



Hochschule  
Augsburg University of  
Applied Sciences

# **Bachelorarbeit**

Erarbeitung und Anwendung einer Methodik zur  
Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer netzunabhängigen  
Microgrid-Lösung für ein mittelständisches deutsches  
Industrieunternehmen

Zur Erlangung des akademischen Grades des  
Bachelor of Engineering

---

Vorgelegt an der Fakultät für Elektrotechnik der Universität für angewandte  
Wissenschaften Augsburg  
bei Professor Dr. Michael Finkel

---

Von Marcel Trappe  
Augsburg, 15.10.2018  
Mat: 955458

## **Danksagung**

In erster Linie danke ich der MTU Onsite Energy GmbH für die Möglichkeit meine Bachelorarbeit in Kooperation mit einer international tätigen Firma anfertigen zu können. An dieser Stelle möchte ich mich bei meinem Betreuer und Teamleiter Marcus Mücke für die Unterstützung bei der Planung, Durchführung und Betreuung meiner Aufgaben bedanken. Weiterer Dank gebührt allen anderen Kollegen, die mich bei auftretenden Problemen immer nach Kräften unterstützt haben.

Besonderer Dank gebührt Herrn Dr. Michael Finkel für die Betreuung meiner Aufgaben und der gegenseitigen Bekanntmachung mit der MTU Onsite Energy GmbH wodurch sich die Möglichkeit dieser Arbeit erst ergeben hat.

Als letztes ist noch allen Freunden, Mitbewohnern und Kommilitonen zu danken, die sich mit einzelnen Kapiteln befasst und mich bei der Ausarbeitung unterstützt haben.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Danksagung</b> .....	<b>2</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>6</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>6</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>8</b>
<b>1. Einleitung</b> .....	<b>9</b>
1.1. Motivation .....	9
1.2. Zielsetzung .....	9
1.3. Aufbau der Arbeit .....	10
1.4. Beschreibung der Firma .....	10
<b>2. Theoretische Grundlagen</b> .....	<b>11</b>
2.1. Energiepolitik .....	11
2.2. Strompreisentwicklung.....	13
2.3. Strompreisbestandteile .....	14
2.4. Gaspreisentwicklung.....	23
2.5. Gaspreisbestandteile .....	25
<b>3. Energiebilanz mittelständisches Unternehmen</b> .....	<b>28</b>
3.1. Strombedarf- und Kosten.....	28
3.2. Gasbedarf- und Kosten.....	31
3.3. Gesamtenergiekosten.....	33
<b>4. Modellierung</b> .....	<b>35</b>
4.1. Systemkomponenten .....	36
4.1.1. Photovoltaik .....	36
4.1.2. Energiespeicher.....	38
4.1.3. Frequenzumrichter .....	39
4.1.4. Blockheizkraftwerk.....	40
4.1.5. Heizkessel .....	41
4.2. Globale Variablen .....	41
4.2.1. Abzinsungssatz .....	42
4.2.2. Inflationsrate .....	42
4.2.3. Kraftstoffpreis .....	43
4.2.4. Laufzeit.....	43
4.3. Simulationsprogramm.....	44
4.3.1. Auswahl .....	44
4.3.2. Beschreibung.....	45
4.4. Basisszenario .....	47

4.4.1.	Auswahl Systemkomponenten .....	47
4.4.2.	Funktion .....	50
4.5.	Sensitivitäten .....	51
4.5.1.	PV-Kapazität.....	52
4.5.2.	Zinssatz .....	54
4.5.3.	Wartung- und Instandhaltungskosten.....	55
4.5.4.	Investitionskosten .....	57
4.5.5.	Kraftstoffpreis .....	58
4.5.6.	Übersicht .....	60
<b>5.</b>	<b>Anwendungsfall mittelständisches Unternehmen .....</b>	<b>62</b>
5.1.	Energetische Anforderungen .....	62
5.1.1.	Versorgungssicherheit.....	62
5.1.2.	Stromqualität .....	64
5.2.	Realszenario .....	65
5.2.1.	Auswahl Systemkomponenten .....	65
5.2.2.	Funktion .....	66
5.3.	Wirtschaftliche Betrachtung .....	66
5.3.1.	Energiekosten (LCOE) .....	67
5.3.2.	Kosten-Nutzen-Analyse .....	69
5.3.3.	Theoretisches Anlagenoptimum .....	75
<b>6.</b>	<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>78</b>
<b>7.</b>	<b>Ergänzung und Ausblick.....</b>	<b>79</b>
7.1.	Ergänzung zur ökonomischen Betrachtung.....	79
7.2.	Volkswirtschaftliche Konsequenzen .....	81
<b>8.</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>84</b>
<b>9.</b>	<b>Normverzeichnis.....</b>	<b>88</b>
<b>10.</b>	<b>Entscheidungsverzeichnis .....</b>	<b>88</b>
<b>11.</b>	<b>Rechtsquellenverzeichnis .....</b>	<b>88</b>
	<b>Eidstattliche Erklärung .....</b>	<b>89</b>



## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Strompreis & Stromkosten .....	31
Tabelle 2: Gaspreis & Gaskosten .....	33
Tabelle 3: Kostenmöglichkeiten konventioneller Energiebezug.....	34
Tabelle 4: Daten Photovoltaik .....	38
Tabelle 5: Daten Lithium-Ionen-Batterie .....	39
Tabelle 6: Daten Systemkonverter .....	40
Tabelle 7: Daten BHKW .....	41
Tabelle 8: Daten Heizkessel .....	41
Tabelle 9: Übersicht globale Variablen .....	44
Tabelle 10: Übersicht Basisszenario .....	49
Tabelle 11: Reihenfolge der Sensitivitätsanalysen .....	51
Tabelle 12: Ergebnisse Sensitivitätsanalyse PV-Kapazität.....	54
Tabelle 13: Ergebnisse Sensitivitätsanalyse Zinssatz .....	55
Tabelle 14: Ergebnisse Sensitivitätsanalyse O&M-Kosten .....	56
Tabelle 15: Ergebnisse Sensitivitätsanalyse Investition.....	58
Tabelle 16: Ergebnisse Sensitivitätsanalyse Kraftstoffpreis.....	59
Tabelle 17: Übersicht der Sensitivitätsanalysen .....	60
Tabelle 18: Systemverfügbarkeit bei gegebener Anlagenzahl.....	63
Tabelle 19: Daten Schwungrad.....	66
Tabelle 20: Übersicht Realszenario .....	66
Tabelle 21: Kapitalwertmethode Realszenario.....	73

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland.....	12
Abbildung 2: Strompreisentwicklung für Industrie und Privathaushalte .....	14
Abbildung 3: Strompreisbestandteile für Industrieverbraucher 2018 .....	18
Abbildung 4: Reduzierungsschlüssel Netzentgelte .....	19
Abbildung 5: Reduzierungsschlüssel nach EEG-2014.....	21
Abbildung 6: Gaspreisentwicklung für Industrie und Privathaushalte .....	24
Abbildung 7: Gaspreisbestandteile für Industrieverbraucher 2017 .....	27
Abbildung 8: Verlauf der wöchentlichen Gesamtleistung.....	29
Abbildung 9: Strombedarf Woche .....	30
Abbildung 10: Strombedarf Jahr .....	31
Abbildung 11: Wärmebedarf Woche .....	32
Abbildung 12: Wärmebedarf Jahr .....	33
Abbildung 13: Einstrahlungsenergie pro Tag über ein Jahr .....	37
Abbildung 14: Entwicklung der Inflationsrate in Deutschland .....	43
Abbildung 15: Jahresdauerlinie Gesamtleistung der Verbraucher.....	48
Abbildung 16: Anlagenarchitektur in Homer Pro Energy (Basisszenario).....	50
Abbildung 17: Stromgestehungskosten in Abh. d. PV-Kapazität .....	53

---

Abbildung 18: Stromgestehungskosten in Abh. v. Zinssätze .....	54
Abbildung 19: Stromgestehungskosten in Abh. v. O&M-Kosten .....	56
Abbildung 20: Stromgestehungskosten in Abh. v. Investitionskosten .....	57
Abbildung 21: Stromgestehungskosten in Abh. v. Kraftstoffpreis .....	59
Abbildung 22: Anlagenarchitektur Realszenario in Homer Pro .....	65
Abbildung 23: Energiekosten im Vergleich .....	71
Abbildung 24: Kapitalwertmethode Realszenario .....	74
Abbildung 25: Theoretisches Anlagenoptimum .....	76

## Abkürzungsverzeichnis

BHKW	Blockheizkraftwerk
kWh	Kilowattstunde
MWh	Megawattstunde
GWh	Gigawattstunde
LCOE	Levelized Cost of Energy
GHI	Global horizontal irradiance
O&M	Operations&Maintenance Cost
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromEinspGw	Stromeinspeisegesetz
StromStG	Stromsteuergesetz
KAV	Konzessionsabgabeverordnung
AbLav	Verordnung über Vereinbarung zu abschaltbaren Lasten
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MTU	Motoren- und Turbinen-Union Friedrichshafen
NASA	National Aeronautics and Space Administration
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb

# 1. Einleitung

## 1.1. Motivation

Steigende Strompreise und die damit verbundenen höheren Energiekosten liefern seit Langem für Privathaushalte und Industrie Anreize sich energetisch zu optimieren und Kosteneinsparungen zu erreichen.

Im Rahmen der deutschen Energiewende sind die finanziellen Subventionen garantiert, sodass in den letzten Jahren viele deutsche Privathaushalte in regenerative Stromerzeugungs- und Speichereinrichtungen investiert haben. Dank der erneuerbaren Energiesysteme kann die kostenlos verfügbare Energie in all seinen Formen effizient genutzt werden um Energiekosteneinsparungen zu erzielen. Dieses Ziel verfolgen nicht nur private Verbraucher, sondern auch industrielle Stromabnehmer. So steigern energieintensive Industrieunternehmen ihre Energieeffizienz oder sie versuchen die Möglichkeit zur Reduzierung von staatlich veranlassten Steuern, Umlagen und Abgaben zu nutzen. Zweiter Aspekt ist sehr lukrativ, da dieser den größten Anteil vom deutschen Strompreis ausmacht und somit bei Verringerung ein enormes Einsparungspotential birgt. Insbesondere energieintensive Großunternehmen greifen auf diese Möglichkeit zurück.

Allerdings sind mittelständische Industrieunternehmen nicht in der Lage sich von diesen Stromkomponenten zu befreien und müssen folglich im Vergleich zu ihren größeren Mitstreitern relativ hohe Stromkosten hinnehmen. Doch auch mittelständische Industrieunternehmen in Deutschland suchen nach Möglichkeiten um ihre Energiekosten zu senken.

Eine mögliche Alternative ist zum Beispiel die autarke Stromerzeugung mithilfe regenerativer Erzeugungsanlagen im Verbund mit Blockheizkraftwerken ohne bestehenden Anschluss an das deutsche Stromnetz. Wäre es also nicht denkbar, dass selbst ein Industrieunternehmen mit einem vielfach größeren jährlichen Strombedarf als ein Privathaushalt diesen Schritt vollzieht um gleiche ökonomische Vorteile zu erzielen? Wäre es vielleicht sogar möglich, dass ein Unternehmen, entkoppelt vom deutschen Stromnetz, unter Berücksichtigung der energetischen Anforderungen, zu 100% seinen eigenen Strom autark erzeugt um die staatlich veranlassten Bestandteile zu umgehen ohne dabei Kostennachteile zu erfahren? Aus diesen Gedanken leitet sich die Zielsetzung für diese Bachelorarbeit ab, die nachfolgend genannt wird.

## 1.2. Zielsetzung

Ziel dieser Arbeit ist die Erarbeitung und Anwendung einer Methodik zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer netzunabhängigen Microgrid-Lösung für ein mittelständisches deutsches Industrieunternehmen um Antworten auf diese Fragen zu geben.

### **1.3. Aufbau der Arbeit**

Kernelement dieser Arbeit ist eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer netzunabhängigen Microgrid-Lösung, die die Erarbeitung und Anwendung einer Methodik bei verschiedenen Anlagenarchitekturen mit einbezieht. Zu Beginn wird in den theoretischen Grundlagen die Entwicklung der Energiekosten für Strom und Gas innerhalb der letzten Jahre analysiert. Zudem werden die einzelnen Kostenbestandteile des Gas- und Strompreises hinsichtlich ihrer Reduzierungsmöglichkeiten genauer untersucht. Diese Informationen bilden im dritten Kapitel die Grundlage für die Berechnung der Jahresenergiekosten für Wärme und Strom eines Unternehmens bei Anschluss an das deutsche Strom- und Gasnetz. Die resultierenden Gesamtenergiekosten dienen als Referenzwert für die wirtschaftliche Betrachtung in Kapitel fünf. Das 4. Kapitel befasst sich mit der Zusammensetzung der Anlagenarchitektur eines Basisszenarios zur autarken Stromgewinnung, der Definition von globalen Variablen und zieht Folgerungen aus den Berechnungen der verschiedenen Sensitivitätsanalysen. Das darauffolgende fünfte Kapitel beschäftigt sich mit der Übertragung und Anwendung der gewonnenen Erkenntnisse auf das Realszenario um eine Aussage über deren Wirtschaftlichkeit zu treffen. Am Ende dieser Arbeit werden die Ergänzungen der ökonomischen Betrachtung sowie mögliche volkswirtschaftliche Konsequenzen für die Gesamtheit der deutschen Stromverbraucher beleuchtet.

### **1.4. Beschreibung der Firma**

Die MTU Onsite Energy GmbH ist eine Sparte der MTU und somit der größte Teil der Rolls-Royce Power Systems AG, welche wiederum zu Rolls-Royce gehört. Die Rolls-Royce Power Systems AG hat ihren Hauptsitz in Friedrichshafen und ist Anbieter von schnell- und mittelschnelllaufenden Diesel- und Gasmotoren, kompletten Antriebssystemen, dezentralen Energieanlagen und Kraftstoffeinspritzsystemen. Das Produktportfolio der MTU besteht hingegen aus kompletten Systemlösungen zur Energieversorgung wie Anlagen für Notstrom-, Grund- und Mittellastversorgung sowie Kraftwärmekopplungsanlagen (KWK).

Am Standort Augsburg hat sich die MTU auf Gassysteme spezialisiert und bietet diese in verschiedenen Baureihen mit unterschiedlichen Funktionen an. Diese Funktionen beinhalten unterschiedliche Leistungsbereiche von 100 kW bis 2500 kW und Einsatzgebiete für Netze mit einer Frequenz von 50 Hz und 60 Hz. Die Anlagen sind zum Beispiel in Krankenhäusern, landwirtschaftlichen Betrieben, Schwimmbädern sowie Industrieunternehmen mit Strombedarf bei gleichzeitigem Wärmebedarf verbaut.

Das Unternehmen ist international präsent und bereits seit 50 Jahren im Bereich der dezentralen Energieversorgung tätig. Der Fokus liegt auf der Produktion und Entwicklung von Systemen, die mit Hilfe von klimaneutralen und regenerativen Kraftstoffen zur umweltfreundlichen Energiegewinnung beitragen. Hierfür wird auf KWK-Anlagen, sowie beispielsweise auf die Verwendung von

Biogas gesetzt. Zudem befinden sich im Produktportfolio auch viele Aggregate, die mit Erdgas betrieben werden. Durch die Nutzung der entstandenen Abwärme während der Stromproduktion eines Aggregats kann ein Gesamtwirkungsgrad größer als 90% erreicht werden<sup>1</sup>.

## 2. Theoretische Grundlagen

Wie bereits in der Einleitung erwähnt, spüren alle Stromverbraucher mit Netzanschluss seit den letzten Jahren in Deutschland steigende Strom- und Gaspreise. Dieses Kapitel analysiert zu Beginn die Entwicklung des Strom- und Gaspreises für private und industrielle Verbraucher. Zudem werden für beide Energieformen (Strom und Gas) die Reduzierungsmöglichkeiten für bestimmte Preisbestandteile für Industrieunternehmen in Deutschland analysiert. Anhand eines mittelständischen Industrieunternehmens werden hierzu im Anschluss die möglichen Aussichten dargestellt. Zuvor verdeutlicht jedoch ein historischer Rückblick die Entwicklung der Energiepolitik in Deutschland der letzten Jahre und liefert somit eine Heranführung an die gegenwärtige Situation.

### 2.1. Energiepolitik

Die Ursprünge der Förderung der erneuerbaren Energien liegen ungefähr 30 Jahre zurück. Die in den 1980er durch den Kernreaktorunfall in Tschernobyl verstärkte Debatte über Klimaschutz und Ökostrom-Förderprogramme erhöhten den Druck auf die politischen Parteien, sodass 1990 das Stromeinspeisegesetz (StromEinspG) zur Förderung der erneuerbaren Energien verabschiedet wurde<sup>2</sup>. Dieses Gesetz verpflichtete die Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur Abnahme und Vergütung der elektrischen Energie aus regenerativen Quellen und bildete somit erstmals den Grundstein für den Zubau erneuerbarer Energien in Deutschland<sup>3</sup>. Der Ausbau vollzog sich in erster Linie im privaten Sektor oder in kleinen privaten Unternehmen, da die Wirtschaftlichkeit für große Investitionen nicht gegeben war<sup>4</sup>. Demzufolge betrug der Anteil der erneuerbaren Energiequellen gegen Ende der 90er Jahre gerade einmal 6,3% der gesamten Bruttostromerzeugung. So wurde mit dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) im Jahre 2000 die rechtlichen Rahmenbedingungen geschaffen um die Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energiequellen weiterhin zu fördern und anzutreiben. Wesentlicher Bestandteil

---

<sup>1</sup>Vgl. MTU Onsite Energy, „MTU Onsite Energy Produkte,“ zuletzt geprüft am 06.06.2018, <http://www.mtuonsiteenergy.com/produkte/index.de.html>.

<sup>2</sup>Vgl. Manuel Berkel et al., „Informationen zur politischen Bildung: Energie und Umwelt,“ zuletzt geprüft am 13.09.2018, <http://www.bpb.de/shop/zeitschriften/informationen-zur-politischen-bildung/169543/energie-und-umwelt>.

<sup>3</sup>Vgl. Josef Gochermann, *Expedition Energiewende*, 1. Aufl. 2016 (Wiesbaden: Springer Spektrum, 2016). doi:10.1007/978-3-658-09852-0, <http://gbv.ebib.com/patron/FullRecord.aspx?p=4385492>, 36.

<sup>4</sup>Vgl. Bernd Hirschl, *Erneuerbare Energien-Politik*, 1. Aufl., Energiepolitik und Klimaschutz. Energy Policy and Climate Protection (s.l.: VS Verlag für Sozialwissenschaften (GWV), 2008), <http://gbv.ebib.com/patron/FullRecord.aspx?p=749226>, 134.

des EEG ist das Förderprinzip, dass durch die Einführung einer gesetzlich festgelegten Vergütung von 20 Jahren für regenerativ hergestellten Strom den Anlagenbetreibern und Kapitalgebern die nötige Planungs- und Investitionssicherheit lieferte. Mit der Heraufsetzung des Anteils für erneuerbare Energien an der Elektroenergieversorgung auf 30% bis 2020 der darauffolgenden EEG-Novellierungen in den Jahren 2004 und 2009 leisteten abermals einen enormen Vorschub für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Um die wesentlichen Klimaschutzziele der European Climate Change Programme (ECCP 2000) zu erreichen, verabschiedete die Bundesregierung 2010 ein neues Energiekonzept, welches die erneuerbaren Energien als die „tragende Säule zukünftiger Energieversorgung“ bezeichnete. Zugleich wurden aber die Laufzeiten der Atommeiler verlängert um eine wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung zu garantieren. Nach dem Super Gau der japanischen Kernkraftreaktoren in Fukushima am 09. März 2011 wurde dieses Konzept jedoch neu bewertet. Die Rolle der Kernkraftnutzung als „Brückentechnologie“ zur Elektroenergieerzeugung änderte sich grundlegend, sodass der endgültige Ausstieg aus der Kernkraftenergie bis zum Jahr 2022 beschlossen wurde. Daraufhin wurden zur Beschleunigung der Implementierung des Energiekonzepts im Juli 2011 ein Paket aus sechs Gesetzen (AtomG 2011; EEG 2012, ENWGÄndG 2011; NABEG 2011; EKFG 2011, BauGB 2011) bestehend verabschiedet. Infolgedessen lag der Anteil der erneuerbaren Energiequellen bei der Stromerzeugung 2014 bei 27,4%. Die nachstehende Abbildung 1 verdeutlicht die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für den Zeitraum von 1990 bis 2017 in Deutschland.

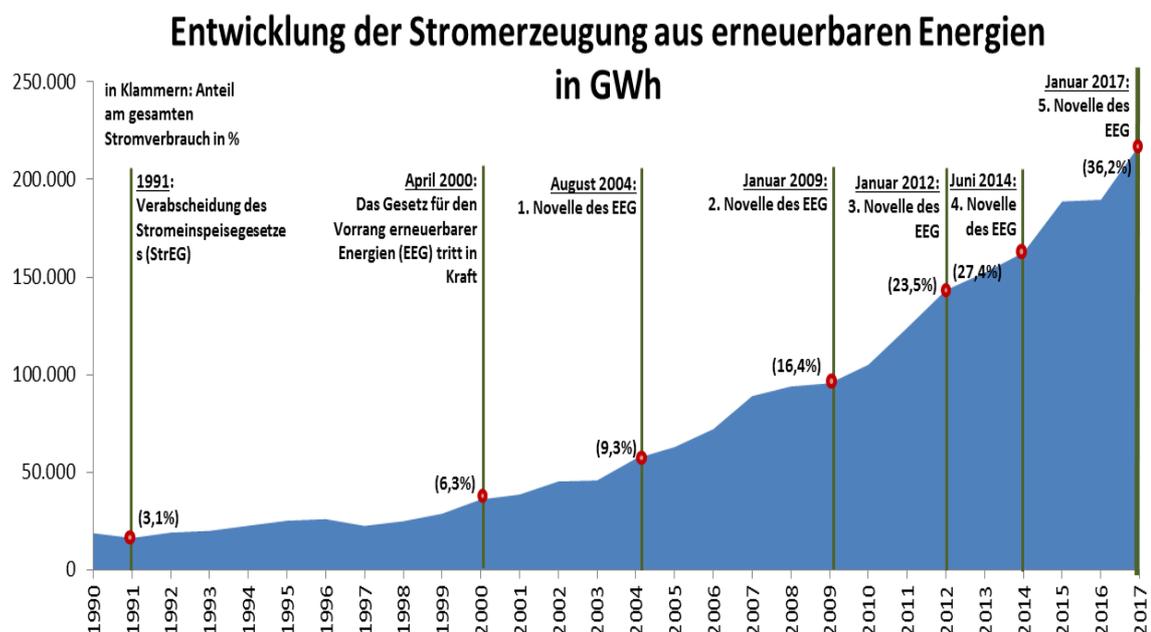


Abbildung 1: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland<sup>5</sup>

<sup>5</sup>Vgl. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik, „Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland,“ zuletzt geprüft am 13.09.2018, <https://www.erneuerbare-energien.de>

Die dadurch erhöhte Einspeisung von grünem Strom bedeutet einen Anstieg der EEG-Vergütung was eine gesteigerte EEG-Umlage zur Folge hat. So wuchs die EEG-Umlage, der mit Abstand größte Strompreisanteil, innerhalb von nur vier Jahren um mehr als das Dreifache und erreichte 2014 einen Höchstwert von 6,14 ct/kWh. Um die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende weiterhin zu bewahren, wurde infolgedessen auf politischer Ebene in Form neuer EEG-Novellierungen eine Kehrtwende eingeleitet. Mit der darauffolgenden EEG-Novelle 2014 wurden die Förderungen für den erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien reduziert, verschiedene Boni gestrichen und die EEG-Umlage musste erstmals sogar für selbstverbrauchten und selbsterzeugten Strom bezahlt werden. Hiervon sind lediglich kleine Anlagen mit einer Leistung kleiner 10 kWp und einer Jahreserzeugungsmenge geringer als 10 MW ausgenommen. Auch in der aktuellen EEG-Novelle 2017 wurden hierzu keine wesentlichen Änderungen vorgenommen und die Belastung des Eigenverbrauchs bleibt weiterhin bestehen. Insbesondere für energieintensive Industrieunternehmen stellt dieser Gesetzesbeschluss eine hohe finanzielle Belastung dar und zwingt diese Verbraucher zum Umdenken um auch weiterhin ihre Energiekosten, aufgrund internationaler Wettbewerbsfähigkeit, niedrig zu halten. Jedoch ist gemäß geltendem EEG 2017 nach § 61a unter gewissen Umständen eine Reduzierung der EEG-Umlage möglich: So entfällt die EEG-Umlagen, wenn der Eigenversorger für den produzierten Strom keine finanzielle Förderung in Anspruch nimmt und sich vollständig auf den erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien bezieht oder wenn der Eigenversorger „[...] weder unmittelbar noch mittelbar an ein Netz angeschlossen ist.“<sup>6</sup>. Nach Angaben des Forums Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) sowie dem Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) liegen derzeit noch keine statistischen Zahlen vor, die einen möglichen Trend zur Energieautarkie durch Industrieunternehmen in Deutschland bestätigen. Es ist aber durchaus vorstellbar, dass im Angesicht steigender Energiekosten ein kollektives Umdenken auf industrieller Ebene in Zukunft stattfinden wird. Der Fokus dieser Arbeit liegt auf dem zweiten Aspekt, dessen technische und ökonomische Auswirkungen anhand eines mittelständischen Industrieunternehmens ohne Anschluss an das deutsche Stromnetz beleuchtet werden.

## 2.2. Strompreisentwicklung

Im Rahmen der Energiewende ist die Umstellung von nuklearen und fossilen Brennstoffen auf regenerative Energien mit enormen Kosten verbunden, die sich in einem starken Strompreisanstieg widerspiegeln. Nach der Liberalisierung des Strommarktes im Jahre 1998 bestand Strompreis größtenteils aus den Erzeugungs- Transport- und Vertriebskosten. Im Laufe der Zeit kamen durch die Energiewende weitere Kostenbestandteile hinzu, was einen konstanten Stromkostenanstieg zur Folge hatte. Die nachstehende Abbildung 2 zeigt diese Entwicklung des durchschnittlichen Strompreises (inkl. Stromsteuer) für die Industrie- und Privatkunden in Deutschland, basierend auf einer Strompreisanalyse des BDEW im Mai 2018. Für Haushaltskunden wurde ein durchschnittlicher Jahresverbrauch von 3.500 kWh angenommen und für

---

[energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare\\_Energien\\_in\\_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html](http://energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html).

<sup>6</sup> § 61a Abs. 1 S. 2 EEG-2017

Industriekunden ein Jahresverbrauch von 160.000 bis 20 Mio. kWh. Der Strompreis für Privat- und Industrieabnehmer hat im Jahre 2018 ein neues Rekordhoch von 29,44 ct/kWh bzw. von 17,17 ct/kWh erreicht. Von 2008 bis 2018 entspricht das einem Zuwachs von 36,2% für Industriekunden und 36,6% für Privathaushalte. Insbesondere die EEG-Umlage sowie die Einführung neuer Umlagen sind für den Preisanstieg verantwortlich. Auch die Einführung neuer Abgaben zwischen den Jahren 2012 und 2014 wie die §19 StromNEV-Umlage, die Offshore-Haftungsumlage und die Umlage für abschaltbare Lasten haben zur Erhöhung beigetragen. Zukünftig gehen Experten von weiteren Preissteigerungen aus um die anfallenden Kosten der Energiewende zu stemmen<sup>7</sup>.

## Strompreisentwicklung in Deutschland

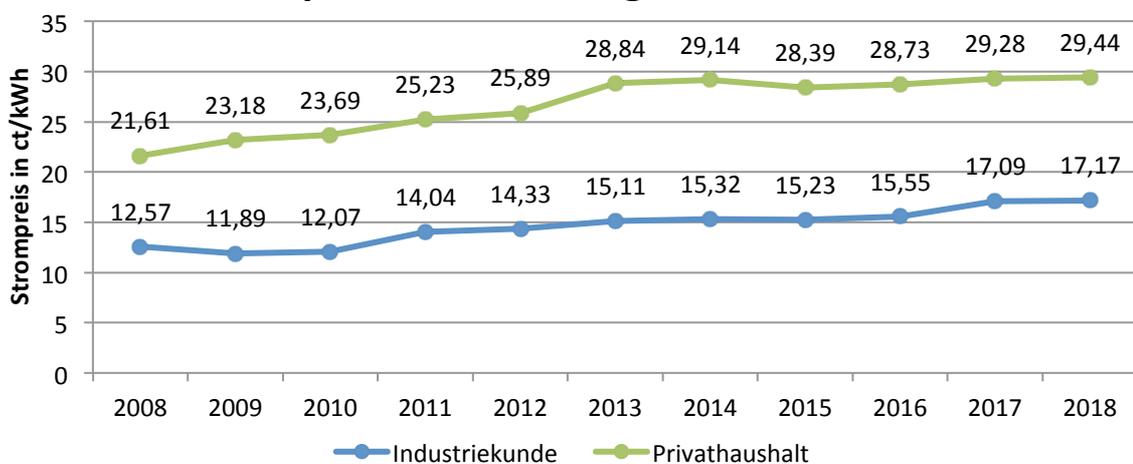


Abbildung 2: Strompreisentwicklung für Industrie und Privathaushalte<sup>8</sup>

Im nachfolgenden Abschnitt wird auf die einzelnen Strompreisbestandteile genauer eingegangen, um die Kostentreiber zu identifizieren.

### 2.3. Strompreisbestandteile

Grundsätzlich setzt sich der Strompreis aus drei Bestandteilen zusammen, die nachfolgend erläutert werden<sup>9</sup>:

Den Kosten für Strombeschaffung, Vertrieb, Service und Dienstleistungen des Lieferanten: Dies sind die vom Stromlieferanten grundsätzlich zu

<sup>7</sup>Vgl. Jürgen Flauger, „Warum der Strom so teuer bleibt,“ Handelsblatt, zuletzt geprüft am 30.08.2018, <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energiepreise-warum-der-strom-so-teuer-bleibt/20743092.html>.

<sup>8</sup>Vgl. BDEW, „Strompreisanalyse-Mai 2018,“ Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft e.V., zuletzt geprüft am 08.08.2018, [https://www.bdew.de/media/documents/1805018\\_BDEW-Strompreisanalyse-Mai-2018.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/1805018_BDEW-Strompreisanalyse-Mai-2018.pdf), 24.

<sup>9</sup>Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Strompreis,“ zuletzt geprüft am 12.08.2018, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/strompreise.html>.

beeinflussenden Preisbestandteile, da sie dem Wettbewerb unterliegen. Ihr durchschnittlicher Anteil am Strompreis für Industriekunden liegt im Jahr 2018 bei ungefähr 28,6%.

Den regulierten Netzentgelten: Die Kosten für die Netzinfrastruktur werden über die Netzentgelte auf die Netznutzer und damit die Letztverbraucher im jeweiligen Versorgungsgebiet verteilt. Der Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien hat erhebliche Investitionen in die Übertragungs- und Verteilernetze und steigende Aufwendungen für netzstabilisierende Maßnahmen verursacht. Dies führt unter anderem dazu, dass seit 2012 in vielen Regionen Deutschlands steigende Netzentgelte zu verzeichnen sind. So liegt dieser Anteil am Strompreis im Jahr 2018 für Industriekunden im Durchschnitt bei 19%, der jedoch regional stark variiert. Mit inbegriffen sind ebenfalls die Entgelte für Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung.

Weitere Bestandteile sind Steuern, Abgaben und Umlagen (EEG-Umlage, § 19 StromNEV-Umlage, KWK-Aufschlag, Offshore-Haftungsumlage, Umlage für abschaltbare Lasten, Stromsteuer, Konzessionsabgabe und Mehrwertsteuer): Diese staatlich bzw. gesetzlich veranlassten Preisbestandteile (Steuern, Abgaben und Umlagen) nehmen einen wesentlichen Anteil ein, sodass sie sich 2018 auf 52,4% des Strompreises für Industriekunden belaufen. Nachfolgend werden diese aktuellen Bestandteile des Strompreises erläutert.

### Konzessionsabgabe

Die Konzessionsabgabe ist ein Entgelt, das an die Kommune für die Benutzung der Straßen und Wege für den Betrieb von Stromleitungen bezahlt wird. Ihre Höhe variiert in Abhängigkeit von der Gemeindegröße und ist somit je nach Netzgebiet unterschiedlich hoch. (§2 Konzessionsabgabenverordnung (KAV)). Diese finanzielle Belastung wird an den Verbraucher weitergegeben und beläuft sich im Jahr 2018 auf 0,11 ct/kWh.

### Stromsteuer

Die Stromsteuer gilt seit April 1999 und ist eine durch das Stromsteuergesetz geregelte Steuer auf den Energieverbrauch. Gemäß § 9 Abs. 2 StromStg gilt für bestimmte Unternehmen gibt es Möglichkeiten die Steuer zu reduzieren. Zudem ist unter anderem eine Befreiung von der Stromsteuer unter bestimmten Umständen möglich. Der Betrag beläuft sich 2018 auf 1,537 ct/kWh.

### EEG-Umlage

Die EEG-Umlage fällt im Zuge der Umstellung von fossilen auf regenerative Erzeugungsquellen an. Sie ist ein Mittel zur Förderung zum Ausbau der Stromerzeugungsanlagen, die mit regenerativen Energiequellen betrieben werden. Die aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) entstehenden Mehrbelastungen werden bundesweit an die Letztverbraucher in gleicher Höhe weitergegeben, seit April 2000 als EEG-bedingte Mehrkosten (vorher Stromeinspeisungsgesetz), seit Januar 2010 als EEG-Umlage. Die Höhe der EEG-Umlage berechnet sich aus der Differenz zwischen dem Börsenpreis und

der festen Einspeisevergütung der regenerativen Energieerzeugungsanlagen. Das bedeutet, dass bei sinkenden Börsenstrompreisen die Umlage ansteigt, die wiederum an die Verbraucher weitergegeben werden. Sie beläuft sich 2018 auf 6,79 ct/kWh.

