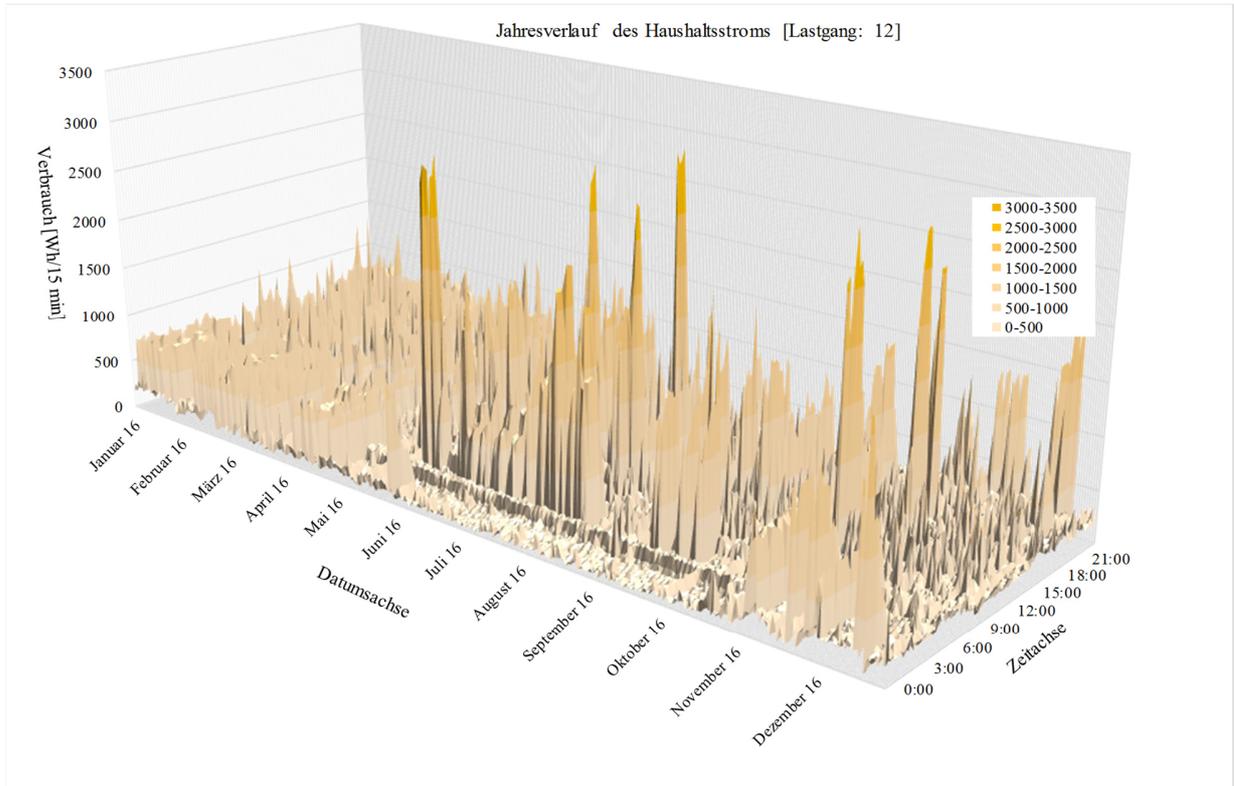


Abbildung 28: Darstellung