

Bachelor-Thesis

zur Erlangung des akademischen Grades
Bachelor of Science (B.Sc.)

Förderung von Photovoltaikanlagen durch Eigenstrommodelle

Untersuchung zur Wirtschaftlichkeit

von

Laura Laskos

Fakultät: Life Sciences

Studiengang: Umwelttechnik

Matrikelnummer: 1984851

Datum: 17.02.2014

Erstprüferin: Prof. Dr. Marion Siegers

Zweitprüfer: Dipl. -Geogr. Renko Fittschen

Erklärung zur Bachelorarbeit

Ich versichere, dass ich die vorliegende Thesis ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen benutzt habe.

Hamburg, den 17.02.2014

Unterschrift

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	III
Abbildungsverzeichnis	VI
Tabellenverzeichnis	VIII
Formel- und Symbolverzeichnis	IX
Abkürzungsverzeichnis	X
1 Einleitung	13
1.1 Abgrenzung und Zielsetzung	14
2 Theoretische Grundlagen	15
2.1 Die Photovoltaikanlage	15
2.1.1 Technische Grundlagen.....	16
2.1.2 Nennleistung und Ertrag.....	17
2.2 Lieferung von Strom an Endkunden	18
2.2.1 Standardlastprofil.....	18
2.2.2 Registrierte Leistungsmessung.....	19
2.3 Das aktuelle Strommarktdesign in Deutschland	20
2.3.1 Der deutsche Strommix.....	21
2.3.2 Mechanismen zur Preisbildung am Strommarkt.....	24
2.3.3 Einfluss der erneuerbaren Energien auf den Strompreis.....	27
2.3.4 Strombezugspreisentwicklung für Endverbraucher.....	32
2.4 Die Bestandteile des Strompreises	33
2.4.1 Netzentgelte.....	36
2.4.2 Abgaben und Umlagen.....	38
2.4.3 Steuern.....	43
3 Gesetzliche Förderung zum Ausbau von PV	44
3.1 Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz	45

3.2	Auswirkung der Förderung auf die Ausbaustruktur	48
4	Das Versorgungsmodell „Eigenstromverbrauch“	49
4.1	Begriffe und Parameter im Versorgungsmodell	50
4.2	Akteure und Rollen im Versorgungsmodell.....	52
4.3	Steuern und Abgaben im Versorgungsmodell	54
4.3.1	Steuern und Abgaben für den Reststrom und den Überschussstrom	55
4.3.2	Steuern und Abgaben für den eigenverbrauchten Strom	55
4.4	Eigenverbrauchsanteil bestimmt die Wirtschaftlichkeit	58
4.4.1	Eigenverbrauchs- und Eigendeckungsanteile von Standardlastprofilen	59
4.5	Tool zur Dimensionierung einer Photovoltaikanlage für die Eigenstromversorgung	61
4.5.1	Ziel des Tools	61
4.5.2	Auswahl des Versorgungsmodells	61
4.5.3	Stromkostenermittlung im Tool	62
4.5.4	Aufbau und Ergebnisse des Tools	65
4.6	Eigenstromversorgung eines Beispielverbrauchers.....	70
4.7	Dimensionierung der PV-Anlage	71
4.8	Preisentwicklung über den Nutzungszeitraum.....	75
5	Problematik in der Ermittlung des Reststrompreises im Eigenstrommodell	77
5.1	Spotpreisentwicklung am Strommarkt.....	78
5.2	Ermittlung eines Reststrompreises.....	80
6	Darstellung und Diskussion der Ergebnisse	84
7	Zusammenfassung und Fazit	87
Anhang I – Übersicht der Abgaben, Umlagen und Steuern im Strombezugspreis		
	2013.....	88
Anhang II – Übersicht der Abgaben, Umlagen und Steuern im Strombezugspreis		
	2014.....	90

Anhang III – VBA-Code zur Berechnung der Stromgestehungskosten im PV-Tool	92
Literaturverzeichnis	95
Verzeichnis der elektronischen Quellen	98
Verzeichnis der Gesetzestexte und Verordnungen.....	103

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aufbau einer Solarzelle	17
Abbildung 2: Der deutsche Strommix 2012.....	22
Abbildung 3: Strompreisbildung nach Merit-Order-Effekt.....	25
Abbildung 4: Strompreisbildung an der EEX.....	26
Abbildung 5: Einfluss der erneuerbaren Energien auf den Merit-Order-Effekt	28
Abbildung 6: Einfluss der Nachfrage auf den Strompreis.....	29
Abbildung 7: Lastverlauf in Deutschland im Jahr 2010	30
Abbildung 8: Gesamtbelastung der Strompreise durch Steuern und Abgaben.....	33
Abbildung 9: Zusammensetzung des Strompreises 2013.....	35
Abbildung 10: Spannungsebenen des deutschen Stromnetzes.....	37
Abbildung 11: EEG-Umlagemechanismus	41
Abbildung 12: Entwicklung der EEG-Umlage und der installierten Leistung EEG- geförderter Stromerzeugungsanlagen.....	42
Abbildung 13: Zubauabhängige prozentuale Degressionsschritte	46
Abbildung 14: Möglicher Last- und PV-Erzeugungsgang.....	51
Abbildung 15: Das Versorgungsmodell „Eigenstromverbrauch“.....	53
Abbildung 16: Eigenverbrauchsanteile für BDEW-Standardlastprofile	59
Abbildung 17: Eigendeckungsanteile für BDEW-Standardlastprofile	60
Abbildung 18: Ausschnitt aus Eingabemaske 1: Lastprofil.....	66
Abbildung 19: Eingabemaske 2: Allgemeine Angaben	67
Abbildung 20: Ausgabemaske 1: Anlagenspezifische Ausgabe.....	68
Abbildung 21: Ausgabemaske 2: Kostensituation im Versorgungsmodell	69
Abbildung 22: Lastprofil eines durchschnittlichen Tages des Beispielerbrauchers	70
Abbildung 23: Mischstrompreis in Abhängigkeit der Anlagengröße	72
Abbildung 24: PV-Stromgestehungskosten (LCOE)	73
Abbildung 25: Preisentwicklung am Spotmarkt der Jahre 2009 bis 2012.....	78

Abbildung 26: Durchschnittliche Tagesprofilstruktur der Jahre 2009 bis 2012 eines HGO Profils mit PV-Nutzung und resultierendem Restlastgang	81
Abbildung 27: Entwicklung der Kosten des Restlastgangs bei einer Bepreisung mit Spotmarktpreisen	82

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: BDEW-Lastprofile	19
Tabelle 2: Strombezugspreiskomponenten auf Basis der Erhebungsgrundlagen.....	34
Tabelle 3: EEG-Vergütungssätze.....	47
Tabelle 4: Varianten des Eigenstrommodells.....	54
Tabelle 5: Steuern und Abgaben auf verbrauchten Strom	57
Tabelle 6: Mischstrompreis in Abhängigkeit der PV-Anlagengröße	74
Tabelle 7: Preisentwicklung im Eigenstrommodell über fünf Nutzungsjahre	75
Tabelle 8: Preisgegenüberstellung des HG0-Profiles, des PV-Nutzungsprofils und des Restlastgangsprofils in den Jahren 2009 bis 2012.....	83

Formel- und Symbolverzeichnis

Formel 1: Eigenverbrauchsanteil.....	58
Formel 2: Eigendeckungsanteil.....	58
Formel 3: Stromgestehungskosten (LCOE)	63
Formel 4: PV-Strompreis.....	63
Formel 5: Mischstrompreis.....	64
Formel 6: Nutzungsüberlassungsrate	65

Abkürzungsverzeichnis

AM	Air Mass
AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BMU	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
Ct/kWh	Cent je Kilowattstunde
CO₂	Kohlenstoffdioxid
DIHK	Deutscher Industrie- und Handelskammertag
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
EDA	Eigendeckungsanteil
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
Euro/MWh	Euro je Megawattstunde
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX	European Power Exchange
EVA	Eigenverbrauchsanteil
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
IFNE	Ingenieurbüro für neue Energien
IÖW	Institut für ökologische Wirtschaftsforschung
IRE	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
ISE	Institut für solare Energiesysteme

ISI	Institut für System- und Innovationsforschung
IWES	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
IWR	Institut der Regenerativen Energiewirtschaft
KAV	Konzessionsabgabeverordnung
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
KWh	Kilowattstunde
KWp	Kilowattpeak
KV	Kilovolt
LCOE	Levelized cost of electricity
LV	Letztverbraucher
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MWp	Megawattpeak
OTC	Over the Counter
PV	Photovoltaik
RLM	Registrierte Leistungsmessung
SLP	Standardlastprofil
StromEinspG	Stromeinspeisegesetz
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
TWh	Terrawattstunde
VBA	Visual Basic for Application
Wh	Wattstunde

Wp	Wattpeak
WVM	WirtschaftsVereinigung Metalle

1 Einleitung

Der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gewinnt im Zuge der Energiewende immer mehr an Bedeutung. In den letzten Jahren konnte ein deutlicher Anstieg der Nutzung regenerativer Energiesysteme in Deutschland verzeichnet werden. Bis zum Jahr 2030 sieht die Bundesregierung vor, mindestens 30% des Bruttostromverbrauchs¹ in Deutschland durch den Einsatz von erneuerbaren Energien zu decken.²

Besonders im Bereich der Stromerzeugung durch Photovoltaik (PV) besteht hierbei ein großes Potential. Der Anteil an neu installierter Photovoltaikleistung hat im Jahr 2012 den größten Anteil des gesamten Zubaus an erneuerbaren Energien eingenommen.³ Auch im Jahr 2013 konnte bis Ende Juni bereits ein Zubau von insgesamt 1.800 Megawatt (MW) Photovoltaik verzeichnet werden.⁴

Gefördert wird die Stromerzeugung aus Photovoltaik in Deutschland durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) (vgl. Kapitel 3.1). Durch eine Einspeisevergütung des Solarstroms wird der Ausbau der Photovoltaik unterstützt. Des Weiteren kann die Photovoltaik durch ihre Dezentralität besonders gut elektrische Energie verbrauchernah erzeugen. Eine Photovoltaikanlage hat durch das Prinzip des Zusammenschlusses mehrerer PV-Module eine variable Anlagengröße und ist somit kompatibel für den Aufdachaufbau eines jeden Hauses.

Aktuelle Änderungen im EEG gefährden derzeit jedoch die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen durch konstant sinkende Vergütungssätze für eingespeisten Strom. Ferner erhöht sich der Preis für den bezogenen Strom unter anderem mit der jährlich steigenden EEG-Umlage.⁵

Aufgrund dieser Marktentwicklung ergibt sich eine monetäre Vorteilssituation für das Konzept des Eigenstromverbrauchs. Sogenannte Eigenstrommodelle sind dabei Versorgungsmodelle, bei denen eine Stromerzeugungsanlage verbrauchernah

¹ Insgesamt erzeugte elektrische Energie, inklusive Eigenbedarf der Kraftwerke.

² BMU d.

³ BMU a.

⁴ BMU c.

⁵ Ausgleich der Differenz zwischen Vergütungszahlungen und Einnahmen aus erneuerbaren Energien.

installiert wird und die erzeugte elektrische Energie der Anlage nicht ausschließlich ins öffentliche Netz eingespeist, sondern zum Teil oder auch vollständig vom Anlagennutzer selbst verbraucht wird. Besonders bei der Photovoltaik hat sich das Geschäftsfeld des Eigenverbrauchs mittlerweile fest etabliert.⁶ Da sich bei dem Verzicht auf Speichertechnologien die Nutzung des Solarstroms auf den Direktverbrauch beschränkt („natürlicher Eigenverbrauch“), bestimmt die Gleichzeitigkeit zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch die Nutzungsmöglichkeiten des eigen erzeugten Stroms.⁷

1.1 Abgrenzung und Zielsetzung

Im Rahmen dieser Arbeit sollen die Potenziale der Photovoltaik anhand von Eigenstrommodellen analysiert und bewertet werden. Die Photovoltaik ist dabei bewusst aus der Vielfalt der erneuerbaren Energien gewählt worden, da sie durch Eigenschaften wie Dezentralität, relative Wartungsfreiheit und variable Installationsgröße gut auf unterschiedliche Bedarfs- und Ausgangssituationen angepasst werden kann.