### KWK-Aufschlag

Mit dem KWK-Aufschlag wird die ressourcenschonende gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme gesetzlich gefördert. Die aus dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWK-G) entstehenden Belastungen werden bundesweit an die Letztverbraucher weitergegeben. Die Umlage gibt es seit April 2002 auf Basis des KWK-Gesetzes 2002. Mit der Novellierung des KWK-Gesetzes zum 01.01.2017 hat der Gesetzgeber die Bestimmungen zur Begrenzung der KWK-Umlage geändert. So gibt es nur noch zwei Verbrauchergruppen von Stromkunden: nichtprivilegierte und privilegierte Endverbraucher<sup>10</sup>. Im ersten Falle beläuft sich die KWK-Umlage bis zu einem Stromverbrauch von 1 GWh/a auf 0,438 ct/kWh. Für Unternehmen des produzierenden Gewerbes, deren Stromkosten 4 % des Umsatzes überschreiten, darf die KWK-Umlage 0,03 ct/kWh nicht überschreiten.

### § 19 StromNEV-Umlage

Mit der § 19 StromNEV-Umlage wird die Entlastung stromintensiver Unternehmen von Netzentgelten gesetzlich finanziert. Sie wurde zum Jahresbeginn 2012 eingeführt und die entstehenden Kosten aus der Strom-Netzentgeltverordnung (StromNEV) werden als bundesweite Umlage wie bei den anderen Kostenbestandteilen direkt an alle anderen Letztverbraucher weitergegeben. Eine Ermäßigung der Umlage ist bei Einhaltung verschiedener Randbedingungen möglich. Zudem werden individuelle Netzentgelte in Abhängigkeit von der Jahresnutzung und der jährlichen Verbrauchsmenge angeboten<sup>11</sup>.

### Offshore-Haftungsumlage

Mit der Offshore-Haftungsumlage nach § 17f des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) werden Risiken der Anbindung von Offshore-Windparks an das Stromnetz abgesichert (z. B. verspäteter Anschluss von Offshore-Windparks an das Übertragungsnetz an Land oder langdauernde Netzunterbrechungen). Die aus der Offshore-Haftungsumlage entstehenden Belastungen werden bundesweit an die Verbraucher weitergegeben. Diese Umlage wurde zum 1. Januar 2013 eingeführt. Gemäß § 17f Abs. 5 EnWG darf bei einem Letztverbrauch bis 1.000.000 kWh/Jahr das Netzentgelt höchstens um 0,25 ct/kWh festgelegt werden. Liegt der Stromverbrauch darüber, wird die Umlage auf 0,05 ct/kWh begrenzt. Unternehmen des stromintensiven Gewerbes haben darüber hinaus die Möglichkeit, die Hälfte des Betrags zu bezahlen (0,025

---

<sup>10</sup>Vgl. David Wagenblass, „KWKG 2017: Begrenzung für stromkostenintensive Unternehmen,“ MVV Energie AG, zuletzt geprüft am 30.08.2018, <https://partner.mvv.de/blog/kwkg-2017-begrenzungsmoeglichkeiten-f%C3%BCr-stromkostenintensive-unternehmen>.

<sup>11</sup>Vgl. Netztransparenz.de, „Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV für 2017,“ zuletzt geprüft am 22.08.2018, [https://www.netztransparenz.de/EnWG/Umlage-nach-19-StromNEV/Umlage-nach-19-StromNEV-2017](https://www.netztransparenz.de/EnWG/Umlage-nach-19-StromNEV/Umlage-nach-19-StromNEV/Umlage-nach-19-StromNEV-2017).

ct/kWh), wenn der Stromkostenanteil 4% des Umsatzes aus dem letzten Jahr übersteigt.

#### Umlage für abschaltbare Lasten nach §18 AbLaV

Hierbei handelt es sich um eine Umlage zur Vorhaltung von Abschaltleistung nach der „Verordnung zu abschaltbaren Lasten“, die seit 1. Januar 2013 gilt. Mit der Umlage werden die Anbieter von Abschaltleistung aus abschaltbaren Lasten vergütet, falls der Netzbetreiber diese zum Zweck der Systemstabilisierung abrufen. Finanzielle Belastung ergibt sich aus dem Aufwand der des Übertragungsnetzbetreibers und den Vergütungen für die abgeschalteten Leistungen, die im Sinne des § 9 KWKG auf alle Endverbraucher aufgeteilt wird. Die Umlage ist bundesweit einheitlich<sup>12</sup>.

In den vergangenen Jahren trugen die einzelnen Bestandteile zur Entwicklung des Strompreises unterschiedlich stark bei. So ergibt sich bei der Betrachtung der nachstehende Abbildung 3 die relative Aufteilung der einzelnen Preisbestandteile für einen Industriekunden in Deutschland mit einem durchschnittlichen Jahresverbrauch von 160.000 bis 20 Mio. kWh. Für 2018 lag der durchschnittliche Strompreis für Industriekunden bei 17,17 ct/kWh. Davon belaufen sich Steuern, Umlagen und Abgaben in Summe auf 52,4% bzw. 8,99 ct/kWh und bilden den größten Kostentreiber. Die Netzentgelte inkl. Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb belaufen sich auf 19% bzw. 327 ct/kWh des Gesamtstrompreises. Somit beträgt der vom Lieferanten beeinflussbare Anteil des Strompreises für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge im Jahr 2018 auf 28,6% bzw. 4,91 ct/kWh.

---

<sup>12</sup>Vgl. MVV Energie AG, MVV Energie AG, [https://www.mvvenergie.de/media/media/downloads/geschaeftskunden\\_1/service/Gesamtuebersicht\\_Umlagen\\_2015\\_2014.pdf](https://www.mvvenergie.de/media/media/downloads/geschaeftskunden_1/service/Gesamtuebersicht_Umlagen_2015_2014.pdf).

## Strompreiszusammensetzung für Industrieabnehmer in Deutschland 2018

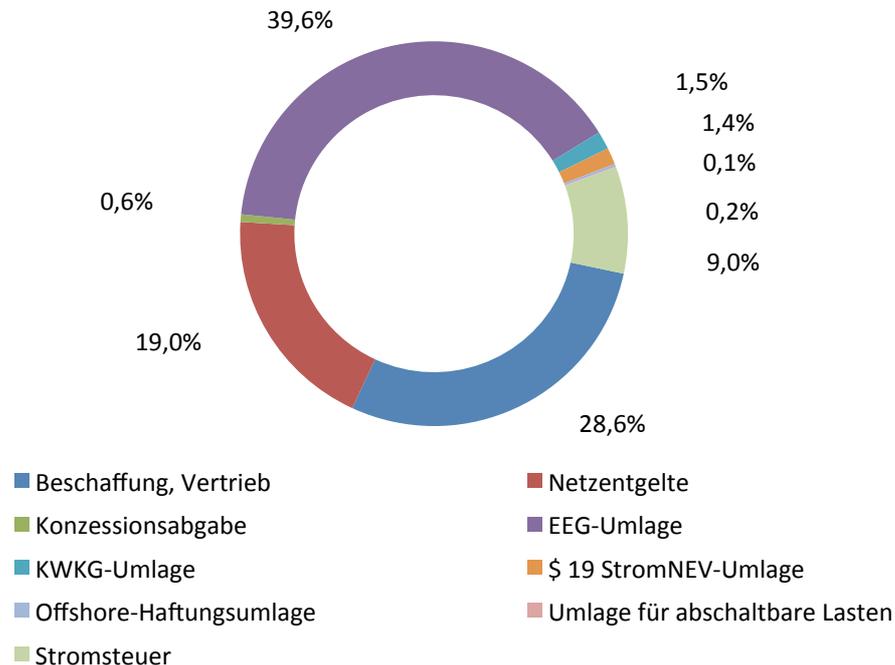


Abbildung 3: Strompreisbestandteile für Industrieverbraucher 2018<sup>13</sup>

Mit mehr als 75% bildet die EEG-Umlage den größten Anteil der staatlich beeinflussten Strombestandteile und beträgt somit knapp 40% des gesamten Strompreises. Das entspricht einem Betrag von 6,79 ct/kWh. Einen weiteren großen Anteil des gesamten Strompreises bilden die Netzentgelte mit 3,27 ct/kWh wodurch sich in Summe diese beiden Bestandteile auf 10,09 ct/kWh belaufen. Folglich hat eine mögliche Reduzierung dieser Bestandteile einen erheblichen Einsparungseffekt. Ferner ist die Stromsteuer ein nicht unerheblicher Kostenbestandteil, aber da auf eigenproduzierten Strom keine Steuer zu entrichten ist, reduziert sich der Strompreis um diesen Bestandteil von selbst. Demzufolge ist hierfür keine genauere Betrachtung der Möglichkeiten zur Reduzierung des Strompreises notwendig, gleichwohl aber für die beiden erstgenannten Kostenbestandteile.

Angesicht dieser Tatsache, wird nachfolgend auf die erforderlichen Voraussetzungen zur Reduzierung für die EEG-Umlage und die Netzentgelte in Abhängigkeit von der charakteristischen Energienutzung dieses betrachteten Unternehmens genauer eingegangen.

### Entgelte für die Netznutzung

<sup>13</sup>Vgl. BDEW, „Strompreisanalyse-Mai 2018,“ 24.

Seit 2011 können Unternehmen ihre Netznutzungsentgelte in Deutschland reduzieren. So ermöglicht die Einhaltung der Voraussetzungen für die atypische oder stromintensive Netznutzung eine Reduzierung der Netzentgelte gemäß § 19 StromNEV. Voraussetzung für die atypische Netznutzung ist eine Anzeige bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) oder der Landesregulierungsbehörde. Hierdurch soll gezeigt werden, dass mit dem zuständigen Verteilnetzbetreiber eine Vereinbarung zur atypischen Netznutzung erfolgt. Eine atypische Netznutzung liegt vor, wenn der „Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht, [...]“<sup>14</sup>. So ist dem Verbraucher ein individuelles Netzentgelt anzubieten, welches weniger als 20% des öffentlichen Netzentgeltes betragen darf. Des Weiteren besteht die Möglichkeit eines individuellen Netzentgelts, wenn eine stromintensive Netznutzung vorliegt. Das bedeutet, dass der Verbraucher an einer Abnahmestelle eine Jahresnutzung von mindestens 7.000 Benutzungsstunden und zugleich einen höheren Jahresstromverbrauch von mehr als zehn GWh erreichen muss. Im Falle von 7.000 Benutzungsstunden pro Jahr beträgt das individuelle Netzentgelt 20%, bei 7.500 Stunden 15% und bei einer Benutzungsstundenanzahl von mehr als 8.000 Stunden nur noch 10% des veröffentlichten Netzentgeltes. Hieraus ergibt sich folgender Reduzierungsschlüssel:

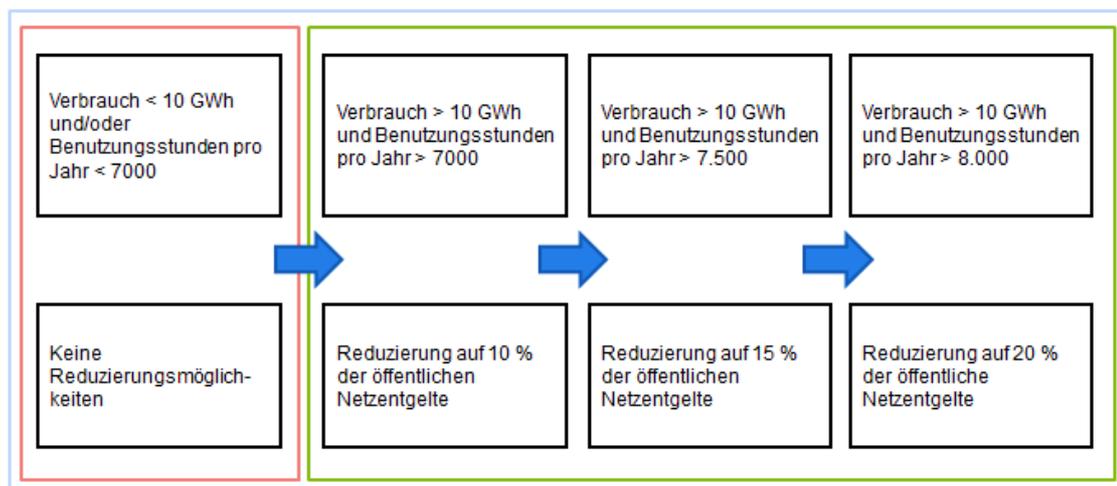


Abbildung 4: Reduzierungsschlüssel Netzentgelte

Die Befreiung durch eine atypische Netznutzung kommt für die Unternehmen in Frage, deren Lastgang sich von der typischen Tageslastgangkurve eines Netzbetreibers wesentlich unterscheidet. Das heißt, dass die Stromentnahme zum größten Teil dann stattfinden muss, wenn die Lastgangkurve der Netzbetreiber sich auf einem niedrigen Niveau befindet, weil die Mehrheit der Endverbraucher keinen Strom aus dem Netz bezieht. Das ist insbesondere nachts der Fall. Hiervon machen zum Beispiel Zementwerke Gebrauch, deren

<sup>14</sup>§ 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV

Stromentnahme erst in den späten Abendstunden beginnt und um 6 Uhr morgens vor Anstieg der Lastgangkurve wieder endet<sup>15</sup>. Hintergrund dieser Herangehensweise ist, dass durch die systematische Abweichung der individuellen Höchstlast von der Höchstlast im Netz ein entlastender Effekt eintritt. Folglich können Netzbetreiber das Netz auf eine geringere Höchstlast auslegen und dadurch Kosten einsparen. Dieses Entgegenkommen durch die Unternehmen wird in Form eines individuellen Netzentgelts von seitens der Netzbetreiber honoriert. Auf der anderen Seite besteht jedoch für ein mittelständisches Industrieunternehmen, dessen größter Stromverbrauch über Tags stattfindet und folglich die Tageslastgangkurve einer typischen Netznutzung entspricht, keine Möglichkeit zur Reduzierung der Netzentgelte durch eine atypische Netznutzung.

Im nächsten Schritt wird untersucht, ob die stromintensive Netznutzung als Möglichkeit für individuelle Netzentgelte herangezogen werden kann. Obwohl der Jahresstromverbrauch des betrachteten Industrieunternehmens die erforderliche Grenze deutlich übersteigt, ist auch in diesem Fall eine Reduzierung nur sehr unwahrscheinlich. Grund hierfür ist die Benutzungsdauer, die dem „Quotient aus pro Jahr entnommener oder eingespeister elektrischer Arbeit und der in diesem Jahr höchsten Last der Entnahme oder Einspeisung;“<sup>16</sup> entspricht. Die Jahreshöchstlast ist „der höchste Leistungswert einer oder mehrerer Entnahmen aus einer Netz- oder Umspannebene oder einer oder mehrerer Einspeisungen im Verlauf des Jahres [...]“<sup>17</sup>.

Nachdem sich die entnommene elektrische Arbeit für dieses mittelständische Industrieunternehmen auf mehr als 16 GWh beläuft und zugleich die höchste Last mehr als 4.000 kW beträgt, ergibt sich eine Benutzungsdauer von ungefähr 3.800 Stunden pro Jahr. Für ein individuelles Netzentgelt müssen jedoch mindestens 7.000 Benutzungsstunden bei gleichzeitigem Verbrauch von mehr als 10 GWh pro Jahr vorliegen. Hieraus wird deutlich, dass die Reduzierung der Netzentgelte bei beschriebener Netznutzung ausgeschlossen werden kann.

### Staatlich veranlasster Preisbestandteil (EEG-Umlage)

Für stromintensive Industrieunternehmen gibt es gemäß § 63 EEG-2014 die Möglichkeit die Höhe der EEG-Umlage zu begrenzen. Welche Art der Unternehmen in Betracht einer Reduzierung kommen, sind in Anlage 4 (Stromkosten- oder handelsintensive Branchen) des Gesetzes beschrieben. Handelt es sich also um ein Unternehmen in der Anlage 4 genannten Branche, besteht die Möglichkeit zur Reduzierung der EEG-Umlage, wenn der umlagepflichtige Stromverbrauch in diesem Geschäftsjahr 1 GWh übertroffen

---

<sup>15</sup> Vgl. Dr. Christoph Bier, „Reduzierungsmöglichkeiten bei den Netzentgelten,“ VIK Energie für die Industrie, zuletzt geprüft am 23.07.2018, [http://www.ihk-arnsberg.de/upload/20120801\\_IHK\\_Hagen\\_\\_\\_Netzentgelte\\_\\_\\_Bier\\_12077.pdf](http://www.ihk-arnsberg.de/upload/20120801_IHK_Hagen___Netzentgelte___Bier_12077.pdf).

<sup>16</sup> § 2 Satz 3 StromNev

<sup>17</sup> § 2 Satz 7 StromNev

hat. Hierbei ist zu beachten, dass Unternehmen, die in Anlage 4 Liste 1 angeführt sind, eine Stromkostenintensität von mindestens 17% (seit 2016) vorweisen müssen. Für die Unternehmen in der Anlage 4, Liste 2 angeführten Branchen muss mindestens eine Stromkostenintensität von 20% vorliegen, um als antragsberechtigt zu gelten. Weiterhin muss das begünstigte Unternehmen nach § 3 SPaEfV ein effizientes Energie- oder Umweltmanagementsystem zur Verbesserung der Energieeffizienz betreiben.

Unterhalb einer jährlichen bezogenen Strommenge von 1 GWh ist eine Reduzierung nicht möglich. Ab dieser Grenze ist bei überschreitendem Strombezug eine Reduzierung um 85% der anfallenden EEG-Umlage möglich. Diese lässt sich jedoch maximal auf 0,5% des zu zahlenden Beitrags reduzieren, vorausgesetzt, es liegt eine Stromkostenintensität größer 20% vor. Liegt eine Stromkostenintensität kleiner 20% vor, so kann eine maximale Begrenzung der Umlage von 4% der Bruttowertschöpfung erzielt werden. Gleichzeitig ist jedoch zu beachten, dass diese Reduzierungen nur erfolgen, wenn die zu zahlende EEG-Umlage einen Wert von 0,01 ct/kWh nicht unterschreitet. Darüber hinaus besitzen Unternehmen mit den laufenden Nummern 130 (Erzeugung und erste Bearbeitung von Aluminium), 131 (Erzeugung und erste Bearbeitung von Blei, Zink und Zinn) und 132 (Erzeugung und erste Bearbeitung von Kupfer) der Anlage 4 des EEG-2014 eine Sonderstellung, sodass sich für diese Unternehmen die Mindestbelastung zusätzlich auf den Wert 0,05 €-Cent/kWh verringert. Hieraus ergibt sich folgender Reduzierungsschlüssel nach EEG-2014:

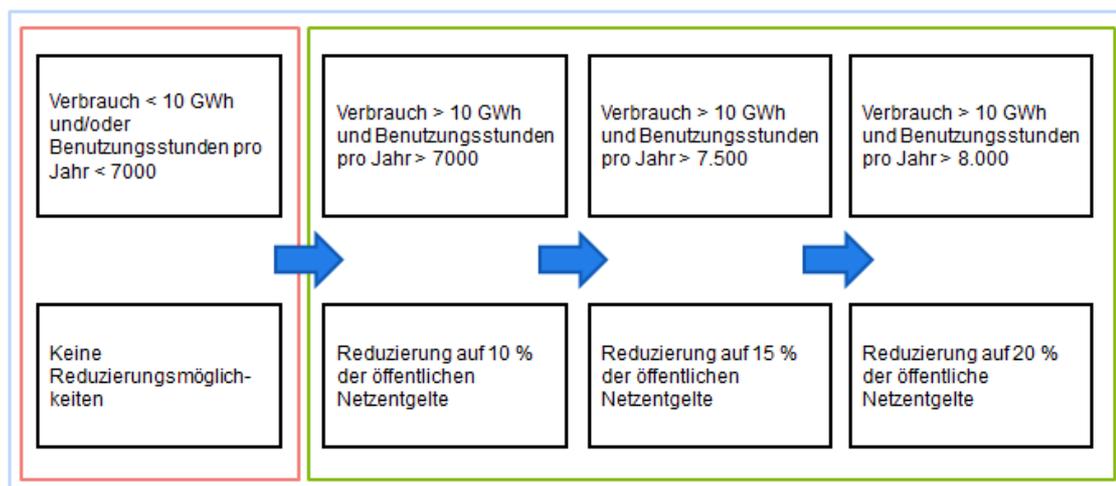


Abbildung 5: Reduzierungsschlüssel nach EEG-2014

Ein Unternehmen, das seine EEG-Umlage reduzieren möchte, muss alle Voraussetzungen erfüllen, was sich als ein durchaus schwieriges Unterfangen darstellt. Das betrachtete mittelständische Unternehmen erfüllt alle

Voraussetzungen mit Ausnahme der Stromkostenintensität<sup>18</sup>. Nachdem dieses Industrieunternehmen der Liste 2 zugeordnet ist, muss die Stromkostenintensität mindestens 20% der Bruttowertschöpfung der letzten drei Jahre betragen. Diese Bedingung stellt für dieses Industrieunternehmen eine unüberwindbare Hürde da, wodurch letztendlich die Reduzierung der EEG-Umlage ebenfalls hinfällig wird.

Aus dem Vorangegangenen wird ersichtlich, dass der Strompreis größtenteils aus unbeeinflussbaren staatlichen Preisbestandteilen besteht, wodurch der Handlungsspielraum für industrielle Verbraucher primär minimiert ist.

Jedoch spielt gerade der Strompreis für Industrieunternehmen in Bezug auf ihre Wettbewerbsfähigkeit eine essentielle Rolle. So untersuchen industrielle Verbraucher bei steigenden Strompreisen die Stromkosten hinsichtlich möglicher Einsparungspotentiale, aus Befürchtung ihre kompetitive Marktposition im Vergleich zu ihren Wettbewerbern zu verlieren. Insbesondere wenn zukünftig mit weiter steigenden Zahlungsbeträgen durch politisch beeinflusste Preisbestandteile zu rechnen ist. Hierfür lassen sich neben der EEG-Umlage auch die Netzentgelte anführen, die aufgrund der enormen Investitionskosten für den Netzausbau sowie den Ausbau der KWK- und Ökostromerzeugung bis 2025 mehr als 100 Mrd. € betragen werden<sup>19</sup>.

Um dennoch die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen stromintensiven Industrieunternehmen zu bewahren, gibt es Möglichkeiten zur Reduzierung von bestimmten politisch beeinflussten Strompreisbestandteilen für Industrieunternehmen in Deutschland, wenn die erforderlichen Voraussetzungen erfüllt werden.

Diese Voraussetzungen werden aber nicht von mittelständischen Industrieunternehmen erfüllt, sondern nur von stromintensiven Großunternehmen. Auch in dieser Angelegenheit besteht für das betrachtete mittelständische Industrieunternehmen keine Möglichkeit zur Reduzierung der politisch beeinflussten Bestandteile durch behördliche Genehmigungen: Hinsichtlich der Vereinbarung von individuellen Netzentgelten ist die erforderliche Benutzungsstundenanzahl pro Jahr zu gering und im Falle der Reduzierung der EEG-Umlage wird die erforderliche Stromkostenintensität von mindestens 20% nicht erreicht. Folglich müssen kleinere Industrieunternehmen

---

<sup>18</sup> Gemäß § 64 Absatz 6 Nummer 1 EEG-2014 wird die „Stromkostenintensität“ [als] das Verhältnis der maßgeblichen Stromkosten einschließlich der Stromkosten für nach § 61 EEG-2014 umlagepflichtige selbst verbrauchte Strommengen zum arithmetischen Mittel der Bruttowertschöpfung in den letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahren des Unternehmens [...]“ definiert.

<sup>19</sup>Vgl. IHK Kassel, „Faktenpapier Strompreise in Deutschland 2017,“ zuletzt geprüft am 22.08.2018, [https://www.ihk-kassel.de/solva\\_docs/1701\\_Faktenpapier\\_Strompreise.pdf](https://www.ihk-kassel.de/solva_docs/1701_Faktenpapier_Strompreise.pdf), 3.

relativ betrachtet höhere Strompreise bezahlen als stromkostenintensive Großunternehmen<sup>20</sup>.

Nichtsdestotrotz versucht auch dieses mittelständische Industrieunternehmen seine Stromkosten zu senken um seine Wettbewerbsfähigkeit weiterhin zu bewahren. Folglich liefern die Entwicklung der einzelnen Strompreisbestandteile und der hohe Strompreis selbst, einen Anreiz zum Umdenken mit dem Ziel Energie auf andere, womöglich unkonventionelle Art zu erzeugen.

Eine Möglichkeit ist zum Beispiel die Entkopplung vom deutschen Stromnetz um sodann den Strom mit Hilfe eines Microgrids selbst zu erzeugen. Dieser Verbund z.B. aus Blockheizkraftwerken (BHKW), regenerativen Erzeugungsanlagen und Speichersystemen vereinigt Stromerzeuger und Verbraucher in einem autarken Inselnetz um den Energiebedarf zu decken. Eine sinnvolle Voraussetzung von diesem autarken Verbundsystem ist, dass neben dem Wegfall der politisch beeinflussten Strompreisbestandteile auch die während der Stromgewinnung entstandene Abwärme kostensparend genutzt werden kann. Hierdurch versprechen sich erhebliche Kosteneinsparungen hinsichtlich der Energiekosten für dieses Unternehmen, womit sich diese Arbeit noch ausgiebig beschäftigen wird. Nachdem sich der Betrieb der BHKWs auf Gas stützt, ist der Gaspreis ein entscheidender Faktor für eine wirtschaftliche Energiepolitik eines energieautarken Industrieunternehmens. Demzufolge wird der Kostenaspekt dieses fossilen Brennstoffs auf den nachfolgenden Seiten genauer analysiert.

## 2.4. Gaspreisentwicklung

Im Jahr 2016 fielen 38% der gesamten Erdgasmenge in Deutschland auf die Industrie an, denn Gas spielt eine wichtige Rolle in industriellen Anwendungen. Zudem hat Gas eine Schlüsselrolle bei der zukünftigen Energieversorgung und hilft zur Erreichung der Klimaziele im Rahmen der Energiewende innerhalb der EU<sup>21</sup>.

Im Jahr 2007 wurde der Gasmarkt liberalisiert und gibt den Privatkunden die Möglichkeit ihren Versorger frei zu wählen. Zudem hängen seit 2010 die Gaspreise offiziell nicht mehr mit der Entwicklung des Ölpreises zusammen (nur für Privatkunden), denn im März 2010 hat der Bundesgerichtshof in Karlsruhe die Preisanpassungsklausel „Ölpreisbindung“<sup>22</sup> wegen mangelnder

---

<sup>20</sup>Vgl. ebd., 40.

<sup>21</sup>Vgl. Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Gute Gründe für das Gas in Industrie und Gewerbe,“ zuletzt geprüft am 11.08.2018, <https://www.bdew.de/energie/erdgas/erdgas-industriesektor/>.

<sup>22</sup>„Ölpreisanbindung“ ist kein Gesetz oder Abkommen, sondern ein brancheninternes Abkommen zwischen den verschiedenen Gasakteuren wie den Importeuren, den Versorgern und Produzenten. So wird seit den 1960er Jahren der Preis für das Erdgas mit einer viertel- oder halbjährlichen Verzögerung an den Ölpreis angepasst. Hintergrund dieser Vereinbarung ist, dass zwischen den Gasproduzenten, die meist selbst Ölförderer sind, keine

Transparenz als ungültig erklärt<sup>23</sup>. Hierdurch entsteht mehr Spielraum für Wettbewerb und günstigere Marktbedingungen für Verbraucher. Die Realität zeigt jedoch, dass die Preissenkungen nur im geringen Maße an die privaten Verbraucher weitergegeben werden<sup>24</sup>.

Die Gaspreise entstehen heute überwiegend am Spotmarkt, der sich gerade im Umbruch befindet. Das erhöhte Angebot von Flüssiggas (LNG) auf dem Gasmarkt sowie die großen Mengen Erdgas gewonnen durch das Fracking aus den USA tragen zur Gaspreisentwicklung auf dem internationalen Gasmarkt bei. Dadurch sind die Beschaffungskosten von Gas für Versorger in den letzten Jahren gesunken, wovon insbesondere die Nicht-Haushalte profitieren<sup>25</sup>. Diese Tatsache erklärt den Preisnachlass von ungefähr einem Viertel innerhalb der letzten sieben Jahre für Gewerbe- und Industriekunden für Erdgas in Deutschland. Nachstehende Abbildung 6 illustriert diese Zusammenhänge für die oben genannten Verbrauchergruppen graphisch.

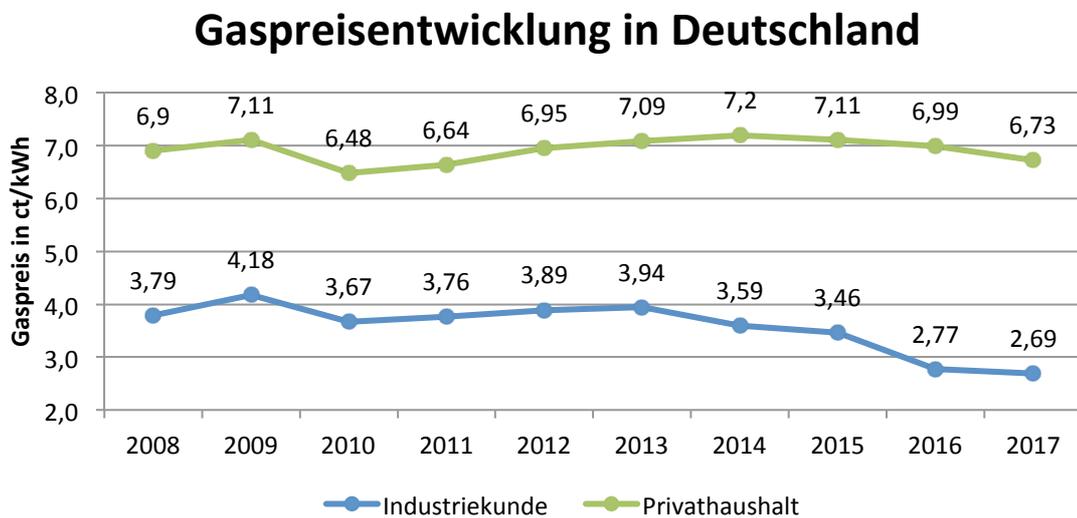


Abbildung 6: Gaspreisentwicklung für Industrie und Privathaushalte<sup>26</sup>

Im Auftrag der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts wurden die in der vorangegangenen Abbildung 6 dargestellten Gaspreise durch Befragung der Gaslieferanten erhoben. Die Gaspreise entsprechen mengengewichteten Mittelwerten in ct/kWh. So ergab sich 2017 für Privathaushalte mit einem jährlichen Gasverbrauch von 5.556 kWh bis 55.556 kWh ein durchschnittlicher Gaspreis von insgesamt 6,73 ct/kWh (Grundversorgung mit Umsatzsteuer). Der

---

Konkurrenzsituation entstehen soll um die enormen Investitionen für die Förderung sowie für den Leitungsausbau nicht zu gefährden

<sup>23</sup>BGH Karlsruhe, 024.03.2010, a.a.O.

<sup>24</sup>Vgl. 1-Gasvergleich.com, „Gaspreisentwicklung 2018: Trendwende auf dem Gasmarkt,“ zuletzt geprüft am 10.08.2018, <https://1-gasvergleich.com/gaspreise/>.

<sup>25</sup>Vgl. Check24 Vergleichsportaal GmbH, „Gaspreis,“ zuletzt geprüft am 06.08.2018, <https://www.check24.de/gas/gaspreise/>.

<sup>26</sup>Vgl. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 385 ff.

Gaspreis für Industriekunden mit einer jährlichen Abnahmemenge von 116 GWh ist in den letzten Jahren gesunken und beläuft sich somit für 2017 im Durchschnitt auf 2,69 ct/kWh, was ungefähr 40% des Preises für Privathaushalte entspricht (ohne Umsatzsteuer).

Um ein Überblick für die Zusammensetzung des Gaspreises zu geben, werden im folgenden Abschnitt die Gaspreisbestandteile genauer erläutert.

## 2.5. Gaspreisbestandteile

Grundsätzlich setzt sich der Gaspreis aus drei wesentlichen Bestandteilen zusammen<sup>27</sup>:

Den Kosten für die Beschaffung sowie dem Vertrieb und Marge: Diese Kosten entsprechen dem beeinflussbaren Preisbestandteil und unterliegen dem Wettbewerb zwischen den Gasanbietern. Somit unterscheidet sich dieser Wettbewerbsanteil, abhängig von der Wahl des jeweiligen Anbieters.

Den Entgelten für die Netznutzung: Die Netzentgelte umfassen die Kosten für Bau, Betrieb, Instandsetzung und Erneuerung der Leitungen. Zusätzlich sind die Kosten für Messung, Abrechnung und Messstellenbetrieb mit einbezogen. Diese Kosten können die Verbraucher nicht beeinflussen.