der ausgewählten Lastgänge 12 und 13

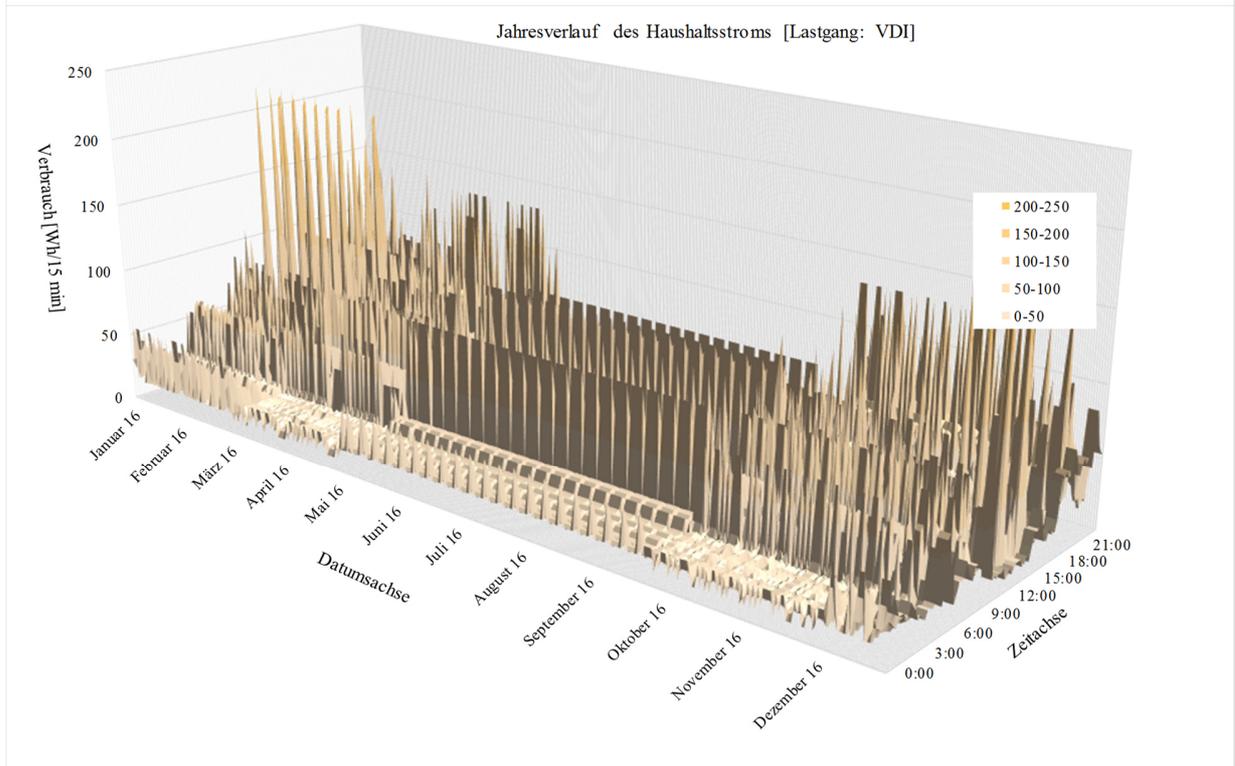
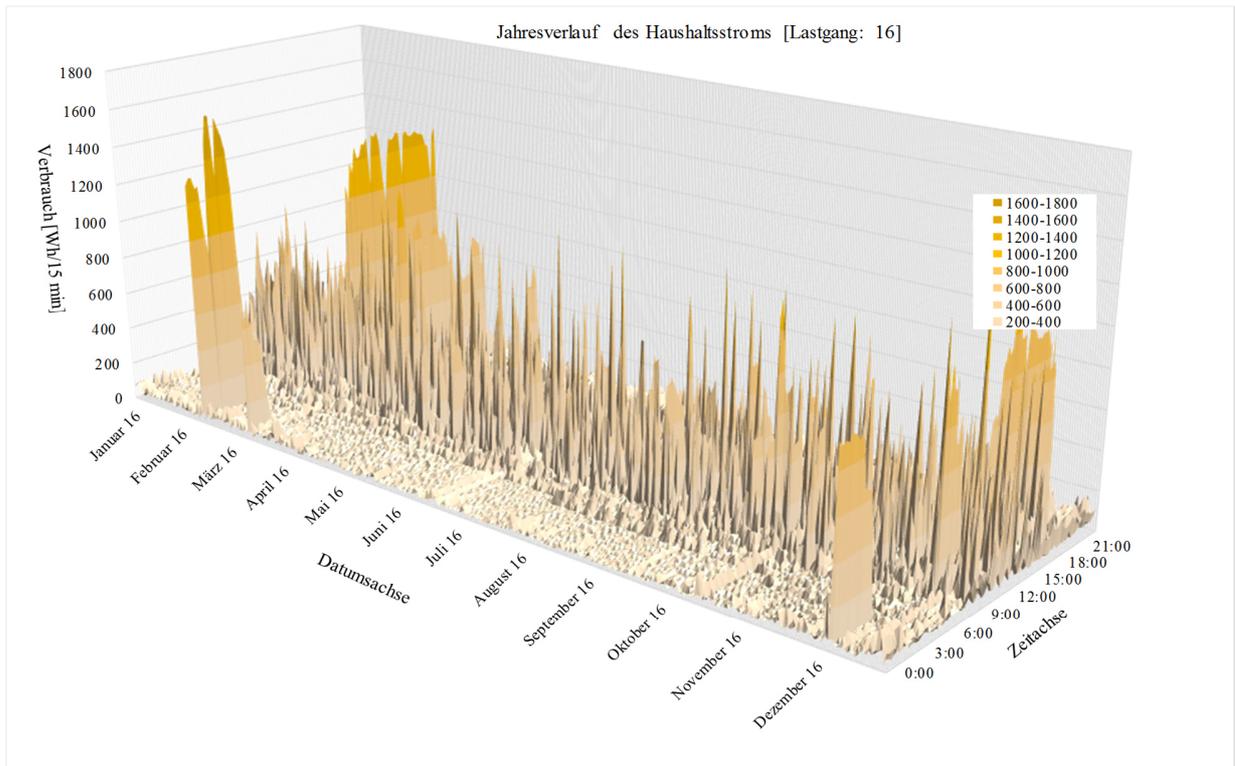