Der Fokus der Arbeit liegt auf der Vorstellung unterschiedlicher Modellmöglichkeiten für die Eigenstromversorgung. Im Rahmen dieser Arbeit wurde für ein ausgewähltes Versorgungsmodell ein Tool zur Dimensionierung einer PV-Anlage mit der Hilfe von Microsoft Excel erstellt. Anhand eines Beispielverbrauchers sollen die Arbeitsweise und die Ergebnisse des Tools erläutert werden und daraus Rückschlüsse auf die Wirtschaftlichkeit, die Anwendungsmöglichkeiten und die Anwendungsrisiken des gewählten Eigenstrommodells gezogen werden.

Ziel der Arbeit ist es, die Potenziale, die Risiken, die Einflussgrößen und die Wirtschaftlichkeit des Modells der Eigenstromversorgung darzulegen. Die Fragestellung wird aus der Sicht eines Energieversorgungsunternehmens untersucht und bewertet.

⁶ Intersolar Europe, 2013.

⁷ SMA Solar Technology AG, 2010.

2 Theoretische Grundlagen

Das Kapitel der theoretischen Grundlagen dient neben der Einführung in das Thema der Photovoltaik der Darlegung des aktuellen Strommarktdesigns in Deutschland. In den nachfolgenden Kapiteln wird sowohl auf die technischen Grundlagen der Photovoltaik als auch auf die Belieferungsvarianten für Stromprodukte eines Energieversorgungsunternehmens an ihre Endkunden eingegangen. Zusätzlich werden das deutsche Strommarktdesign, die Preismechanismen am deutschen Strommarkt sowie die Aufgliederung des Strompreises in seine Bestandteile mit dem Fokus auf die Thematik Eigenstrommodelle näher erläutert.

2.1 Die Photovoltaikanlage

Eine Photovoltaikanlage ist eine technische Anlage, die solare Strahlungsenergie in elektrische Energie umwandeln kann und somit zu der Gruppe der regenerativen Energiesysteme gehört. Neben der Stromerzeugung aus Wind- und Wasserkraft sowie dem Einsatz von Biomasse ist die Photovoltaik eines der am häufigsten vertretenen regenerativen Energiesysteme in Deutschland. Im Jahr 2012 haben die erneuerbaren Energiequellen 22,0% zur Bruttostromerzeugung in Deutschland beigetragen. Die Photovoltaik übernahm einen Anteil von 4,5% an der Gesamtbruttostromerzeugung.⁸

Anwendung findet die Photovoltaik heutzutage generell hauptsächlich in der Stromerzeugung mittels Aufdach- und Freiflächenanlagen.

⁸ BDEW, a.

2.1.1 Technische Grundlagen

Ein PV-Modul besteht üblicherweise aus einer Solarzelle, die auf einem Aluminiumrahmen angebracht und von einer Glasscheibe bedeckt ist. Bei der Herstellung von Solarzellen werden Halbleitermaterialien⁹, wie zum Beispiel Silizium verwendet.

Zur Herstellung von Solarzellen werden in das vorhandene Halbleitermaterial Fremdatome in Form von anderen chemischen Elementen eingebracht. Man spricht von „Dotierung“. Durch das Einbringen der Fremdatome in die bestehende Materialstruktur wird entweder ein positiver Ladungsträgerüberschuss (p-leitende Halbleiterschicht) oder ein negativer Ladungsträgerüberschuss (n-leitende Halbleiterschicht) des Materials erzielt. Werden die zwei unterschiedlich dotierten Halbleiterschichten zusammengebracht, so entsteht zwischen den Schichten ein Übergangsbereich. Der Übergangsbereich wird p-n-Übergang genannt. Beim Zusammentreffen der positiven und negativen Ladungsträger aus den jeweilig dotierten Materialabschnitten am p-n-Übergang kommt es zu einer Rekombination.¹⁰ Dies wiederum führt zu einer an freien Ladungsträgern verarmten Umgebung, die als Raumladungszone bezeichnet wird.

Trifft Energie in Form von Licht auf eine Solarzelle, so kommt es in der Raumladungszone zu einer Ladungstrennung, indem die zuvor rekombinierten Ladungsträger sich erneut in das negativ geladene Elektron und das positiv geladene Loch aufspalten. Entsprechend des in der Raumladungszone aufgebauten elektrischen Feldes, bewegen sich die freien Ladungsträger innerhalb des Halbleitermaterials. Während die negativ geladenen Elektronen in den p-dotierten Bereich wandern, bewegen sich die positiven Löcher zur n-dotierten Halbleiterschicht. Durch Metallkontakte an den Außenwänden der Solarzelle kann dann eine Spannung abgegriffen werden.

⁹ Kristalline Stoffe und intermetallische Verbindungen, die sich bei tiefen Temperaturen wie Isolatoren verhalten, bei Raum- und höheren Temperaturen aber eine elektrische Leitfähigkeit aufweisen. (vgl. Techniklexikon).

¹⁰ Ladungsträgerrekombination. Vorgang im Halbleiter, bei dem durch Einfangen eines freien Elektrons durch ein Defektelektron (Loch) die Zahl der zum Leitungsmechanismus beitragenden Ladungsträger vermindert wird. (vgl. Techniklexikon).

Eine Solarzelle erzeugt Gleichstrom.¹¹

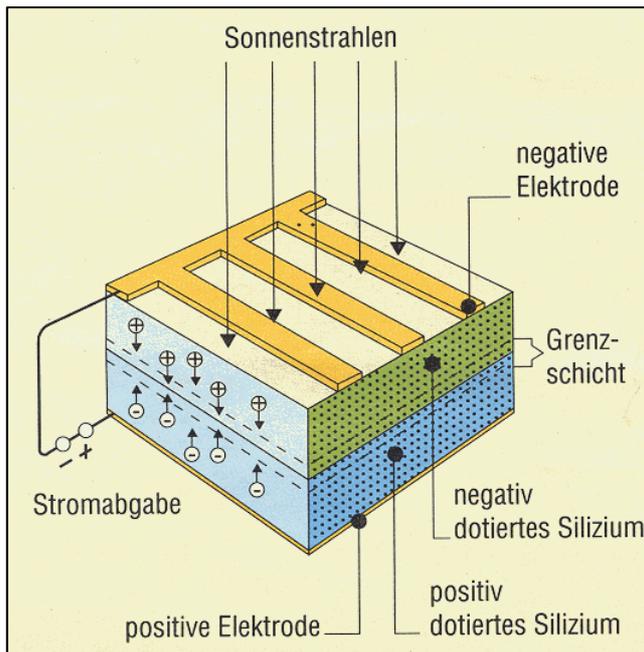


Abbildung 1: Aufbau einer Solarzelle

(Quelle: FH Aachen, 2013)

2.1.2 Nennleistung und Ertrag

Die Nennleistung einer Photovoltaikanlage wird in der Regel in der Einheit Wattpeak (Wp) angegeben und beschreibt die Leistung eines Solarmoduls, die unter Standardtestbedingungen abgegeben wird. Unter Standardtestbedingungen versteht man eine Bestrahlungsstärke von 1000 Watt pro Quadratmeter, eine Modultemperatur von 25°C und AM 1.5.^{12,13} AM steht für Luftmasse (Air Mass), die die Strahlungsstärke und die spektrale Zusammensetzung des auf der Erdoberfläche auftretende Lichtes bestimmt.

Der Ertrag einer Photovoltaikanlage ist abhängig von den vorliegenden Standort- und Umweltbedingungen. Neben der Modulausrichtung wird der Energieertrag einer PV-Anlage also auch von den Wetterbedingungen am Installationsort, sowie anderen

¹¹ Volker Quaschnig: Erneuerbare Energien und Klimaschutz. Carl Hanser Verlag München, 2013, S. 123.

¹² AM 1.5 = Einfallswinkel von 48,2° bezogen auf Senkrechte.

¹³ EcoTec Energy Ag, Inc.

Einflussfaktoren, wie zum Beispiel Modulverschattungen beeinflusst. Die verwendete Einheit zur Angabe des Energieertrags ist Wattstunde (Wh).

2.2 Lieferung von Strom an Endkunden

Mit der Abschaffung des monopolistischen Strommarktes hat jeder Stromkunde das Recht erhalten, sein Energieversorgungsunternehmen (EVU) frei zu wählen. Damit ein EVU einen neugewonnen Kunden mit elektrischer Energie beliefern kann, schließt dieser einen Händlerrahmenvertrag mit dem Verteilnetzbetreiber im jeweiligen Netzgebiet. In Deutschland gibt es über 900 Verteilnetzbetreiber¹⁴, die Strom zu den Endkunden liefern. Ein Stromabnehmer wird abhängig von seinem Jahresstromverbrauch nach einem Standardlastprofil (SLP) oder durch eine registrierte Leistungsmessung (RLM) mit Strom beliefert und abgerechnet.

Im Folgenden sollen beide Bilanzierungs- und Abrechnungsmethoden von Stromlastgängen näher erläutert werden. Dies geschieht in Hinblick auf die Bepreisungsmöglichkeiten von Stromkunden mit Eigenstromverbrauch auf die in Kapitel 5 eingegangen wird.

2.2.1 Standardlastprofil

Stromendverbraucher werden nach einem Standardlastprofil (SLP) mit elektrischer Energie beliefert, wenn ihr Jahresstromverbrauch die Menge von 100.000 kWh nicht übersteigt und die Entnahmestelle im Niederspannungsnetz liegt. In der Regel zählen Haushalte, Kleingewerbe und landwirtschaftliche Betriebe mit geringem Verbrauch zu dieser Abnehmergruppe.¹⁵

Ein Standardlastprofil ist ein repräsentatives Lastprofil, das auf Verbrauchergruppen mit ähnlichen Abnehmerverhalten angewandt werden kann.¹⁶ In der Regel werden

¹⁴ Strom Magazin.

¹⁵ Stromnetz Hamburg.

¹⁶ BDEW, c.

dafür die synthetischen Standardlastprofile des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) verwendet (Tabelle 1). Jeder Netzbetreiber hat jedoch die Möglichkeit in seinem Netzgebiet ein eigenermitteltes Lastprofil anzuwenden.¹⁷ In der Hansestadt Hamburg wird für ein Gewerbe das Standardlastprofil HG0 und für einen Haushaltsverbraucher das Standardlastprofil HH0 angewendet.

Tabelle 1: BDEW-Lastprofile
(Quelle: Eigene Darstellung nach EWE NETZ)

	Profilbezeichnung
Haushalt (dynamisch)	H0
Landwirtschaftsbetriebe	L0
Landwirtschaftsbetriebe mit Milchwirtschaft/Nebenerwerbs-Tierzucht	L1
Gewerbe allgemein	G0
Gewerbe werktags 8 bis 18 Uhr	G1
Gewerbe mit starkem bis überwiegendem Verbrauch in den Abendstunden	G2
Gewerbe durchlaufend	G3
Laden/Friseur	G4
Bäckerei mit Backstube	G5
Wochenendbetrieb	G6

2.2.2 Registrierte Leistungsmessung

Stromabnehmer, die entweder am Mittelspannungs- oder Hochspannungsnetz angeschlossen sind oder Stromendverbraucher am Niederspannungsnetz mit einem Jahresstromverbrauch über 100.000 kWh werden mit Hilfe einer registrierten Leistungsmessung mit elektrischer Energie beliefert. Die registrierte Leistungsmessung ist eine kontinuierlicher Messung und Aufzeichnung von Leistungswerten an einer Verbrauchsstelle. Eine Messeinrichtung erfasst dafür pro 15-minütiger Messperiode einen Leistungsmittelwert. Die Summe der ermittelten Leistungswerte ergibt daraufhin einen individuellen Lastgang für die betrachtete

¹⁷ § 12 StromNZV.