Den staatlich veranlassten Preisbestandteilen. Dieser Preisbestandteil besteht aus Steuern und Wegnutzungsentgelte, die ebenfalls nicht beeinflussbar sind. Nachfolgend werden die aktuellen staatlich veranlassten Bestandteile erläutert:

### Konzessionsabgabe

Ähnlich wie bei der Stromnutzung fallen bei der Gasnutzung ebenfalls Konzessionsabgaben für die Benutzung der kommunalen Wege an. Diese Entgelte werden an die Kommunen entrichtet. Die Höhe der Konzessionsabgabe ist abhängig vom Wegenutzungsvertrag zwischen Gemeinde und Netzbetreiber, der Einwohneranzahl der Kommunen und der Verbrauchsart. Nach § 2 KAV besteht für Sondervertragskunden eine Höchstgrenze von 0,03 ct/kWh für die ersten 5 GWh.

### Energiesteuer bzw. Gassteuer

Die Energiesteuer dient der Förderung klimapolitischer Ziele durch die Belastung von Kraft- und Heizstoffen um einen sparsameren Umgang mit Energie gewissermaßen zu erzwingen. Sie beträgt für alle Verbraucher unabhängig der Bezugsmenge 0,55 ct/kWh.

### Umsatzsteuer (Mehrwertsteuer)

---

<sup>27</sup>Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Strompreis“.

Wird vom Konsumenten getragen und fällt bei Warenlieferung als auch bei Dienstleistungen an. Für Gaslieferung gilt der reguläre Steuersatz von 19%. Sie berechnet sich aus der Gesamtsumme aus Erzeuger- und Vertriebskosten, den Netzentgelten sowie den staatlich veranlassten Preisbestandteilen.

Nach dem Monitoringbericht 2017 wird für die Bestimmung des Gaspreises für Industrie- und Gewerbekunden in gleicher Reihenfolge eine Abnahmemenge von 116 GWh bzw. von 116 MWh angenommen, was einer Differenz um den Faktor Tausend entspricht. Da die jährliche bezogene Gasmenge des betrachteten mittelständischen Unternehmens eher der Verbrauchsmenge der Industriekunden mit 116 GWh als eines Gewerbekunden mit 116 MWh entspricht, wurde aus diesem Grund die Zusammensetzung des Gaspreises für den erstgenannten Abnahmefall gewählt.

So belaufen sich die Gaspreiskosten im Jahr 2017 für Industriekunden mit einem jährlichen Gasverbrauch von ungefähr 116 GWh auf 2,69 ct/kWh (ohne Umsatzsteuer). Der unbeeinflussbare Bestandteil des Gaspreises besteht im Mittel zu 11% (0,28 ct/kWh) aus den Bestandteilen Netzentgelt, Konzessionsabgabe, Messung, Abrechnung und Messstellenbetrieb. Der verbleibende beeinflussbare Anteil mit Beschaffung, Vertrieb und Marge beläuft sich auf 69% (1,86 ct/kWh). Die normalerweise zu bezahlende Gassteuer beträgt 20% (0,55 ct/kWh) und erhöht den nicht-beeinflussbaren Anteil um diesen Wert auf 30,9%. Diese Zusammenhänge lassen sich der Abbildung 7 entnehmen.

### Gaspreiszusammensetzung für Industriekunden in Deutschland 2017

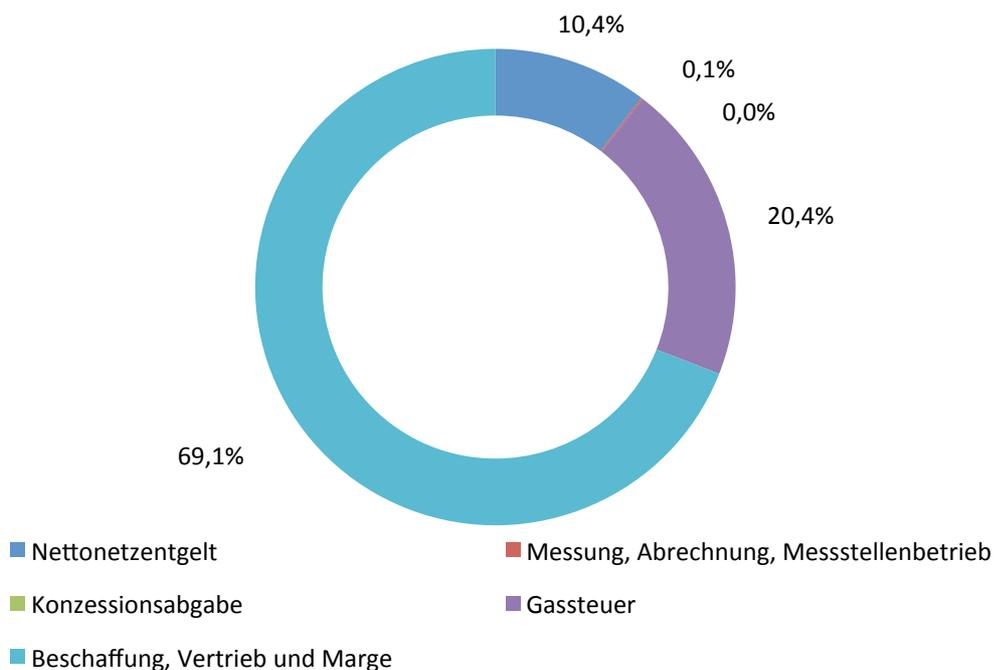


Abbildung 7: Gaspreisbestandteile für Industrieverbraucher 2017<sup>28</sup>

Neben dem umgekehrten Verhältnis zwischen beeinflussbaren und unbeeinflussbaren Preisbestandteil im Vergleich zum Strompreis, gibt es darüber hinaus noch einen zweiten wesentlichen Unterschied. So besteht keine Möglichkeit zur Reduzierung von den politisch beeinflussten Gaspreisbestandteilen, mit Ausnahme einer verringerten Konzessionsabgabe von 0,03 ct/kWh für Sondervertragskunden für die ersten 5 GWh pro Jahr. Bei Umlage dieses Preisbestandteils auf die gesamte Abnahmemenge von 116 GWh ergibt sich ein entsprechend geringer Mittelwert, sodass sich Konzessionsabgaben auf 0% belaufen. Dennoch ist es grundsätzlich üblich, dass Industriekunden mit hohen Jahresverbräuchen (leistungsgemessene Kunden) von seitens der Gaslieferanten individuelle Angebote unterbreitet werden, die diese nicht auf die bestehenden Tarifgruppen zurückgreifen<sup>29</sup>. Diese Tatsache erklärt die unterschiedlichen Bezugspreise der Endverbraucher.

Zusammenfassend lassen sich für dieses Kapitel folgende Kernaussagen festhalten: Nach dem Entschluss des deutschen Bundestags zum Ausstieg aus der Atomenergie 2011 stellen insbesondere steigende EEG-Umlagen durch den fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien höhere Stromkosten für die Verbraucher da. So besteht der aktuelle Strompreis zu über 50% aus politisch beeinflussten Bestandteilen, wodurch den Verbrauchern selbst bei Wechsel zu einem anderen Energielieferanten mit günstigeren Tarifkonditionen nur ein geringer Handlungsspielraum verbleibt. Deutsche Industrieunternehmen sind jedoch bestrebt ihre Energiekosten niedrig zu halten, um ihre internationale Wettbewerbsfähigkeit zu bewahren. Demzufolge können insbesondere energieintensive Großunternehmen diverse Strompreisbestandteile aufgrund ihrer Marktmacht und/oder Bezugsmenge reduzieren<sup>30</sup>, hingegen trifft dies in der Realität nicht für mittelständische Industrieunternehmen zu. Grund hierfür ist die Tatsache, dass die Energienutzung nicht den erforderlichen Mindestvoraussetzungen der jeweiligen Reduzierungsmöglichkeit entspricht. So stellt exemplarisch für das betrachtete mittelständische Industrieunternehmen die Stromkostenintensität von mindestens 20% der Bruttowertschöpfung eine unüberwindbare Hürde hinsichtlich der Reduzierung der EEG-Umlage dar. Ferner können keine individuellen Netzentgelte vereinbart werden, da die erforderliche Stromnutzungsdauer von mindestens 7.000 Stunden pro Jahr bei Weitem nicht erreicht wird. Vor diesem Hintergrund suchen nicht-privilegierte Unternehmen nach Alternativen um ihre Energiekosten dennoch zu senken. Eine Möglichkeit ist die autarke Stromerzeugung mit Hilfe eines Microgrids wodurch Kosteneinsparungen durch eine erhöhte Energieeffizienz in Aussicht

---

<sup>28</sup>Vgl. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, „Monitoringbericht 2017,“ 384 ff.

<sup>29</sup>Vgl. ebd., 382.

<sup>30</sup>Vgl. IHK Kassel, „Faktenpapier Strompreise in Deutschland 2017,“ 8.

stehen. Der Betrieb dieser BHKWs stützt sich auf Gas, dessen staatlich beeinflussten Preisbestandteile durch behördliche Maßnahmen im Gegensatz zu denen des Strompreises nicht gesenkt werden können. In der Praxis ist es allerdings üblich, dass Gasgroßabnehmern keine Tarifgruppen, sondern individuelle Angebote unterbreitet werden. Folglich bezahlen Industrie- und Gewerbekunden ab einem bestimmten Verbrauchsbereich weniger für die Kilowattstunde Gas als Privatkunden.

### **3. Energiebilanz mittelständisches Unternehmen**

Im vorherigen Kapitel wurden die Zusammensetzung der Strom- und Gaspreise für Industrieverbraucher näher beschrieben. Anhand von Energie- und Wärmebedarf sollen in diesem Kapitel bei konventionellem Energiebezug die daraus resultierenden Gesamtenergiekosten eines mittelständischen Industrieunternehmens ermittelt werden, die im späteren Verlauf dieser Arbeit als Referenzwert dienen.

#### **3.1. Strombedarf- und Kosten**

Gemäß DIN EN ISO 50001<sup>31</sup> sind Unternehmen in Deutschland ab einem jährlichen Stromverbrauch von 5 GWh verpflichtet, ein zertifiziertes Energie- oder Umweltmanagementsystem einzuführen. Zudem ist die Zertifizierung eine Voraussetzung für weitere Handlungsoptionen wie der Befreiung von der EEG-Umlage<sup>32</sup>. Damit ist es möglich die Energieverläufe über das Jahr hinweg in verschiedenen Auflösungen zu protokollieren. Mithilfe der nun verfügbaren Messwerte lassen sich mögliche Anforderungen an die Energiebeschaffenheit sowie der Energiebedarf eines Unternehmens bestimmen.

Dazu werden die Daten verwendet um die Jahresenergiemengen zu bestimmen. Die Abbildung 8 zeigt beispielhaft den Verlauf der Gesamtleistung für eine Woche. Während der Arbeitswoche beträgt die durchschnittliche Gesamtleistung circa 2.500 kW pro Arbeitstag, wohingegen die niedrigen Werte um 500 kW den beiden Wochenendtagen zuzuschreiben sind.

---

<sup>31</sup>Vgl. DIN EN ISO 50001

<sup>32</sup>Vgl. Deutsche Energie-Agentur, „Besondere Ausgleichsregelung des EEG,“ zuletzt geprüft am 07.08.2018, <https://www.industrie-energieeffizienz.de/themen/befreiung-eeg-umlage/>.

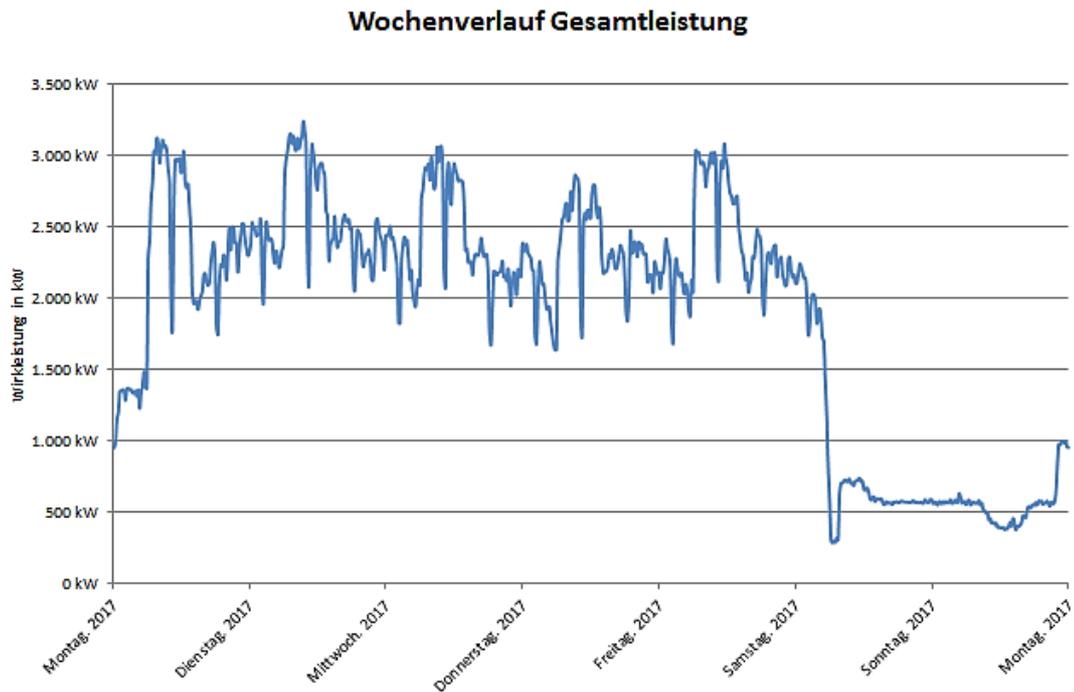


Abbildung 8: Verlauf der wöchentlichen Gesamtleistung

Als Ausgangsbasis für die Berechnung des jährlichen Energiebedarfs dient also das Lastprofil eines mittelständischen Industrieunternehmens in Deutschland. Die Messwerte für die Wirkleistung liegen in 1-Sekunden Taktung vor aus denen 15-min Durchschnittswerte gebildet worden sind, weil dies die Handhabbarkeit erleichtert sowie den Rechenaufwand mit den jeweiligen Programmen deutlich verringert.

Im nachstehenden Abbildung 9 sind die einzelnen Strombedarfe der einzelnen Wochentage dargestellt. Im gewählten Unternehmen wird von Montag bis Freitag in zwei Schichten produziert. Die blaue Linie zeigt jedoch, dass der Dienstag mit einem Strombedarf von 62.488 kWh am höchsten zu Buche schlägt. Bis Freitag verringert sich dieser Wert um weniger als 7%, bevor er am Samstag um mehr als 62% auf einen Wert von 21.874 kWh einbricht. Der niedrige Lastverlauf über das Wochenende ergibt sich aus dem Produktionsstillstand und der resultierenden Grundlast für anderweitige Anwendungen wie Heizungs- und Serverbetrieb.

## Strombedarf pro Wochentag und Woche

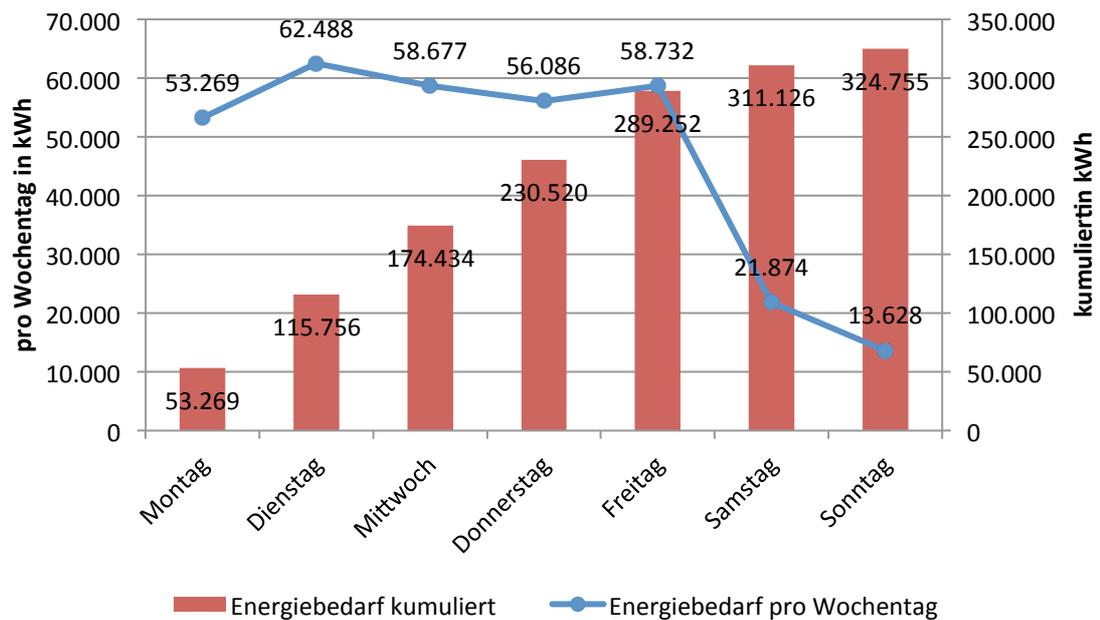


Abbildung 9: Strombedarf Woche

Die roten Balken verdeutlichen zu jedem Wochentag den kumulierten Strombedarf der bereits vergangenen Wochentage, sodass am Sonntag der gesamte Wochenstrombedarf von 324.755 kWh entnommen werden kann. Aufgrund der ähnlichen Energiebeträge der einzelnen Werktage, entspricht die Zunahme der Energiebeträge von Montag bis Freitag einem nahezu linearen Zusammenhang. Erst gegen Ende der Woche flacht die Zunahme ab, was auf die relativ geringen Energieverbräuche der beiden Wochenendtage zurückzuführen ist.

Dementsprechend ergibt sich durch die Aufsummierung aller wöchentlichen Stromverbräuche ein Jahresenergieverbrauch von 16,09 GWh. Dieser Wert berücksichtigt bereits die geringeren Stromverbräuche während der vier Schließwochen des Unternehmens in den Sommer- und Winterferien. In der Abbildung 10 zeigen die blauen Balken die Entwicklung des Jahresenergieverbrauchs über die Kalenderwochen eines Jahres hinweg. Die zwei Plateaus zur Jahresmitte (23. - 25. Kalenderwoche) und zum Jahresende im Verlauf deuten auf die Schließwochen hin.

## Strombedarf pro Jahr

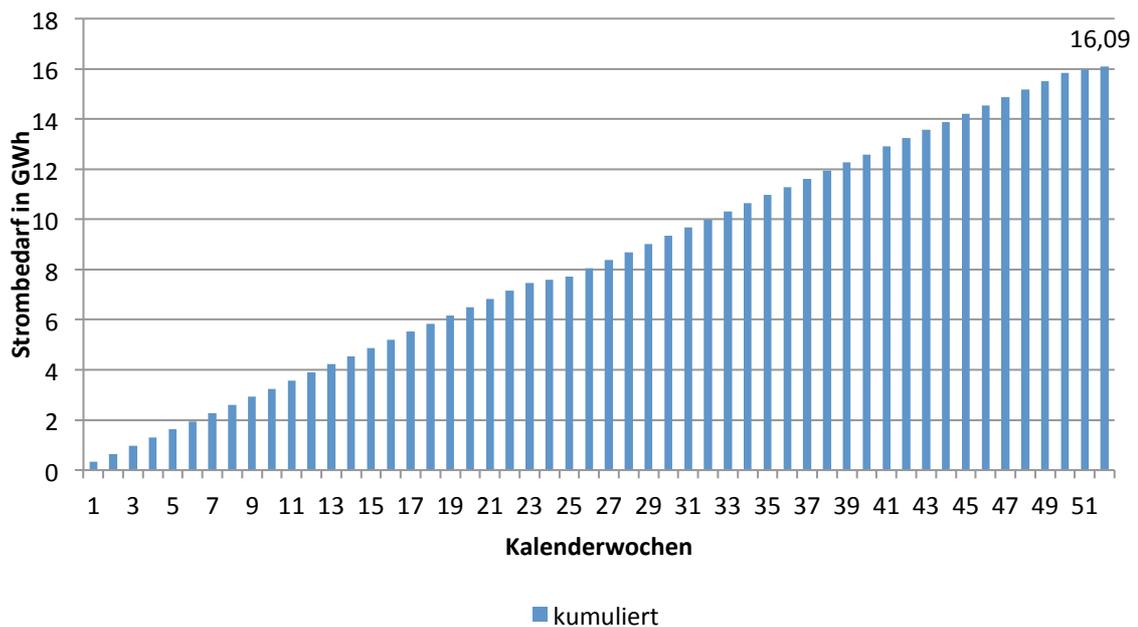


Abbildung 10: Strombedarf Jahr

Bei nun bekanntem jährlichem Stromverbrauch von 16,09 GWh lassen sich mithilfe realistischer Strompreise mehrere Kostenmöglichkeiten erstellen. Wie bereits im ersten Kapitel erwähnt, unterscheiden sich die Strompreise in Deutschland für Industrieunternehmen deutlich, weswegen eine Preisspanne von 12 ct/kWh bis 19 ct/kWh selbst stark schwankende Strompreise abdecken sollte. Die sich daraus ergebenden Stromkosten pro Jahr sind der Tabelle 1 zu entnehmen.

Strompreis in ct/kWh	Stromkosten in €/kWh
12	1.930.232
13	2.091.085
14	2.251.938
15	2.412.790
16	2.573.643
17	2.734.496
18	2.895.348
19	3.056.201

Tabelle 1: Strompreis & Stromkosten

### 3.2. Gasbedarf- und Kosten

Neben der elektrischen Energie ist die Wärmeenergie für ein Unternehmen in produktions- sowie heizungstechnischer Hinsicht von Bedeutung. In diesem Fall wird die Bereitstellung der thermischen Energie anhand eines gasbetriebenen

Heizkessels realisiert. Demzufolge leitet sich der benötigte Gasbedarf von der tatsächlichen benötigten Wärmeenergie eines Jahres ab.

Die Berechnung der benötigten jährlichen Wärmeenergie ist identisch mit der bereits erwähnten Vorgehensweise zur Berechnung der elektrischen Energiemenge in Kapitel 3. Der notwendige Wärmebedarf des mittelständischen Unternehmens entspricht ca. durchschnittlich 70% der elektrischen Energie. Somit ergibt sich die Wärmemenge einer beispielhaften Woche, den die blaue Linie im Abbildung 11 darstellt. Die roten Balken zeigen zu jedem Wochentag den kumulierten thermischen Energiebedarf der bereits vergangenen Wochentage auf. Die einzelnen Wärmebedarfe pro Wochentag werden mit Hilfe der blauen Linie dargestellt.

### Wärmebedarf pro Wochentag und Woche

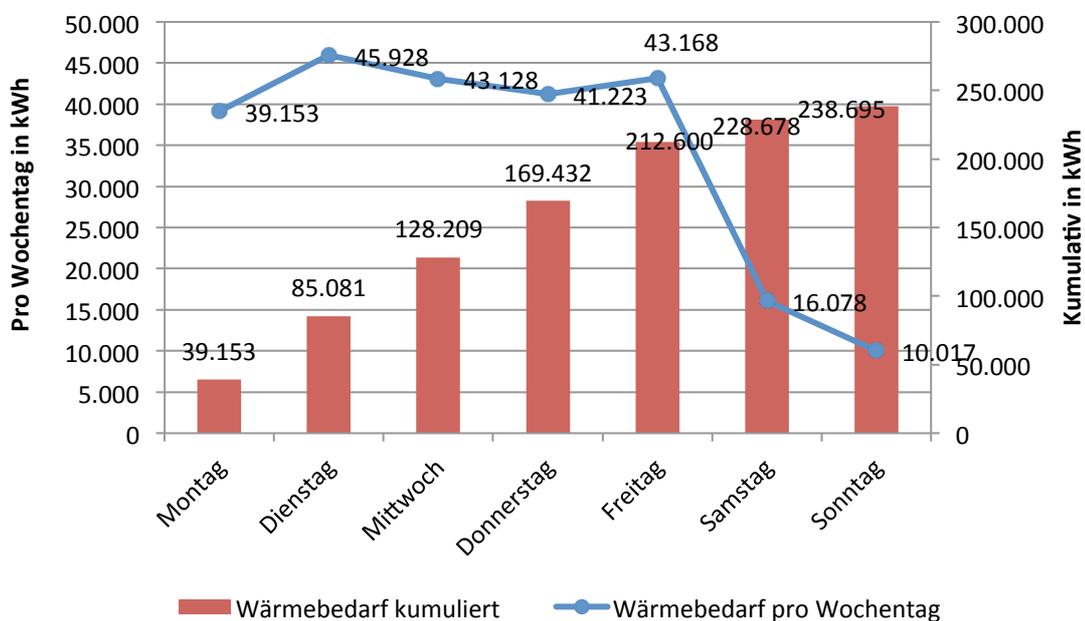


Abbildung 11: Wärmebedarf Woche

Der wöchentliche Wärmeenergiebedarf liegt somit bei 238.695 kWh. Durch die Auswertung der Daten der Wärmeenergien eines Jahres, unter Berücksichtigung der vier Schließwochen, ergibt sich ein Wärmebedarf von 11,82 GWh pro Jahr. Zusätzlich wird die energetische Verlustrate des Brenners von 5% während des Betriebs aufgeschlagen. Aus der Abbildung 12 geht dieser Verlauf des thermischen Energiebedarfs hervor, der, gleichermaßen wie beim elektrischen Energiebedarf, zur Jahresmitte und gegen Jahresende anhand zweier Plateaus die jeweiligen Schließwochen des Unternehmens markiert.

## Wärmebedarf pro Jahr

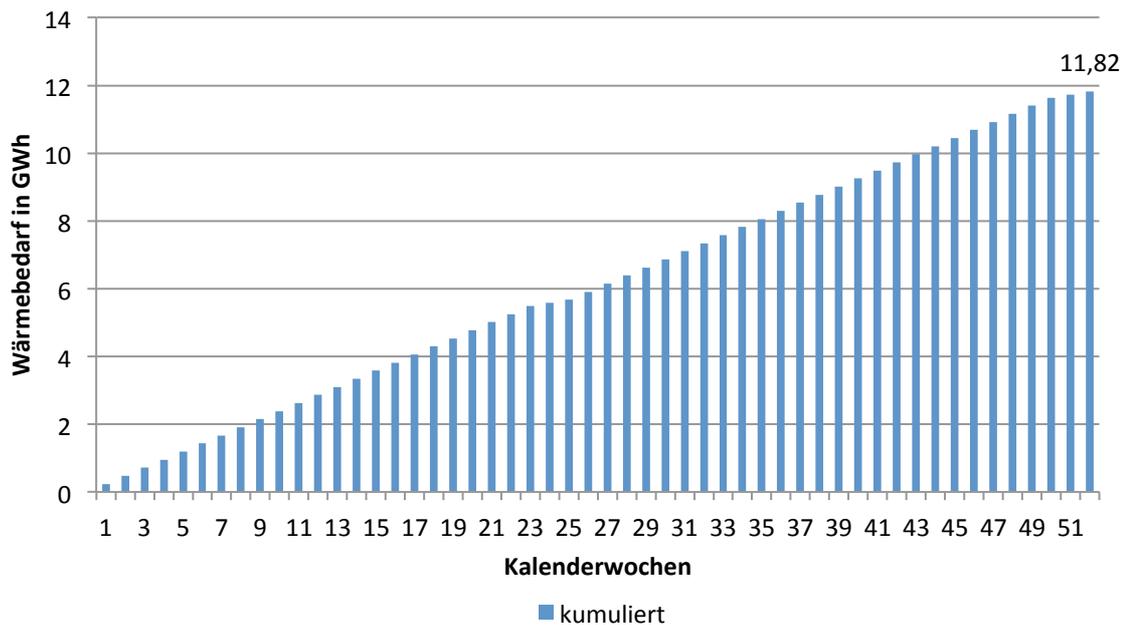


Abbildung 12: Wärmebedarf Jahr

Nachdem der Wärmebedarf bekannt ist, müssen im nächsten Schritt die Wärmeenergiekosten bestimmt werden. Diese ergeben sich aus der Multiplikation von Wärmebedarf mit dem jeweiligen Gaspreis. Ähnlich wie bei den Strompreisen, genießen Unternehmen in Deutschland unterschiedliche Vertragskonditionen bezüglich der bezogenen Gaspreise. In Anlehnung an die erfassten Gaspreise für Industrieabnehmer in Kapitel zwei berücksichtigt eine Preisspanne von 2,5 ct/kWh bis 5,0 ct/kWh auch schwankende Preise. Die sich daraus ergebenden Gaskosten pro Jahr sind der Tabelle 2 zu entnehmen.

Gaspreis in ct/kWh	Gaskosten in €/kWh
2,5	56.298
3,0	67.558
3,5	78.818
4,0	90.078
4,5	101.337
5,0	112.597

Tabelle 2: Gaspreis & Gaskosten

### 3.3. Gesamtenergiekosten

In den beiden vorherigen Abschnitten wurden die Kosten für die jeweilige Energieform ermittelt. In diesem Abschnitt werden die Kosten zusammengeführt, um die anfallenden Gesamtenergiekosten pro Jahr für ein

mittelständisches Industrieunternehmen in Deutschland bei konventionellem Energiebezug darzustellen.

Hierzu werden die Energiekosten für Gas und Strom miteinander addiert. Zuzüglich werden noch die jährlichen Betriebskosten des Boilers aufgeschlagen. Diese belaufen sich bei einer jährlichen Laufzeit von 8730 Stunden und Betriebskosten (enthält Wartungs- und Ersatzteilkosten zuzüglich Messkosten für die Emissionskosten) von 2 € pro Stunde auf insgesamt 17.460 € pro Jahr.

Somit ergibt sich eine Vielzahl an Kostenmöglichkeiten, die in der Tabelle 3 illustriert sind. Die Beträge in der Tabelle haben die Einheit €.

Energiekosten konventionell pro Jahr in €		Gaspreis in ct/kWh					
		2,5	3	3,5	4	4,5	5
Strompreis in ct/kWh	12	2.255.759	2.314.872	2.373.986	2.433.099	2.492.213	2.551.326
	13	2.416.612	2.475.725	2.534.838	2.593.952	2.653.065	2.712.179
	14	2.577.464	2.636.578	2.695.691	2.754.805	2.813.918	2.873.031
	15	2.738.317	2.797.430	2.856.544	2.915.657	2.974.771	3.033.884
	16	2.899.170	2.958.283	3.017.397	3.076.510	3.135.623	3.194.737
	17	3.060.022	3.119.136	3.178.249	3.237.363	3.296.476	3.355.589
	18	3.220.875	3.279.989	3.339.102	3.398.215	3.457.329	3.516.442
	19	3.381.728	3.440.841	3.499.955	3.559.068	3.618.181	3.677.295

Tabelle 3: Kostenmöglichkeiten konventioneller Energiebezug

Jeder einzelne Wert innerhalb der Tabelle könnte als Referenzwert für die nachstehende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung herangezogen werden. Hingegen macht es wenig Sinn alle Werte zu vergleichen, weswegen wir uns im Rahmen dieser Arbeit für einen Referenzwert entscheiden. Aufgrund der Tatsache, dass dieser Referenzwert durch den Strompreis und Gaspreis ermittelt wird, muss vorab die Auswahl des jeweiligen Kraftstoffpreises begründet werden:

Nach der Strompreisanalyse des BDEW im Januar 2018 betrug für Industriekunden mit einem jährlichen Stromverbrauch von 160.000 bis 20 Mio. kWh der durchschnittliche Strompreis 15,66 ct/kWh (ohne Stromsteuer). Auch der Monitoringbericht der Bundesregierung 2017 kommt zu ähnlichen Werten, sodass sich der Strompreis für Industrieabnehmer mit einer jährlichen Verbrauchsmenge von 24 GWh im Jahr 2017 auf durchschnittlich 14,90 ct/kWh belief. Aufgrund der ähnlichen Übereinstimmung der jährlichen Abnahmemengen wird in der nachfolgenden Berechnung für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ein Strompreis von 15 ct/kWh zu Grunde gelegt.

Der Gaspreis für Industrieabnehmer mit einer jährlichen Abnahmemenge von 116 GWh (Industriekunde) lag 2017 gemäß Monitoringbericht 2017 bei 2,69 ct/kWh. Im nächstkleineren Abnahmefall mit 116 MWh pro Jahr (Gewerbekunden) betrug der Gaspreis im Mittelwert 4,50 ct/kWh. Grundsätzlich sollte bei der Bestimmung des realistischen Gaspreises die Leistungsabnahme eines beliebigen Unternehmens mit der Leistungsabnahme der genannten Verbrauchergruppe verhältnismäßig übereinstimmen. Da in diesem Fall sich

jedoch die beiden Abnahmemengen und infolgedessen die Preise doch erheblich unterscheiden, war die Entscheidung für den „richtigen“ Gaspreis schwieriger. So wurde er Mittelwert von 3,59 ct/kWh dieser beiden Kostenpunkte als Richtwert herangezogen, sodass letztendlich ein Gaspreis von 3,5 ct/kWh verwendet wurde.

Demzufolge ergibt sich unter Annahme eines Gaspreises von 3,5 ct/kWh und eines Strompreises von 15 ct/kWh ein Referenzwert von 2.865.544 € Energiekosten pro Jahr.

Im Kapitel fünf wird dieser Referenzwert mit den Ergebnissen der nachfolgenden Anlagenarchitekturen verglichen um deren Wirtschaftlichkeit zu bestimmen.

So lässt sich abschließend nach diesem Kapitel festhalten, dass im ersten Schritt anhand des Lastgangprofils einer charakteristischen Kalenderwoche der elektrische Jahresenergiebedarf für das betrachtete Industrieunternehmen von 16.085.268 kWh bzw. 16,09 GWh bestimmt wurde. Im zweiten Schritt wurde unter Annahme, dass der realistische nutzbare Wärmeanteil 70% der elektrischen Energie entspricht, ein Jahreswärmebedarf von 11.822.672 kWh bzw. 11,82 GWh berechnet. Anschließend wurden die jährlichen Gesamtenergiekosten in Abhängigkeit der jeweiligen Energiepreise berechnet, wodurch sich die Kostenspanne für Energie auf einen Bereich von 2.255.759 € bis 3.677.295 € beläuft. Der gewählte Referenzwert von 2.856.544 € Energiekosten pro Jahr wurde unter der Annahme eines Gaspreises von 3,5 ct/kWh und eines Strompreises von 15 ct/kWh getroffen. Dieser wird im weiteren Verlauf der Arbeit als Vergleichswert herangezogen um die Wirtschaftlichkeit der Investition zu bestimmen.