Abbildung 29: Darstellung der ausgewählten Lastgänge 16 und VDI

## A 2. Wochentagsprofile der zugrundeliegenden Lastgänge

Abbildung 30 zeigt zwei Lastgänge mit einem sehr hohen Taganteil (Lastgang 3) und sehr geringen Taganteil (Lastgang 12). Im Fall des Lastganges 12 hat dies zur Folge, dass ohne Batteriespeicher nur unterdurchschnittliche Eigenverbrauchsquoten erreicht werden können. Für das EFH mit dem Lastgang 3 lohnt sich der Einsatz eines Batteriespeichers nur in Ausnahmefällen (vgl. Kapitel 5).

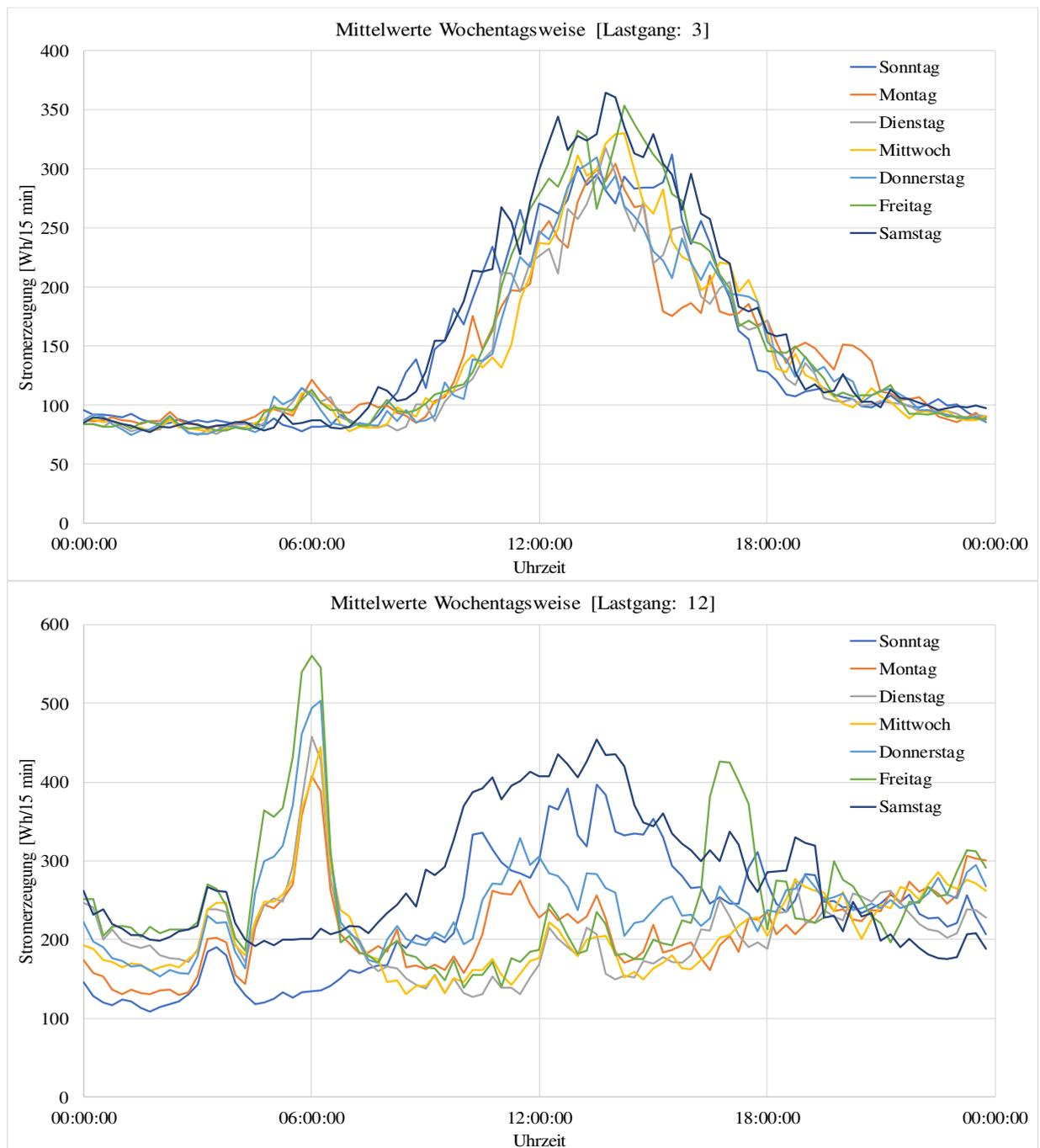


Abbildung 30: Lastgänge 3 und 12: Nach Wochentagen aggregierte und gemittelte Werte