Abnahmestelle.¹⁸ In regelmäßigen Abständen werden die Leistungswerte an den zuständigen Verteilnetzbetreiber übermittelt.¹⁹

2.3 Das aktuelle Strommarktdesign in Deutschland

Der Energiemarkt in Deutschland unterliegt im Zuge der Energiewende einer stetigen Veränderung. Weiterentwicklungen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes, die zu einer kontinuierlich zunehmenden Integration der erneuerbaren Energien in die Stromerzeugung führen, wandeln das Bild im deutschen Strommarkt sichtlich.

Erneuten Anstoß zur Umstrukturierung des deutschen Energiesystems gab, nach der Verabschiedung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahr 2000, die Reaktor-katastrophe von Fukushima (Japan) im März 2011. Die von der Bundesregierung zuvor beschlossene Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke wurde als Reaktion auf den Atomunfall revidiert und ein vollständiger Atomausstieg bis zum Jahr 2022 beschlossen. Des Weiteren wird im Zuge dessen ein beschleunigter Ausbau der erneuerbaren Energien angestrebt.²⁰

Die Einbeziehung der erneuerbaren Energien in die deutsche Stromversorgung birgt neben der Chance die wirtschaftliche Stärke des Landes auszubauen²¹ auch einige Risiken, die sich sowohl auf die Endkunden, als auch auf die Akteure im Stromnetz auswirken. Hierzu gehört unter anderem die Gefährdung der Versorgungssicherheit durch Spannungseinbrüche im deutschen Stromnetz.²² Förderungsmaßnahmen der neuen Energiesysteme, die mittels Umlagen auf den Endverbraucher finanziert werden, führen derzeit zu kontinuierlich steigenden Strombezugspreisen.²³

¹⁸ Energiemarktplatz, 2013.

¹⁹ QEnergies, 2013.

²⁰ Bundesregierung, 2012.

²¹ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.): Volkswirtschaftliche Effekte der Energiewende: Erneuerbare Energien und Energieeffizienz.

²² Energie Innovativ 2013.

²³ Deutscher Industrie- und Handelskammertag (DIHK) (Hrsg.): Faktenpapier. Strompreis in Deutschland.

Ein zukunftsorientiertes Marktdesign, das einerseits die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit und andererseits die Strompreissicherung für Stromabnehmer berücksichtigt, wird im Laufe der Zeit eine zunehmend wichtige Rolle spielen.

2.3.1 Der deutsche Strommix

Derzeit setzt sich der Strommix in Deutschland aus unterschiedlichen Primärenergieträgern (z.B. Steinkohle, Erdgas, Kernkraft) zusammen. Wird der deutsche Energiemarkt zurzeit noch zum größten Teil von konventionellen Energiesystemen wie Kohle- oder Atomkraftwerken dominiert, so ist doch ein deutlicher Zuwachs der regenerativen Energiesysteme in der deutschen Stromproduktion zu verzeichnen.

In den Anfängen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, Ende des 19. Jahrhunderts, beschränkte sich der Kraftwerksbestand auf lediglich ein paar, teilweise veraltete, Wasserkraftwerke. Die Windenergie konnte später, durch die Einführung des Stromeinspeisegesetzes im Jahr 1991 und den damit verbundenen Mindesteinspeisevergütungen für Strom aus erneuerbaren Energiequellen, einen deutlichen Aufschwung verzeichnen. Insgesamt wurde im Jahr 1990 zirka 20.000 Gigawattstunden (GWh) elektrische Energie aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt werden.

Das EEG aus dem Jahr 2000 führte schließlich durch angepasste Vergütungsregelungen zu einer verstärkten Ausbaudynamik im Bereich Biomasse und Photovoltaik. Im Jahr 2012 betrug der Beitrag der erneuerbaren Energien zur deutschen Bruttostromerzeugung mit rund 140.000 GWh 22,0%.²⁴

²⁴ BDEW, a.

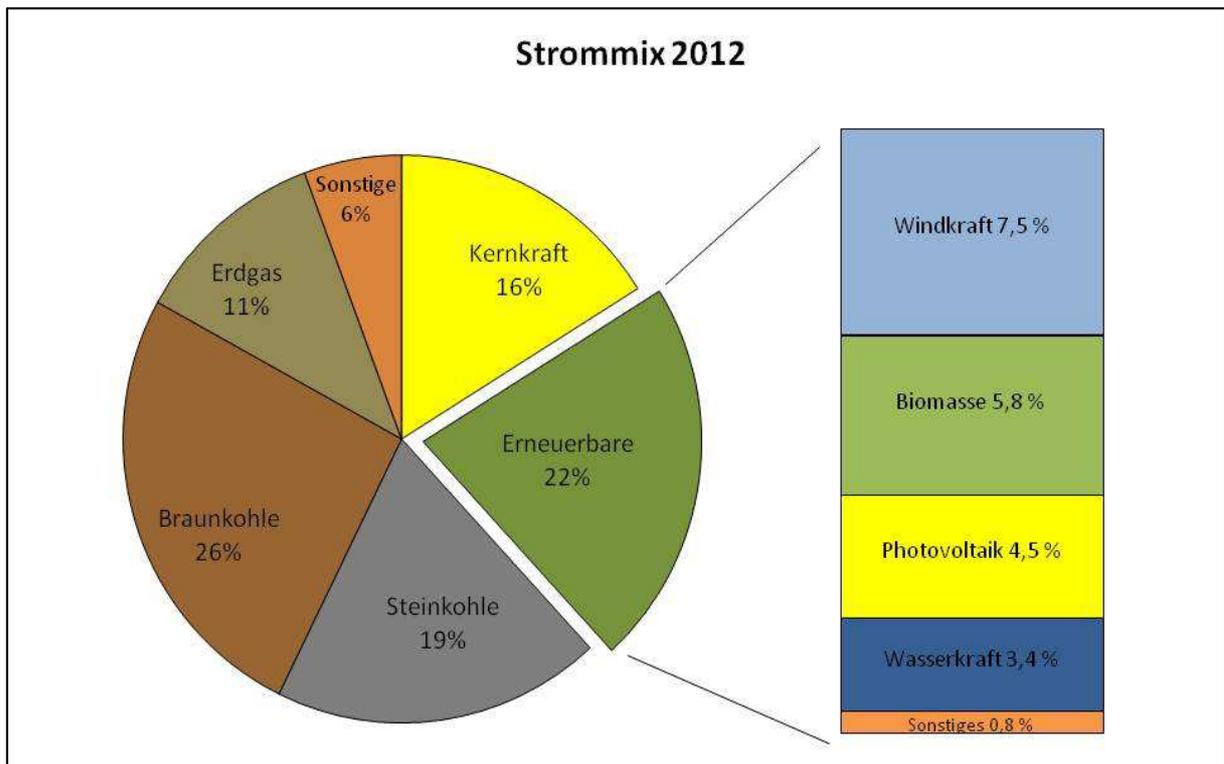


Abbildung 2: Der deutsche Strommix 2012²⁵

(Quelle: Eigene Darstellung nach Bundesverband für Energie und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (Hrsg.): Brutto-Stromerzeugung nach Energieträgern 2012)

In Deutschland wurden im Jahr 2012 insgesamt 617,6 Milliarden Kilowattstunden (kWh) Strom erzeugt. Im Vergleich zum Jahr 2011 nahm damit die Gesamtstromproduktion um 1,4% zu. Einen Zuwachs an Erzeugungskapazität konnten besonders die Kohlekraftwerke und die regenerativen Energiesysteme verzeichnen. Die Braunkohle lieferte einen Beitrag von 25,7% zur deutschen Bruttostromerzeugung und ist damit wichtigster Energielieferant im Jahr 2012. Zusammen mit der Steinkohle (19%) macht die Kohle den größten Anteil am Energieträgermix in der deutschen Stromversorgung aus.

Mit Hilfe der verstärkten Förderung zum Ausbau der erneuerbaren Energien konnten auch die regenerativen Energiesysteme zunehmend einen Anteil an der deutschen Stromerzeugung übernehmen (22% im Jahr 2012). Während in der Windbranche aufgrund eines unterdurchschnittlichen Windjahres 2012 (Windproduktion 2011: 48,9 Milliarden kWh, Windproduktion 2012: 45,9 Milliarden kWh) ein Rückgang der

²⁵ Zur Erstellung des Diagramms wurden gerundete Werten verwendet.

Erzeugung registriert wurde, konnten sowohl die Photovoltaik, als auch die Wasserkraft und die Stromerzeugung aus Biomasse ihren Anteil im deutschen Strommix ausbauen. Die Photovoltaik ist im Jahr 2012 die Energieerzeugungstechnologie mit dem größten Zuwachs unter den erneuerbaren Energiequellen. Insgesamt erzeugten Photovoltaikanlagen in Deutschland eine Strommenge von 28 Milliarden kWh, was eine Steigung von 44,8% zum Vorjahresertrag bedeutet. Der Einsatz der Kernenergie hat sich im Laufe des Jahres 2012 verringert und sank mit einer Gesamtmenge von 99,5 Milliarden kWh auf einen Gesamtbeitrag zur Bruttostrom-erzeugung von 16,1%.²⁶

In der Zukunft werden sich die Anteile der Energieträger im Strommix zunehmend verändern. Die erneuerbaren Energien werden aufgrund des politisch geförderten Ausbaus an Bedeutung gewinnen und die zunehmend verknappenden konventionellen Energieträger im Laufe der Zeit zunehmend ablösen.²⁷ Das in diesem Zusammenhang vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) in Auftrag gegebene Forschungsprojekt „BMU Leitstudie 2011“²⁸, gibt auf Basis von Langzeitszenarien und Strategien zum Ausbau der erneuerbaren Energien eine Prognose für den zukünftigen Strommix ab. Dort heißt es, der Anteil der erneuerbaren Energien in Deutschlands Stromversorgung werde bis zum Jahr 2020 auf 40% steigen. Dieser Ausbau wird unter anderem unter den Voraussetzungen der stetigen Förderung des Potenzials der erneuerbaren Energien sowie der Umstrukturierung der Stromversorgung aus erneuerbaren Energien als gemeinschaftliches europäisches Ziel angenommen. Das von der Bundesregierung für diesen Zeitpunkt ausgesprochene Ziel von 35%²⁹ wäre damit deutlich überstiegen.

²⁶ BDEW, a.

²⁷ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. (BMU) (Hrsg.): Erneuerbare Energien. Innovation für eine nachhaltige S.47.

²⁸ Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE). (Hrsg.): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und Global („BMU Leitstudie 2011“).

²⁹ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. (BMU) (Hrsg.): Erneuerbare Energien. Innovation für eine nachhaltige S.47.