## 4. Modellierung

Wie bereits kurz angedeutet, besteht für ein mittelständisches Industrieunternehmen die potentielle Möglichkeit durch autarke Stromerzeugung die Energiekosten zu reduzieren. Da kein Netzanschluss an das deutsche Stromnetz vorhanden ist, muss die Stromzufuhr anderweitig realisiert werden. So gelingt der Schritt von der Netzabhängigkeit zur Netzunabhängigkeit zum Beispiel mithilfe einer Microgrid-Lösung. Also einem Verbund aus Verbrauchern und konventionellen sowie regenerativen Erzeugungsanlagen, Speicheranlagen, die innerhalb einer elektrischen Grenze miteinander vernetzt sind und als eigenständige Einheit unabhängig vom öffentlichen Stromnetz agieren<sup>33</sup>. Allerdings ist dieser Paradigmenwechsel mit hohen anfänglichen Investitionskosten für den Verbraucher verbunden, da

---

<sup>33</sup>Vgl. Nikos Chatzēargyriu, Hrsg., *Microgrids: Architectures and control*, Online-Ausg (Chichester, West Sussex, U. K: Wiley, 2014), <http://onlinelibrary.wiley.com/book/10.1002/9781118720677>.

dieser Schritt die Anschaffung der erforderlichen Systemkomponenten zur Folge hat.

Um die Wirtschaftlichkeit der geplanten Investition für eine Microgrid-Lösung zu ermitteln, müssen vorab die erforderlichen Daten für die Berechnung erfasst werden. So werden zuerst die Kosten und die Eigenschaften der Systemkomponenten definiert und die Auswahl der globalen Variablen festgelegt. Auf Grundlage dieser Angaben wird anschließend ein Basisszenario erstellt, das die Investition darstellen soll. Ziel dieses Kapitels ist, anhand dieses Basisszenarios die Stärke der Einflussnahme der Parameter in Bezug auf die Stromgestehungskosten durch eine Sensitivitätsanalyse rechnerisch zu bestimmen.

## 4.1. Systemkomponenten

Für den Paradigmenwechsel sind Anlagen zur Erzeugung von Strom und Wärme erforderlich. Die Anlagenarchitektur des Basisszenarios besteht aus einer Photovoltaikanlage, einer Lithium-Ionen-Batterie mit Systemkonverter, vier Blockheizkraftwerke und einem Heizkessel. Die folgenden Seiten verschaffen einen Überblick über die ökonomischen und technischen Aspekte der einzelnen Systemkomponenten. Die Annahmen entsprechen branchenüblichen Werten auf Basis von Literaturrecherche und Informationen der MTU.

### 4.1.1. Photovoltaik

Die erzeugte Energiemenge einer Photovoltaikanlage hängt von mehreren Faktoren wie Einstrahlungsintensität, Sonnenstunden, Aufstellwinkel, Ausrichtungswinkel und Temperatur und Verschattung ab<sup>34</sup>.

Diese Einflüsse variieren mit dem jeweiligen Aufstellungsort der PV-Anlage. An typischen Standorten in Deutschland trifft eine Globalstrahlung (GHI, global horizontal irradiance – bestehend aus diffuser und direkter Strahlung) im Bereich zwischen 950 und 1300 kWh/m<sup>2</sup> und Jahr auf die horizontale Fläche auf. Dies entspricht einer Solarstrahlung zwischen 1100 bis 1510 kWh/m<sup>2</sup>a auf eine optimal ausgerichtete PV-Anlage. Nach Abzug von Verlusten innerhalb des PV-Verbundes ergibt dies einen mittleren jährlichen Stromertrag zwischen 935 und 1280 kWh pro installiertem kWp.

Mit Hilfe der Daten der NASA Surface Meteorology and Solar Energy Database kann die exakte thermische und solare Umwelt eines beliebigen Standpunkts auf der Erde simuliert werden. Abbildung 13 zeigt für einen konkreten Standpunkt einer Referenzanlage in Deutschland den Verlauf der Einstrahlungsenergie über die Dauer eines Jahres. Hieraus wird ersichtlich,

---

<sup>34</sup>Vgl. Nicolò Guariento Simon Roberts, *Gebäudeintegrierte Photovoltaik* (Birkhäuser Verlag GmbH, 2009), [https://www.ebook.de/de/product/16209698/simon\\_roberts\\_nicolo\\_guariento\\_gebaeudeintegrierte\\_photovoltaik.html](https://www.ebook.de/de/product/16209698/simon_roberts_nicolo_guariento_gebaeudeintegrierte_photovoltaik.html), 42.

dass insbesondere zur Jahresmitte von Mai bis Juli die höchsten Einstrahlungswerte gemessen werden. Während der Wintermonate sind diese Werte weitaus geringer. Im Gegensatz zu den Einstrahlungswerten, weist die relative Klarheit mehr oder weniger einen konstanten Wert über die Monate eines kompletten Jahres hinweg vor.

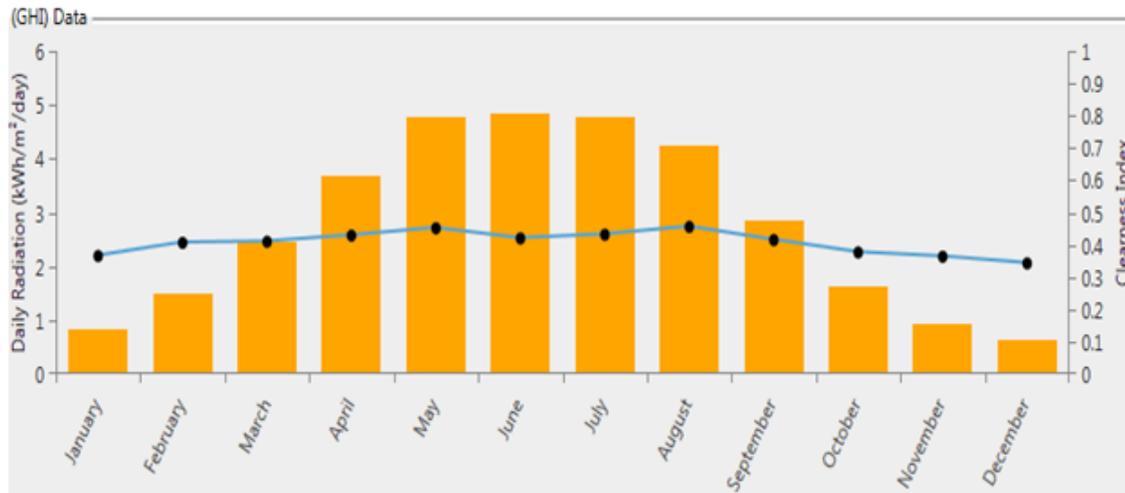


Abbildung 13: Einstrahlungsenergie pro Tag über ein Jahr<sup>35</sup>

Neben den meteorologischen Einflussgrößen gibt es noch weitere wichtige Größen, die die Charakteristik einer Photovoltaikanlage beschreiben. So zeigt die nachstehende Tabelle 4 ökonomische und technische Aspekte, die im weiteren Verlauf dieser Arbeit von Bedeutung sind:

Feld	Wert	Bemerkung
Generell		
Kapazität	500 kWp	
Lebensdauer	25 Jahre	Übliche Lebensdauer einer modernen PV-Anlage
Reduktionsfaktor	80 %	Reduzierte Leistungsabgabe unter Realbedingungen im Vergleich zu Testbedingungen wie z.B. Verschmutzung, Schattenwurf, Alter, Schnee. <sup>36</sup>
Boden-Reflexionsgrad	22%	Entspricht dem Reflexionsgrad von Betonoberflächen <sup>37</sup> .
Temperatureinfluss auf die Leistung	-0,42 %/°C	Mit jeder Temperaturveränderung von +1°C minimiert sich die Leistungsabgabe um 0,42%.

<sup>35</sup>Vgl. Surface Meteorology and Solar Energy Database, „POWER Project Data Sets,“ NASA, zuletzt geprüft am 06.06.2018, <https://power.larc.nasa.gov/>, 260.

<sup>36</sup>Vgl. Viktor Wesselak et al., *Regenerative Energietechnik* (Springer Berlin Heidelberg, 2013), [https://www.ebook.de/de/product/21992160/viktor\\_wesselak\\_thomas\\_schabbach\\_thomas\\_link\\_joachim\\_fischer\\_viktor\\_wesselak\\_regenerative\\_energietechnik.html](https://www.ebook.de/de/product/21992160/viktor_wesselak_thomas_schabbach_thomas_link_joachim_fischer_viktor_wesselak_regenerative_energietechnik.html).

<sup>37</sup>Vgl. ETH Zürich, zuletzt geprüft am 29.06.2018, [http://www.bph.hbt.arch.ethz.ch/Filep/Licht/Licht\\_Bauwerk/Kennwerte/ReflexionsgradBaumat.html](http://www.bph.hbt.arch.ethz.ch/Filep/Licht/Licht_Bauwerk/Kennwerte/ReflexionsgradBaumat.html).

Zellbetriebstemperatur	45°C	Nominaler Wert der Testbedingungen
Wirkungsgrad	17,5 %	Polykristalline Zellen
<b>Kosten</b>		
Kapital	550.000 €	1.100 €/kWp
Austausch	412.000 €	Entspricht 75% der Kapitalkosten
O&M (Jahr)	5.500 €/Jahr	Entspricht 1% der Kapitalkosten

Tabelle 4: Daten Photovoltaik

### 4.1.2. Energiespeicher

Ein zentraler Baustein innerhalb eines Microgrids sind Energiespeicher, da sie die Durchdringung regenerativer Energieerzeugungsanlagen erhöhen und somit zu einer verkürzten Rückzahlungszeitraum beitragen können<sup>38</sup>. Darüber hinaus erfüllen Energiespeicher noch weitere essentielle Funktionen, für den reibungslosen Inselbetrieb von Bedeutung sind: An erster Stelle ist die elektrische Energieversorgung über das Wochenende zu erwähnen. Aufgrund der geringen Lastgänge am Samstag und Sonntag, kann die elektrische Energieversorgung der Inselanlage lediglich mit Hilfe der Energiespeicher bewerkstelligt werden. Aufgrund dieser Tatsache können die BHKWs abgeschaltet werden wodurch sich Kosteneinsparungen ergeben. Zweite wichtige Funktion ist Schwarzstartfähigkeit. Das bedeutet, dass durch die Installation einer Speicherlösung genügend elektrische Leistung bereitsteht, um im Falle eines möglichen Stromausfalls des Inselnetzes die Wiederaufnahme des BHKW-Betriebs zu ermöglichen. Drittens trägt eine Speicherlösung zu einer erhöhten Redundanz hinsichtlich der qualitativen Energiesicherung bei. Gesetzt dem Fall, dass aufgrund von Ausfall oder Wartung anderer Systemkomponenten zur Erhaltung der Stromqualität wie zum Beispiel Schwungmassen ausfallen, kann je nach Speichertechnologie diese Aufgabe übernommen werden.

So leiten sich aus diesen Betriebsfunktionen die Anforderungen an die Energiespeicherung ab, die zugleich die Entscheidungsgrundlage für die Auswahl der passenden Speichertechnologie darstellen. Elektrochemische Speichertechnologien werden den Anforderungen am ehesten gerecht, sodass im Basisszenario sowohl als auch im späteren Anwendungsfall Lithium-Ionen-Batterien mit einer Nennkapazität von 1095 kWh verwendet werden.

Sie besitzen im Vergleich zu anderen Speichertechnologien die höchste Energiedichte, eine hohe Leistungsfähigkeit und können in Form einer Containerlösung leicht erweitert werden. Ein weiterer Grund für die Anschaffung der Lithium-Ionen-Batterien ist die marktübliche Verfügbarkeit im Vergleich zu den Redox-Flow-Batterien. Heutzutage wird diese Art der Speichertechnologie

<sup>38</sup>Vgl. Microgrid Institute, „Feasibility Study Warwick Microgrid Project,“ zuletzt geprüft am 20.07.2018, <http://www.microgridinstitute.org/feasibility-analysis.html>.

nur noch für wenige spezielle Anwendungen gebraucht. Als Alternative wären noch die Blei-Akkus zu erwähnen, aber auch diese Speichertechnologie ist weitgehendstes vom Markt verdrängt. Zudem sind sie bei gleicher Größe nicht wettbewerbsfähig aufgrund ihrer höheren Betriebskosten und werden deswegen nur noch selten verwendet.

Die Lithium-Ionen-Batterie besitzt einen maximalen Ladegrad von 2C. Das bedeutet, dass die Batterie für eine halbe Stunde lang den zweifachen Wert ihrer Kapazität, nämlich 2000kWh, liefern kann. Diese Eigenschaft spielt eine wichtige Rolle, insofern es zum Ausgleich von großen Lastspitzen kommt. In der Tabelle 5 werden zudem weitere wichtige ökonomische und technische Aspekte der Batterielösung zusammengefasst:

Feld	Wert	Bemerkung
Generell		
Nennkapazität	1.095 kWh	
Nennspannung	976,8 V	
Gesamtwirkungsgrad	92,5 %	Entlade- und Ladeverluste von 3,75%
Max Ladegrad	2 A/Ah	2C Batterie
Max Ladestrom	2.244,75 A	
Max Entladestrom	2.244,75 A	
Anfänglicher Ladezustand	100 %	
Minimaler Ladezustand	20 %	Batterien werden nur in einem festgelegten Ladebereich zyklert um die Lebensdauer zu verlängern.
Kosten		
Kapital	500.000 €	500€/kWp
Austausch	270.000 €	Entspricht 54% der Kapitalkosten (Racks und Container müssen nicht mehr ersetzt werden)
O&M	5.000 €/Jahr	Entspricht 1% der Kapitalkosten
Ladezyklen	5.000	Nach Durchlauf der 5000 Ladezyklen besitzt die Batterie eine Restkapazität von circa 80%. Im Gegensatz zu mobilen Lösungen, findet sie im stationären Bereich selbst bei 80% Restkapazität weiterhin Verwendung.
Durchsatzleistung	5.357.980 kWh	Durchsatzleistung = Nennkapazität x Anzahl Ladezyklen x Nennspannung

Tabelle 5: Daten Lithium-Ionen-Batterie

### 4.1.3. Frequenzumrichter

Um die erzeugte elektrische Energie der Photovoltaikanlage zu speichern bedarf es einen Frequenzumrichter. Dieser wandelt die sinusförmige Wechselspannung in Gleichspannung um und ermöglicht somit die Speicherung der elektrischen Energie in der Batterie. Da der Frequenzumrichter

in der Batterieanlage integriert ist, sind die Kostenpositionen in den Batteriekosten bereits aufgenommen, siehe Tabelle 6.

Feld	Wert	Bemerkung
Generell		
Kapazität		2 MW (abhängig von der Batteriekapazität)
Wirkungsgrad		95%
Kosten		
Kapital		Bereits in den Batteriekosten enthalten
Austausch		Bereits in den Batteriekosten enthalten
O&M		Bereits in den Batteriekosten enthalten

Tabelle 6: Daten Systemkonverter

#### 4.1.4. Blockheizkraftwerk

Bei gewöhnlichen Energieerzeugungsanlagen bleibt die entstandene Abwärme meistens ungenutzt. Allerdings bieten Blockheizkraftwerke dem Betreiber den großen Vorteil, dass sie während der Stromgewinnung durch die Befeuerung von Gas die erzeugte Wärmeenergie nutzen können, da das BHKW in unmittelbarer Nähe des Energieverbrauchers angesiedelt ist. Hierdurch sind Wirkungsgrade bis zu 90% bei idealer Auslegung möglich<sup>39</sup>. Im maximalen Betriebspunkt erreicht die Anlagen bei einem elektrischen Wirkungsgrad von mehr als 42% eine elektrische Leistung von 1554 kW. Jedoch reduziert sich der elektrische Wirkungsgrad mit abnehmender Auslastung eines BHKWs beträchtlich, weswegen die Lastquote nicht geringer als 25% sein sollte. Die Lebensdauer ist in diesem Fall auf 8 Jahre beziffert. Danach kommt es nicht zum Austausch der gesamten Anlage, jedoch wird eine umfangreichere Wartung vollzogen, die sich in den Austauschkosten von 300.000 € widerspiegelt. Die geplante Wartung wird alle 3.000 Betriebsstunden vollzogen und dauert circa 8 Stunden. In der

Tabelle 7 sind darüber hinaus noch weitere Daten für ein BHKW zusammengefasst.

Feld	Wert	Bemerkung
Generell		
Kapazität	1.554 kW	Entspricht der maximalen elektrischen Leistung bei 100%
Min Lastquote	25 %	
Wärmerückgewinnungsgrad	Ø 84 %	Entspricht der technisch nutzbaren Wärmemenge der Gesamtwärmemenge
Lebensdauer	8 Jahre	Laufzeit 8.000 Stunden pro Jahr
Min Laufzeit	60 Minuten	Mittelwert: Verhindert Bildung von Kondensat auf den Zylinderinnenflächen und der daraus resultierenden Korrosion.
Wartung		

<sup>39</sup>Vgl. Manfred Schmidt, *Auf dem Weg zum Nullemissionsgebäude* (Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013), [https://www.ebook.de/de/product/25040054/manfred\\_schmidt\\_auf\\_dem\\_weg\\_zum\\_nullemissionsgebäude.html](https://www.ebook.de/de/product/25040054/manfred_schmidt_auf_dem_weg_zum_nullemissionsgebäude.html), 307.

Intervall	3.000 Stunden	Austausch von Zündkerzen und sonstigen Kleinteilen
Ausfallzeit	35 Stunden	
<b>Kosten</b>		
Kapital	600.000 €	Gesamtkosten für Installation und Inbetriebnahme
Austausch	300.000 €	Kosten für die Instandsetzung nach 64.000 Stunden
O&M	15 €/Stunde	Exklusive Kraftstoffkosten

Tabelle 7: Daten BHKW

#### 4.1.5. Heizkessel

Neben den BHKWs gibt es die Möglichkeit mit Hilfe eines Heizkessels die erforderliche Wärmeenergie sicherzustellen. Sie sind von geringer technischer Komplexität und haben darüber hinaus niedrige jährliche Betriebskosten. Aus eigenen Berechnungen geht hervor, dass ein Heizkessel mit einer maximalen Leistungsabgabe von 8 MW ausreicht um dem Wärmebedarf dieses mittelständischen Industrieunternehmens gerecht zu werden. Die Tabelle 8 fasst weitere Daten zusammen:

Feld	Wert	Bemerkung
<b>Generell</b>		
Kapazität	8 MW	
Gesamtwirkungsgrad	95 %	Für Großanlagen sind Wirkungsgrade von 95% gewöhnlich <sup>40</sup>
<b>Kosten</b>		
Kapital	100.000 €	Gesamtkosten für Installation und Inbetriebnahme
Austausch	100.000 €	Austausch ungefähr alle 20 Jahre oder später <sup>41</sup>
O&M	500 €	<1% der Kapitalkosten <sup>42</sup>

Tabelle 8: Daten Heizkessel

#### 4.2. Globale Variablen

Ein wichtiges Kriterium für die Sensitivitätsanalyse sind die ökonomischen Rahmenbedingungen, die mithilfe der folgenden globalen Variablen festgelegt werden:

<sup>40</sup>Vgl. Viessmann, „Industry: Economical provision of steam, power, heating and cooling,“ zuletzt geprüft am 02.08.2018, <https://www.viessmann.com/com/en/industry.html>.

<sup>41</sup>Vgl. Wesselak et al., *Regenerative Energietechnik*, 89e

<sup>42</sup>Vgl. Michael Sterner und Ingo Stadler, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration* (Springer Berlin Heidelberg, 2017), [https://www.ebook.de/de/product/29765871/energiespeicher\\_bedarf\\_technologien\\_integrations.html](https://www.ebook.de/de/product/29765871/energiespeicher_bedarf_technologien_integrations.html), 46.

### 4.2.1. Abzinsungssatz

Der Leitzins benennt die Konditionen, zu denen sich die Zentralbanken und Geldinstitute Geld leihen können. Er diktiert somit indirekt die Kreditzinsen, da die Kreditinstitute bei Zinsanhebung ihre gestiegenen Kosten an die Kunden weitergeben<sup>43</sup>. Seit 2013 befindet sich der Leitzins auf einem bisher noch nie dagewesen Rekordtief und die EZB beabsichtigt bis Mitte 2019 den Leitzins auf diesem Niveau zu halten<sup>44</sup>. Die Zinsraten für neue Darlehen an Unternehmen lagen in dem gleichen Zeitraum bei circa 2% und vor zehn Jahren noch bei über 6%<sup>45</sup>. Die zukünftige Entwicklung des Leitzinses ist ungewiss, aber es kann davon ausgegangen werden, dass der Leitzins in Zukunft steigen wird, da er sich momentan bereits auf 0% befindet. Demzufolge bin ich von Kreditzinsen ausgegangen, wie sie vor der Weltwirtschaftskrise im Jahr 2008 üblich waren: Die Abzinsungssätze belaufen sich somit auf 3, 5 und 8%.

### 4.2.2. Inflationsrate

Der Verlauf der Inflationsrate unterlag innerhalb der letzten 28 Jahre enormen Schwankungen wie dem Abbildung 14 entnommen werden kann. So betrug die Inflationsrate im Jahr 1992 5,1%, wohingegen der Wert sich in den Jahren 2009 und 2015 auf 0,3% belief (blaue Linie). Das arithmetische Mittel der letzten 28 Jahre beträgt 1,83% (grüne Linie). Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung habe ich eine Inflationsrate von 2% angenommen um selbst bei schwierigeren Rahmenbedingungen die Wirtschaftlichkeit dieser Investition zu beziffern.

---

<sup>43</sup>Vgl. Finanzen.net GmbH, „Aktueller Leitzins,“ zuletzt geprüft am 02.08.2018, <https://www.finanzen.net/leitzins/>.

<sup>44</sup>Vgl. European Central Bank, „Monetary Policy Decisions,“ zuletzt geprüft am 02.08.2018, <http://www.ecb.europa.eu/press/pr/date/2018/html/ecb.mp180614.en.html>.

<sup>45</sup>Vgl. Statistisches Bundesamt, „Zinsraten für neue Darlehen an Unternehmen außer Finanzunternehmen,“ zuletzt geprüft am 08.08.2018, <https://de.statista.com/infografik/3015/zinsraten-fuer-neue-darlehen-an-unternehmen--ausser-finanzunternehmen-/>.

## Entwicklung der Inflationsrate in Deutschland von 1990 bis 2017

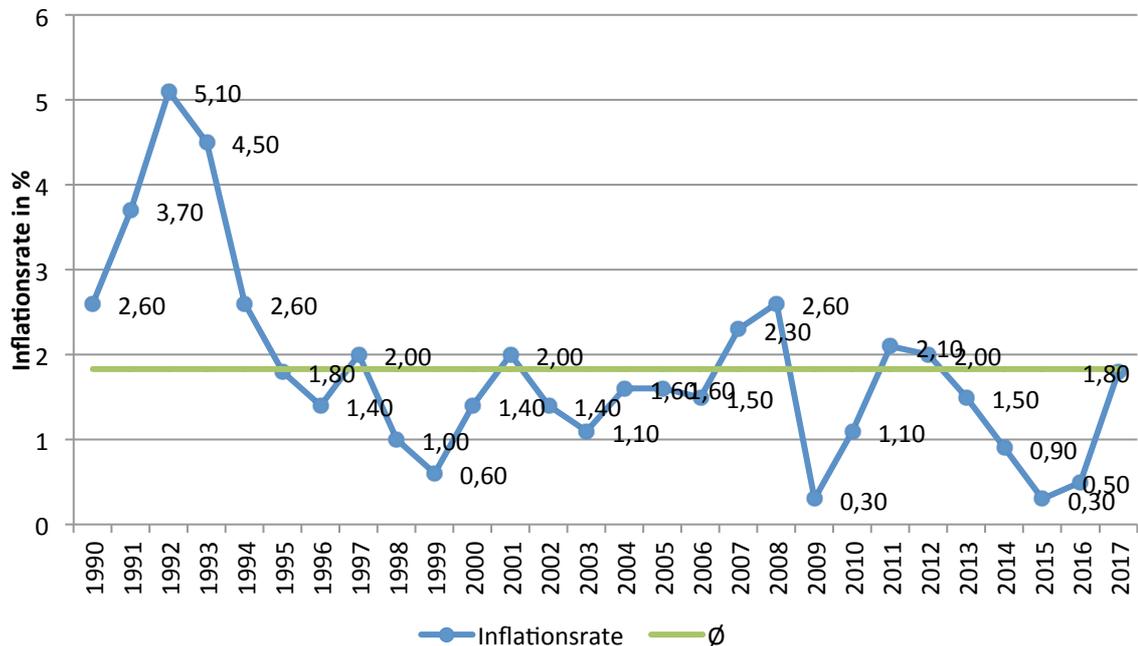


Abbildung 14: Entwicklung der Inflationsrate in Deutschland<sup>46</sup>

### 4.2.3. Kraftstoffpreis

Wie bereits im zweiten Kapitel dargestellt, belief sich der Gaspreis für Industriekunden innerhalb der letzten acht Jahre zwischen 4,18 ct/kWh und 2,69 ct/kWh. Um gegebenenfalls die Kraftstoffpreise in €/m<sup>3</sup> angegeben werden, bedarf es einer Umrechnung von ct/kWh in €/m<sup>3</sup>. In dieser Arbeit wird die Umrechnung der Einheiten mithilfe eines mittleren Heizwertes von 10,0 kWh/m<sup>3</sup> vorgenommen. Demzufolge soll für Gas eine Preisspanne von 0,25 €/m<sup>3</sup> bis 0,50 €/m<sup>3</sup> mögliche Preisschwankungen abdecken.

### 4.2.4. Laufzeit

Bei einer jährlichen Laufzeit von circa 8.000 Stunden pro Jahr summiert sich bei erwarteten acht Jahren Lebensdauer die Gesamtlaufzeit eines BHKWs auf ungefähr 64.000 Stunden. Nach Ablauf dieser Zeit steht die erste große Instandsetzung (Time Between Overhaul) an, wodurch Austauschkosten von 50% der anfänglichen Investitionssumme pro BHKW anfallen. Da die BHKWs den größten Kostenfaktor ausmachen, ist demzufolge dieser Vorgang ein geeigneter Zeitpunkt um eine Aussage über die Wirtschaftlichkeit dieser

<sup>46</sup>Vgl. Statistisches Bundesamt, „Verbraucherpreisindizes für Deutschland,“ zuletzt geprüft am 06.08.2018, [https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Verbraucherpreise/VerbraucherpreisindexLangeReihenPDF\\_5611103.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Verbraucherpreise/VerbraucherpreisindexLangeReihenPDF_5611103.pdf?__blob=publicationFile).

Investition zu treffen. Aus diesem Grund beläuft sich die Projektlaufzeit auf 8 Jahre. Es ist natürlich zu beachten, dass die übrigen Restwerte der anderen Systemkomponenten mit einer höheren Lebensdauer einen Einfluss auf die LCOE haben, der, wenn auch gering, sich positiv auswirkt.

Nach Erläuterung der Einzelheiten, verschafft die nachstehende Tabelle 9 zudem einen Überblick aller globalen Variablen:

Abzinsungsrate in %	Kraftstoffpreis in €/m <sup>3</sup>	Inflationsrate in %	Laufzeit in Jahre
3	0,25	2,0	8
5	0,30		
8	0,35		
	0,40		
	0,45		
	0,50		

Tabelle 9: Übersicht globale Variablen

### 4.3. Simulationsprogramm

Die Berechnung der Energiekosten für ein Microgrid-Lösung ist ein aufwendiges Unterfangen. Excel als ein mögliches Hilfsmittel würde die Voraussetzungen für die Berechnungen erfüllen, jedoch wäre dieser Ansatz mit weitaus höheren Schwierigkeiten verbunden. Demzufolge ist es unwahrscheinlich, dass die Aufgabenstellung dieser Bachelorarbeit innerhalb von 4 Monaten gelöst wird.

#### 4.3.1. Auswahl

Deswegen wird im Rahmen dieser Bachelorarbeit auf ein bereits bestehendes Simulations-Programm für die Microgrid-Lösungen zurückgegriffen um die Wirtschaftlichkeit zu berechnen. Nach ausgiebiger Literaturrecherche ergaben sich folgende Möglichkeiten:

- 1) Homer Pro Energy<sup>47</sup>
- 2) Microgrid Labs<sup>48</sup>
- 3) RAPSim-Microgrid Simulator<sup>49</sup>

Es wurde sich für Homer Pro Energy entschieden, da dieses Tool im Vergleich zu den Alternativen länger auf dem Markt ist und den Benchmark setzt. Zudem hat das breite Angebot an verschiedenen Inhalten die Entscheidung erleichtert, weil es somit möglich war, den Umgang bei bestimmten Themen zu erfahren und das Anwendungspotential hinsichtlich der Aufgabenstellung abzuschätzen.

<sup>47</sup>Vgl. Homer Energy, „Homer Pro Energy,“ zuletzt geprüft am 01.06.2018, <https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>.

<sup>48</sup>Vgl. Microgrid Labs, zuletzt geprüft am 01.06.2018, <https://microgridlabs.com/>.

<sup>49</sup>Vgl. Source Forge, zuletzt geprüft am 01.06.2018, <https://sourceforge.net/projects/rapsim/>.

### 4.3.2. Beschreibung

Demzufolge soll an dieser Stelle auf das verwendete Software Tool eingegangen werden. Die Microgrid-Lösung wurde anhand von Homer Pro (Hybrid Optimization Model für Multiple Energy Resources) simuliert. Die Homer Pro Software wurde ursprünglich von National Renewable Energy Laboratory (NREL) entwickelt, jedoch wird sie von Homer Energy vertrieben. Homer beherbergt drei integrierte Werkzeuge, wodurch sich verschiedene Anlagenarchitekturen sowie deren Ökonomie gleichzeitig evaluieren lassen. Die Schlüsselemente sind:

- Simulation: Homer simuliert den Betrieb eines Microgrids über die Dauer eines ganzen Jahres in Zeitschritten von einer Minute bis hin zu einer Stunde.
- Optimierung: Homer prüft alle möglichen Systemkombinationen in einem Durchlauf. Im Anschluss werden die Systeme, die mit den gewählten Optimierungsvariablen übereinstimmen, ausgewählt.
- Sensitivitätsanalyse: Homer ermöglicht die Simulation von Systemen mit hypothetischen Annahmen. Es ist dem Benutzer nicht möglich alle Aspekte des Systems zu kontrollieren. So kann man aber die Bedeutung einzelner Parameter mithilfe einer Vielzahl an Simulationen herausfinden, da Homer in einem Durchlauf tausende Möglichkeiten gegeneinander vergleichen kann.

Damit die Berechnung der Energiekosten durchgeführt werden kann, müssen die Daten vorab im Simulationsprogramm eingepflegt werden. Die bereits festgehaltenen Informationen bezüglich der Systemkomponenten und globalen Variablen aus den vorherigen Kapiteln können übernommen werden. Darüber hinaus ist es dennoch notwendig, noch fehlende Informationen wie die Einsatzplanung, die Kraftstoffeigenschaften von Erdgas, Systemeinschränkungen sowie die Lastcharakteristik zu definieren, die im folgenden Abschnitt ausgeführt werden.

Die Einsatzplanung für das System ist eine Einstellung, die den wechselseitigen Betrieb zwischen den Generatoren und der Batterie in Abhängigkeit von dem Energiebedarf steuert. In Homer Pro ist es möglich zwischen zwei verschiedenen Strategien der Einsatzplanung zu wählen, deren Auswahl von Faktoren wie der BHKW-Größe, dem Anteil und den Eigenschaften regenerativer Energiequellen, dem Kraftstoffpreis und den Betriebskosten abhängt. Im zyklischen Betrieb laufen die BHKWs immer im maximalen Lastpunkt und die überschüssige Energie wird in der Batterie gespeichert. Jedoch ist es ökonomisch sinnvoller, wenn die Batterie nicht durch die Generatoren geladen wird, sondern durch den kostenlos verfügbaren Strom, der durch die PV-Anlage generiert wird. Im Gegensatz zu dieser Einsatzplanung, berücksichtigt der Lastfolgebetrieb diesen Aspekt der regenerativen Stromherstellung. Folglich produzieren die BHKWs nur so viel Energie um den tatsächlichen Bedarf zu decken und überschüssige Energie der PV-Anlagen wird in den Batterien gespeichert wodurch eine Energieeinsparung

ermöglicht wird. Deshalb wurde sich für zweitgenannte Einsatzplanung entschieden.

Die Kraftstoffeigenschaften für Erdgas haben maßgeblichen Einfluss auf die Leistungsabgabe eines BHKWs und somit auch auf die Wirtschaftlichkeit. In Anlehnung an die herkömmlichen physikalischen Eigenschaften besteht die gewählte Erdgaszusammensetzung für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung aus folgenden Bestandteilen und deren Konzentrationen: Gemäß der Betriebsvorschrift MTU Onsite Energy beläuft sich der Heizwert auf 10 MJ/kg, dessen Dichte auf 0,750 kg/m<sup>3</sup>, der Kohlenstoffgehalt auf 9 % und der Schwefelgehalt 30mg/m<sup>3</sup>.