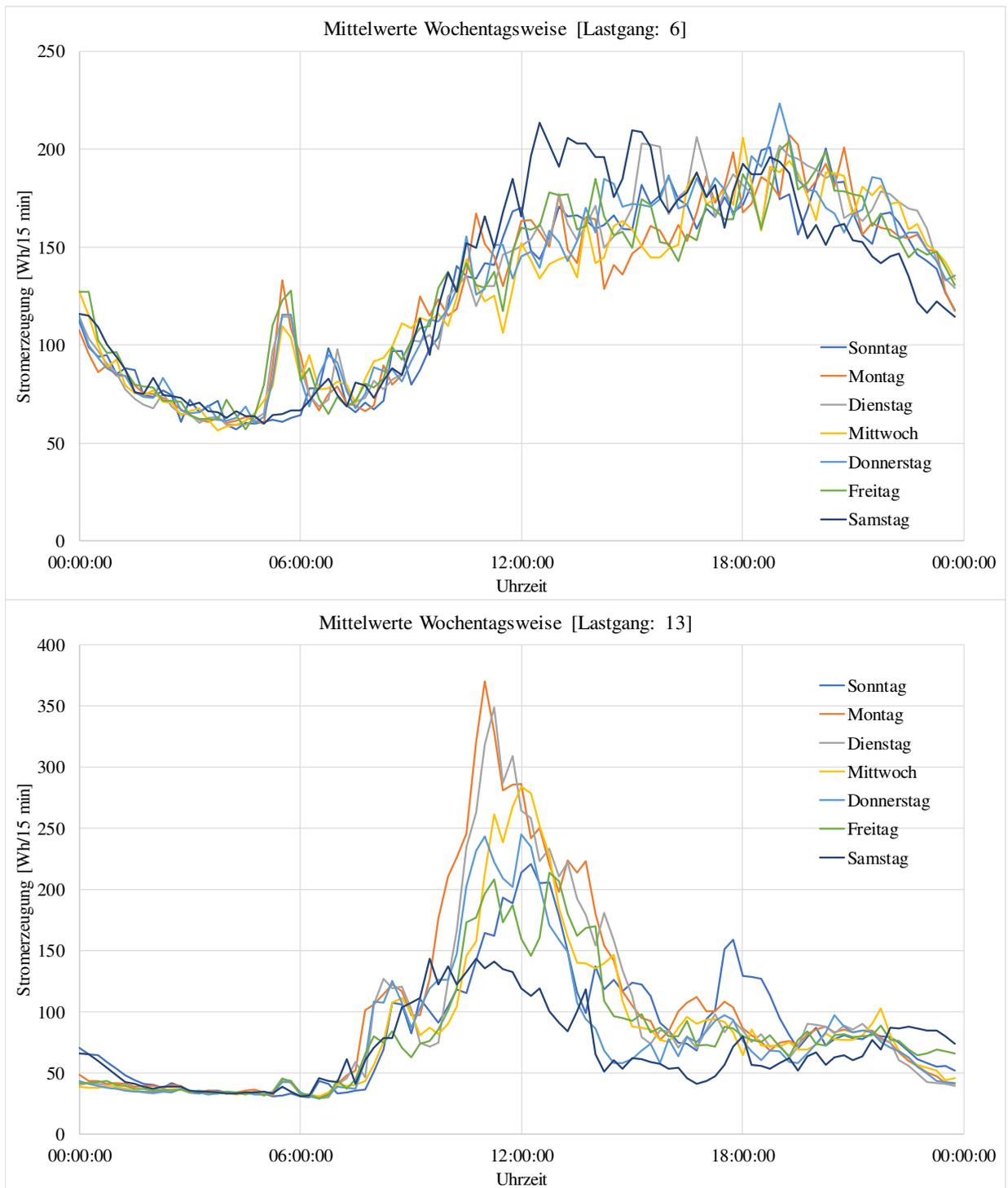


Abbildung 31: Lastgänge 6 und 13: Nach Wochentagen aggregierte und gemittelte Werte