2.3.2 Mechanismen zur Preisbildung am Strommarkt

Beim Stromhandel in Deutschland wird zwischen dem börslichen Stromhandel (z.B. EPEX Spot) und dem außerbörslichen Stromhandel, dem OTC-Handel (Over The Counter), unterschieden. Der langfristige Stromhandel wird am Terminmarkt entweder börslich oder außerbörslich getätigt und umfasst Handelsgeschäfte auf Monats-, Quartals-, und Jahresbasis. Relevantester Handelsplatz für die Termingeschäfte ist der OTC-Markt. Stromhandel auf Tagesbasis findet im Spothandel statt. Die EPEX SPOT³⁰ nimmt mit einem Handelsvolumen von 229 Terrawattstunden (TWh), die in den ersten acht Monaten des Jahres 2013 gehandelt wurden, die zentrale Stellung im Spothandelsgeschäft ein.³¹

Im Folgenden wird nur die Preisbildung am Spotmarkt beschrieben, da diese langfristig das Preisniveau des Stroms bestimmt. Der Terminmarkt spiegelt nur die Markterwartung des zukünftigen Spotmarktes wieder.³²

Seit der Liberalisierung des Strommarktes basiert die Preisbildung am Strommarkt nicht mehr auf den Durchschnittskosten der Erzeugung, sondern folgt Preismechanismen, die auf der Grundlage von Angebot und Nachfrage beruhen. Im Hinblick auf die Angebotssituation am Strommarkt werden zunächst für alle residualen³³ Kraftwerke die dazugehörigen Grenzkosten ermittelt. Die Grenzkosten eines Kraftwerkes lassen sich vereinfacht aus den Brennstoffkosten (inklusive Kosten für CO₂-Zertifikate) mal dem jeweiligen Wirkungsgrad berechnen und geben an, zu welchem Preis elektrische Energie ohne Verluste erzeugt und somit theoretisch am Markt angeboten werden kann. Im Gegensatz zu den Grenzkosten setzen sich die Vollkosten eines Kraftwerkes aus den Investitionskosten sowie den fixen (z.B. Kalkkosten) und variablen (z.B. Brennstoffkosten) Betriebskosten zusammen. Die ermittelten Grenzkosten der einzelnen Kraftwerkstypen (regenerative Energieanlagen, Kernkraftanlagen, Braunkohleanlage, Steinkohleanlagen, Erdgasanlagen, Heizölanlagen) werden aufsteigend sortiert (Abbildung 3). Eine solche nach

³⁰ European Energy Exchange. Börse für Stromspotmärkte in Deutschland, Frankreich, Österreich und der Schweiz mit Sitz in Paris.

³¹ EPEX SPOT, 2013.

³² Investor Verlag, 2013.

³³ Ergänzend. Eigenschaft eines Kraftwerkes, die Leistung in einer anlagenspezifischen Amplitude hinsichtlich des Konsums in der Frequenz anzupassen.

Grenzkosten sortierte Einsatzreihenfolge der Kraftwerke wird als Merit-Order³⁴ bezeichnet. Die Nichtverfügbarkeit der Kraftwerke muss hinsichtlich der Ermittlung des Merit-Orders zusätzlich beachtet werden.³⁵

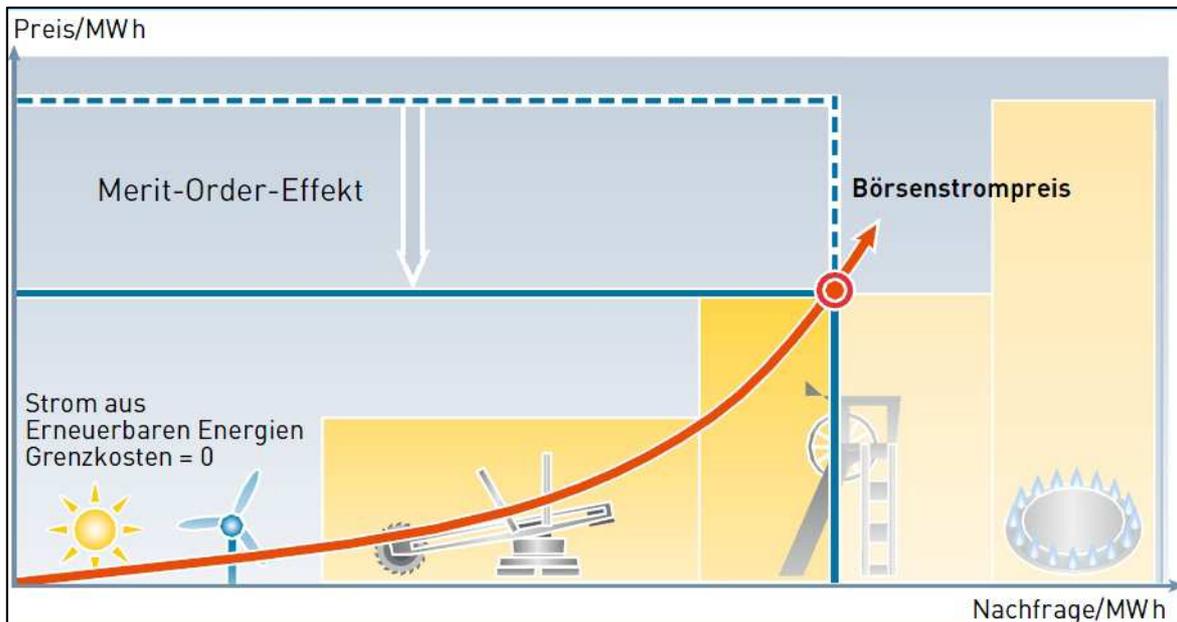


Abbildung 3: Strompreisbildung nach Merit-Order-Effekt

(Quelle: Energynet, 2011)

Wie in Abbildung 3 zu erkennen, werden die regenerativen Energiesysteme bei einer Grenzkostenkurve an den Anfang gestellt. Das liegt zum einem daran, dass die erneuerbaren Energien aufgrund von Förderungsmaßnahmen einer vorrangigen Abnahmepflicht unterliegen und zum anderen an den sehr niedrigen Grenzkosten, die diese Erzeugungstechnologien aufweisen.³⁶ Die Photovoltaik hat Grenzkosten von nahezu null.

So wie die Angebotssituation von der verfügbarer Kraftwerksleistung abhängt, so wird auch die Nachfragekurve nicht nur vom Endverbraucher sondern vor allem von den vorhandenen Kraftwerksleistungen bestimmt. Der eigentliche Stromverbrauch ist somit von den Erzeugungskosten und damit dem Preisbildungsmechanismus am Markt nahezu völlig abgekoppelt. Da Stromendverbraucher in der Regel einen

³⁴ Englisch für Wert Reihenfolge.

³⁵ Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) (Hrsg.): Merit Order des Kraftwerkparcs. S 3.

³⁶ Bei Grenzkosten handelt es sich um kurzfristig variable Kosten, d.h. in erster Linie Brennstoffkosten. Da die meisten Erneuerbaren Energien (PV, Windenergie, Wasser) keine Brennstoffe benötigen, haben sie sehr geringe bis keine Grenzkosten.

Durchschnittsstrompreis zahlen, sind sie von der Volatilität des Strompreises am Markt nicht beeinflusst. Man spricht von einer notorisch unelastischen Nachfragesituation.³⁷

Die Preisbildung am Strommarkt unterliegt somit einem Wettbewerb zwischen Kraftwerksbetreibern und ist von der Fähigkeit Marktmacht³⁸ auszuüben geprägt. Welcher Preis sich am Strommarkt zu einem bestimmten Zeitpunkt einstellt, richtet sich demnach nach der Angebots- und Nachfragesituation einzelner Kraftwerksbetreiber. Abbildung 4 zeigt beispielhaft eine Angebots- und eine Nachfragekurve. Der Schnittpunkt dieser beider Kurven bestimmt den „Market Clearing Price“. Ein Verkäufer verkauft seinen Strom also maximal zum „Market Clearing Price“, während nur ein Käufer, der mindestens den „Market Clearing Price“ bietet, ein Stromprodukt einkaufen kann.³⁹

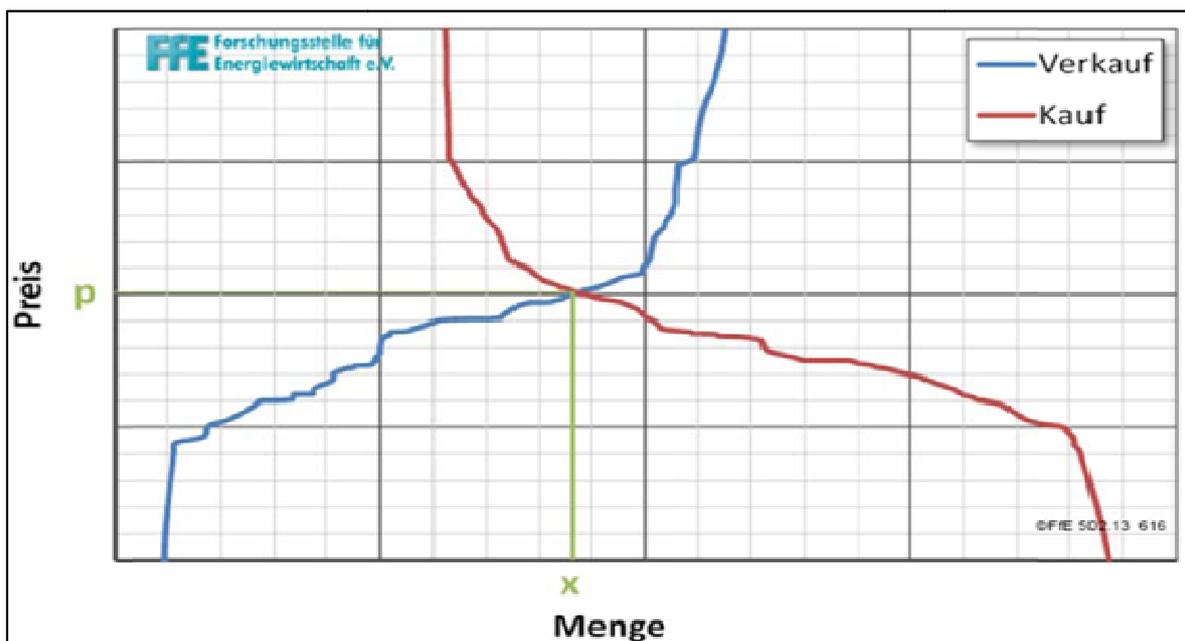


Abbildung 4: Strompreisbildung an der EEX

(Quelle: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) (Hrsg.): Merit Order des Kraftwerkparcs)

³⁷ Axel Ockenfels: Strombörse und Marktmacht. S.55.

³⁸ Marktmacht ist die Fähigkeit, den Preis gewinnbringend durch zielgerichtete Produktionsentscheidungen und Preisforderungen auf ein Preisniveau zu heben, dass das Preisniveau eines unbeeinflussten Wettbewerbs übersteigt.

³⁹ infraCOMP Energie, Infrastruktur und Wettbewerb (Hrsg.): Faire Strompreise: Grundlagen und Handlungsbedarf. S 8.

Bietet ein jeder Anbieter genau mit dem Kraftwerk Strom am Markt an, bei dem die Grenzkosten unter dem „Market Clearing Price“ liegen, so wird dies als perfekter Wettbewerb bezeichnet. Aufgrund von bestehenden Marktmachtausübungen zwischen den Anbietern, kommt es jedoch zu einer Preisbeeinflussung durch etwaige Zurückhaltung von Kraftwerkskapazitäten.⁴⁰ Die Zurückhaltung von Kraftwerksleistungen wird in ökonomische und physische Zurückhaltungsstrategien unterschieden. Unter einer ökonomischen Zurückhaltung wird das „bewusste Nichtliefern“ von Kraftwerksleistung aufgrund von Angebotspreisen oberhalb der jeweiligen Grenzkosten verstanden. Die physische Zurückhaltung ist eine Verringerung des Kraftwerkseinsatzes trotz profitabler Marktpreissituation.⁴¹

Die Angebots- und Nachfragesituation ist somit durch die Erzeugung geprägt und wird damit als elastisch beschrieben. Welchen Einfluss der Ausbau der erneuerbaren Energien auf den Merit-Order-Effekt und somit die Preissituation am Strommarkt hat, soll im Folgenden näher erläutert werden.