Systemeinschränkungen<sup>50</sup> definiert die erforderliche Betriebsreserve, die Auswirkungen auf die Durchführbarkeit einer bestimmten Anlagenarchitektur haben. Nicht durchführbare Simulationen werden in den Ergebnissen nicht aufgeführt. Betriebsreserve ist die überschüssige Kapazität, die selbst bei einer schnellen Lasterhöhung oder Ausfall einer beliebigen Energiequelle die weitere elektrische Versorgung des Microgrids garantiert. Homer berechnet die gesamte Betriebsreserve eines Systems anhand der Summe der folgenden Werte:

- Anteil der Lastverbraucher: Selbst bei einem plötzlichen Anstieg der Gesamtlast müssen genügend Reserven vorhanden sein um die elektrische Versorgung sicherzustellen. In dieser Betrachtung beläuft sich der Wert auf 30%.
- Anteil der regenerativen Abgabeleistung: Bei einem Wegfall der regenerativen Versorgungseinheit muss das System genügend Reserve besitzen, um diesen Leistungseinbruch zu kompensieren. Je höher dieser Wert ist, desto mehr Energiereserven müssen durch andere Anlagen bereitgestellt werden, was ein höheres Investitionsvolumen zur Folge hat. In dieser Betrachtung beläuft sich der Wert auf 20%.
- Anteil der Spitzenlast: Versichert das immer ein bestimmter Anteil der Spitzenlast an Energie zur Verfügung steht. In dieser Betrachtung beläuft sich dieser Wert auf 0%.
- Anteil der Windleistung: Identische Definition wie bei der regenerativen Abgabeleistung, jedoch nicht von Relevanz, da dieses System keine Windkraftanlage verfügt. Dieser Wert beläuft sich infolgedessen auf 0%.

#### Lastcharakteristik

In Kapitel 2 wurde bereits die Herangehensweise erklärt, wie das Lastprofil eines Unternehmens über die Dauer eines Jahres generiert wurde. Beim Import hat Homer Pro diesem Lastprofil eine Varianz hinsichtlich des Zeitschritts und der Tag-zu-Tag Abweichung hinzugefügt. So verwendet Homer Pro eine 10%ige Tag-zu-Tag Varianz und eine 20%ige Varianz beim Zeitschritt. Dadurch

---

<sup>50</sup>Vgl. Homer Energy, „Constraints,“ zuletzt geprüft am 06.08.2018, [https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/\\_constraints.html](https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/_constraints.html).

werden die Energiebedarfe mit einer Vielfalt versehen, wie sie aufgrund potentieller Änderungen im Betriebsalltag tatsächlich eintreten.

## **4.4. Basisszenario**

In den vorherigen Abschnitten dieses Kapitels wurden die grundlegenden Systemkomponenten sowie die Rahmenbedingungen erläutert, die Einfluss auf die Investition haben. Darüber hinaus gewährt das Unterkapitel 4.3.2. einen Einblick in die verwendete Software wodurch die Ergebnisse nachvollziehbarer sind. Um nun das Investitionsvorhaben der Microgrid-Lösung von 3,53 Mio. € abzubilden, wird aus den vorangestellten Systemkomponenten und Informationen ein erstes Basisszenario erstellt, das sodann als Berechnungsgrundlage für die Sensitivitätsanalyse dient.

### **4.4.1. Auswahl Systemkomponenten**

Im ersten Schritt wird die Entscheidungsgrundlage bezüglich der Anlagenarchitektur für das Basisszenario dargelegt:

Die Stromerzeugung muss dem Energiebedarf eines Verbrauchers jederzeit gerecht werden und muss somit angepasst werden. Die Übereinstimmung der Energienachfrage mit dem Energieangebot zu jedem beliebigen Zeitpunkt wird durch eine angepasste technische Auslegung garantiert. Mithilfe der Jahresdauerlinie der Gesamtleistung der Verbraucher über einen bestimmten Zeitraum werden exemplarisch die erforderlichen Energieerzeugungsanlagen eines Microgrids bestimmt. Wie man der Abbildung 15 entnehmen kann, decken die drei BHKWs die Grundlast von circa 3.000 kW ab. Um anfallende Leistungsspitzen größer als 3.000 kW abzudecken, werden unter anderem im Spitzlastenbetrieb Batterielösungen mit integriertem Systemkonverter eingesetzt. Ein viertes BHKW ist notwendig um im Falle von Störungen, Ausfällen oder Wartung das Industrieunternehmen weiterhin mit ausreichend elektrischer Energie zu versorgen. Ein Energiemanagementsystem optimiert die jährlichen Auslastungen der BHKWs, sodass am Jahresende eine ungefähr gleichmäßige Betriebsstundenanzahl für alle BHKWs vorliegt, entgegen der abgebildeten Darstellung.

### Jahresdauerlinie Gesamtleistung der Verbraucher

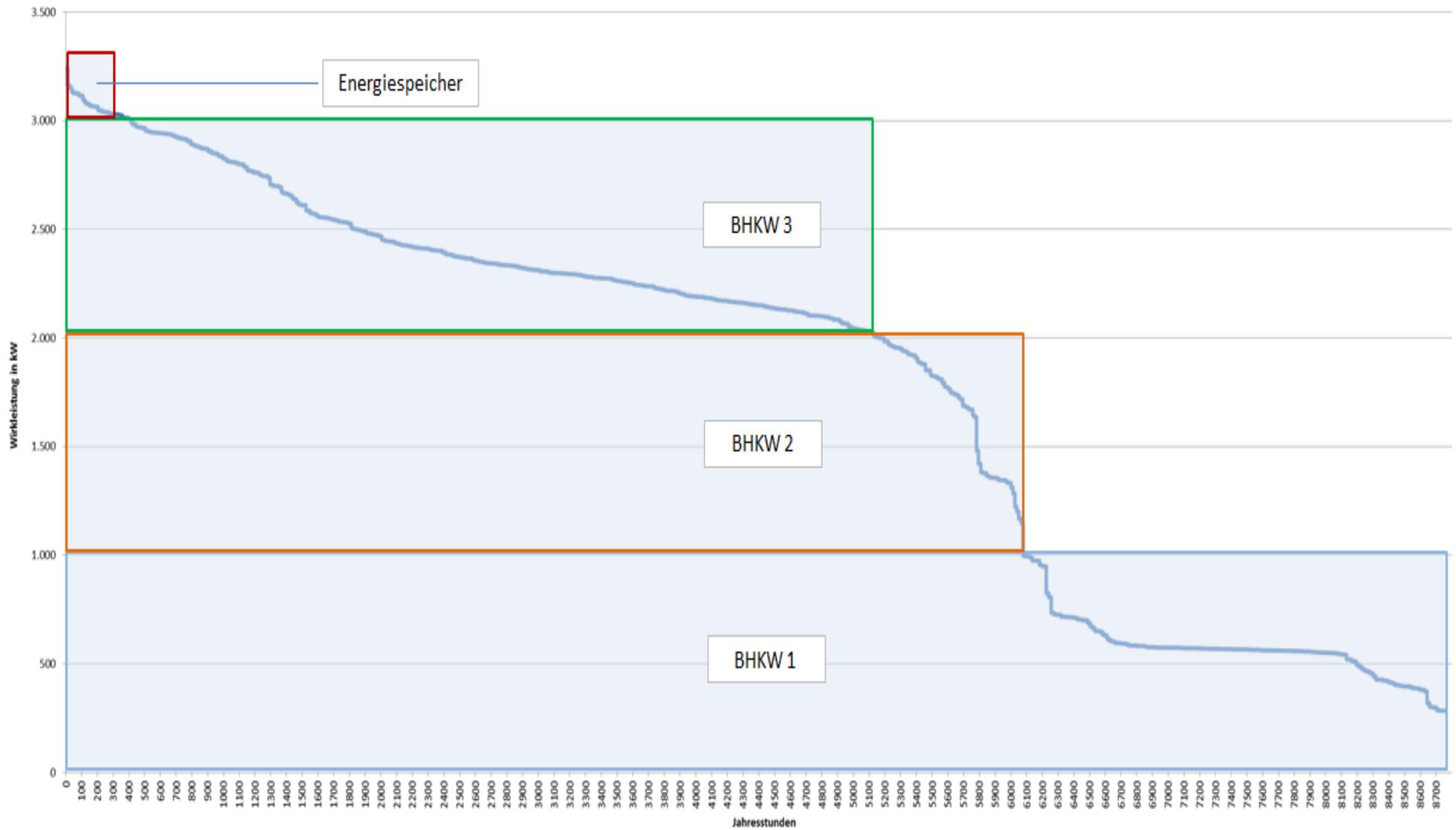


Abbildung 15: Jahresdauerlinie Gesamtleistung der Verbraucher

Angesichts der bestehenden Batterielösung, macht es aus ökonomischer Sicht durchaus Sinn, zu den konventionellen Erzeugungsanlagen eine regenerative Energiequelle hinzuzufügen. Dementsprechend wurde für dieses Szenario eine PV-Anlage mit 500 kWp installiert um eine höhere Energieeffizienz zu erreichen.

Für den unwahrscheinlichen Fall, dass durch einen möglichen Ausfall eines oder gar mehrerer BHKWs nicht genügend Wärmeenergie zur Verfügung steht, wurde ein Heizkessel von 8 MW installiert um den Bedarf an thermischer Energie jederzeit sicherzustellen.

Vor diesem Hintergrund leitet sich die Zusammenstellung der Anlagenarchitektur für das Basisszenario ab, die, wie die Auswahl der globalen Variablen und Leistungen der Systemkomponenten, der Tabelle 10 zu entnehmen sind:

Anlagenarchitektur	Leistung	Investitionskosten	Globale Variablen
4 x BHKWs	4 x 1554 kW	2,40 Mio. €	Abzinsungssatz: 5%
Photovoltaikanlage	500 kW	550.000 €	Kraftstoffpreis: 0,35 €/m <sup>3</sup>
Batterie	1 MW	500.000 €	Inflationsrate: 2%
Systemkonverter	2 MW	In den Batteriekosten enthalten	Laufzeit: 8 Jahre
Heizkessel	8 MW	100.000 €	
Gesamtkosten		3,53 Mio. €	

Tabelle 10: Übersicht Basisszenario

Abbildung 16 zeigt die Anlagenarchitektur in Homer Pro Energy des Basisszenarios: Zudem sind neben den Anlagenkomponenten die berechneten Wärme- und Energiebedarfe aus Kapitel drei ersichtlich.

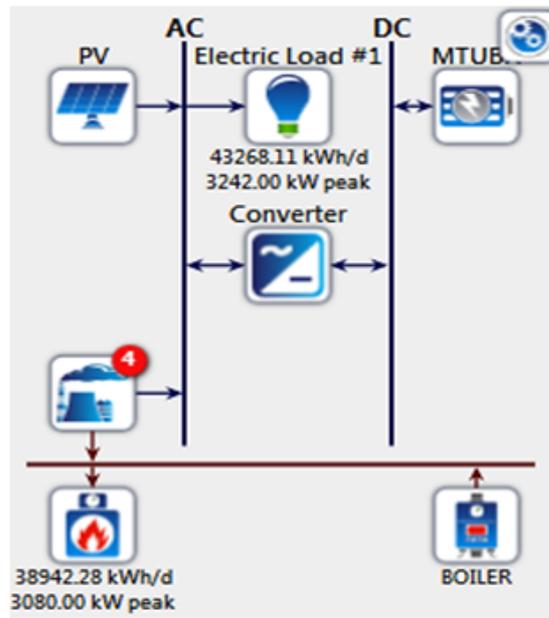


Abbildung 16: Anlagenarchitektur in Homer Pro Energy (Basisszenario)

#### 4.4.2. Funktion

An dieser Stelle ist es wichtig zu erwähnen, dass es sich hierbei um eine theoretisch mögliche Anlagenarchitektur handelt, die jedoch nicht den späteren Anwendungsfall widerspiegelt. Das Basisszenario unterscheidet sich hinsichtlich der Anlagenarchitektur: Dadurch, dass mit diesem Basisszenario die tatsächlich benötigte Energiemenge pro Jahr geliefert werden kann, gleichwohl aber die energetischen Anforderungen wie Stromqualität und Versorgungssicherheit eines mittelständischen Industrieunternehmens nicht in Betracht gezogen werden, kann hier auf bestimmte Anlagenkomponenten verzichtet werden. Folglich ist die Komplexität der Anlagenarchitektur geringer womit dementsprechend ein geringeres Investitionsvolumen einhergeht. Zudem vereinfacht eine überschaubarere Anlagenarchitektur die Erarbeitung der Stärke der Einflussnahme der einzelnen Parameter im Vergleich zum Anwendungsfall. Das Kapitel fünf beschäftigt sich noch ausführlich mit dem Anwendungsfall um die Unterschiede erkennbar zu machen.

Das Basisszenario dient also als Grundlage für die Sensitivitätsanalyse und zur Ermittlung der Empfindlichkeiten bei Änderung verschiedener Parameter in Bezug auf die Stromgestehungskosten<sup>51</sup>, was im nachfolgenden Abschnitt detailliert erläutert wird.

<sup>51</sup>Vgl. Lutz Kruschwitz, Rolf O. A. Decker und Christian Möbius, *Investitions- und Finanzplanung: Arbeitsbuch mit Aufgaben und Lösungen* (Wiesbaden: Gabler Verlag, 1993). doi:10.1007/978-3-322-82527-8, <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-322-82527-8>, 190.

## 4.5. Sensitivitäten

Die Ziele einer Sensitivitätsanalyse lassen sich wie folgt gliedern:

- 1) Ermittlung kritischer Werte (=Wert in der Investitionsrechnung, der als untere Grenze für die Vorteilhaftigkeit wie z.B. Kapitalwert einer Investition herangezogen wird)<sup>52</sup>
- 2) Stärke der Einflussnahme der Parameter auf das Rechenergebnis
- 3) Optimale Lösung bei einem bestimmten Wertebereich der Parameter

Während der Fokus dieses Kapitels auf der Bestimmung der Stärke der Einflussnahme liegt, werden im fünften Kapitel der erste und dritte Aspekt genauer behandelt.

Aus dem Basisszenario leiten sich mögliche Sensitivitätsanalysen ab, deren wesentlicher Bestandteil aus den Variationen des Dateninputs besteht. So wird in jeder Sensitivitätsanalyse jeweils ein spezifischer Parameter verändert bei gleichzeitig unverändertem Ausgangsszenario. Hiermit ist es möglich, die Auswirkung verschiedener Parameter und deren Variationen in definierten Grenzen auf die durchschnittlichen Stromgestehungskosten abzubilden, die sodann als Vergleichswerte herangezogen werden. Insgesamt werden fünf Sensitivitätsparameter untersucht, die in folgender Reihenfolge erläutert werden:

Sensitivitätsanalyse	Parameter
1	PV-Kapazität
2	Zinssatz
3	O&M Kosten
4	Investitionskosten
5	Kraftstoffpreis

Tabelle 11: Reihenfolge der Sensitivitätsanalysen

Diese fünf Parameter unterscheiden sich zudem bezüglich ihrer Beeinflussbarkeit aus Sicht eines Kunden. In Abhängigkeit des gewählten Parameters variiert das Maß an Beeinflussbarkeit, woraus sich die notwendigen Handlungsmaßnahmen ableiten um die idealen Bedingungen für die Investition bzw. das Projekt zu erzielen. Die einzelnen Sensitivitätsanalysen benennen mögliche Maßnahmen.

Zum besseren Verständnis muss vorab auf ein paar Details eingegangen werden, die für die nachfolgenden Sensitivitätsanalysen von Bedeutung sind. Grundlegende Annahmen sind eine Inflationsrate von 2% und eine Abzinsungsrate von 5% für alle Analysen, mit Ausnahme jener

<sup>52</sup>Vgl. Gabler Wirtschaftslexikon, „Kritischer Wert,“ zuletzt geprüft am 30.07.2018, <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/kritischer-wert-40379/version-263764>.

Sensitivitätsanalyse, die die Einflussnahme der unterschiedlichen Zinssätze untersucht (Sensitivitätsanalyse Zinssatz).

Die Stärke der Einflussnahme ist das Verhältnis zwischen der relativen Änderung eines Parameters und der resultierenden relativen Veränderung der LCOE in%, wie folgende Formel zeigt:

Formel: Stärke der Einflussnahme = relative Veränderung der LCOE/relative Veränderung Parameter

Des Weiteren bemisst sich die Stärke der Einflussnahme auf die LCOE innerhalb der einzelnen Analysen bei einem gewählten Kraftstoffpreis von 0,35 €/m<sup>3</sup>. Am Ende dieses Kapitels gibt es darüber hinaus eine Übersicht, die zusätzlich die Ergebnisse bei anderen Kraftstoffpreisen darstellt.

#### **4.5.1. PV-Kapazität**

Die Auslegung der PV-Anlagenkapazität muss anhand ökonomischer und energetischer Gesichtspunkte beschlossen werden. Somit hängt die Größe der PV-Kapazität von den individuellen Präferenzen des Kunden ab und stellt folglich einen beeinflussbaren Parameter dar.

Das Basisszenario besitzt eine PV-Kapazität von 500 kWp. Zur besseren Darstellung der Einflussnahme auf die durchschnittlichen Energiekosten pro Kilowattstunde, wurden in der Abbildung 17 die Verläufe der Anlagenarchitekturen mit einer PV-Kapazität von 1500kWp und 0 kWp herangezogen. Die höheren Investitionskosten einer größeren Photovoltaikanlage spiegeln sich in den höheren LCOE wieder, was bei einem Kraftstoffpreis von 0,25 €/m<sup>3</sup> gut ersichtlich ist. Der Kostenvorteil einer Anlagenarchitektur mit oder ohne Photovoltaik hängt vom jeweiligen Kraftstoffpreise ab. So markiert der Schnittpunkt beider Geraden den charakteristischen Kraftstoffpreis, ab dem bei weiter steigenden Kraftstoffpreisen ein kosteneinsparender Effekt für eine Anlagenarchitektur mit Photovoltaik eintritt. Hingegen liefert ein geringerer Kraftstoffpreis einen Kostenvorteil für eine Anlagenarchitektur ohne Photovoltaik. In diesem Szenario wäre das ungefähr bei einem Kraftstoffpreisen von 0,45 €/m<sup>3</sup> der Fall. Im Vergleich zum Basisszenario – um im Bild zu bleiben -mit einer PV-Kapazität von 500kW läge dieser Schnittpunkt wegen der sich angleichenden Geradensteigung jedoch bei einem höheren Kraftstoffpreis.

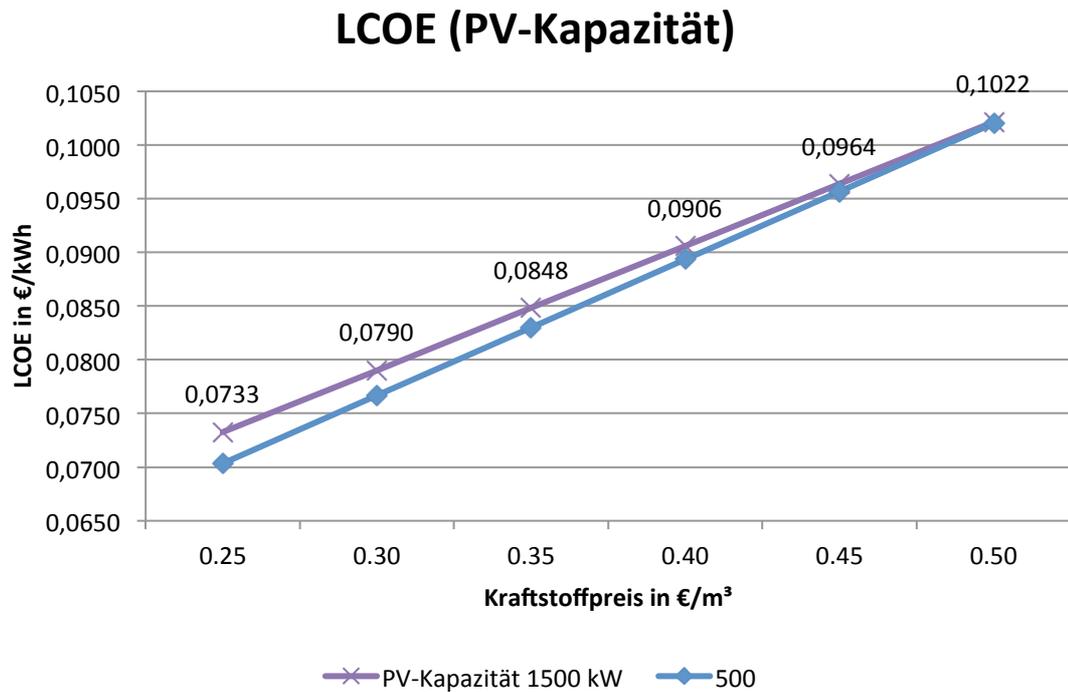


Abbildung 17: Stromgestehungskosten in Abh. d. PV-Kapazität

Anhand der Tabelle 12 wird die „Hebelwirkung“ der Veränderung der PV-Kapazität auf die durchschnittlichen Energiekosten im Detail erläutert. Wie bereits angesprochen, verfügt das Basisszenario eine PV-Kapazität von 500 kWp. Im Vergleich zu der Anlagenvariation mit 1500 kW PV-Höchstleistung, entspricht das einer Zunahme von 200%.

Die Berechnungen haben ergeben, dass bei einem Kraftstoffpreis von 0,35€/m³ durch eine Erhöhung der PV-Kapazität um 200%, was einem zusätzlichen Kostenzuschlag von 550.000 € entspricht, sich die neuen LCOE auf 0,0848 €/m³ belaufen. Das entspricht einer relativen Zunahme der LCOE von 2,17%. Somit beträgt die Stärke der Einflussnahme gerade mal 1,09%, wodurch deutlich wird, dass die PV-Kapazität in diesem Beispiel einen nur sehr geringen Einfluss auf die LCOE hat. Um Energiekosteneinsparungen zu erwirken macht es demzufolge aus ökonomischer Sicht unter Betrachtung der persönlichen Umstände keinen Sinn in eine erhöhte PV-Kapazität zu investieren. Die Tabelle 12 verdeutlicht zudem die weiteren Ergebnisse der anderen PV-Kapazitäten von 1000 und 2000 Kilowatt.

P. Wert	P. Veränderung	Punkt x-Achse	LCOE Basis	LCOE Neu	LCOE Veränderung.	Stärke der Einflussnahme
1000 kWp	100%	0,35 €/m³	0,0830 €/kWh	0,0836 €/kWh	0,79%	0,79%
1500 kWp	200%	0,35 €/m³	0,0830 €/kWh	0,0848 €/kWh	2,17%	1,09%

2000 kWp	300%	0,35 €/m <sup>3</sup>	0,0830 €/kWh	0,0863 €/kWh	3,98%	1,33%
----------	------	-----------------------	--------------	--------------	-------	-------

Tabelle 12: Ergebnisse Sensitivitätsanalyse PV-Kapazität

An dieser Stelle muss betont werden, dass durch eine Erhöhung der PV-Kapazität durchaus positive Kosteneffekte erzielt werden können. Dies ist von der spezifischen Anlagenarchitektur abhängig und wird im Abschnitt 5.3.3. genauer erläutert.

### 4.5.2. Zinssatz

Kreditnehmer haben keinen Einfluss auf den Zins, da dieser von den zuständigen Zentralbanken in den jeweiligen Währungsregionen vorgegeben wird. Er kann also als eine unbeeinflussbare Größe interpretiert werden.

In allen Szenarien wurde der gleiche Zinssatz von 5% angenommen, um die Vergleichbarkeit zu wahren. Dieser Abschnitt verdeutlicht die Einflussnahme abweichender Zinssätze von 3% und 8%. Eine Zinsveränderung beeinflusst die Kapital-, Austausch- Betriebs- und Kraftstoffkosten sowie den Restwert bei gegebenen Kapitalkosten gleichermaßen, jedoch sind die absoluten Veränderungen dieser Positionen aufgrund ihrer Beträge unterschiedlich hoch. Die folgende Abbildung 18 skizziert die Verläufe der LCOE des Basisszenarios bei verschiedenen Zinssätzen:

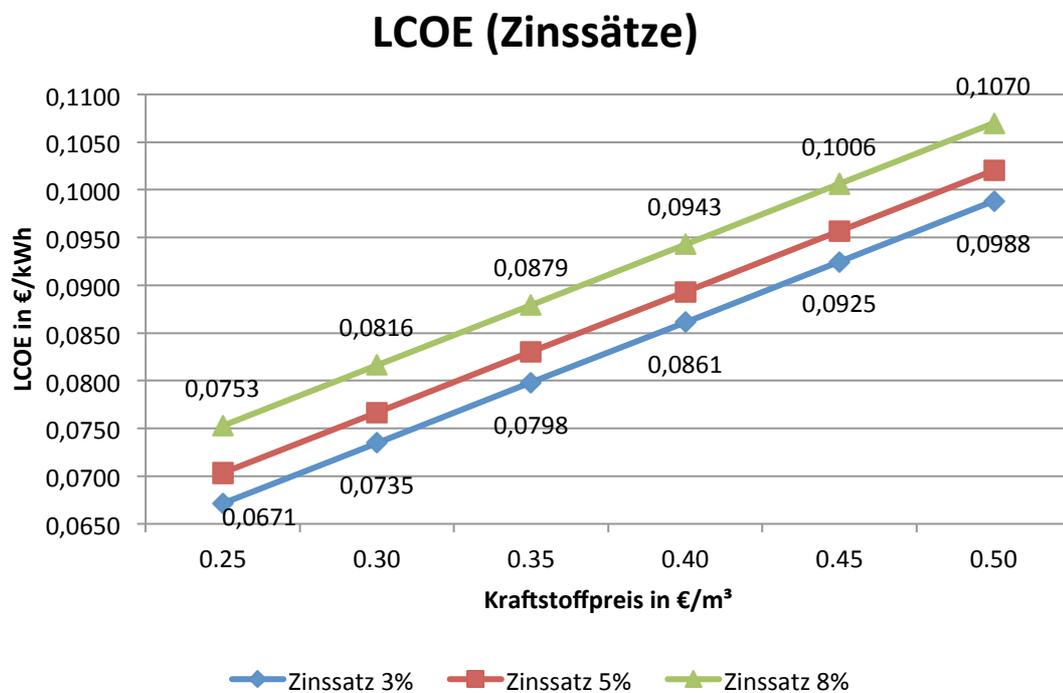


Abbildung 18: Stromgestehungskosten in Abh. v. Zinssätze

Ein Zinssatz von 3% (blaue Linie) entspricht im Vergleich zu 5% einer Zinsverminderung von 40%, dagegen entsprechen 8% einer Zinserhöhung von 60% (grüne Linie).

Die relative Veränderung des Zinssatzes um – 40% auf ein Zinsniveau von 3%, führt bei einem Kraftstoffpreis von 0,35 €/m<sup>3</sup> zu neuen LCOE von 0,0798 €/kWh, was einer relativen Verringerung der LCOE im Vergleich zum Basisszenario von 3,68% entspricht. Dadurch ergibt sich eine Stärke der Einflussnahme von 9,65%. Im Falle einer Zinserhöhung um 60% beläuft sich die die relative Erhöhung der LCOE auf 5,94%, wodurch eine Stärke der Einflussnahme von 9,90% resultiert. Hierdurch kann gezeigt werden, dass die Stärke der Einflussnahme durch die Zinsveränderung knapp 9 Mal höher ist als durch die Änderung der PV-Kapazität in der vorherigen Sensitivitätsanalyse. Die Ergebnisse dieser Betrachtung sowohl die der Zinserhöhung um 60% sind in der nachstehenden

Tabelle 13 verdeutlicht. Für Kreditnehmer bzw. Investoren bedeutet das, dass sie die Zusammenstellung der Kapitalpositionen in der Bilanz in Abhängigkeit des jeweiligen Zinssatzes ändern müssen.

P. Wert	P. Veränderung	x-Achse	LCOE Basis	LCOE Neu	LCOE Veränderung	Stärke der Einflussnahme
3%	-40%	0,35 €/m <sup>3</sup>	0,0830 €/kWh	0,0798 €/kWh	-3,68%	9,65%
8%	60%	0,35 €/m <sup>3</sup>	0,0830 €/kWh	0,0879 €/kWh	5,94%	9,90%

Tabelle 13: Ergebnisse Sensitivitätsanalyse Zinssatz

### 4.5.3. Wartung- und Instandhaltungskosten

Durch kontinuierliche Verbesserungen ist zukünftig bei den Betriebskosten eines BHKWs ein Einsparungspotential von 20% vorstellbar. Da die weitere Entwicklung der Betriebskosten von dem Bestreben der einzelnen Unternehmen abhängen, kann dieser Parameter aus Sicht der Hersteller als beeinflussbare Größe angenommen werden. Kunden jedoch haben keinen oder nur einen geringen Einfluss auf diesen Parameter. Um dennoch diesen möglichen Effekt in Bezug auf die durchschnittlichen Energiekosten darzustellen, wurde im folgenden Szenario eine Senkung der Operations&Maintenance Kosten (O&M) für alle vier Blockheizkraftwerke um 20% angenommen. Somit belaufen sich die O&M Kosten nicht mehr auf 15 €/Stunde, sondern auf 12 €/Stunde pro BHKW. Die Einflüsse dieser Annahme werden in der nachfolgenden Abbildung 19 verdeutlicht.

### LCOE (-20% O&M Kosten)

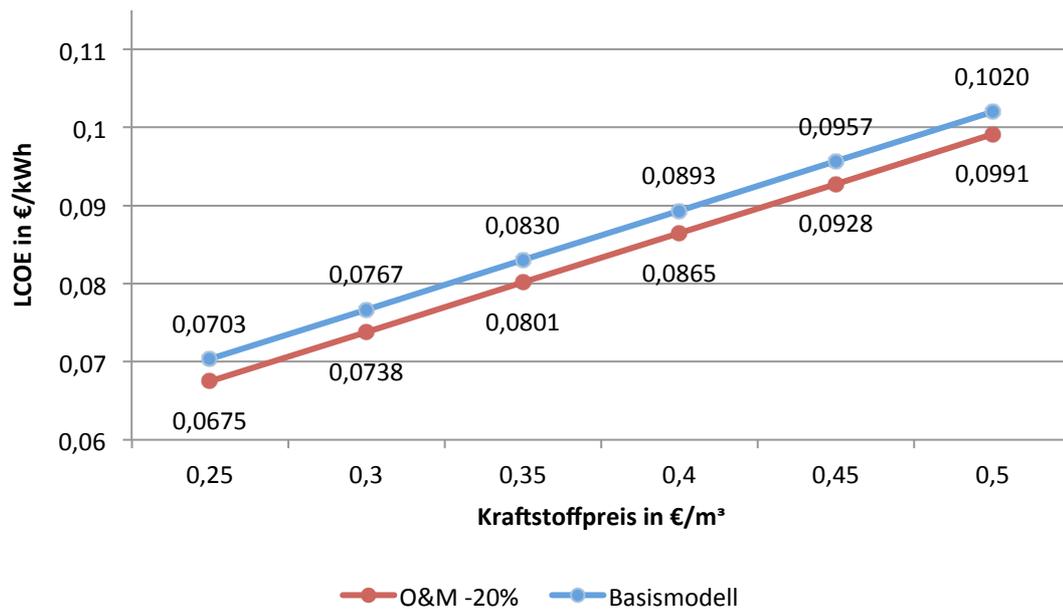


Abbildung 19: Stromgestehungskosten in Abh. v. O&M-Kosten

Die blaue Linie verdeutlicht die neuen LCOE in Abhängigkeit vom jeweiligen Kraftstoffpreis. Auch in diesem Fall wird die Stärke der Einflussnahme durch die Veränderung der O&M-Kosten bei einem Kraftstoffpreis von 0,35 €/m³ untersucht. Die Verminderung der O&M-Kosten um 20% führt in diesem Punkt zu neuen LCOE von 0,0810 €/kWh. Die relative Veränderung der LCOE beträgt im Vergleich zum Basisszenario -3,47%, wodurch sich die Stärke der Einflussnahme auf 18,25% beziffert. Das ist fast doppelt so viel wie im Vergleich zum Zinssatz und kommt einem Zuwachs der Einflussnahme um den Faktor 16,74 im Vergleich zur PV-Kapazität gleich. Vor diesem Hintergrund macht es für einen Betreiber von BHKWs durchaus Sinn, sich mit der Optimierung der O&M-Kosten genauer auseinanderzusetzen, da bereits geringe Effizienzsteigerungen zu beachtlichen Kosteneinsparungen führen können. Auch auf seitens der Kunden besteht ein Interesse an effizienteren Anlagen. So können Kunden zumindest in Form von unterstützender Zusammenarbeit und Entwicklung gemeinsam mit dem Anlagenbauer zu einer Verminderung der O&M-Kosten beitragen. Die nachstehende Tabelle 14 fasst die Ergebnisse dieser Analyse zusammen.

P. Wert	P. Veränderung	x-Achse	LCOE Basis	LCOE Neu	LCOE Veränderung	Stärke der Einflussnahme
12 €/Stunde	20%	0,35 €/m³	0,0830 €/kWh	0,0810 €/kWh	-3,47%	18,25%

Tabelle 14: Ergebnisse Sensitivitätsanalyse O&M-Kosten

#### 4.5.4. Investitionskosten

Eine weitere beeinflussbare Größe sind die Investitionskosten. So soll durch die Veränderung der Investitionskosten um +20% bzw. – 20% die Auswirkung auf die LCOE analysiert werden. Im Basisszenario belaufen sich die Investitionskosten auf 3,52 Mio. €. Eine Reduzierung um 20% entspricht demzufolge einem Investitionsvolumen vom 2,81 Mio. €, wohingegen eine Erhöhung um 20% ein Investitionsvolumen von 4,22 Mio. € bedeutet. In der nachstehenden Abbildung 20 werden die durchschnittlichen Energiekosten der jeweiligen Investitionsmöglichkeiten bei verschiedenen Kraftstoffpreisen dargestellt.