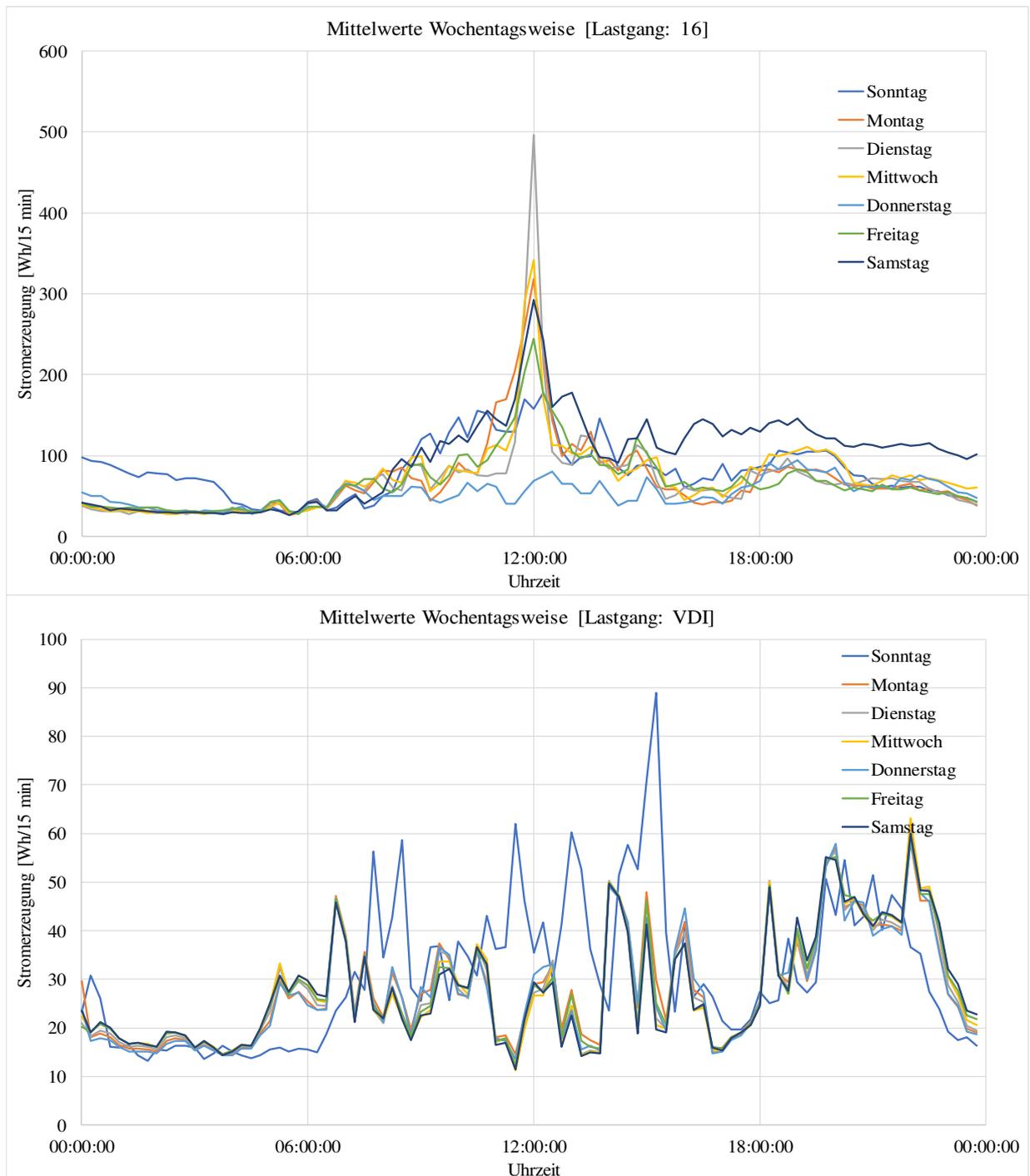


Abbildung 32: Lastprofil 16 und VDI-Profil: Nach Wochentagen aggregierte und gemittelte Werte

Abbildung 32 zeigt den Verlauf des synthetischen Stromprofils der VDI-Richtlinie 4655. Aufgrund der Typtagsystematik liegen die Werktage sehr dicht beieinander. Lediglich der Sonntag hebt sich deutlich davon ab. Unterschiede zwischen den Wochentagen ergeben sich hauptsächlich durch die Anzahl der Feiertage am entsprechenden Wochentag.

### A 3. Darstellung einzelner Erzeugungsprofile

Abbildung 33 zeigt die sehr breite Kurve einer Ost-West ausgerichteten PV-Anlage und einen gleichmäßigeren Verlauf der PV-Erzeugung als bei nach Süden ausgerichteten Anlagen. Der Grund für diese Anomalie ist der günstige Winkel der Module gegenüber der Sonne in den Morgen- und Abendstunden.