2.3.3 Einfluss der erneuerbaren Energien auf den Strompreis

Im Generellen hat der Einfluss der erneuerbaren Energien auf den Preisbildungsmechanismus eine preissenkende Wirkung auf den Börsenstrompreis. Bei genauerer Betrachtung wird zusätzlich zwischen einem kurzfristigen und einem langfristigen Einfluss unterschieden. Die Einflüsse der erneuerbaren Energien sollen anhand von Handelsgeschäften am Spotmarkt betrachtet werden. Spotgeschäfte sind kurzfristige Handelsgeschäfte, die sich auf den folgenden Tag (Day-Ahead-Handel) beschränken.⁴²

In den folgenden Abschnitten des Kapitels 2.3.3 wird der Einfluss der erneuerbaren Energien auf die Strompreisbildung und die Auswirkungen auf die Preisstruktur am Strommarkt aufgezeigt. Zum einfacheren Verständnis wird in nachfolgenden Betrachtungen die Nachfrage als unelastisch (d.h. unabhängig vom Marktgeschehen

⁴⁰ Axel Ockenfels: Strombörse und Marktmacht. S.45

⁴¹ Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. (IRE) (Hrsg.): Preisbildungsanalyse des deutschen Elektrizitätsmarktes S.18.

⁴² EEX.

gleichbleibend) angenommen und damit als vertikale Linie in grafischen Abbildungen dargestellt.

Einfluss der erneuerbaren Energien auf die Strompreisbildung

Durch die zeitliche Nähe von Stromkauf und Stromeinspeisung am Markt haben besonders die unvorhergesehenen und teilweise kurzzeitig andauernden Einspeisungen aus erneuerbaren Energien (z.B. Starkwindphasen) einen großen Einfluss auf die Preisgestaltung.

Bei einer steigenden Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien verschiebt sich die Grenzlastkurve zunehmend. Durch die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energiequellen wird Energie mit sehr geringen Grenzkosten in den Markt gebracht und dadurch die Angebotskurve nach rechts verschoben (rote Linie in Abbildung 5). Aufgrund dieser Entwicklung wird die Nachfrage durch Kraftwerke mit niedrigeren Grenzkosten gedeckt, was zu einem Sinken des Strompreises führt. In Abbildung 5 ist beispielhaft die Auswirkung der erneuerbaren Energien auf die Merit Order Kurve und den daraus resultierenden Börsenstrompreis dargestellt.

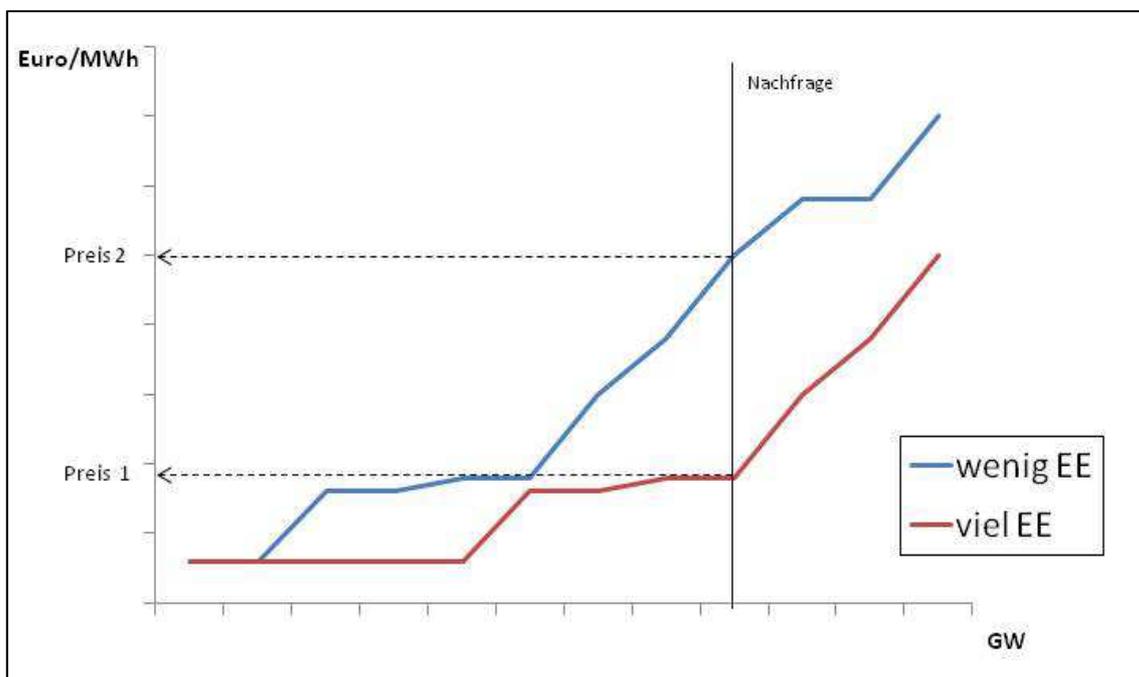


Abbildung 5: Einfluss der erneuerbaren Energien auf den Merit-Order-Effekt

(Quelle: Eigene Darstellung nach Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) (Hrsg.): Analyse zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien)

Bei gleicher Nachfrage am Markt entscheidet somit das Angebot der erneuerbaren Energien und damit die Zusammensetzung der verfügbaren Kraftwerksleistung die Höhe des Börsenstrompreises. Neben dem Beitragsanteil der erneuerbaren Energien am Stromangebot beeinflusst außerdem die Höhe der Stromnachfrage den Strompreis an der Börse. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 6 dargestellt. Bei einer hohen Nachfrage bewegt sich der Strompreis im steilen Teil der Merit-Order-Kurve und würde somit eine große Preisdifferenz je nach Menge der eingespeisten erneuerbaren Energien herbeiführen (Preisdifferenz 2). Bei gleicher Einspeisesituation würde bei geringer Nachfrage der Strompreis hingegen nur leicht sinken (Preisdifferenz 1).⁴³

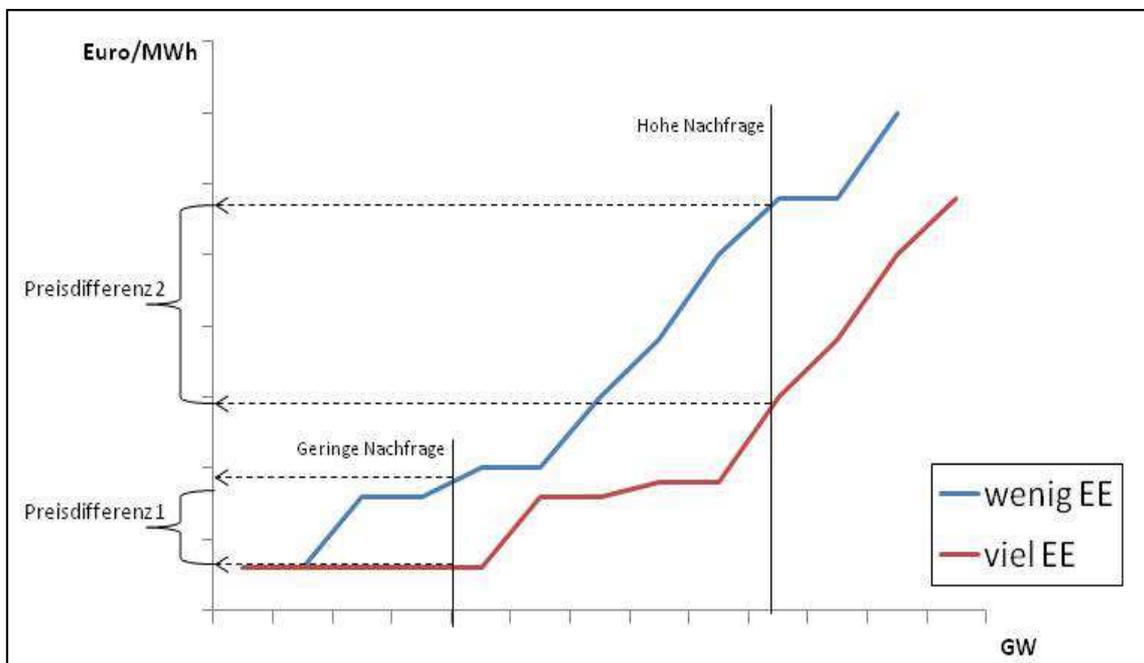


Abbildung 6: Einfluss der Nachfrage auf den Strompreis

(Quelle: Eigene Darstellung nach Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) (Hrsg.): Analyse zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien)

⁴³ Reinhard Haas, Thomas Loew: Die Auswirkungen der Energiewende auf die Strommärkte und die Rentabilität von konventionellen Kraftwerken. S.10-11.

Einfluss der erneuerbaren Energien auf die Preisstruktur am Strommarkt

Die Korrelation zwischen den beschriebenen Mechanismen zur Börsenstrompreisbildung und der Verfügbarkeit von Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien hat einen merklichen Einfluss auf die Preisstruktur am Spotmarkt. Da viele regenerative Energiesysteme in ihrer Stromerzeugung stark von Tageszeiten, Jahreszeiten, Wetterbedingungen und anderen vorherrschenden Umweltbedingungen abhängen, kommt es zu ungleichmäßigen und teilweise nicht kalkulierbaren Erzeugungs- und Einspeisezeiten.

Die Preisstruktur richtet sich, wie der Merit-Order-Effekt beschreibt, sowohl nach dem Angebot und der Nachfrage der kraftwerksbetreibenden Marktteilnehmer als auch nach der Nachfrage der Stromendverbraucher. Wie bereits erläutert wird hierbei von einer notorisch unelastischen Nachfragesituation ausgegangen, da ein Letztverbraucher aufgrund von festen Strombezugspreisen sein Nutzerverhalten nicht der Preissituation am Strommarkt anpasst. Dennoch lässt sich das Verbraucherverhalten in Deutschland in einem charakteristischen Lastverlauf zusammenfassen (Abbildung 7). Hierbei ist die Nachfrage nach Strom tagsüber üblicherweise höher als nachts und Nachfragespitzen in der Mittagszeit sowie in den Morgen- und Abendstunden sind typisch.

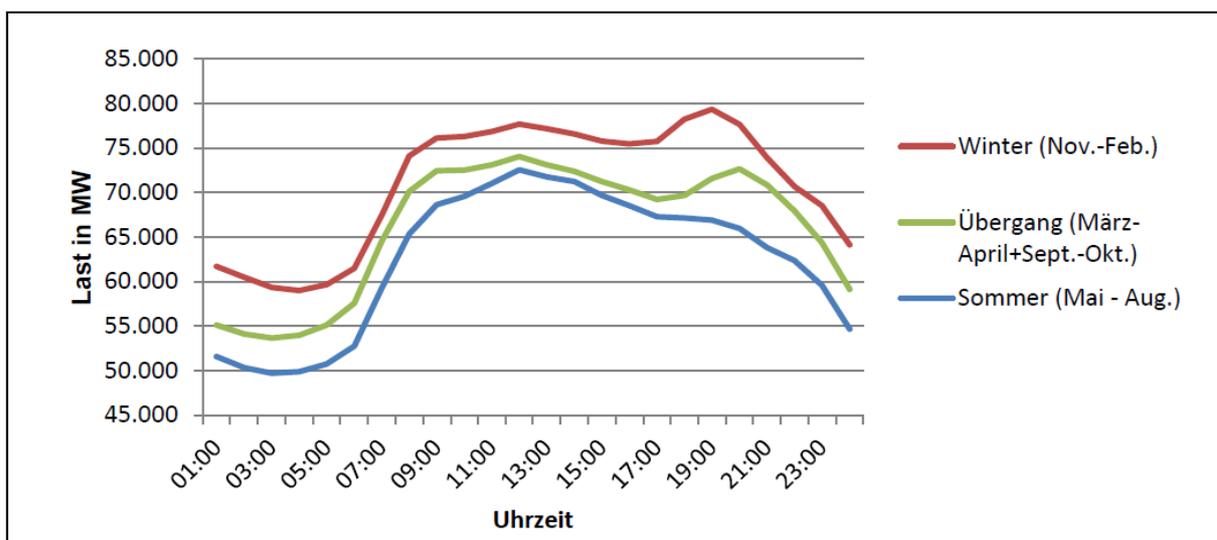


Abbildung 7: Lastverlauf in Deutschland im Jahr 2010

(Quelle: Institut für Zukunftssysteme (izsgGmbH) (Hrsg.): Kurzfristige Effekte der PV-Einspeisung auf den Großhandelsstrompreis)

Der Verlauf des Strompreises am Spotmarkt glich in der Vergangenheit nahezu dem Muster des Stromverbrauchs.⁴⁴ Aufgrund des Einflusses der erneuerbaren Energien auf die Angebotssituation am Strommarkt ändert sich die Preisstruktur jedoch zunehmend.