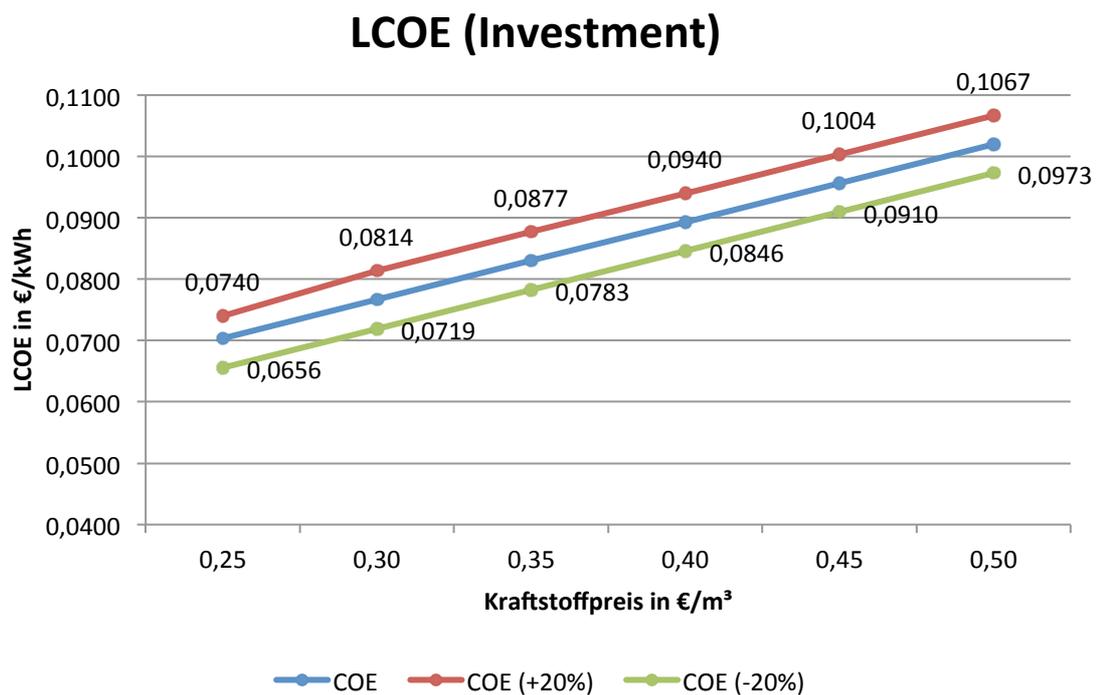


Abbildung 20: Stromgestehungskosten in Abh. v. Investitionskosten

Die beiden neuen Geraden verlaufen fast parallel zur Geraden des Basisszenarios. Das bedeutet, dass die Einflussnahme zu jedem beliebigen Kraftstoffpreis nahezu identisch ist. Bei genauerer Betrachtung fällt jedoch auf, dass mit zunehmenden Kraftstoffpreisen die Einflussnahme abnimmt, sprich die Geraden flachen ab. So ergibt sich im Falle einer Mehrinvestition von 20% bei einem Kraftstoffpreis von 0,30 €/m³ eine relative Änderung der LCOE um 6,1%, hingegen ändern sich die LCOE bei einem Kraftstoffpreis von 0,50 €/m³ nur um 4,6%. Die Stärke der Einflussnahme auf die LCOE durch die Veränderung der Investitionssumme wird wie in den Analysen zuvor bei einem Kraftstoffpreis von 0,35 €/m³ exemplarisch dargestellt. Durch die Verminderung der Investitionskosten um 20% auf 2,82 Mio. € ergeben sich neue LCOE von 0,0783 €/kWh, wodurch sich die die LCOE im Vergleich zum Basisszenario mit einem Investitionsvolumen von 3,53 Mio. € um 5,68% verringert haben. Somit

erreicht die die Stärke der Einflussnahme einen Wert von 28,41%. Eine Erhöhung der Investitionskosten um 20% hat ähnliche Auswirkungen und die Stärke der Einflussnahme beträgt 28,21%. Das heißt, dass die Stärke der Einflussnahme durch die Veränderung der Investitionssumme mehr als ein Viertel ausmacht was zugleich den zweithöchsten Wert aller Analysen darstellt. Für Kunden bedeutet das, dass sie durch einen günstigeren Einkaufspreis ihrer Systemkomponenten ihre LCOE wesentlich positiv beeinflussen können. Deswegen sind Preisvergleiche mit anderen Herstellern empfehlenswert. Die Tabelle 15 zeigt die Ergebnisse der jeweiligen Investitionsänderungen.

P. Wert	P. Veränderung	x-Achse	LCOE Basis	LCOE Neu	LCOE Veränderung	Stärke der Einflussnahme
2,81Mio.€	-20%	0,35 €/m <sup>3</sup>	0,0830 €/kWh	0,0783 €/kWh	-5,68%	28,41%
4,23Mio.€	+20%	0,35 €/m <sup>3</sup>	0,0830 €/kWh	0,0877 €/kWh	5,64%	28,21%

Tabelle 15: Ergebnisse Sensitivitätsanalyse Investition

#### 4.5.5. Kraftstoffpreis

Wie bereits erwähnt, gibt es keine große Möglichkeit den Gaspreis durch behördliche Genehmigungen zu reduzieren, bis auf eine Höchstgrenze für die Konzessionsabgabe, die aber lediglich auf die Gesamtabnahmemenge gemittelt 0% des Gaspreises ausmacht (vgl. Abschnitt 2.5). Somit kann der Gaspreis als eine unbeeinflussbare Größe angenommen werden. Die Gerade (blaue Linie) in der Abbildung 21 verdeutlicht die Auswirkung bei steigenden oder fallenden Erdgaspreisen auf die LCOE.

#### LCOE (Kraftstoffpreis für Gas)

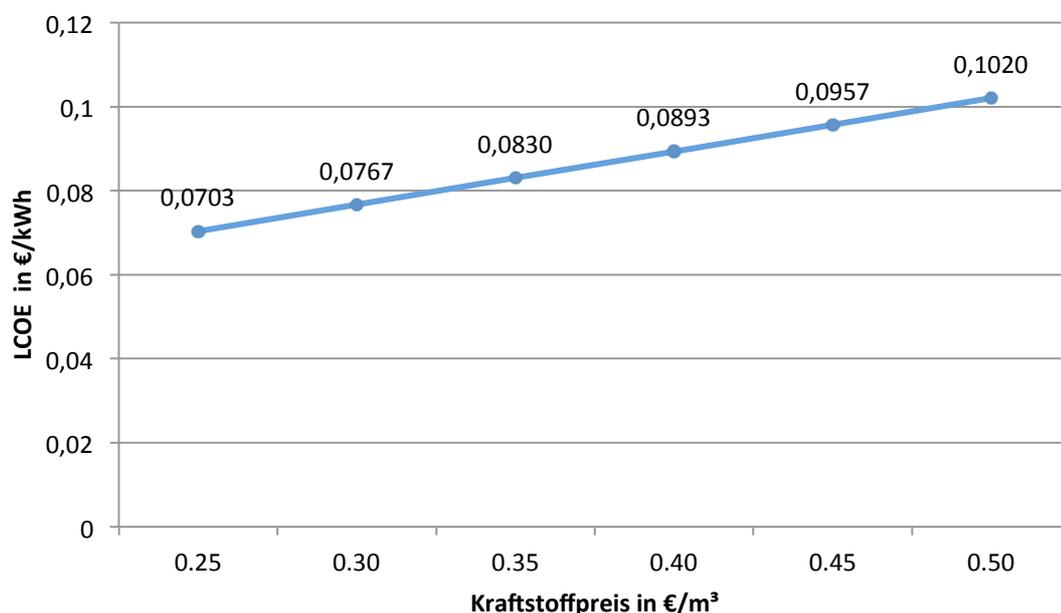


Abbildung 21: Stromgestehungskosten in Abh. v. Kraftstoffpreis

Durch die Verminderung der Kraftstoffkosten um 29% beträgt der Kraftstoffpreis auf 0,25 €/m<sup>3</sup>. Die resultierenden neuen LCOE betragen in diesem Punkt 0,0703 €/kWh. Im Vergleich zum Basisszenario ist das eine relative Veränderung der LCOE von -15,26%., was zugleich einer Stärke der Einflussnahme von 53,41% entspricht. Auch bei anderen Kraftstoffpreisen beläuft sich die Einflussnahme auf ähnliche Werte, weshalb auf weitere genauen Erläuterungen verzichtet wird. Dementsprechend hat der Kraftstoffpreis mit mehr als 50% die höchste Stärke der Einflussnahme von allen Parametern auf die LCOE, weil er neben den Heizkosten für die Wärmegewinnung auch die Treibstoffkosten für die Stromerzeugung der BHKWS beeinflusst. Ferner verdeutlicht die nachstehende Tabelle 16 die Zusammenhänge auch für alle anderen Kraftstoffpreise Nachdem der Kraftstoffpreis den größten Einfluss auf die LCOE hat und zugleich als unbeeinflussbare Größe angenommen werden kann, beschränkt sich der Handlungsspielraum für Kunden auf zwei konkrete Maßnahmen um geringere Energiekosten zu erreichen: So kann ein Energiemanagementsystem oder aber auch die Anschaffung effizienterer Stromerzeugungsanlagen dazu beitragen, sparsamere Verbräuche zu erzielen um somit das genannte Ziel geringerer Energiekosten zu erreichen.

P. Wert	P. Veränderung	LCOE Basis	LCOE Neu	LCOE Veränderung	Stärke der Einflussnahme
0,25 €/m <sup>3</sup>	-29%	0,0830 €/kWh	0,0703 €/kWh	-15,26%	53,41%
0,30 €/m <sup>3</sup>	-14%	0,0830 €/kWh	0,0767 €/kWh	-7,63%	53,41%
0,40 €/m <sup>3</sup>	14%	0,0830 €/kWh	0,0893 €/kWh	7,63%	53,41%
0,45 €/m <sup>3</sup>	29%	0,0830 €/kWh	0,0957 €/kWh	15,29%	52,74%
0,50 €/m <sup>3</sup>	43%	0,0830 €/kWh	0,1020 €/kWh	22,92%	53,48%

Tabelle 16: Ergebnisse Sensitivitätsanalyse Kraftstoffpreis

In den einzelnen Sensitivitätsanalysen wurden die Einflussnahme auf die LCOE explizit bei einem Kraftstoffpreis von 0,35 €/m<sup>3</sup> dargelegt. In der nachstehenden Tabelle 17 werden zusätzlich für jede Sensitivitätsanalyse die Parameterveränderungen und deren Einflüsse auf die LCOE bei Kraftstoffpreisen von 0,25 €/m<sup>3</sup>, 0,30 €/m<sup>3</sup>, 0,40 €/m<sup>3</sup>, 0,45 €/m<sup>3</sup> und 0,50 €/m<sup>3</sup> gezeigt. In aufsteigender Reihenfolge nimmt die durchschnittliche Stärke der Einflussnahme der jeweiligen Sensitivitätsanalyse zu.

## 4.5.6. Übersicht

Sensitivitätsanalyse	Parameter	Parameter Wert	Parameter Veränderung	x-Achse	LCOE Basis	LCOE Neu	LCOE Veränderung	Einflussnahme	Ø Stärke der Einflussnahme
1	PV-Kap	1000 kW	100%	0,25	0,0703	0,0716	1,82%	1,82%	0,67%
1	PV-Kap	1000 kW	100%	0,30	0,0767	0,0776	1,26%	1,26%	
1	PV-Kap	1000 kW	100%	0,35	0,0830	0,0837	0,79%	0,79%	
1	PV-Kap	1000 kW	100%	0,40	0,0893	0,0897	0,38%	0,38%	
1	PV-Kap	1000 kW	100%	0,45	0,0957	0,0957	0,03%	0,03%	
1	PV-Kap	1000 kW	100%	0,50	0,1020	0,1017	-0,27%	-0,27%	
1	PV-Kap	1500 kW	200%	0,25	0,0703	0,0733	4,15%	2,08%	0,97%
1	PV-Kap	1500 kW	200%	0,30	0,0767	0,0790	3,08%	1,54%	
1	PV-Kap	1500 kW	200%	0,35	0,0830	0,0848	2,17%	1,09%	
1	PV-Kap	1500 kW	200%	0,40	0,0893	0,0906	1,40%	0,70%	
1	PV-Kap	1500 kW	200%	0,45	0,0957	0,0964	0,72%	0,36%	
1	PV-Kap	1500 kW	200%	0,50	0,1020	0,1022	0,14%	0,07%	
1	PV-Kap	2000 kW	300%	0,25	0,0703	0,0752	6,87%	2,29%	1,21%
1	PV-Kap	2000 kW	300%	0,30	0,0767	0,0807	5,30%	1,77%	
1	PV-Kap	2000 kW	300%	0,35	0,0830	0,0863	3,98%	1,33%	
1	PV-Kap	2000 kW	300%	0,40	0,0893	0,0919	2,84%	0,95%	
1	PV-Kap	2000 kW	300%	0,45	0,0957	0,0974	1,86%	0,62%	
1	PV-Kap	2000 kW	300%	0,50	0,1020	0,1031	1,01%	0,34%	
2	Zinssatz	3%	-40%	0,25	0,0703	0,0671	-4,55%	11,38%	9,44%
2	Zinssatz	3%	-40%	0,30	0,0767	0,0735	-4,18%	10,44%	
2	Zinssatz	3%	-40%	0,35	0,0830	0,0798	-3,86%	9,65%	
2	Zinssatz	3%	-40%	0,40	0,0893	0,0861	-3,59%	8,96%	
2	Zinssatz	3%	-40%	0,45	0,0957	0,0925	-3,35%	8,37%	
2	Zinssatz	3%	-40%	0,50	0,1020	0,0988	-3,14%	7,85%	
2	Zinssatz	8%	60%	0,25	0,0703	0,0753	7,01%	11,68%	9,69%
2	Zinssatz	8%	60%	0,30	0,0767	0,0816	6,43%	10,72%	
2	Zinssatz	8%	60%	0,35	0,0830	0,0879	5,94%	9,90%	
2	Zinssatz	8%	60%	0,40	0,0893	0,0943	5,52%	9,20%	
2	Zinssatz	8%	60%	0,45	0,0957	0,1006	5,15%	8,59%	
2	Zinssatz	8%	60%	0,50	0,1020	0,1070	4,83%	8,06%	
3	O&M-20%	193.772 €	-19%	0,25	0,0703	0,0675	-4,09%	21,54%	17,87%
3	O&M-20%	193.772 €	-19%	0,30	0,0767	0,0738	-3,75%	19,76%	
3	O&M-20%	193.772 €	-19%	0,35	0,0830	0,0801	-3,47%	18,25%	
3	O&M-20%	193.772 €	-19%	0,40	0,0893	0,0865	-3,22%	16,96%	
3	O&M-20%	193.772 €	-19%	0,45	0,0957	0,0928	-3,01%	15,84%	
3	O&M-20%	193.772 €	-19%	0,50	0,1020	0,0991	-2,82%	14,85%	
4	Invest+20%	4.250.000 €	20%	0,25	0,0703	0,0740	5,20%	26,00%	26,38%
4	Invest+20%	4.234.800 €	20%	0,30	0,0767	0,0814	6,11%	30,54%	
4	Invest+20%	4.234.800 €	20%	0,35	0,0830	0,0877	5,64%	28,21%	
4	Invest+20%	4.234.800 €	20%	0,40	0,0893	0,0940	5,24%	26,21%	
4	Invest+20%	4.234.800 €	20%	0,45	0,0957	0,1004	4,89%	24,47%	
4	Invest+20%	4.234.800 €	20%	0,50	0,1020	0,1067	4,57%	22,83%	
4	Invest-20%	2.817.304 €	-20%	0,25	0,0703	0,0656	-6,81%	34,04%	27,84%
4	Invest-20%	2.817.304 €	-20%	0,30	0,0767	0,0719	-6,18%	30,91%	
4	Invest-20%	2.817.304 €	-20%	0,35	0,0830	0,0783	-5,68%	28,41%	
4	Invest-20%	2.817.304 €	-20%	0,40	0,0893	0,0846	-5,25%	26,25%	
4	Invest-20%	2.817.304 €	-20%	0,45	0,0957	0,0910	-4,89%	24,43%	
4	Invest-20%	2.817.304 €	-20%	0,50	0,1020	0,0973	-4,60%	22,98%	
5	Kraftstoffpreis	0,25€/m³	-29%	0,25	0,0830	0,0703	-15,26%	53,41%	53,29%
5	Kraftstoffpreis	0,30€/m³	-14%	0,30	0,0830	0,0767	-7,63%	53,41%	
5	Kraftstoffpreis	0,40€/m³	14%	0,40	0,0830	0,0893	7,63%	53,41%	
5	Kraftstoffpreis	0,45€/m³	29%	0,45	0,0830	0,0957	15,29%	52,74%	
5	Kraftstoffpreis	0,50€/m³	43%	0,50	0,0830	0,1020	22,92%	53,48%	

Tabelle 17: Übersicht der Sensitivitätsanalysen

Zum Abschluss dieses Kapitels lässt sich folgendes festhalten. Das Basisszenario mit geringerer Anlagenkomplexität dient als Ausgangsbasis für die Sensitivitätsanalyse, die die Stärke der Einflussnahme der einzelnen Parameter wie Kraftstoffpreis, Zinssatz, Betriebskosten, PV-Kapazität und Investitionsvolumen auf die durchschnittlichen Energiekosten (LCOE) untersucht. Es hat sich jedoch gezeigt, dass sich die Stärke der Einflussnahme zwischen den einzelnen Parametern stark unterscheidet. Um diesen Effekt zu veranschaulichen, wurden bei einem gegebenen Kraftstoffpreis durch eine beispielhafte Veränderung des jeweiligen Parameters um 20% folgende Ergebnisse erzielt:

- PV-Kapazität: 0,19%
- Zinssatz: 1,9%
- Betriebskosten: 3,57%
- Investitionsvolumen: 5,42%
- Kraftstoffpreis: 10,68%

Diese Zahlen spiegeln die tatsächliche Stärke der Einflussnahme des jeweiligen Parameters wieder, die in den vorherigen Abschnitten dargelegt wurde. So hat die Veränderung der PV-Kapazität im Vergleich zu allen anderen Parametern mit einer durchschnittlichen Stärke der Einflussnahme von einem% den geringsten Einfluss auf die LCOE. Wesentlich besser ist die durchschnittliche Stärke der Einflussnahme durch die Veränderung des Zinssatzes mit mehr als 9%, wobei das in dieser Analyse den zweitniedrigsten Wert darstellt. Die O&M-Kosten haben mit einer durchschnittlichen Stärke der Einflussnahme von 17,87% eine fast doppelt so große Hebelwirkung auf die LCOE wie die Zinsveränderung, aber nur ein Drittel im Vergleich zum Höchstwert. Die Veränderung der Investitionskosten um 20% hat mit mehr als ein Viertel die zweitgrößte Stärke der Einflussnahme und wird nur durch die Veränderung des Kraftstoffpreises und dessen Stärke der Einflussnahme überboten. Diese beläuft sich mit durchschnittlichen 53,29% auf mehr als die Hälfte und stellt den Höchstwert dieser Sensitivitätsanalyse dar. Anhand dieser Informationen besteht für einen Kunden die Möglichkeit die Planung einer energieautarken Systemlösung sowie deren Kaufentscheidung umfänglicher zu bewerten.

Des Weiteren hat sich gezeigt, dass aus Sicht eines Kunden beeinflussbare und nicht-beeinflussbare Parameter gibt, die verschiedene Handlungsmaßnahmen mit sich bringen. Dem Kunden stehen für die beeinflussbaren Parameter wie PV-Kapazität und Investitionskosten der Anlagenkomponenten grundsätzlich aktive Gestaltungsmöglichkeiten zur Verfügung. Durch eine aktive Zusammenarbeit zwischen Kunden und Anlagenbauer lassen sich darüber hinaus die O&M-Kosten beeinflussen, jedoch nur bedingt. Bei den nicht-beeinflussbaren Parametern besteht hingegen keine Möglichkeit der Einflussnahme, sodass sich der Kunde an die situativen Gegebenheiten anpassen muss. Hierzu zählen der Zinssatz und der Kraftstoffpreis für Gas. Um ideale Bedingungen für das Projekt bzw. Investition zu schaffen, ist es notwendig, dass in Abhängigkeit des jeweiligen Parametes die erforderlichen Maßnahmen beachtet und durchgeführt werden. Der Fokus liegt hier besonders auf dem Gaspreis, da dieser nicht beeinflussbar ist und zudem den größten Einfluss auf die LCOE ausübt.

## 5. Anwendungsfall mittelständisches Unternehmen

Anhand des Basisszenarios wurde die Stärke der Einflussnahme der einzelnen Parameter in Bezug auf die Systemenergiekosten (LCOE) ermittelt. Dieses Kapitel wendet die gewonnenen Erkenntnisse aus Kapitel vier zum Teil an. Darüber hinaus werden die energetischen Anforderungen erläutert, die Einfluss auf die Zusammenstellung der tatsächlichen Anlagenarchitektur des Realszenarios haben. Daran anschließend wird eine wirtschaftliche Betrachtung dieses Szenarios durchgeführt. Zum Schluss werden die wichtigsten Ergebnisse zusammengefasst.

### 5.1. Energetische Anforderungen

Aufgrund der geringeren Komplexität der Anlagenarchitektur des Basisszenarios im Vergleich zum Realszenario war die Bestimmung der Einflussnahme der Parameter leichter möglich. Die gewonnenen Erkenntnisse sollen beim Realszenario angewandt werden, jedoch unter Berücksichtigung einer Anlagenarchitektur, die den tatsächlichen energetischen Anforderungen entspricht. Diese gilt es im ersten Schritt zu verdeutlichen um im direkten Anschluss die Systemkomponenten zu benennen, die zur Sicherstellung der energetischen Anforderungen herangezogen werden:

#### 5.1.1. Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit der Microgrid-Lösung ist abhängig von der Verfügbarkeit eines Systems. Um für ein besseres Verständnis zu sorgen wird die Definition der Verfügbarkeit wie folgt dargelegt:

Verfügbarkeit beschreibt die Wahrscheinlichkeit, dass ein System zu einem beliebigen Zeitpunkt sich in einem Zustand befindet, indem es seine definierte Funktion erfüllt. Dem gegenüber steht die Wahrscheinlichkeit, dass das System zu einem bestimmten Zeitpunkt seine Funktion nicht erfüllen kann. Das System wechselt also ausschließlich zwischen zwei verschiedenen Betriebszuständen, nämlich „in Betrieb“ und „außer Betrieb“. Das Verhältnis dieser beiden Zustände bestimmt somit den Betrag der Verfügbarkeit, der sich wie folgt definiert<sup>53</sup>:

$$Availability = \frac{Mean\ Time\ Between\ Failure}{(Mean\ Time\ Between\ Failure + Mean\ Down\ Time)}$$

oder anders formuliert

$$Verfügbarkeit = \frac{(Gesamtlaufzeit - Ausfallzeit)}{Gesamtlaufzeit}$$

---

<sup>53</sup> Barbara Hock Stefan Eberlin, *Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit technischer Systeme* (Springer Fachmedien Wiesbaden, 2014), [https://www.ebook.de/de/product/23389816/stefan\\_eberlin\\_barbara\\_hock\\_zuverlaessigkeit\\_und\\_verfuegbarkeit\\_technischer\\_systeme.html](https://www.ebook.de/de/product/23389816/stefan_eberlin_barbara_hock_zuverlaessigkeit_und_verfuegbarkeit_technischer_systeme.html), 65 ff.

Die Gesamtzeit beläuft sich in dieser Betrachtung auf eine jährliche Gesamtstundenanzahl von 8760 Stunden. Die geforderte Verfügbarkeit der Anlagenarchitektur soll mindestens 99,8% betragen. Das heißt, dass dieses System zu 99,8% während der Gesamtzeit funktionsfähig sein muss. Dementsprechend darf die maximale Ausfallzeit 17,52 Stunden pro Jahr nicht überschreiten.

Um eine Verfügbarkeit von 99,8% zu gewährleisten bedarf es einen fehlerfreien Zustand oder die Möglichkeit zum Austausch von fehlerhaften Systemkomponenten während des fortlaufenden Betriebs. So garantiert zum Beispiel eine redundante Anlagenkapazität die Versorgungssicherheit auch bei möglichen Ausfällen einer Energieversorgungsanlage innerhalb des Microgrids. Aufgrund der Tatsache, dass 3 BHKWs (Verbund) erforderlich sind um den benötigten Energiebedarf zu gewährleisten und der Ausfall von nur einer Anlage einen Blackout zur Folge hätte, entspricht die Verfügbarkeit dieses Verbunds der individuellen Verfügbarkeit eines BHKWs. Diese beträgt bei 8000 Betriebsstunden 96%. Jede zusätzliche Anlage zu den ersten dreien erhöht die Systemverfügbarkeit, die sich dementsprechend mithilfe der Formel

$$Verfügbarkeit_{parallel} = 1 - \prod_{i=1}^n N_i$$

$n$  = Anzahl Systeme

$N$  = Nicht-Verfügbarkeit

bei gegebener Anlagenanzahl bestimmen lässt<sup>54</sup>. Bereits eine weitere Anlage erfüllt die geforderte Systemverfügbarkeit von mindestens 99,8%. Mit einer zweiten und dritten Anlage besitzt das Gesamtsystem eine Hochverfügbarkeiten von mehr als 99,993% und übertrifft damit die Anforderungen erheblich. In der nachstehenden Tabelle 18 können die Verfügbarkeiten dieses Systems bei gegebener Anlagenanzahl entnommen werden.

Anzahl BHKWs	Verfügbarkeit pro BHKW	Verfügbarkeit in %	Verfügbarkeit in Stunden	Nicht-Verfügbarkeit in Stunden
Verbund	0,96	96,0000	8409,6	350,40
1	0,96	99,8400	8745,98	14,02
2	0,96	99,9936	8759,44	0,56
3	0,96	99,9997	8759,98	0,02

Tabelle 18: Systemverfügbarkeit bei gegebener Anlagenanzahl

<sup>54</sup>Vgl. ebd., 74.

In diesem Fall kommen zwei weitere BHKWs hinzu wodurch sich die Anzahl der BHKWs auf insgesamt sechs Stück summiert. Die damit verbundenen Kosten steigen auf weitere 1,20 Mio. € an. Diese Mehrkosten sind gerechtfertigt, denn ein Wegfall einer oder gar mehrerer Stromerzeugungsanlagen zur gleichen Zeit bei nur drei BHKWs und der darauffolgende Stromausfall würden enorme Kosten verursachen. So wären zum Beispiel durch einen möglichen Bandstillstand in der Produktion Lieferverzug, Stillstandzeiten von Maschinen und Arbeiten die Konsequenz, die die eingesparten Investitionskosten der beiden zusätzlichen BHKWs innerhalb weniger Male neutralisieren würden. Da bereits im dritten Kapitel die BHKWs beschrieben wurden, erübrigt sich an dieser Stelle eine genaue Erläuterung für die beiden zusätzlichen BHKWs.

### 5.1.2. Stromqualität

Eine weitere wichtige Anforderung an die Energiebeschaffenheit ist die Stromqualität. Elektrische Energie ist eine besonders vielseitige Energieform, denn sie kann durch Umwandlung in andere Energieformen – Wärme, Licht, mechanische Energie – für vielzählige Anwendungen genutzt werden. Eine Voraussetzung zur Nutzung der elektrischen Energie ist deren Beschaffenheit. Idealerweise besitzt sie eine gleichbleibende Frequenz sowie einen konstanten sinusförmigen Spannungsverlauf. So beinhaltet die Europäische Norm DIN EN 50160<sup>55</sup> die Definition, Beschreibung und Festlegung der Merkmale der Versorgungsspannung hinsichtlich Frequenz, Höhe, Kurvenform, Symmetrie der Leiterspannungen um einen Standard der Versorgung zu gewährleisten. An dieser Stelle ist es wichtig zu erwähnen, dass die heutigen Netzverhältnisse die definierten Mindestanforderungen der Energiebeschaffenheit übertreffen, da sensible Maschinen wie zum Beispiel Präzisionsfräsmaschinen zur Ausführung ihrer Funktion eine höhere Netzqualität benötigen.

Jedoch gibt es in der Realität störende Einflüsse, die zu Abweichungen und Verschlechterung der Stromqualität führen. Neben den Fehlern, Schalthandlungen oder atmosphärischen Erscheinungen (Blitz) beeinflusst insbesondere die Art der Netznutzung die Merkmale der elektrischen Energie. So hat ein Ungleichgewicht zwischen Erzeugungsleistung und Leistungsbedarf einen Anstieg oder Abfall der Netzfrequenz zur Folge. In einem Verbundnetz wird dieses Risiko durch die Zusammenschaltung von vielen Erzeugern und der sich daraus ergebenden Massenträgheit des Systems vermindert. Im Vergleich dazu ist die Massenträgheit in einem Inselnetz mit sechs BHKWs deutlich kleiner. So kann die Beschaffenheit der elektrischen Energie aber mithilfe anderer technischer Anlagen verbessert werden. Hierfür kommen zum Beispiel Schwungmassenspeicher in Frage, denn aufgrund ihrer kurzen Reaktionszeit im Millisekunden Bereich<sup>56</sup> eignen sie sich zum Abfangen von Netzschwankungen und zur Regulierung von Frequenzen und Spannungen. Darüber hinaus dienen sie als Energiereserve für Einschalt- und

---

<sup>55</sup> DIN EN 50160

<sup>56</sup>Vgl. Michael Sterner und Ingo Stadtler, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*, 706.

Anfahrvorgänge. Demzufolge werden für diese wirtschaftliche Betrachtung zwei Schwungräder zum Basisszenario hinzugefügt deren technische Daten auf nachfolgende Seite zu entnehmen sind.

## 5.2. Realszenario

### 5.2.1. Auswahl Systemkomponenten

Aus den vorangegangenen Seiten leitet sich die Notwendigkeit für die Erweiterung der Anlagenarchitektur ab. So setzt sich die neue Zusammenstellung der Anlagenarchitektur für das Realszenario aus den Komponenten des Basisszenarios, zusätzlich der zwei BHKWs und den zwei Schwungrädern zusammen. Die Gesamtkosten betragen ungefähr 8,20 Mio.€ und bilden das tatsächliche Investitionsvolumen der Microgrid-Lösung ab. In der Abbildung 22 lässt sich diese Erweiterung der Anlagenarchitektur erkennen.

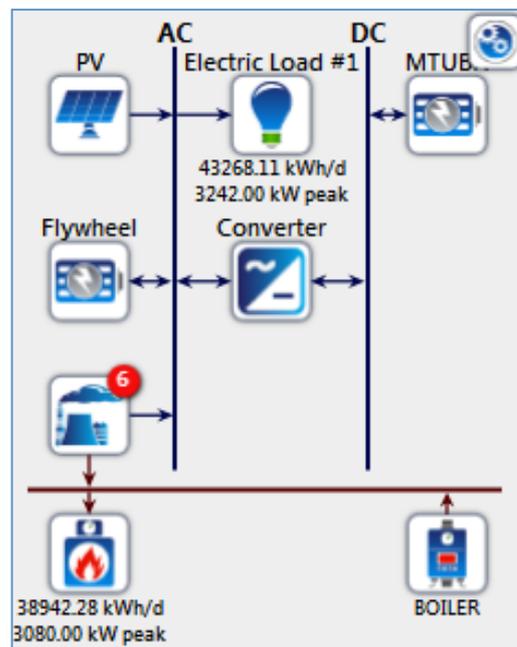


Abbildung 22: Anlagenarchitektur Realszenario in Homer Pro

Die wichtigsten ökonomischen und technischen Aspekte des Schwungrades können der Tabelle 19 entnommen werden:

Feld	Wert	Bemerkung
Generell		
Nennkapazität	1.500 kWh	
Speichertiefe	5,83 kWh	
Gesamtwirkungsgrad	97 %	Entlade- und Ladeverluste von 3 %
Eigenverbrauch	45 kW	Entspricht der Verlustrate von 3 % von der Nennkapazität
Lebensdauer	25 Jahre	

Kosten		
Kapital	750.000 €	500 €/kWp
Austausch	250.000 €	Entspricht ca. ein Drittel der Kapitalkosten
O&M	8.700 €/Jahr	Entspricht 1 €/Stunde

Tabelle 19: Daten Schwungrad

Um einen besseren Überblick zu verschaffen, fasst die Tabelle 20 die wichtigsten Informationen für die Zusammenstellung der Anlagenarchitektur sowie die Auswahl der globalen Variablen für das Realszenario zusammen. Im Vergleich zum Basisszenario unterscheidet sich dieses Szenario durch die erhöhten Investitionskosten bei ansonsten gleichen Rahmenbedingungen.

Anlagenarchitektur	Leistung	Investitionskosten	Globale Variablen
6 x BHKWs	Ca. 9.300 kW	5,55 Mio. €	Abzinsungssatz: 5%
Photovoltaikanlage	500 kW	550.000 €	Kraftstoffpreis: 0,35 €/m <sup>3</sup>
Batterie	1 MW	500.000 €	Inflationsrate: 2%
Systemkonverter	2 MW	In den Batteriekosten enthalten	Laufzeit: 8 Jahre
Heizkessel	8 MW	100.000 €	
2 x Schwungräder	3.000 kW	1,50 Mio. €	
Gesamtkosten		8,20 Mio. €	

Tabelle 20: Übersicht Realszenario

### 5.2.2. Funktion

Das Realszenario dient als Grundlagen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, deren Ergebnisse im nachfolgenden Unterkapitel näher beschrieben werden.