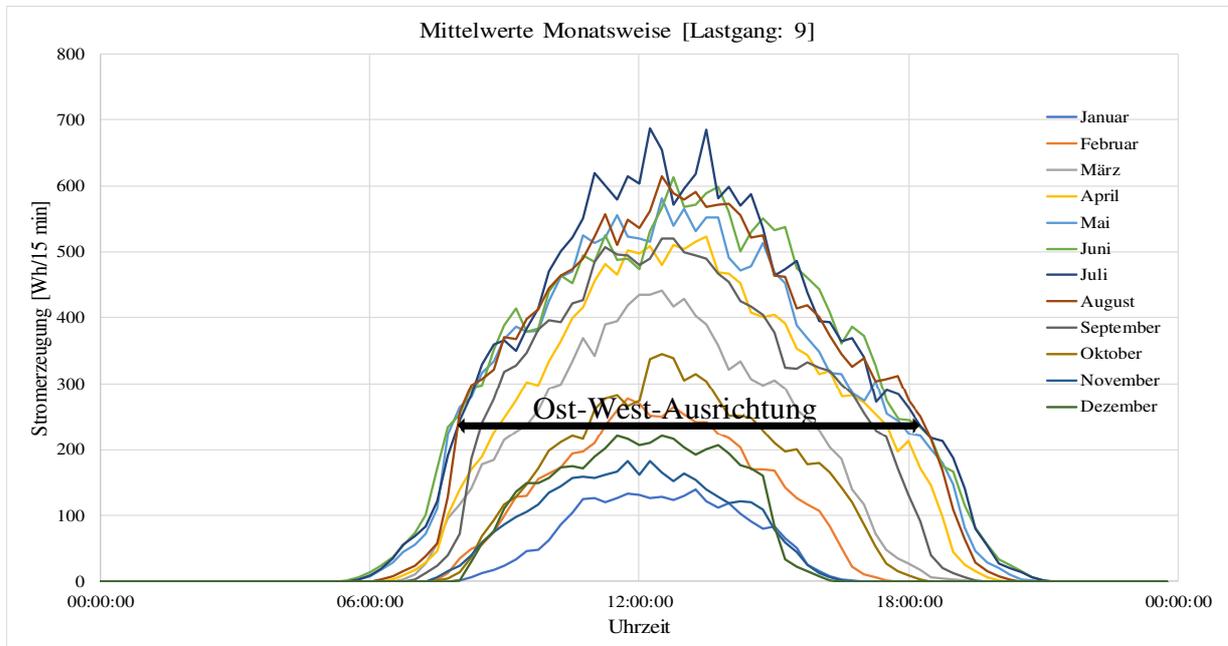


Abbildung 33: PV-Ertragsprofil einer Ost-West orientierten PV-Anlage

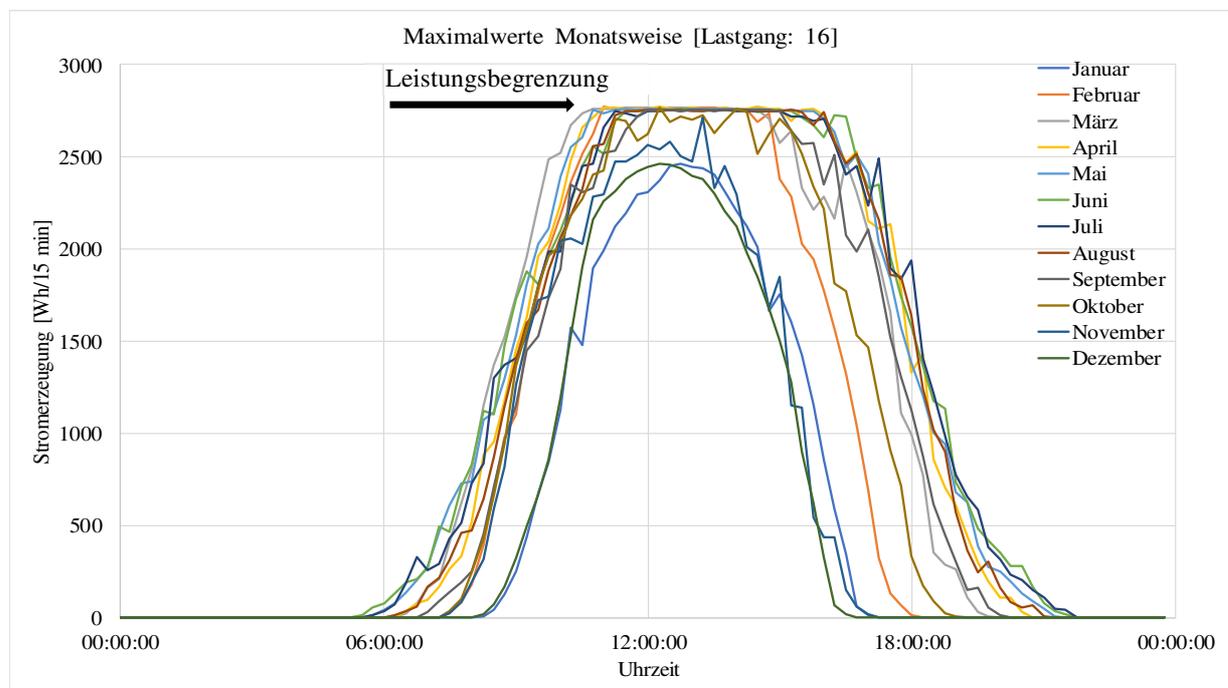


Abbildung 34: Leistungsbegrenzung des Wechselrichters bei maximaler Einstrahlung

In *Abbildung 34* ist das Erzeugungsprofil einer Anlage dargestellt, welche eine Leistungsbegrenzung des Wechselrichters besitzt. Seit dem Jahr 2012 müssen Anlagenbetreiber den Wechselrichter auf 70 % der installierten PV-Leistung begrenzen, um einer Abregelung durch den Netzbetreiber bei Spitzenbelastung der Netze zu entgehen.