Mit der Integration der erneuerbaren Energien in die Stromversorgung wird jedoch aufgrund der stark fluktuierenden Stromeinspeisung aus erneuerbaren Erzeugungstechnologien eine ansteigende Volatilität der Strompreise erwartet.

In welchem Ausmaß sich die Volatilität in den Preisen am Strommarkt in Zukunft darstellen wird, ist abhängig von der möglichen Regelbarkeit der Leistung konventioneller Kraftwerke. Schon heute sind starke Schwankungen in der Residuallast⁴⁵ zu beobachten. Bis heute ist die Residuallast jedoch zu jedem Zeitpunkt positiv, das bedeutet, erhöhte Stromeinspeisungen aus erneuerbaren Energien können durch das Herunterregeln von Leistungen im bestehenden Kraftwerkspark derzeit abgefangen werden. Für die Zukunft wird in Hinblick auf den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien davon ausgegangen, dass das Auftreten negativer Residuallast (Überschussstrom) nicht zu verhindern ist. Diese Entwicklung wird dann dazu führen, dass die Preisverläufe deutlich volatiler und damit die Preisspitzen, die zurzeit durch das Herunterregeln von Kraftwerksleistung konventioneller Kraftwerke abgefangen werden, erneut ausgebildet werden.⁴⁶

Wie groß der Effekt der zunehmenden Integration der erneuerbaren Energien in die Stromerzeugung langfristig ausfällt, hängt hauptsächlich davon ab, inwieweit das Marktdesign (z.B. virtuelle Kraftwerke, Smart Home) und der Einsatz der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien auf die jeweilige Menge der erneuerbaren Energien im Stromsystem angepasst wird.

Bei einer hohen Stromerzeugung durch erneuerbare Energien wird in Zukunft ein veränderter Kraftwerksmix nötig sein. Grundlastkraftwerke, wie zum Beispiel

⁴⁴ Institut für Zukunftsenergiesystem (izesgGmbH) (Hrsg.): Kurzfristige Effekte der PV-Einspeisung auf den Großhandelsstrompreis. S.7.

⁴⁵ Last, die nach Abzug der Einspeisung aus erneuerbaren Energien und wärmegeführten KWK-Anlagen durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss. (vgl. Dena. Deutsche Energie-Agentur GmbH)

⁴⁶ Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.): Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen/europäischen Strommarkt.

Kohlekraftwerke, werden zunehmend von Spitzenlastkraftwerken ersetzt werden müssen, da diese aufgrund ihrer schnellen Anfahrzeit die fluktuierenden Stromeinspeisungen aus erneuerbaren Energien ausgleichen können.⁴⁷

Inwieweit sich der Ausbau der erneuerbaren Energien bis zum heutigen Zeitpunkt auf die Preisstruktur am Strommarkt ausgewirkt hat, wird in Kapitel 5 erläutert.

2.3.4 Strombezugspreisentwicklung für Endverbraucher

Unter Strombezugspreis versteht man den Gesamtpreis, der zu entrichten ist, wenn elektrische Energie aus dem öffentlichen Netz bezogen wird. Der Betrag des Strombezugspreises setzt sich aus dem Börsenstrompreis (Energiepreis), den Kosten für Vertrieb und Transport⁴⁸, sowie aus Steuern und Abgaben zusammen.

Obwohl der Börsenstrompreis, aufgrund des im Kapitel 2.3.2 beschriebenen Preismechanismus am Strommarkt, einem tendenziell sinkenden Trend unterliegt, ist bei der Betrachtung der Strombezugspreisentwicklung ein deutlicher Anstieg zu erkennen. Die Strompreise wiesen im ersten Halbjahr 2013 an der EPEX SPOT in Paris einen mittleren Preis für Grundlaststrom von 3,75 ct/kWh auf, was einen Preisfall von 28,9% im Vergleich zum Jahresanfang 2011 bedeutet.⁴⁹ Trotz fallender Börsenstrompreise steigen die Strombezugspreise für Endkunden stetig. Grund dafür ist der staatlich verursachte Anteil am Strombezugspreis.

Die Abbildung 8 zeigt die Entwicklung des Strombezugspreises für einen Haushaltskunden.

⁴⁷ Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (Hrsg.):. Der Merit-Oder-Effekt der erneuerbaren Energien – Analyse der kurzen und langen Frist.

⁴⁸ Das Netznutzungsentgelt ist in den Transportkosten inbegriffen.

⁴⁹ IWR, 2013.

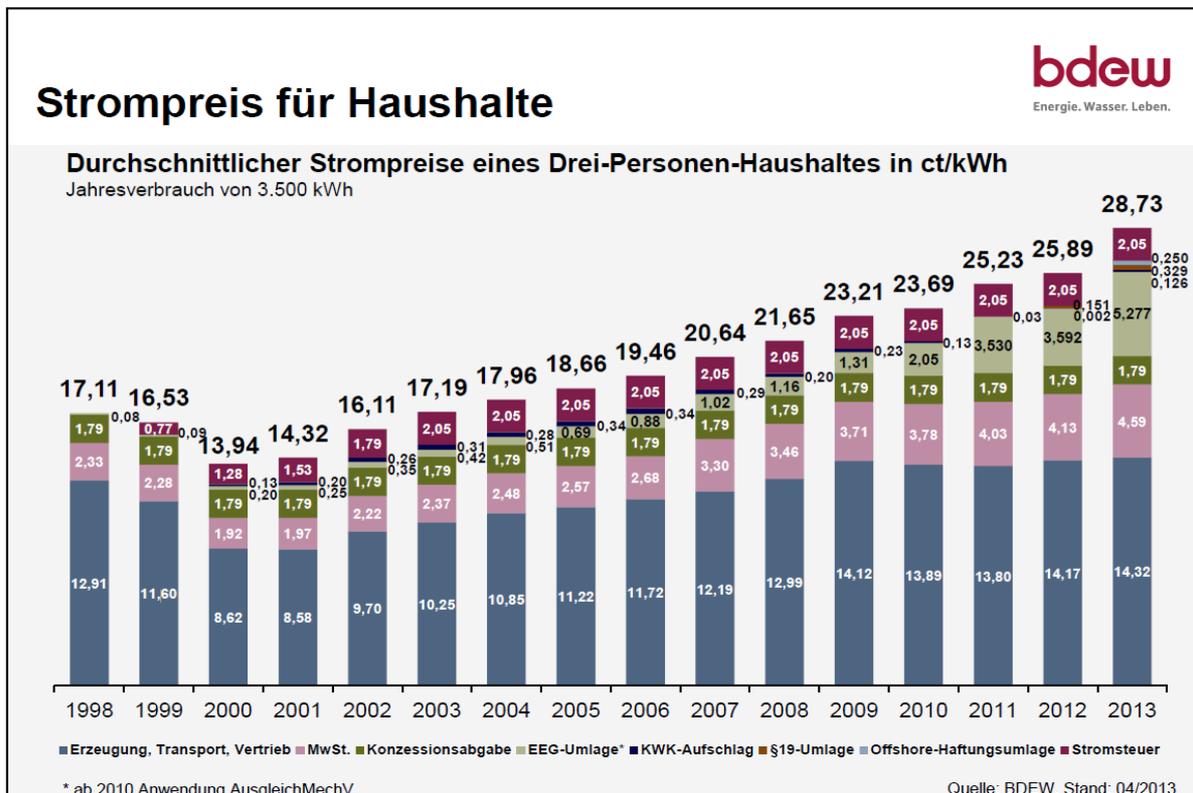


Abbildung 8: Gesamtbelastung der Strompreise durch Steuern und Abgaben

(Quelle: Bundesverband für Energie und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (Hrsg.): BDEW-Strompreisanalyse Mai 2013)

Hierbei ist deutlich zu erkennen, dass aufgrund der nahezu gleichbleibenden Börsenstrompreise der letzten Jahre, der steigende Strombezugspreis zum größten Teil auf die staatlich verursachte Belastung des Strompreises zurückzuführen ist.

2.4 Die Bestandteile des Strompreises

Der Strompreis in Deutschland setzt sich aus verschiedenen Bestandteilen zusammen, die aufgrund ihrer unterschiedlichen Gewichtung die Strombezugskosten eines Letztverbrauchers⁵⁰ vorgeben.

⁵⁰ Natürliche und juristische Person, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen (auch Endverbraucher).

Momentan setzt sich der Strombezugspreis eines Letztverbrauchers aus neun Komponenten zusammen. Trotz der Zusammensetzung des Strombezugspreises aus festen Bestandteilen gibt es keinen einheitlichen Strombezugspreis in Deutschland. Aufgrund von Sonder- und Ausnahmeregelungen und den regional unterschiedlichen Netznutzungsentgelten ergeben sich sowohl unternehmens- als auch standortbezogene Preisdifferenzen. Die Unterschiede im Strombezugspreis ergeben sich durch individuelle Regelungen von Kostenumlagen und -befreiungen.

Im Fall einer dezentralen Stromversorgung ergibt sich zusätzlich eine neue Regelung in der Steuer- und Abgabenzusammensetzung. Zu diesem Zweck werden in Tabelle 2 die neun Strombezugspreiskomponenten in Hinblick auf ihre Erhebungsgrundlage unterteilt.

Tabelle 2: Strombezugspreiskomponenten auf Basis der Erhebungsgrundlagen

(Quelle: Eigene Darstellung nach BBH Becker Büttner Held (Hrsg.): Workshop Eigenerzeugung Strom- Energiesteuern und EEG)

Erhebungsgrundlage		Strompreiskomponenten
Netznutzung	Durchleitung durchs Netz	Netznutzungsentgelte
		Konzessionsabgabe
		Sonderkunden-Umlage (auch §19-Umlage)
		KWKG-Umlage
		Offshore-Umlage (Haftungsumlage)
	AbLAV-Umlage	
	Entnahme aus dem Netz	Stromsteuer
Lieferverhältnis		Strombeschaffungs- und Vertriebskosten
		Mehrwertsteuer
		EEG-Umlage

In Abbildung 9 ist die Zusammensetzung des Strompreises für das Jahr 2013 für einen Haushaltskunden dargestellt.



Abbildung 9: Zusammensetzung des Strompreises 2013

(Quelle: Eigene Darstellung mit Daten nach Bundesverband für Energie und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (Hrsg.): BDEW-Strompreisanalyse Mai 2013)

In den folgenden Kapiteln (2.4.1, 2.4.2, 2.4.3) werden die politisch belasteten Komponenten des deutschen Strompreises anhand ihrer Aufteilung in Steuern sowie Abgaben und Umlagen näher erläutert. Eine Ausnahme bildet hierbei die Mehrwertsteuer, die im Rahmen der Schwerpunktlegung der vorliegenden Arbeit nicht weiter betrachtet werden soll. Stattdessen wird das Netznutzungsentgelt in die Erläuterung der Strompreiskomponenten einbezogen, da das Netznutzungsentgelt mit Blick auf die Problemstellung „Eigenstrommodelle“ einen wichtigen Bestandteil des Strombezugspreises darstellt. Im Zuge der Betrachtung der einzelnen Strombezugspreiskomponenten werden zusätzlich die zuvor genannten Erhebungsgrundlagen (vgl. Tabelle 2) hinsichtlich ihrer Anwendung im Fall von

Eigenstromversorgung thematisiert. Eine Übersicht über die Höhe der Abgaben, Umlagen und Steuern des Strombezugspreises ist der Anlage 1 und der Anlage 2 zu entnehmen.