## 5.3. Wirtschaftliche Betrachtung

Im Kern dieses Unterkapitels werden die Energiekosten für Wärme und Strom des Realszenarios mit denen des Szenarios bei konventionellem Energiebezug aus Kapitel drei verglichen um die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit zu bestimmen. In erster Linie werden die Stromgestehungskosten berechnet wodurch sich anschließend mithilfe einer Kosten-Nutzen-Analyse die energetischen Einsparungen erfassen lassen. Abschließend wird die Möglichkeit eines theoretischen Anlagensoptimums untersucht.

### 5.3.1. Energiekosten (LCOE)

Mit der Methode der Levelized Costs of Energy (LCOE) ist es möglich, unterschiedliche Erzeugungs- und Kostenstrukturen von Energieerzeugungsanlagen miteinander zu vergleichen. Die Stromgestehungskosten ergeben sich aus der Gegenüberstellung aller über die Lebensdauer der Anlage anfallenden Kosten und der Summe der erzeugten Energiemengen über die Nutzungsdauer. Grundsätzlich kann die Berechnung auf Basis der Kapitalwertmethode oder der Annuitätenmethode durchgeführt werden. Der Unterschied zwischen den beiden Methoden besteht darin, dass die Kapitalwertmethode neben den Ausgaben auch die erzeugte Strommenge diskontiert. Hintergrundgedanke ist, dass die erzeugte Energie aus den Einnahmen durch den Verkauf dieser Energie resultiert. Die Stromgestehungskosten (LCOE) für Neuanlagen berechnet sich gemäß der Kapitalwertmethode dementsprechend wie folgt<sup>57</sup>:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_t^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_t}{(1+i)^t}}$$

$I_0$  = Investitionsausgaben in €

$M_t$  = produzierte Strommenge im jeweiligen Jahr in kWh

$A_t$  = jährliche Gesamtkosten in €/a

$i$  = realer kalkulatorischer Zinssatz

$t$  = Anzahl Jahre

So setzen sich die Gesamtkosten aus fixen und variablen Kosten für den Betrieb der Anlagen, Wartung, Instandhaltung, Reparaturen und Abschreibungen zusammen. Ein möglicher Anteil von Fremdkapital kann explizit durch die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (Weighted average cost of capital – WACC) über den kalkulatorischen Zinssatz in die Analyse einfließen. Er ist abhängig von der Höhe des Eigenkapitals, der Eigenkapitalrendite über die Nutzungsdauer, den Fremdkapitalkosten und dem Anteil des eingebrachten Fremdkapitals.

Durch die Diskontierung der Kosten und der erzeugten Strommenge über die Nutzungsdauer wird die Vergleichbarkeit der Stromgestehungskosten gewährleistet auf einen Zeitpunkt garantiert.

In Homer Pro wird jedoch die Berechnung der LCOE mithilfe der Annuitätenmethode vollzogen, die von konstanten Werten für die Stromerzeugungsmenge sowie den anfallenden Betriebskosten ausgeht. Hierbei werden die annualisierten Gesamtkosten durch die durchschnittlichen

---

<sup>57</sup>Brown et al. 2015, Tegen et al. 2012

Strommengen über die Nutzungsdauer geteilt. Die Berechnung erfolgt anhand folgender Formel.

$$LCOE = \frac{I_0 * ANF + A}{M}$$

$ANF$  = Annuitätenfaktor

$M$  = produzierte Strommenge in kWh/a

$A$  = Gesamtkosten in €/a

Woraus sich folgende Formel in Homer Pro ableitet:

$$LCOE = \frac{\left( \frac{i * (1 + i)^t}{(1 + i)^t - 1} \right) * (C_{NPC}) - \left( \frac{3.6 * (c_{fuel})}{\eta_{Heizkessel} * Heizwert} \right) * H_{geliefert}}{E_{geliefert}}$$

$C_{NPC}$  = jährliche Gesamtkosten des Systems in €/a

$E_{geliefert}$  = elektrische Gesamtenergie in kWh/a

$H_{geliefert}$  = thermische Gesamtenergie in kWh/a

$\eta_{Heizkessel}$  = 95%

$c_{fuel}$  = Kraftstoffkosten in €/kg

Hieraus ergeben sich unter Berücksichtigung der eingegebenen Inputparameter aus den vorherigen Kapiteln neue Stromgestehungskosten von 0,122 €/kWh für das Realszenario.

Anhand der neuen Stromgestehungskosten können nun die Gesetzmäßigkeiten der Sensitivitätsanalyse hinsichtlich der Investitionskosten überprüft werden. Aus den Erkenntnissen aus Kapitel vier geht hervor, dass eine Investitionserhöhung um 20% eine Erhöhung der Stromgestehungskosten von durchschnittlich 5,64% verursacht. Im Vergleich zum Basisszenario mit 3,52 Mio. € entsprechen 8,20 Mio. € des Realszenarios einer Zunahme der Investitionskosten von circa 133%. Daraus ergibt sich ein Anstieg der Stromgestehungskosten von circa 37%. Demzufolge belaufen sich die berechneten Stromgestehungskosten auf 0,113 €/kWh, was im Vergleich zu 0,112 €/kWh einer relativen Abweichung von 0,008% entspricht. Es besteht also Grund zur Annahme, dass die Gesetzmäßigkeiten aus Kapitel vier Gültigkeit besitzen.

Es ist an dieser Stelle erforderlich, die Bedeutung der Stromgestehungskosten einzuschränken. Das Ziel dieser Methode ist die Vergleichbarkeit verschiedener Erzeugungsanlagen zu ermöglichen. Stromgestehungskosten können also unterstützend zur Entscheidungsfindung herangezogen werden. Mit dieser

Methode lässt sich aber nicht die Wirtschaftlichkeit einer konkreten Anlage bestimmen, da die Stromgestehungskosten eine kostenbasierte Kennzahl sind und keine Erlöse mit einbeziehen. Um jedoch eine Schlussfolgerung über die Wirtschaftlichkeit zu treffen, muss eine Finanzierungsrechnung unter Berücksichtigung aller Einnahmen und Ausgaben mithilfe eines Cashflow-Modells durchgeführt werden. Nachfolgend wird dieser Aspekt im Rahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse betrachtet.

### **5.3.2. Kosten-Nutzen-Analyse**

Das Ziel einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist die Beurteilung der absoluten und der relativen Vorteilhaftigkeit einer Investitionsmaßnahme. Für diesen Zweck wird zwischen dynamischen oder statischen Verfahren unterschieden, die je nach Art der Investitionsrechnung herangezogen werden. Der grundlegende Unterschied zwischen den beiden Verfahren ist die Diskontierung der anfallenden Zahlungsreihen. Bei den dynamischen Verfahren werden die Zahlungsreihen diskontiert, im Gegensatz zu den statischen Methoden, die die Zahlungsreihen nicht diskontieren.

Mit den zuvor berechneten LCOE lassen sich die Gesamtenergiekosten der autarken Energieversorgung für das Realszenario bestimmen. Ein anschließender Vergleich zwischen den konventionellen und autarken Gesamtenergiekosten bildet die Basis für die Bemessung des gesamten Einsparpotentials. Da die Ersparnisse nicht über die Zeit diskontiert werden, liegt dieser Bewertung ein statisches Verfahren zu Grunde.

Um für Klarheit zu sorgen, wird nochmals auf die Inhalte aus Kapitel drei zurückgegriffen. Das betrachtete Industrieunternehmen hat einen jährlichen Stromverbrauch von 16.085.269 kWh und einen Gasverbrauch von 11,26 GWh. Die Stromkosten belaufen sich bei Annahme eines bezogenen Strompreises von 15 ct/kWh auf 2.412.790 € und die Gaskosten bei einem Gaspreis von 3,5 ct/kWh auf 413.794 €. Folglich bildet die Summe dieser beiden Energiekosten die jährlichen Gesamtenergiekosten von 2.856.544 € bei konventionellem Energiebezug. Dieser Wert dient als Referenzwert für diesen Anwendungsfall (siehe Kapitel Energiebilanz).

Die neuen Stromgestehungskosten belaufen sich nach Durchlauf der Simulation des Realszenarios in Homer Pro auf 0,122 €/kWh. Dadurch summieren sich bei analogen Energieverbräuchen die neuen Gesamtenergiekosten auf 1.968.837 €. Nachdem in der Simulation bereits ein Zinssatz von 5% und eine Inflationsrate von 2% über den Zeitraum von acht Jahren hinweg berücksichtigt wurden, können diese Gesamtkosten der autarken Energieversorgung über diesen Zeitraum als konstant betrachtet werden. Damit die Gesamtenergiekosten beider Szenarien miteinander vergleichbar sind, ist es jedoch notwendig, dass die jährlichen Gesamtenergiekosten bei konventionellem Energiebezug ebenfalls um den identischen Betrag der Inflation für jedes Jahr erhöht werden. Grund hierfür ist die Tatsache, dass eine Inflation eine Erhöhung des Preisniveaus induziert

womit ein Kostenanstieg verbunden ist. Auf Basis dieser nachträglichen Anpassung kann unter realistischen Rahmenbedingungen das Ersparnis hinsichtlich der Gesamtenergiekosten dargestellt werden.

Zuvor muss an dieser Stelle jedoch erwähnt werden, dass die neuen Gesamtenergiekosten von 1.968.837 € pro Jahr keinen Rückschluss auf die genauen Kostenanteile der jeweiligen Energieform zulassen, da in der Berechnung der Stromgestehungskosten (=Kosten für die Bereitstellung der erforderlichen elektrischen Energiemenge) in Homer beide Energieformen (Wärme & Strom) berücksichtigt werden. Um eine genaue Aussage über die neuen Stromkosten zu treffen, müssen diese unter Annahme gleichbleibender vorheriger Wärmekosten mithilfe der Gleichung

$$\text{Gesamtenergiekosten}_{\text{neu}} - \text{Wärmekosten}_{\text{konventionell}} = \text{Stromkosten}_{\text{neu}}$$

berechnet werden. Der Betrag der Wärmekosten berechnet sich durch den Gaspreis und der Wärmenutzungsmenge, die 70% der jährlichen Gesamtstrommenge entspricht. Der Anteil der Wärmenutzungsmenge hängt insbesondere vom Heizungs- und Kühlungsbedarf sowie der benötigten Prozesswärme ab.

Dieser Zusammenhang verdeutlicht, dass bei steigender Wärmenutzungsmenge und den damit verbundenen höheren Wärmekosten auf Seiten der energieautarken Versorgung neue geringere Stromkosten einhergehen. Jedoch hat dieser Aspekt keinen Einfluss auf die neuen Gesamtenergiekosten, die folglich unverändert bleiben.

Anhand dieser Methodik lassen sich nun die Einsparungen für die Strom- sowie Gesamtenergiekosten darstellen. Nachfolgende Abbildung 23 veranschaulicht die Entwicklung der Energiekosten sowie der Einsparungen über den Verlauf von acht Jahren.

## Energiekosten konventionell vs. Energiekosten autark

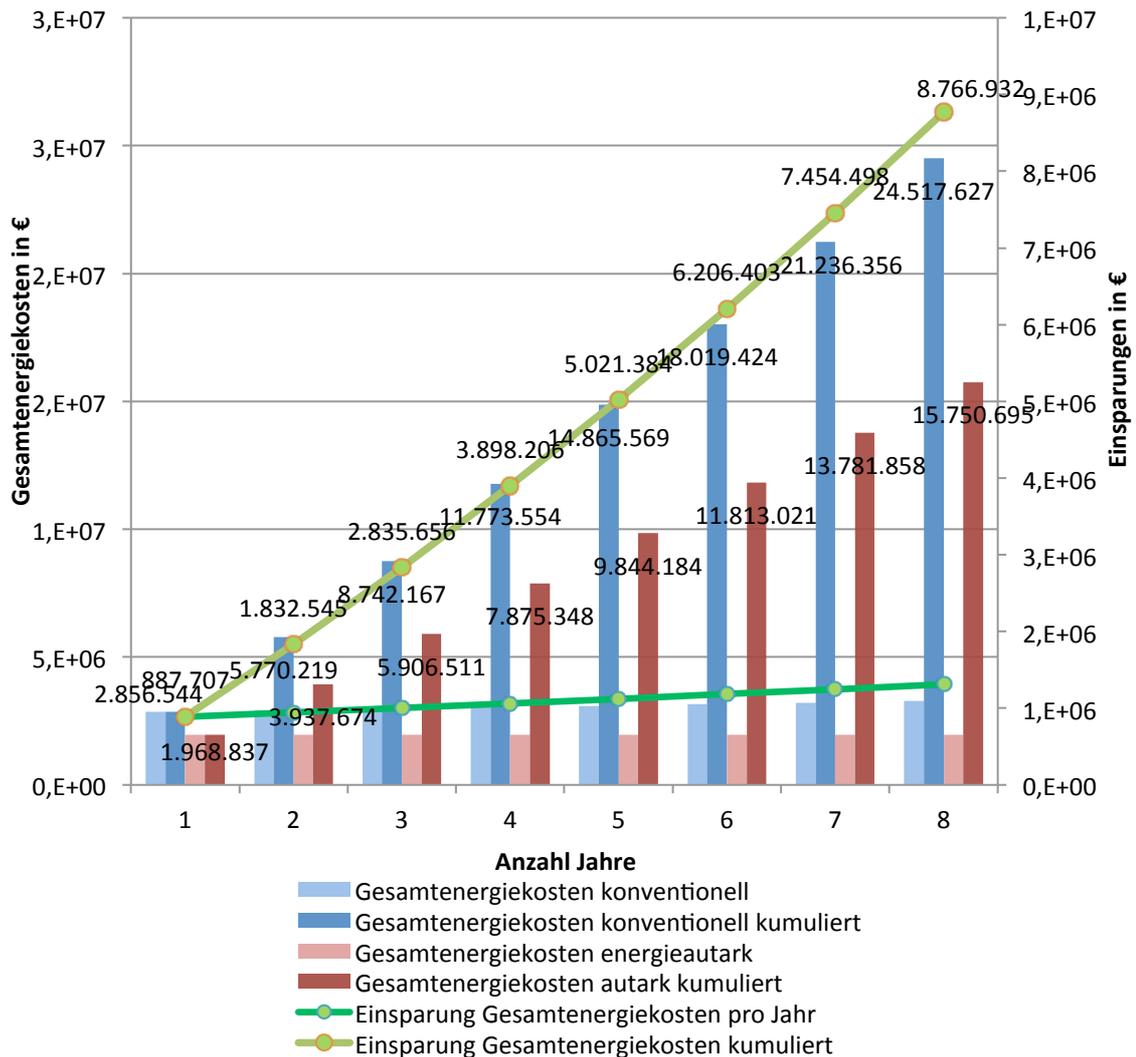


Abbildung 23: Energiekosten im Vergleich

Auf der linken Ordinate sind die Gesamtenergiekosten in € und auf der rechten Ordinate sind die Ersparnisse in € angegeben. Die bläulichen Balken illustrieren die jährlichen sowie kumulierten Gesamtenergiekosten der konventionellen Energienutzung, wohingegen sich die rötlichen Balken auf die Gesamtenergiekosten des Realszenarios beziehen. Die Differenz zwischen den hellblauen und hellroten Balken beschreibt die Einsparung pro Jahr, die sich als gering steigender Betrag vorsetzt (dunkelgrüne Linie). Die hellgrüne Linie verdeutlicht die Summe der jährlichen Ersparnisse über den gesamten Zeitraum und so ergibt sich am Ende von acht Jahren ein Ersparnis von 8.766.932 €.

Angeht diese Kosteneinsparungen am Ende der Projektdauer, besteht Grund zur Annahme, dass diese Investition wirtschaftlich vorteilhaft ist. Jedoch wurde die Wertminderung des Geldes in der Zukunft nicht berücksichtigt, wodurch die Ergebnisse günstigere Bedingungen unterstellen als es in der

Realität der Fall ist. So bedarf es zusätzlich eine Betrachtung unter realistischen Gesichtspunkten um eine genauere Einschätzung der wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit abzugeben.

Vor diesem Hintergrund werden Investitionen mit längerer Laufzeit in der Energiewirtschaft mit dynamischen Verfahren bewertet. Infolgedessen werden in dieser Betrachtung nun die Zahlungsreihen über den Zeitraum diskontiert.

Mithilfe der Kapitalwertmethode soll der Kapitalwert dieser Investition berechnet werden, der als Wirtschaftlichkeitskriterium herangezogen wird. Dieser ergibt sich normalerweise aus der Differenz der Summe der Barwerte aller Einnahmen und der Summe der Barwerte aller Ausgaben für einen betrachteten Zeitraum. Ein positiver Kapitalwert deutet auf eine wirtschaftliche Investition hin, dagegen ein negativer Kapitalwert auf eine unwirtschaftliche Investition. Dieser berechnet sich anhand folgender Formel<sup>58</sup>:

$$K_0 = -I_0 + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{E_t - A_t}{q^t}$$

$K_0$  = Kapitalwert zum Bezugspunkt "0" in €

$I_0$  = Investitionsausgaben in €

$E_t$  = Einnahmen am ende des Jahrs  $t$  in €/a

$A_t$  = Ausgaben am Ende des Jahres  $t$  in €/a

$E_t - A_t$  = Einnahmenüberschuss in €/a

$q^t = \frac{1+i}{100} = \text{Diskontierungsfaktor}$

In diesem Fall werden jedoch die Gesamtenergiekosten bei konventionellem Energiebezug ( $A_{t,\text{konventionell}}$ ) mit den Gesamtenergiekosten der autarken Energieversorgung ( $A_{t,\text{autark}}$ ) gegeneinander verglichen. Dementsprechend handelt es sich bei diesen Zahlungsreihen nicht um Einnahmeüberschüsse, sondern um Kosteneinsparungen, die über den gesamten Zeitraum diskontiert werden. Folglich wird diese Tatsache im Zähler der Formel berücksichtigt:

$$K_0 = -I_0 + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{A_{t,\text{konventionell}} - A_{t,\text{autark}}}{q^t}$$

Darüber hinaus gibt es einen weiteren wichtigen Aspekt, den es zu beachten gilt. Die Ausgaben  $I$  von 8,20 Mio. € im Jahr Null entsprechen den gesamten Kosten für das Anlageninvestment über den Betrachtungszeitraum von acht

---

<sup>58</sup>Vgl. Panos Konstantin, *Praxisbuch Energiewirtschaft* (Springer Berlin Heidelberg, 2017), [https://www.ebook.de/de/product/28656143/panos\\_konstantin\\_praxisbuch\\_energiewirtschaft.html](https://www.ebook.de/de/product/28656143/panos_konstantin_praxisbuch_energiewirtschaft.html), 174 ff.

Jahren. Gleichzeitig würde unter Verwendung von Stromgestehungskosten von 0,122 €/kWh, die bereits die Rückzahlungskosten für die getätigte Anlageninvestition enthalten, zu einer zweifachen Anführung der Investitionskosten führen. Auf Basis steigender Stromkosten bei konventionellem Energiebezug würde folglich unter diesen Umständen erst weit nach acht Jahren ein positiver Kapitalwert erreicht werden. Aus unternehmerischer Sicht ist eine Investition mit solch einer Wartezeit bis Eintritt der wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit mit großem Risiko versehen, da unvorhersehbare negative Veränderungen anderer Einflussgrößen zur Unwirtschaftlichkeit beitragen können. Damit ein aussagekräftiges Ergebnis erzielt wird, müssen die enthaltenen Investitionskosten pro Jahr in den Stromgestehungskosten von 0,122 herausgerechnet werden. Daraus resultieren geringere Stromgestehungskosten von 0,051 €/kWh bzw. Gesamtenergiekosten von 829.982 € pro Jahr. Somit werden die tatsächlich anfallenden Kosten für die reine Energieerzeugung beider Szenarien ohne Berücksichtigung der Investitionskosten verglichen. Wenn die Summe aller Barwerte nach acht Jahren größer null ist, liegt eine wirtschaftliche sinnvolle Investition vor. Weiterhin ist zu erwähnen, dass das Ergebnis von dem jeweiligen Wärmenutzungsgrad beeinflusst wird. Der Kapitalwertberechnungen liegt eine nutzbare Wärmemenge von 70% zu Grunde. Die Tabelle 19 und die zugehörige Tabelle 21 zeigen die Ergebnisse dieser dynamischen Investitionsrechnung.

Jahr	Energiekosten konventionell in €	Energiekosten autark in €	Cashflow in €	Barwert in €	Summe aller Barwerte in €
2018	0	-9.038.063	9.038.063	- 9.038.063	-9.038.063
2019	2.913.675	829.982	2.083.693	1.984.469	-7.053.594
2020	2.971.948	829.982	2.141.966	1.942.826	-5.110.768
2021	3.031.387	829.982	2.201.405	1.901.656	-3.209.111
2022	3.092.015	829.982	2.262.033	1.860.980	-1.348.131
2023	3.153.855	829.982	2.323.873	1.820.815	472.684
2024	3.216.932	829.982	2.386.950	1.781.179	2.253.863
2025	3.281.271	829.982	2.451.289	1.742.085	3.995.948

Tabelle 21: Kapitalwertmethode Realszenario

Der Betrag von -9.038.063 € im Jahr 2018 beinhaltet die Investitionskosten für die neuen Anlagenkomponenten sowie die bereits anfallenden neuen Gesamtenergiekosten von 829.982 € pro Jahr.

## Kapitalwert Realszenario

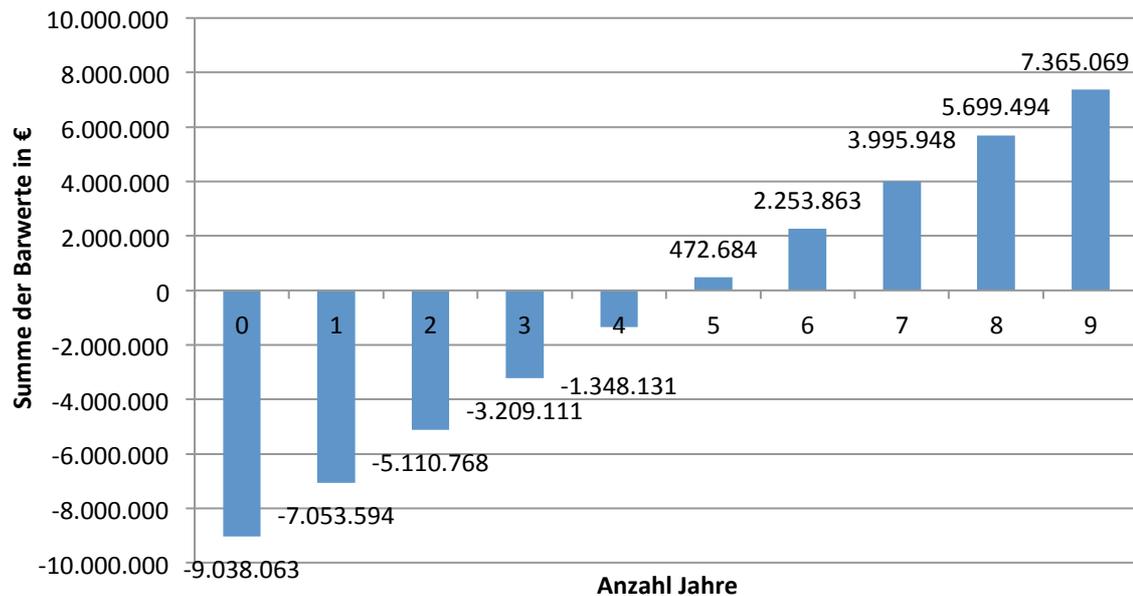


Abbildung 24: Kapitalwertmethode Realszenario

Wie der Abbildung 24 entnommen werden kann, wird bereits nach fünf Jahren ein positiver Kapitalwert erreicht. Das bedeutet, dass der eingezahlte Betrag der Investition zurückgezahlt wird und die ausstehenden Beträge dazu noch verzinst werden. Es handelt sich also um eine wirtschaftliche Investition.

Die vorangestellte Analyse hat ergeben, dass durch den Betrieb eines autarken Inselnetzes bei gegebenen Rahmenbedingungen für das mittelständische Industrieunternehmen eine wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit gegeben ist. Darüber hinaus lassen sich noch andere positive Effekte benennen, die an dieser Stelle kurz erläutert werden.

### 1) Netzunabhängige Selbstversorgung

In Deutschland betrug im Jahr 2016 die mittlere Unterbrechungsdauer für Netzkunden 11,5 Minuten<sup>59</sup>. Das scheint nicht viel zu sein, aber hat insbesondere für produzierende Unternehmen sehr kostenintensive Produktionsausfälle zur Folge. Mit der bestehenden Anlagenarchitektur und deren Verfügbarkeit von 99,9997% beläuft sich die jährliche Unterbrechungsdauer auf gerade einmal 1,57 Minuten und übertrifft somit selbst die sehr guten Werte des öffentlichen Stromnetzes in Deutschland. Demzufolge ist die autarke Stromerzeugung ein geeignetes Hilfsmittel zur

<sup>59</sup>Vgl. V. D.E. FNN, „Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik,“ zuletzt geprüft am 07.10.2018, <https://www.vde.com/resource/blob/1673840/6ff6d86203bfe933f74807584ae2db2e/stoerungsstatistik2016-infoblatt-data.pdf>.

Sicherstellung der Energieversorgung, um den teuren Betriebsausfällen entgegenzuwirken sowie Stillstandzeiten zu vermeiden.

## 2) Imagegewinn

Ein weiterer positiver Effekt der eigenen Stromerzeugung wird durch die gasbetriebenen BHKWs erreicht. Durch die hocheffiziente Nutzung der Primärenergie in Form von Strom und Wärme können nicht unerhebliche Primärenergieeinsparung erzielt werden. Durch die nachhaltige Produktion von Strom kann das Ansehen bei Kunden verbessert werden oder umweltbewusste Kunden gewonnen werden.

Es gibt also gute Argumente, die für eine Investition in eine eigene Energieerzeugungsanlage sprechen. Jedoch ist grundsätzlich eine Prüfung im Einzelfall notwendig, um eine Aussage über einen wirtschaftlichen und rentablen Betrieb machen zu können

### **5.3.3. Theoretisches Anlagenoptimum**

Mit einer stetigen Erhöhung der PV-Kapazität einer Microgrid-Lösung geht grundsätzlich die Erwartung geringerer Systemenergiekosten einher. Angesichts der Tatsache, dass hierdurch eine Möglichkeit zur erhöhten Ausnutzung der kostenlos verfügbaren Sonnenenergie besteht, liegt diese Vermutung auch nahe. Jedoch haben die Simulationen in Homer Pro hergeben, dass der erwartete Effekt durch eine Erhöhung der PV-Kapazität für dieses Realszenario nur unter bestimmten Bedingungen eintritt. So hat eine Erhöhung der PV-Kapazität bei sonst identischer Anlagenarchitektur, einem Kraftstoffpreis von 0,50 €/m<sup>3</sup>, einem Zinssatz von 0% und einer Inflationsrate von 2% den in der Abbildung 25 dargestellten Kurvenverlauf der Stromgestehungskosten zur Folge. Die Bezeichnung „theoretisches“ Anlagenoptimum begründet sich auf der Auswahl der Rahmenparameter, da diese zum Zeitpunkt dieser Betrachtung (August 2018) nicht den realen Bedingungen entsprechen: Ein Zinssatz von 0% entspricht nicht den realistischen Kreditkonditionen in der momentanen Geschäftswelt und auch zukünftig wird Angesichts voraussichtlich steigender Zinsen dieses Zinsniveau unwahrscheinlich bleiben. Zudem befindet sich der jetzige Gaspreis von einem Preisniveau von 0,5 €/m<sup>3</sup> noch entfernt. Es ist jedoch durchaus wahrscheinlich, dass aufgrund steigender Nachfrage auf internationaler Ebene in Zukunft die Gaspreise bis auf dieses Preisniveau weiter steigen werden.

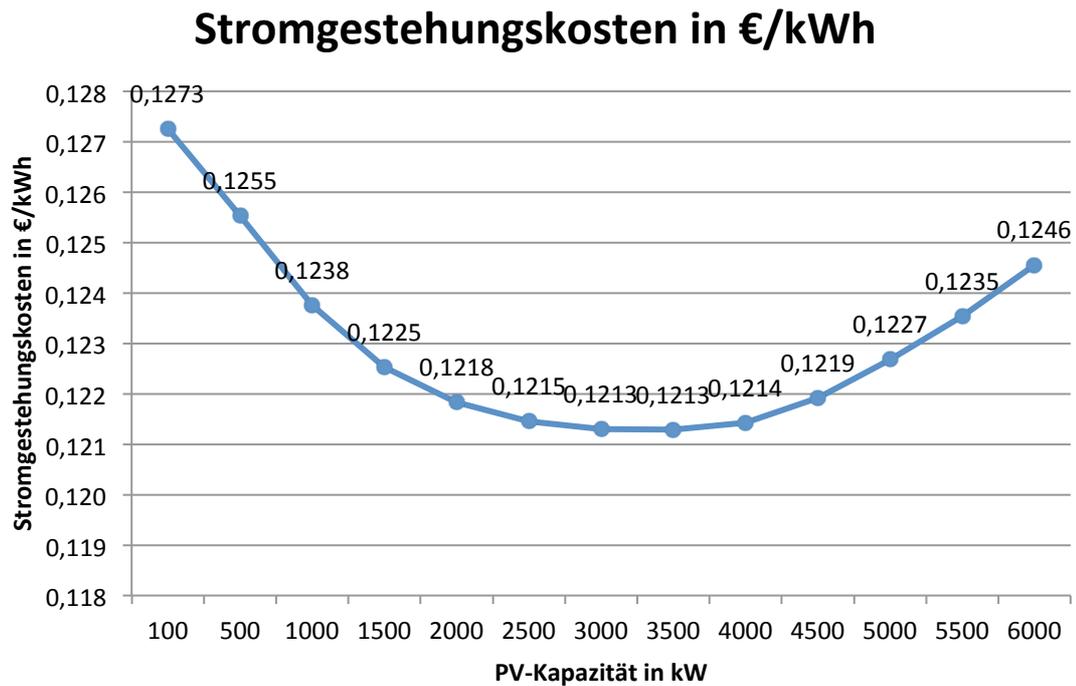


Abbildung 25: Theoretisches Anlagenoptimum

Mit zunehmender PV-Kapazität bis 3.500 kW nehmen die Stromgestehungskosten ab. Im Tiefpunkt dieser bauchförmigen Kostenkurve belaufen sie sich auf 0,1213 €/kWh bevor sie danach wieder ansteigen. Dieser Verlauf ist auf folgende Ursachen zurückzuführen:

Durch eine gesteigerte PV-Kapazität besteht die Möglichkeit, einen höheren Anteil der kostenlosen Sonnenenergie auszunutzen. Zudem helfen die vorhandenen Batteriespeicher die fluktuierende Erzeugungscharakteristik der regenerativen Energiequelle auszugleichen um für einen späteren Zeitpunkt ausreichend Energie zur Verfügung zu stellen. Durch dieses Zusammenspiel ist der Verbraucher in geringerem Maße auf konventionelle Energieerzeuger angewiesen und kann folglich die Auslastung der BHKWs reduzieren. Als Vorteil lassen sich deutlich niedrigere Betriebskosten anführen, dem gegenübersteht aber eine geringere verfügbare Wärmemenge. Dementsprechend muss die fehlende Wärmeenergie durch eine höhere Auslastung des Heizkessels ausgeglichen werden, wodurch letztendlich die Kraftstoffkosten wieder ansteigen. Dies verdeutlicht, dass eine Anlagenarchitektur mit größerer PV-Kapazität verständlicherweise erhöhte Kosten zur Folge hat, zugleich aber auch kostenreduzierende Effekte hervorruft. Entscheidend ist jedoch das Verhältnis zwischen den sich ergebenden Mehrkosten sowie den Kosteneinsparungen. So sind insgesamt die Kosteneinsparungen durch die verringerte Auslastung der BHKWs größer als die Summe aus den gestiegenen Investitionskosten als auch der Kraftstoffkosten für die Erzeugung des mangelnden Wärmebedarfs durch den Heizkessel. Der Differenzbetrag zwischen einer Anlagenarchitektur mit 500 kW

und 3500 kW PV-Leistung beläuft sich auf 0,0042 €/kWh. Bei einem exemplarischen Kraftstoffpreis von 0,5 €/m<sup>3</sup> ergäben sich hierdurch Einsparungen von 66.067 € pro Jahr. Im Verhältnis zu den jährlichen Gesamtenergiekosten würde dieser Wert bei identischem Kraftstoffpreis circa 3,8% betragen.

Bei weiterem Anstieg der PV-Kapazität kehrt sich das Verhältnis zwischen Kosteneinsparung und Mehrkosten um. Hierfür verantwortlich sind zum einen die erhöhten Batteriekosten (durch gestiegene Nutzung) sowie die steigenden Investitionskosten für PV-Kapazität. Zugleich sind die kostenreduzierenden Effekte geringer, da die degressive variable Kostenkurve der BHKWs sich den Fixkosten annähert und selbst bei weiterer Reduzierung der Auslastung keine bemerkbaren Einsparungseffekte mehr eintreten. Kurz gesagt, ab einer PV-Kapazität von circa 3500 kW überwiegen die Kosten die Einsparungen wodurch die Stromgestehungskosten wieder ansteigen.