*Abbildung 35* zeigt das Erzeugungsprofil einer in den Übergangsmonaten teilverschatteten PV-Anlage. Besonders die Monate März und September sind hier von Leistungseinbußen durch Verschattung betroffen.

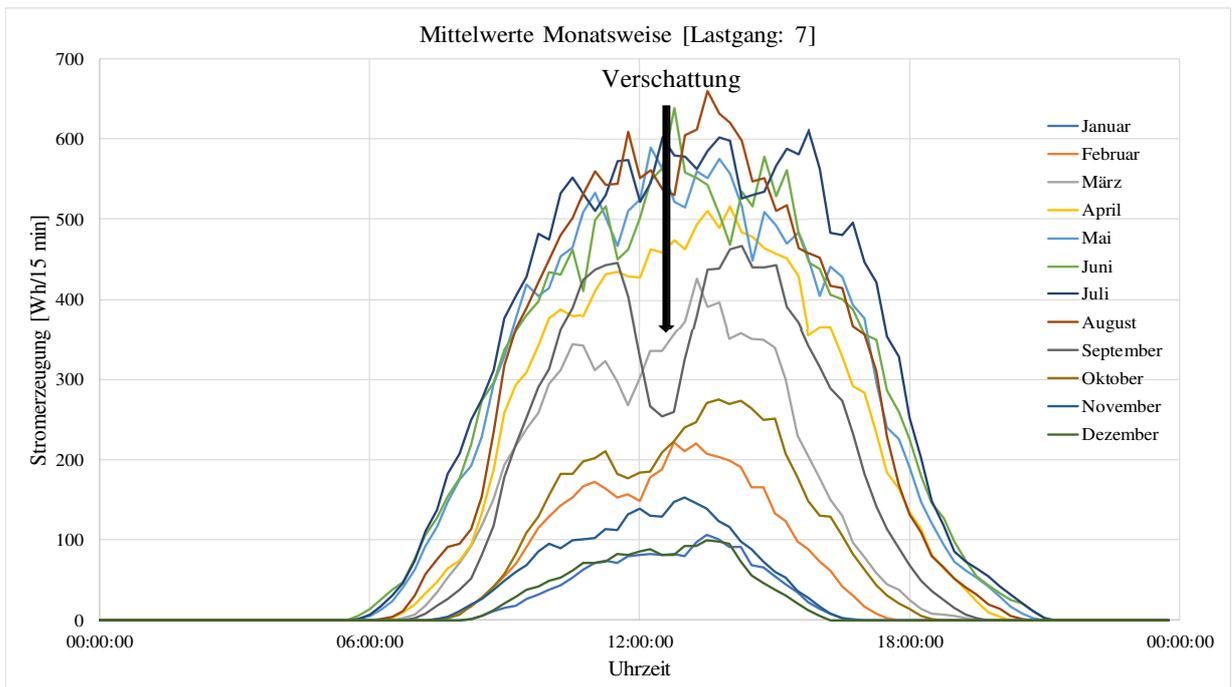


Abbildung 35: PV-Ertragsprofil mit Verschattung in den Übergangsmonaten

Abgesehen vom synthetischen Stromprofil der VDI-Richtlinie 4655 sind alle im Anhang dargestellten Profile, gemessene Daten der SchwarmBatteriekunden von LichtBlick.