2.4.1 Netzentgelte

Die Netzentgelte bzw. Netznutzungsentgelte sind die Kosten, die zur Nutzung der Stromnetzinfrastruktur entfallen. Festgelegt wird dieser Kostenbestandteil durch die Bundesnetzagentur. Die Höhe des Netznutzungsentgelts hängt von der Spannungsebene ab, an die der Stromabnehmer angeschlossen ist und vom jeweiligen Verteilnetzbetreiber.

Das deutsche Stromnetz teilt sich in vier Spannungsebenen. Die Übertragungsnetze stellen mit 220 bis 380 Kilovolt (kV) die sogenannte Höchstspannung dar. Auf dieser Ebene kommt es zur Stromeinspeisung großer Kraftwerke, sowie zum Stromtransport auf überregionaler Ebene. Die darunter liegende Netzstruktur wird unter dem Begriff Verteilnetze zusammengefasst und teilt sich in Hoch- (110 kV), Mittel- (20kV), und Niederspannung (0,2 - 0,4 kV).

Stromeinspeisungen aus erneuerbaren Energien finden mit Ausnahme der Offshore Windenergieparks ausschließlich auf der Verteilnetzebene statt. In Abbildung 10 sind beispielhaft einige Stromabnehmer mit der dazugehörigen Spannungsebene dargestellt.

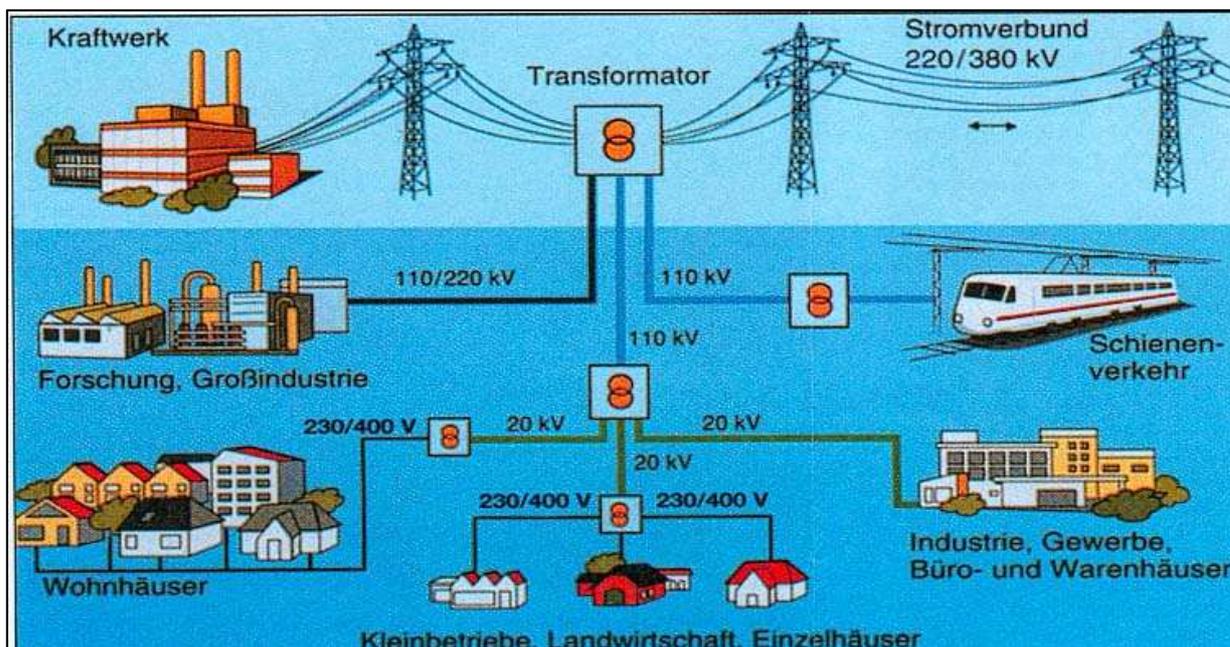


Abbildung 10: Spannungsebenen des deutschen Stromnetzes
(Quelle: Energiewissen)

Abhängig von den genutzten Spannungsebenen und dem genutzten Verteilnetz ergibt sich daraufhin das zu zahlende Netzentgelt. Bei Nichtnutzung einer Netzebene muss für diese auch kein Entgelt entrichtet werden. Ein Stromabnehmer, der an die Hochspannungsebene angeschlossen ist, muss somit einen geringeren Betrag zahlen, als ein Verbraucher am Niederspannungsnetz.

Auch aufgrund des Bezugsstandorts ergeben sich Unterschiede in der Höhe der Netzentgelte. Ausschlaggebender Faktor für die Preisbildung ist vorwiegend der Ausbau der erneuerbaren Energien. Da die erneuerbaren Energien fast ausschließlich auf Verteilnetzebene einspeisen, ergeben sich daraus Kosten, die regional auf die Netzentgelte umgelegt werden. Des Weiteren besteht laut EEG die Regelung der vorrangigen Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien.⁵¹

Durch die zunehmende Integration der Erneuerbaren Energien wird zukünftig auch der notwendige Netzausbau den Strompreis durch steigende Netznutzungsentgelte weiter belasten. Ein weiterer Anstieg der Netzentgelte wird somit von der

⁵¹ Deutscher Industrie- und Handelskammertag (DIHK) (Hrsg.): Faktenpapier. Strompreis in Deutschland.2012.

Bundesnetzagentur erwartet.⁵² Bei einer Eigenstromversorgung fallen keine Netzentgelte an, da diese nur bei einer Stromdurchleitung durchs öffentliche Netz erhoben werden.

2.4.2 Abgaben und Umlagen

Die im Folgenden beschriebenen Abgaben und Umlagen werden im Rahmen der Strombezugskosten erhoben. Aufgrund von Förderungsmaßnahmen ausgewählter Energieerzeugungstechnologien sowie Ausnahme- und Reduzierungsregelungen bei der Entgeltsentrichtung, kommt es zu Fehlbeträgen, die per Umlagen auf die Stromverbraucher umgewälzt werden. Diese Umlagen und Abgaben sollen im Folgenden anhand ihrer Erhebungsgrundlage und ihrem Kostenausmaß näher erläutert werden.

1. Konzessionsabgabe

Zur Nutzung der öffentlichen Transportnetze für Strom, Gas, Fernwärme und Wasser innerhalb eines Gemeindegebiets wird eine sogenannte Konzessionsabgabe erhoben. Diese Abgabe wird von den Energieversorgungsunternehmen getragen und im Rahmen eines Strompreisbestandteils von diesen an die Letztverbraucher durchgereicht.

Geregelt wird die Zulässigkeit und die Höhe des Entgeltes in der Konzessionsabgabeverordnung (KAV), einer Durchführungsverordnung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Bei der Bestimmung der Konzessionsentgelte wird in Tarifikunden⁵³, Schwachlasttarife⁵⁴ und Sondervertragskunden⁵⁵ unterschieden. Die Höhe der Abgabe ist abhängig von der Einwohnerzahl der Gemeinde, dem Jahresverbrauch und von der Spannungsebene des Netzanschlusses.

⁵² Deutscher Industrie- und Handelskammertag (DIHK) (Hrsg.): Faktenpapier. Strompreis in Deutschland.2012.

⁵³ Tarifikunden, sind Kunden, die auf Grundlage von Verträgen nach den §§ 36 und 38 sowie § 115 Abs. 2 und § 116 des EnWG beliefert werden.

⁵⁴ Tarife, nach § 9 der Bundestarifordnung Elektrizität.

⁵⁵ Sondervertragskunden, sind Kunden, die nicht Tarifikunden sind.

2. §19-Umlage

Die §19-Umlage wurde nach der Einführung der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) im Jahr 2005 und der Ergänzung durch die Neuregelung energie-wirtschaftlicher Vorschriften vom 26. Juli 2011 erstmals zum 01. Januar 2012 erhoben.

Grund für die genannten Umlagekosten ist die Möglichkeit der Netzentgelt-reduzierung bzw. -befreiung stromintensiver Betriebe, die mit selbiger Verordnung in Kraft getreten ist. Verlustbeträge, die durch entgangene Erlöse auftreten, werden so durch Umlegung auf den Letztverbraucher ausgeglichen.

Mit einem Antrag bei der Bundesnetzagentur kann durch Nachweis einer Abweichung der spezifischen Jahreshöchstlast eines Betriebes von der Jahreshöchstlast des Netzbetreibers, das Netzentgelt reduziert werden. Die Höhe der Reduzierung ist dabei abhängig von der Differenzlastmenge. Energieintensive Unternehmen, die einen Jahresstromverbrauch von mehr als 10 Gigawattstunden (GWh) und eine Überschreitung von 7000 Benutzungsstunden⁵⁶ aufweisen, können sich ganz von der Zahlungspflicht des Netzentgeltes befreien lassen. Die Vergünstigungen der Netzentgelte wurden, mit dem Ziel stromintensive Betriebe von den Belastungen der Energiewende zu befreien, eingeführt.⁵⁷

3. KWKG-Umlage

Die KWKG-Umlage, kurz für Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz-Umlage, wurde mit der Jahrtausendwende eingeführt und dient zur Förderung der Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in Deutschland. Eine Novellierung des Gesetzes fand im Juli 2012 statt. Die finanzielle Unterstützung soll der Erhaltung, der Modernisierung, sowie dem Ausbau der KWK Technologie dienen und sie damit zunehmend in das deutsche Versorgungssystem integrieren.

⁵⁶ Benutzungsstunden sind ein Maß dafür, wie gleichmäßig ein Stromnetz von einem Abnehmer beansprucht wird. Sie setzt sich zusammen aus der Jahresabnahmemenge im Verhältnis zur Bezugsspitze. Je höher die Benutzungsstundenzahl, desto gleichmäßiger wird ein Netz genutzt und desto weniger durch Bezugsspitzen belastet. (vgl. Deutscher Industrie- und Handelskammertag (DIHK) (Hrsg.): Faktenpapier. Strompreis in Deutschland.)

⁵⁷ Amprion, 2013.

4. Offshore-Umlage

Seit dem 01.01.2013 werden die Strompreiskomponenten von einem weiteren Kostenfaktor, der Offshore-Umlage, ergänzt.

Aufgrund von Haftungsrisiken und gesteigertem Risiko in Form von Stromtransportunterbrechungen, wurde der Ausbau der Windenergieanlagen auf dem Meer (Offshore) gehindert. Um den Ausbau weiter voranzutreiben, werden die Risiken nun mit Hilfe einer Umlage auf den Stromverbraucher umgewälzt.

5. abLAV-Umlage

Ab dem 1.1.2014 ergänzt die Umlage für abschaltbare Lasten (abLAV-Umlage) den Strombezugspreis. Grund für diese Umlage eine neue Regelung zur Versorgungssicherheit im Stromnetz. Besteht die Gefahr eines Blackouts, so sollen große Stromverbraucher ihren Stromverbrauch herunterregeln bzw. abschalten. Für das Abschalten erhält der Anlagenbetreiber von den Übertragungsnetzbetreibern eine Prämie/Entschädigung, welche mittels Umlage auf den Letztverbraucher umgewälzt wird.⁵⁸

6. EEG-Umlage

Den größten Einfluss der staatlich verursachten Belastungen des Strompreises nimmt die EEG-Umlage, welche mit dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz im Jahr 2000 eingeführt worden ist. Die EEG-Umlage dient als Fördermechanismus zur Finanzierung von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Mit Hilfe einer Kostenumlage auf den Stromendverbraucher werden die Differenzkosten zwischen Einnahmen aus dem Verkauf des EEG-Stroms und den Ausgaben- und Aufwendungskosten ausgeglichen (Abbildung 11). Geregelt wird die Kostenumwälzung über die Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) vom 17. Juli 2009.⁵⁹

⁵⁸ EEG / KWK – G.

⁵⁹ vgl. AusglMechV, 2009.