An dieser Stelle ist es wichtig zu erwähnen, dass diese Betrachtung sich auf eine Anlagenarchitektur mit einer Energiespeicherkapazität von nur 1095 kWh bezieht und keine Anpassung an die Photovoltaik-Leistung gab. Weiterhin ist zu sagen, dass in dieser Betrachtung zur Vereinfachung von konstanten Anlagenkosten bezüglich der Erzeugungsleistung ausgegangen wurde. Hingegen sind mit steigender Abnahmemenge günstigere Einkaufspreise durch Mengenrabatt realistisch, wodurch sich bei Berücksichtigung dieser Tatsache ein anderer Kurvenverlauf ergeben würde. Ad hoc sind keine genauen Aussagen über den Verlauf möglich, sodass erst durch erneute Berechnungen genaue Aussagen getroffen werden könnten.

Dennoch ist es durchaus denkbar, dass mit zunehmender PV-Kapazität eine stetige Verringerung der Stromgestehungskosten einhergeht. Um dieses Ziel zu erreichen, ist das Verhältnis von Batteriekapazität zur maximalen PV-Erzeugungsleistung entscheidend, da dies die zu erreichende Energieeffizienz eines Systems bestimmt. Im Falle einer zu geringen Batteriekapazität in Relation zur Erzeugungsleistung kann der Verbraucher aufgrund der fluktuierenden Erzeugungscharakteristik seine Energienachfrage zu einem anderen Zeitpunkt nicht abdecken und die erzeugte Energie bleibt ungenutzt. Hingegen ermöglicht eine intelligente Auslegung der Erzeugungsleistung in Verbindung mit einer angepassten Speicherkapazität eine verbesserte Energieeffizienz. Nach erfolgreicher Umsetzung verringern sich demzufolge die Stromgestehungskosten. Zusätzlich lässt sich als positiver Nebeneffekt aufgrund des geringen Bedarfs an fossilen Brennstoffen ein verringerter Ausstoß von CO<sub>2</sub>-Emissionen verzeichnen. Dies stellt einen positiven Beitrag für das Erreichen der Ziele der angestrebten Klimawende in Deutschland dar.

Zusammenfassend lässt sich also sagen, dass eine Erhöhung der PV-Leistung immer dann sinnvoll ist, wenn gleichzeitig die Kapazität der Energiespeicher an die Erzeugungsleistung angepasst wird. Hierbei sind die meteorologischen Rahmenbedingungen für den jeweiligen Standort zu berücksichtigen. In erster Linie lassen sich hierdurch auf individueller Ebene ökonomische Gründe

anführen, darüber hinaus profitiert aber auch das Kollektiv von geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen und liefert somit einen wichtigen Beitrag zum Erhalt der Natur und Umwelt für zukünftige Generationen.

## **6. Zusammenfassung**

Ziel dieser Arbeit ist die Erarbeitung und Anwendung einer Methodik zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer netzunabhängigen Microgrid-Lösung für ein mittelständisches deutsches Industrieunternehmen. So wird zu Beginn die Entwicklung der Energiepreise für Strom und Gas illustriert, wodurch erkennbar ist, dass in den letzten Jahren ein starker Strompreisanstieg zu verzeichnen war. Obwohl der Gaspreis in den letzten Jahren für industrielle Verbraucher gefallen ist, geraten Industrieunternehmen in Deutschland aufgrund steigender Energiekosten für Strom dennoch zunehmend unter Kostendruck. Um ihre internationale Wettbewerbsfähigkeit zu bewahren, suchen industrielle Verbraucher nach Wegen die Energiekosten zu minimieren. Grundsätzlich wird dieses Vorhaben entweder durch eine gesteigerte Energieeffizienz oder durch besonderer Vertragskonditionen mit den zuständigen Energielieferanten oder durch Inanspruchnahme gesetzlicher Ausnahmeregelungen erreicht. In der Realität wird bevorzugt auf die Möglichkeit zur Reduzierung der politisch beeinflussten Energiepreisbestandteile zurückgegriffen, da diese einen erheblichen Anteil des Preises ausmachen. So werden aus Sicht eines mittelständischen Industrieunternehmens die Möglichkeiten zur Reduzierung der Energiepreise durch behördliche Maßnahmen beim Strom- und Gaspreis analysiert. Es hat sich jedoch gezeigt, dass das betrachtete mittelständische Unternehmen hierzu nicht in der Lage ist die anteilsgrößten Bestandteile wie die EEG-Umlage oder Netzentgelte bei gegebener Netznutzung zu vermindern, da die erforderlichen gesetzlichen Mindestvoraussetzungen nicht erfüllt werden. Folglich muss dieses Industrieunternehmen bei konventionellem Energiebezug weiterhin relativ hohe Energiekosten im Vergleich zu energieintensiven Großunternehmen hinnehmen.

Hingegen besteht eine mögliche Alternative zur Einsparung der Energiekosten selbst für nicht-privilegierte Unternehmen. Mit Hilfe der Produktion von Strom in Eigenregie ohne bestehenden Anschluss an das deutsche Stromnetz kann dieses Ziel erreicht werden. Der Paradigmenwechsel von Netzabhängigkeit zur Netzunabhängigkeit stellt die Industrieunternehmen vor technische Neuanschaffungen der benötigten Systemkomponenten und ist infolgedessen mit hohen finanziellen Investitionen verbunden. Demzufolge wird im nächsten Schritt nach der Bestimmung des jährlichen Energiebedarfs für Strom und Wärme anhand eines Lastprofils der Betrag für die gesamten Jahresenergiekosten bei gewählten Kraftstoffpreisen berechnet, der sodann als Referenzwert für die nachfolgende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung dient. Zuvor wird aber die Stärke der Einflussnahme in Bezug auf die Stromgestehungskosten (LCOE) der einzelnen Parameter im Zuge einer

Sensitivitätsanalyse ermittelt. Es handelt sich hierbei um folgende Parameter: PV-Kapazität, Zinssatz, Kraftstoffpreis, Betriebskosten und Investitionskosten, die wesentlichen Einfluss auf die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit einer Investition haben. Auf Basis dieser Erkenntnisse ist es möglich eine geplante Investitionsentscheidung für eine energieautarke Systemlösung umfanglich zu bewerten.

Daran anschließend wird unter Berücksichtigung der energetischen Anforderungen hinsichtlich der Stromqualität und Versorgungssicherheit mit Hilfe eines definierten Realszenarios die tatsächliche Anlagenarchitektur und das damit verbundene Investitionsvolumen im Simulationsprogramm abgebildet um die Wirtschaftlichkeit dieser Investition zu bestimmen. Die aus diesen Berechnungen resultierenden neuen Stromgestehungskosten der autarken Stromerzeugung sind geringer als bei konventionellem Energiebezug, sodass von einer ersten Sinnhaftigkeit gesprochen werden kann. Darüber hinaus untermauern auch statische sowohl dynamische Methoden der Investitionsrechnungen in den darauffolgenden Abschnitten, dass es sich in Abhängigkeit der definierten Rahmenbedingungen um eine wirtschaftlich sinnvolle Investition handelt. Der Kapitalwert wird bereits nach fünf Jahren positiv und nach Ablauf der festgelegten Projektdauer von acht Jahren ergeben sich durch die Umstellung auf eine autarke Stromproduktion Energieersparnisse von 8.766.932 €.

Zusammenfassend lässt sich also sagen, dass mit Hilfe dieser Methodik eine Aussage über die Investitionsentscheidung getroffen werden kann. Die Verwendung dieser Herangehensweise ermöglicht eine erste Berechnung der Stärke der Einflussnahme hinsichtlich der neuen Stromgestehungskosten. Hiermit ist es möglich, durch Variation der verschiedenen Parameter die ökonomisch günstigsten Stromgestehungskosten und somit die Energiekosten für eine geplante Anlage zu berechnen. Besonders in der frühen Planungsphase eines Projekts kann diese Methodik herangezogen werden.

## **7. Ergänzung und Ausblick**

Abschließend ermöglicht eine Ergänzung zur ökonomischen Betrachtung eine kritische Bewertung der vorangestellten Ergebnisse. Zudem erweitert der Ausblick den Fokus auf eine umfassendere Ebene und benennt weiteren Forschungsbedarf auf diesem Gebiet ein.

### **7.1. Ergänzung zur ökonomischen Betrachtung**

Im Rahmen dieser Arbeit wurde die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung auf Basis der durchschnittlichen 15-min Werte der Energieverbräuche eines Verbrauches über einen gewissen Zeitraum durchgeführt. Durch diese Herangehensweise

werden infolgedessen mögliche auftretende Lastspitzen innerhalb einer Zeitspanne von einer Sekunde nicht berücksichtigt, die jedoch einen bedeutenden Einfluss auf die Gestaltung der Anlagenauslegung haben. So treten bei Nichtbeachtung dieser Lastspitzen und der darauffolgenden unzureichenden Auslegung der Anlagenarchitektur, in Abhängigkeit von der jeweiligen Betriebsart, verschiedene Konsequenzen hinsichtlich der Energieversorgung ein.

Im Netzparallelbetrieb können selbst bei einer unterdimensionierten Anlagenauslegung durch den bestehenden Netzanschluss dynamische Vorgänge abgefedert werden. Eine technische Betrachtung ist also nicht unbedingt erforderlich, aber aus ökonomischer Sichtweise durchaus sinnvoll.

Hingegen ist bei Netztrennung (Inselbetrieb) eine technische Betrachtung absolut notwendig, um eine realistische Anlagenarchitektur zu erarbeiten, die den realen energetischen Anforderungen gerecht wird. Würden bei der Anlagenauslegung ausschließlich ökonomische Kennzahlen berücksichtigt und technische Aspekte vernachlässigt werden, hätte dies ein mögliches Versagen des Netzes und weitere negative Konsequenzen zur Folge. Darüber hinaus müsste nach Anpassung der Anlagenarchitektur an die energetischen Anforderungen eine erneute Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durchgeführt werden.

Vor diesem Hintergrund wird deutlich, dass neben einer ökonomischen auch eine technische Betrachtung unerlässlich ist, um eine realistische Anlagenauslegung eines Microgrids und dessen unterbrechungsfreien Betrieb zu garantieren.

Die technische Betrachtung mit dem Ziel die erforderlichen Systemkomponenten für eine durchwegs unterbrechungsfreie Energieversorgung im Inselbetrieb zu bestimmen, umfasst den Arbeitsaufwand einer eigenen Arbeit. So wurde in diesem Fall die erforderliche Anlagenarchitektur mit ihren Systemkomponenten bereits vorab bestimmt, weshalb die technische Betrachtung im Rahmen dieser Arbeit nicht explizit behandelt wurde. Die Anlagenarchitektur des Anwendungsfall in Kapitel fünf impliziert jedoch diese Erkenntnisse.

Stromgestehungskosten haben sich als praktische Vergleichsgröße für unterschiedliche Erzeugungsanlagen hinsichtlich ihrer Kosten etabliert und sind ein wesentlicher Bestandteil der Investitionsentscheidung. LCOE-Berechnungsmethode ist international als Benchmark anerkannt, um die wirtschaftliche Tragfähigkeit zu bestimmen<sup>60</sup>. Jedoch sind bei Betrachtung dieser Zahl auch Grenzen gesetzt. Angesicht der Tatsache, dass die Stromgestehungskosten lediglich eine Zahl sind, besteht aufgrund der

---

<sup>60</sup>Vgl. Grant Allan, Michewille Gilmartin, Peter McGregor, Kim Swales, „Levelised costs of Wave and Tidal energy in the UK: Cost competitiveness and the importance of "banded" Renewables obligation Certificates,“ 23.

verringerten Komplexität die Gefahr einer möglichen Fehlinterpretation und einer daraus resultierenden Fehlentscheidung. Die Stromgestehungskosten ist eine mit Unsicherheiten behaftete Kennzahl, da die Werte für die gesamte Lebensdauer zum Teil prognostiziert werden müssen<sup>61</sup>.

Eine weitere Schwachstelle ist, dass bei Ausführung der Annuitätenmethode in Abhängigkeit der gewählten Inputparameter starke Abweichungen im Vergleich zu der Berechnung mit der Kapitalwertmethode auftreten. So bilden die Stromgestehungskosten dieser Methode die Realität am besten ab, erhöht aber zugleich den Rechenaufwand aufgrund der Erfassung der exakten Zahlungsströme während der Laufzeit.

## 7.2. Volkswirtschaftliche Konsequenzen

Zu guter Letzt wird noch auf einen Punkt eingegangen, der eine ganzheitliche Sicht auf das energiewirtschaftliche Gesamtsystem ermöglicht.

Das EEG 2014 richtet sich tendenziell gegen die Eigenversorgung mit elektrischer Energie und so herrscht seit einiger Zeit auf politischer Ebene eine kritische Haltung gegenüber diesem Thema. Der in diesem Zusammenhang häufig gefallene Begriff Entsolidarisierung hat hierdurch einen populistischen Beigeschmack entwickelt und ist fortan nicht mehr positiv besetzt, wenn man den Argumenten des Gesetzgebers folgt. Diese Haltung kann exemplarisch bei der privaten Eigenversorgung mithilfe von Photovoltaikanlagen verdeutlicht werden:

Durch die zunehmende private Eigenstromproduktion und dem damit verbundenen Ausschluss aus der Solidarität wären stark steigende Netzentgelte und eine erhöhte EEG-Umlage die Konsequenzen. Daraufhin befürchten die politischen Akteure eine verringerte Akzeptanz der Energiewende bei den Bürgern und vertreten die Annahme, dass eine Eigenerzeugung von elektrischer Energie nicht nützlich sei. Hiervon ausgehend wurden politische Maßnahmen getroffen: Von nun an kann selbst bei der Eigenerzeugung die EEG-Umlage nicht mehr vollständig eingespart werden, wenn gewisse Grenzen überschritten werden (10kW Photovoltaik-Leistung und Jahresproduktion größer als 10 MWh). Selbst das Bündnis90/Die Grünen, die sich lange für die Dezentralisierung der Stromproduktion eingesetzt hatten, fordern nun eine Einbeziehung des Eigenstromverbrauches in der EEG-Umlage. Dieser Umstand verschlechtert die Wirtschaftlichkeit solcher Investitionen für Stromkunden vehement und so verbleiben nur für kleinere Photovoltaikanlagen Geschäftsmöglichkeiten wohingegen für größere

---

<sup>61</sup>Vgl. K. Branker, M.J.M. Pathak und J. M. Pearce, „A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15, Nr. 9 (2011): 471, doi:10.1016/j.rser.2011.07.104.

Photovoltaikanlagen zusätzliche Hürden entstehen<sup>62</sup>. Folglich bremst die Bundesregierung durch die Besteuerung des Eigenstromverbrauchs das Erreichen der Energiewende, zugleich fördert sie auf der anderen Seite den Ausbau dezentraler Energieerzeugungsanlagen. Diese politische Haltung ist widersprüchlich, führt zu Verzerrungen und es bedarf einer sachlichen Auseinandersetzung um diese Problematik zu erläutern:

In erster Linie erzeugen Eigenverbraucher auf Basis von erneuerbaren Energien oder hocheffizienten KWK-Anlagen oftmals ihren eigenen Strom auf umweltschonenden Art. Hierdurch beziehen Besitzer einer PV-Anlage mit Batteriespeicher also bedeutend weniger der üblichen Energiemenge vom Stromnetz und bezahlen infolgedessen weniger Steuern, Abgaben und Umlagen. So liegt die Vermutung nahe, dass die restlichen Verbraucher ohne PV-Anlage die Finanzierung der Energiewende alleine stemmen müssen. Kritisch Stimmen mögen sagen, dass die Mehrheit der Bevölkerung mit ihren Abgaben eine privilegierte Minderheit subventioniert. Um auf die Befürchtung von seitens der Politik einzugehen, dass durch fortschreitende private Eigenstromproduktion hohe Mehrkosten für die verbleibenden Verbraucher entstehen, kann der aktuelle Speichermonitoring der RHTW Aachen herangezogen werden<sup>63</sup>. Im Rahmen dieser Untersuchung kamen die Wissenschaftler zu folgender Schlussfolgerung: Bei einer maximalen Einspeisung von 50% der Photovoltaikanlagen bedarf es keinem weiteren Netzausbau obwohl die insgesamt integrierbare PV-Leistung signifikant angestiegen ist. Zudem habe sich durch den lokalen Energieverbrauch und durch die infolgedessen gestiegene Autarkie der Strombezug aus dem öffentlichen Netz verringert. So wurde im Jahr 2016 eine Gesamtmenge von 165 GWh Solarstrom lokal verbraucht wodurch folgende monetäre Effekte eintraten: Nachdem der selbstverbrauchte Solarstrom nicht gemäß EEG vergütet wurde, ergab sich eine Entlastung der EEG-Umlage um 21 Millionen Euro. Gleichzeitig wurde durch den geringeren Netzbezug ungefähr neun Millionen Euro weniger EEG-Umlage bezahlt und zudem beliefen sich die entgangenen Netzentgelte und Konzessionsabgaben auf 13 Millionen Euro. In Summe betrugen also die Mehrkosten durch den Photovoltaik-Eigenverbrauch circa eine Millionen Euro. Folglich lässt sich die Behauptung hoher Mehrkosten für alle Beteiligten widerlegen.

Angesicht der Tatsache, dass durch den Eigenverbrauch die Erzeugung und der Verbrauch von Strom innerhalb eines regionalen Zusammenhangs stattfindet, wird zudem der Schwachpunkt der Energiewende – der Netzausbau

---

<sup>62</sup>Vgl. Klaus-Dieter Maubach, *Strom 4.0* (Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015), [https://www.ebook.de/de/product/23725945/klaus\\_dieter\\_maubach\\_strom\\_4\\_0.html](https://www.ebook.de/de/product/23725945/klaus_dieter_maubach_strom_4_0.html), 126.

<sup>63</sup>Vgl. Sandra Enkhart, „Photovoltaik-Speicherförderung hat messbar positiven Einfluss auf Marktentwicklung,“ zuletzt geprüft am 08.08.2018, <https://www.pv-magazine.de/2017/07/24/rwth-aachen-photovoltaik-speicherfoerderung-hat-messbar-positiven-einfluss-auf-marktentwicklung/>.

- umgangen<sup>64</sup>. Hiermit tragen Eigentümer einer PV-Anlage also dazu bei, dass die Kosten für den Netzausbau in nicht unerheblichen Maßen gespart werden.

Darüber hinaus basiert die private Stromproduktion nicht auf dem Einsatz von Braun- oder Steinkohle als Primärenergieträger, sondern auf erneuerbaren Energiequellen oder Erdgas. Damit tragen insbesondere Eigenversorger zum wichtigsten Ziel der Energiewende, nämlich die Dekarbonisierung der Stromerzeugung, bei<sup>65</sup>.

Zusammenfassend lässt sich also sagen, dass die private Eigenstromproduktion Vorteile wie die Reduzierung der CO<sub>2</sub> Emissionen, geringere Belastung der Stromnetze bei gleichzeitig geringfügigem monetärem Mehraufwand und Kosteneinsparungen beim Netzausbau zur Folge hat. Eigenverbraucher tragen also im positiven Sinne zur Energiewende bei und dürfen im öffentlichen Diskurs nicht als Sozialschmarotzer diffamiert werden.

Diese Analyse bezieht sich ausschließlich auf die private Eigenstromproduktion und nicht auf die autarke Energieproduktion durch Industrieunternehmen. Diese Umstellung und deren mögliche Vorteile, Nachteile oder Konsequenzen für die Gesamtheit aller Energieverbraucher in Deutschland wäre ein interessanter Untersuchungsgegenstand.

Es wäre in diesem Zusammenhang also lohnend zu untersuchen, ob die Logik der privaten Eigenstromproduktion auf industrielle Ebene übertragbar ist und eine verstärkte Eigenstromproduktion durch Industrieunternehmen in Deutschland zu einer erhöhten EEG-Umlage bzw. Netzentgelte führt.

---

<sup>64</sup>Vgl. Gunnar Kaestle, „Entsolidarisierung durch Eigenverbrauch?“, zuletzt geprüft am 14.08.2018, <https://www.bhkw-infothek.de/nachrichten/19314/2013-06-20-entsolidarisierung-durch-eigenverbrauch/>.

<sup>65</sup>Vgl. Maubach, *Strom 4.0*.

## 8. Literaturverzeichnis

- 1-Gasvergleich.com, Hrsg. „Gaspreisentwicklung 2018: Trendwende auf dem Gasmarkt.“ Zuletzt geprüft am 10.08.2018. <https://1-gasvergleich.com/gaspreise/>.
- Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik. „Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland.“ Zuletzt geprüft am 13.09.2018. [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare\\_Energien\\_in\\_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html).
- BDEW. „Strompreisanalyse-Mai 2018.“ Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Zuletzt geprüft am 08.08.2018. [https://www.bdew.de/media/documents/1805018\\_BDEW-Strompreisanalyse-Mai-2018.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/1805018_BDEW-Strompreisanalyse-Mai-2018.pdf).
- Branker, K., M.J.M. Pathak und J. M. Pearce. „A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity.“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15, Nr. 9 (2011): 4470–4482. doi:10.1016/j.rser.2011.07.104.
- Brown, C.; Poudineh, R.; Foley, B. (2015): *Achieving a cost-competitive offshore wind power industry*, Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies
- Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien. Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz. [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/).
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Hrsg. „Strompreis.“ Zuletzt geprüft am 12.08.2018. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/strompreise.html>.
- Bundesnetzagentur and Bundeskartellamt, Hrsg. „Monitoringbericht 2017.“ Zuletzt geprüft am 04.10.2018. [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht\\_2017.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3).
- Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft e.V. „Gute Gründe für das Gas in Industrie und Gewerbe.“ Zuletzt geprüft am 11.08.2018. <https://www.bdew.de/energie/erdgas/erdgas-industriesektor/>.
- Chatzēargyriou, Nikos, Hrsg. *Microgrids: Architectures and control*. Online-Ausg. Chichester, West Sussex, U. K: Wiley, 2014. <http://onlinelibrary.wiley.com/book/10.1002/9781118720677>.
- Check24 Vergleichsportal GmbH. „Gaspreis.“ Zuletzt geprüft am 06.08.2018. <https://www.check24.de/gas/gaspreise/>.

- David Wagenblaus. „KWKG 2017: Begrenzung für stromkostenintensive Unternehmen.“ MVV Energie AG. Zuletzt geprüft am 30.08.2018. <https://partner.mvv.de/blog/kwkg-2017-begrenzungs-moeglichkeiten-f%C3%BCr-stromkostenintensive-unternehmen>.
- Deutsche Energie-Agentur, Hrsg. „Besondere Ausgleichsregelung des EEG.“ Zuletzt geprüft am 07.08.2018. <https://www.industrie-energieeffizienz.de/themen/befreiung-eeq-umlage/>.
- Dr. Christoph Bier. „Reduzierungsmöglichkeiten bei den Netzentgelten.“ VIK Energie für die Industrie. Zuletzt geprüft am 23.07.2018. [http://www.ihk-arnsberg.de/upload/20120801\\_IHK\\_Hagen\\_\\_\\_Netzentgelte\\_\\_\\_Bier\\_12077.pdf](http://www.ihk-arnsberg.de/upload/20120801_IHK_Hagen___Netzentgelte___Bier_12077.pdf).
- ETH Zürich, Hrsg. Zuletzt geprüft am 29.06.2018. [http://www.bph.hbt.arch.ethz.ch/File/Licht/Licht\\_Bauwerk/Kennwerte/ReflexionsgradBaumat.html](http://www.bph.hbt.arch.ethz.ch/File/Licht/Licht_Bauwerk/Kennwerte/ReflexionsgradBaumat.html).
- European Central Bank, Hrsg. „Monetary Policy Decisions.“ Zuletzt geprüft am 02.08.2018. <http://www.ecb.europa.eu/press/pr/date/2018/html/ecb.mp180614.en.html>.
- Finanzen.net GmbH, Hrsg. „Aktueller Leitzins.“ Zuletzt geprüft am 02.08.2018. <https://www.finanzen.net/leitzins/>.
- FNN, V. D.E., Hrsg. „Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik.“ Zuletzt geprüft am 07.10.2018. <https://www.vde.com/resource/blob/1673840/6ff6d86203bfe933f74807584ae2db2e/stoerungsstatistik2016-infoblatt-data.pdf>.
- Gochermann, Josef. *Expedition Energiewende*. 1. Aufl. 2016. Wiesbaden: Springer Spektrum, 2016. doi:10.1007/978-3-658-09852-0. <http://gbv.ebib.com/patron/FullRecord.aspx?p=4385492>.
- Grant Allan, Michewille Gilmartin, Peter McGregor, Kim Swales. „Levelised costs of Wave and Tidal energy in the UK: Cost competitiveness and the importance of "banded" Renewables obligation Certificates.“
- Gunnar Kaestle. „Entsolidarisierung durch Eigenverbrauch?“. Zuletzt geprüft am 14.08.2018. <https://www.bhkw-infothek.de/nachrichten/19314/2013-06-20-entsolidarisierung-durch-eigenverbrauch/>.
- Hirschl, Bernd. *Erneuerbare Energien-Politik*. 1. Aufl. Energiepolitik und Klimaschutz. Energy Policy and Climate Protection. s.l.: VS Verlag für Sozialwissenschaften (GWV), 2008. <http://gbv.ebib.com/patron/FullRecord.aspx?p=749226>.
- Homer Energy, Hrsg. „Constraints.“ Zuletzt geprüft am 06.08.2018. [https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/\\_constraints.html](https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/_constraints.html).

- , Hrsg. „Homer Pro Energy.“ Zuletzt geprüft am 01.06.2018.  
<https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>.
- IHK Kassel. „Faktenpapier Strompreise in Deutschland 2017.“ Zuletzt geprüft am 22.08.2018. [https://www.ihk-kassel.de/solva\\_docs/1701\\_Faktenpapier\\_Strompreise.pdf](https://www.ihk-kassel.de/solva_docs/1701_Faktenpapier_Strompreise.pdf).
- Jürgen Flauger. „Warum der Strom so teuer bleibt.“ Handelsblatt. Zuletzt geprüft am 30.08.2018.  
<https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energiepreise-warum-der-strom-so-teuer-bleibt/20743092.html>.
- Konstantin, Panos. *Praxisbuch Energiewirtschaft*. Springer Berlin Heidelberg, 2017.  
[https://www.ebook.de/de/product/28656143/panos\\_konstantin\\_praxisbuch\\_energiewirtschaft.html](https://www.ebook.de/de/product/28656143/panos_konstantin_praxisbuch_energiewirtschaft.html).
- Kruschwitz, Lutz, Rolf O. A. Decker und Christian Möbius. *Investitions- und Finanzplanung: Arbeitsbuch mit Aufgaben und Lösungen*. Wiesbaden: Gabler Verlag, 1993. doi:10.1007/978-3-322-82527-8.  
<http://dx.doi.org/10.1007/978-3-322-82527-8>.
- Manuel Berkel, Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck, Dr. Felix Chr. Matthes und Bernhard Pötter. „Informationen zur politischen Bildung: Energie und Umwelt.“ Zuletzt geprüft am 13.09.2018.  
<http://www.bpb.de/shop/zeitschriften/informationen-zur-politischen-bildung/169543/energie-und-umwelt>.
- Maubach, Klaus-Dieter. *Strom 4.0*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015.  
[https://www.ebook.de/de/product/23725945/klaus\\_dieter\\_maubach\\_strom\\_4\\_0.html](https://www.ebook.de/de/product/23725945/klaus_dieter_maubach_strom_4_0.html).
- Michael Sterner und Ingo Stadler. *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Springer Berlin Heidelberg, 2017.  
[https://www.ebook.de/de/product/29765871/energiespeicher\\_bedarf\\_technologien\\_integration.html](https://www.ebook.de/de/product/29765871/energiespeicher_bedarf_technologien_integration.html).
- Microgrid Institute, Hrsg. „Feasability Study Warwick Microgrid Project.“ Zuletzt geprüft am 20.07.2018. <http://www.microgridinstitute.org/feasibility-analysis.html>.
- Microgrid Labs, Hrsg. Zuletzt geprüft am 01.06.2018. <https://microgridlabs.com/>.
- MTU Onsite Energy. „MTU Onsite Energy Produkte.“ Zuletzt geprüft am 06.06.2018. <http://www.mtuonsiteenergy.com/produkte/index.de.html>.
- MVV Energie AG, MVV Energie AG.  
[https://www.mvvenergie.de/media/media/downloads/geschaeftskunden\\_1/service/Gesamtuebersicht\\_Umlagen\\_2015\\_2014.pdf](https://www.mvvenergie.de/media/media/downloads/geschaeftskunden_1/service/Gesamtuebersicht_Umlagen_2015_2014.pdf).

Netztransparenz.de. „Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV für 2017.“ Zuletzt geprüft am 22.08.2018. [https://www.netztransparenz.de/EnWG/Umlage-nach-19-StromNEV/Umlage-nach-19-StromNEV-2017](https://www.netztransparenz.de/EnWG/Umlage-nach-19-StromNEV/Umlage-nach-19-StromNEV/Umlage-nach-19-StromNEV-2017).

Sandra Enkhardt. „Photovoltaik-Speicherförderung hat messbar positiven Einfluss auf Marktentwicklung.“ Zuletzt geprüft am 08.08.2018. <https://www.pv-magazine.de/2017/07/24/rwth-aachen-photovoltaik-speicherfoerderung-hat-messbar-positiven-einfluss-auf-marktentwicklung/>.

Schmidt, Manfred. *Auf dem Weg zum Nullemissionsgebäude*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013. [https://www.ebook.de/de/product/25040054/manfred\\_schmidt\\_auf\\_dem\\_weg\\_zum\\_nullemissionsgebaeude.html](https://www.ebook.de/de/product/25040054/manfred_schmidt_auf_dem_weg_zum_nullemissionsgebaeude.html).

Simon Roberts, Nicolò G. *Gebäudeintegrierte Photovoltaik*. Birkhäuser Verlag GmbH, 2009. [https://www.ebook.de/de/product/16209698/simon\\_roberts\\_nicolo\\_guariento\\_gebaeudeintegrierte\\_photovoltaik.html](https://www.ebook.de/de/product/16209698/simon_roberts_nicolo_guariento_gebaeudeintegrierte_photovoltaik.html).

Source Forge, Hrsg. Zuletzt geprüft am 01.06.2018. <https://sourceforge.net/projects/rapsim/>.

Statistisches Bundesamt, Hrsg. „Zinsraten für neue Darlehen an Unternehmen außer Finanzunternehmen.“ Zuletzt geprüft am 08.08.2018. <https://de.statista.com/infografik/3015/zinsraten-fuer-neue-darlehen-an-unternehmen--ausser-finanzunternehmen-/>.

———, Hrsg. „Verbraucherpreisindizes für Deutschland.“ Zuletzt geprüft am 06.08.2018. [https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Verbraucherpreise/VerbraucherpreisindexLangeReihenPDF\\_5611103.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Verbraucherpreise/VerbraucherpreisindexLangeReihenPDF_5611103.pdf?__blob=publicationFile).

Stefan Eberlin, Barbara H. *Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit technischer Systeme*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2014. [https://www.ebook.de/de/product/23389816/stefan\\_eberlin\\_barbara\\_hock\\_zu\\_verlaessigkeit\\_und\\_verfuegbarkeit\\_technischer\\_systeme.html](https://www.ebook.de/de/product/23389816/stefan_eberlin_barbara_hock_zu_verlaessigkeit_und_verfuegbarkeit_technischer_systeme.html).

Surface Meteorology and Solar Energy Database, Hrsg. „POWER Project Data Sets.“ NASA. Zuletzt geprüft am 06.06.2018. <https://power.larc.nasa.gov/>.

Viessmann, Hrsg. „Industry: Economical provision of steam, power, heating and cooling.“ Zuletzt geprüft am 02.08.2018. <https://www.viessmann.com/com/en/industry.html>.

Wesselak, Viktor, Thomas Schabbach, Thomas Link und Joachim Fischer. *Regenerative Energietechnik*. Springer Berlin Heidelberg, 2013. [https://www.ebook.de/de/product/21992160/viktor\\_wesselak\\_thomas\\_schabbach](https://www.ebook.de/de/product/21992160/viktor_wesselak_thomas_schabbach)

ach\_thomas\_link\_joachim\_fischer\_viktor\_wesselak\_regenerative\_energiotec  
hnik.htm.

## 9. Normverzeichnis

DIN EN 50160:2011-02, Merkmale der Spannung in öffentlichen  
Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 +  
Cor.:2010

DIN EN ISO 50001:2011-12, Energiemanagementsysteme – Anforderungen mit  
Anleitung zur Anwendung (ISO 50001:2011), Deutsche Fassung EN ISO  
50001:2011

## 10. Entscheidungsverzeichnis

Bundesgerichtshof Karlsruhe, Urteil vom 24.03.2010, VII ZR 178/08 und VII ZR  
304/08, juris

## 11. Rechtsquellenverzeichnis

Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt  
durch Artikel 2 Absatz 6 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808,  
2018 I 472)

Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt  
durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Juni 2018 (BGBl. I S. 862)

Konzessionsabgabenverordnung vom 9. Januar 1992 (BGBl. I S. 12, 407), die  
zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 der Verordnung vom 1. November 2006  
(BGBl. I S. 2477)

Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das  
zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532)

Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt  
durch Artikel 1 der Verordnung vom 20. Juni 2018 (BGBl. I S. 865)

Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das  
zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 27. August 2017 (BGBl. I S. 3299;  
2018 I 126)

Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 16. August 2016 (BGBl. I S. 1984),  
die zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S.  
3106)

## **Eidstattliche Erklärung**

Hiermit erkläre ich an Eides Statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und nur unter Zuhilfenahme der ausgewiesenen Hilfsmittel angefertigt habe. Sämtliche Stellen der Arbeit, die im Wortlaut oder dem Sinn nach anderen gedruckten oder im Internet verfügbaren Werken entnommen sind, habe ich durch genaue Quellenangaben kenntlich gemacht.

---

Unterschrift

---

Ort, Datum