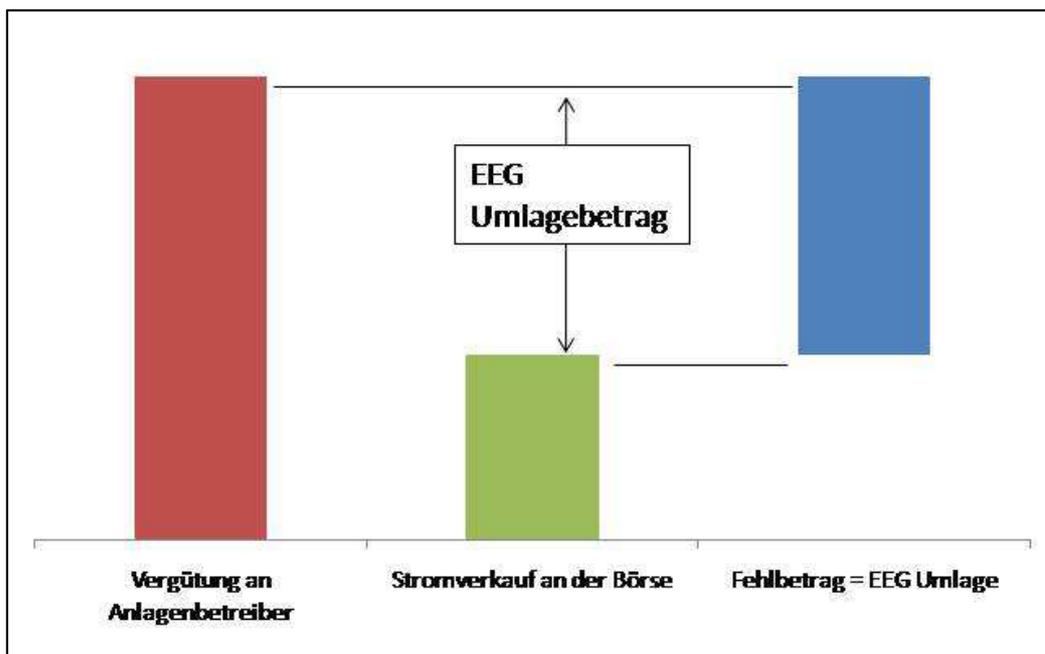


Abbildung 11: EEG-Umlagemechanismus

(Quelle: Eigene Darstellung)

Die entstehenden Aufwendungskosten sind auf die im EEG geregelte Abnahmepflicht der erzeugten elektrischen Energie aus erneuerbaren Energiequellen und die damit verbundenen Vergütungssätze für Anlagenbetreiber zurückzuführen. Die Vergütungssätze sind in der Regel über eine Laufzeit der Anlage von 20 Jahren festen Sätzen zugeordnet. Die Höhe der Vergütung ist abhängig von der zur Stromerzeugung verwendeten Technologie.

Da sich der jeweilige Vergütungsbetrag nicht nach dem zum Installationszeitpunkt aktuellen Marktpreis, sondern zum Inbetriebnahmezeitpunkt der jeweiligen Anlage und der jeweiligen Förderart orientiert, werden die Börsenpreise für den Bezug von Grundlaststrom in der Regel vom Vergütungssatz deutlich überstiegen.⁶⁰ Im Jahr 2009 wurde dabei beispielsweise durch einen zu dem Zeitpunkt aktuellen Marktstrompreis von 5 ct/kWh und einer Einspeisevergütung von 43 ct/kWh für neu installierte Photovoltaikanlagen, ein Verlust von 38 ct/kWh verzeichnet.⁶¹ Dieser verzeichnete Verlust wurde über die EEG-Umlage ausgeglichen.

⁶⁰ Die Differenz zwischen Verkaufserlösen und Ausgaben durch Vergütungszahlen ist abhängig von der Erzeugungstechnologie. (Deutscher Bundestag (Hrsg.): Akuteller Begriff. EEG Umlage)

⁶¹ Deutscher Bundestag (Hrsg.): Akuteller Begriff. EEG Umlage.

Für das Jahr 2014 beträgt die EEG-Umlage 6,240 ct/kWh.⁶² Aufgrund der direkten Korrelation zwischen der Anzahl der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und der Höhe der EEG-Umlage, hat sich die EEG-Umlage in den letzten Jahren fortlaufend erhöht. (Abbildung 12). Infolge des stetigen Zubaus der erneuerbaren Energien wird ein weiterer Anstieg der EEG-Umlage erwartet.

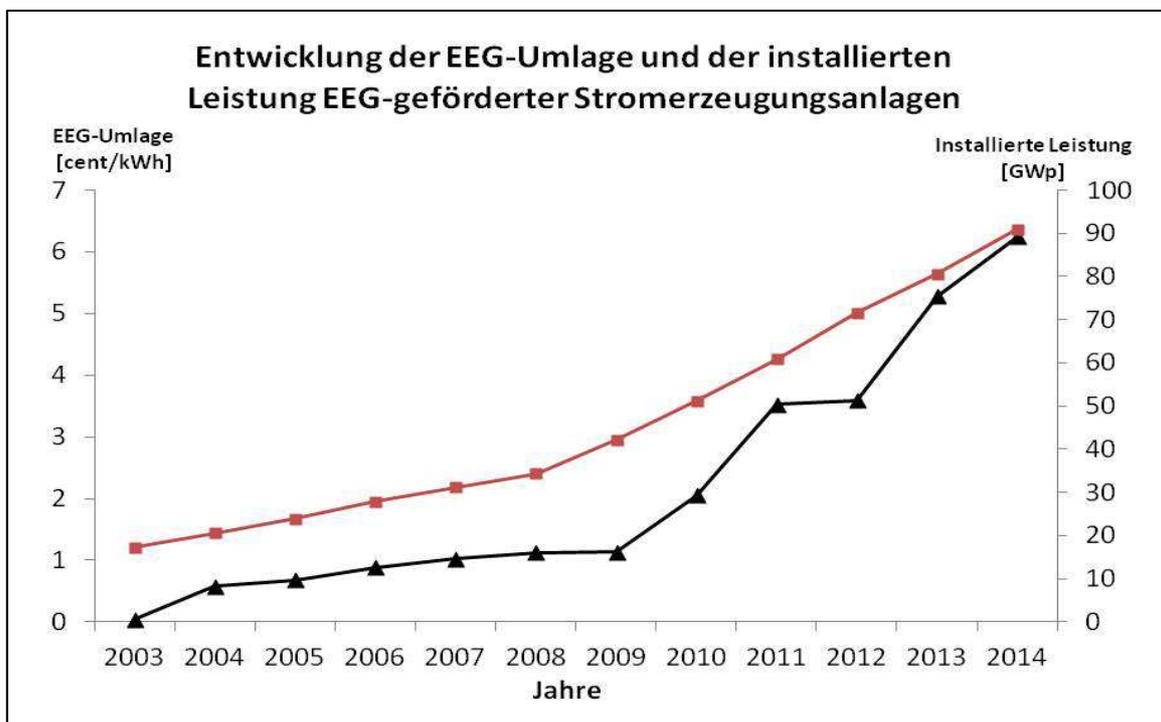


Abbildung 12: Entwicklung der EEG-Umlage und der installierten Leistung EEG-geförderter Stromerzeugungsanlagen

(Quelle: Eigene Darstellung nach Deutscher Industrie- und Handelskammertag (DIHK) (Hrsg.): Faktenpapier. Strompreis in Deutschland, r2b energy consulting GmbH (Hrsg.): Jahresprognose 2013 und Mittelfristprognose bis 2017 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken; Energie Chronik, 2013.)

Auch bei der EEG-Umlage besteht die Möglichkeit der Entgeltsermäßigung für energieintensive Unternehmen. Laut § 41 EEG gilt für das produzierende Gewerbe eine Sonderregelung, die nach der Verbrauchsstruktur (Jahresstromverbrauch) angepasste Entgeltsätze vorsieht. Diese besondere Regelung soll die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen am Standort Deutschland sicherstellen.⁶³

⁶² Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) (Hrsg.): (2012). Entwicklung der EEG-Umlage.

⁶³ Deutscher Industrie- und Handelskammertag (DIHK) (Hrsg.): Faktenpapier. Strompreis in Deutschland.

2.4.3 Steuern

Die Stromsteuer, auch Ökosteuern genannt, wurde zum 01.04.1999 eingeführt und ist eine bundesgesetzlich geregelte Verbrauchssteuer, die hauptsächlich der Subventionierung der gesetzlichen Rentenversicherung dient. Sie unterliegt den Regelungen des Stromsteuergesetzes (StromStG).

Die Stromsteuer fällt an, wenn Strom aus dem Versorgungsnetz bezogen wird bzw. wenn der Versorger dem Versorgungsnetz Strom zum Selbstverbrauch entnimmt.⁶⁴ Ausnahmen bilden die Steuerbefreiung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern⁶⁵ und Steuerermäßigungen für Unternehmen des produzierenden Gewerbes sowie Verbraucher, die dem Verkehr zugeordnet sind.

Ein Antrag zur Steuerermäßigung muss beim zuständigen Hauptzollamt eingereicht werden. Für die Antragsjahre 2013 und 2014 müssen begünstigte Unternehmen zusätzlich den Nachweis erbringen, dass sie Energieeinsparung in Form von Energiemanagementsystemen, Umweltmanagementsystemen oder - als kleine und mittlere Unternehmen - alternative Systeme zur Verbesserung der Energieeffizienz eingeführt haben.⁶⁶

⁶⁴ Vgl. § 5 StromStG.

⁶⁵ Vgl. § 9 StromStG.

⁶⁶ Vgl. Zoll, 2013.

3 Gesetzliche Förderung zum Ausbau von PV

Die Bundesregierung unterstützt schon seit Jahren den Ausbau der Photovoltaik in Deutschland.

Das Stromeinspeisungsgesetz (StromEinspG), welches am 01. Januar 1991 in Kraft trat, ebnete durch eine Abnahmepflicht von erzeugter elektrischer Energie aus erneuerbaren Energien den Weg in die gesetzliche Förderung: „Elektrizitätsversorgungsunternehmen, ... sind verpflichtet, den in ihrem Versorgungsgebiet erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien abzunehmen [...]“.⁶⁷ Das Stromeinspeisungsgesetz wurde am 01. April 2000 vom Erneuerbaren-Energien-Gesetz abgelöst.

Des Weiteren haben Programme wie das 100.000 Dächer-Solarstrom-Programm⁶⁸ der Bundesregierung und diverse Förderungsprogramme der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) den Ausbau der Photovoltaik vorangetrieben.

Heute liegt der Schwerpunkt der Photovoltaikförderung in Hinblick auf den effizienteren Einsatz der Energieerzeugungstechnologie hauptsächlich auf der Weiterentwicklung von Speichertechniken. Vor allem die dezentrale Energieversorgung soll dadurch in den Markt integriert werden.⁶⁹ Im Zuge dessen wird außerdem das Thema „Eigenverbrauch“ fokussiert und die Verbraucher zunehmend an dieses Versorgungsmodell herangeführt.

In den nachfolgenden Kapiteln wird auf die allgemeine Förderung der Photovoltaik durch das EEG und die damit verbundene Änderung der Ausbaustruktur näher eingegangen.

⁶⁷ § 2, StromEinspG.

⁶⁸ Programm zur Förderung von Photovoltaikanlagen mit dem Ziel der Neuinstallation von 300 MW Photovoltaikleistung (Antragsende 30. Juni 2003), BMU, b.

⁶⁹ BMU, f.

3.1 Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz bildet den Rechtsrahmen zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien: „Zweck dieses Gesetzes ist es, ... eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu fördern“.⁷⁰

Der Ausbau der Photovoltaik in Deutschland wird im Rahmen des EEG durch festgelegte Einspeisevergütungen unterstützt. Unter Einbeziehung der Änderung der EEG-Novelle vom 23. August 2012 in die bestehende Gesetzesgrundlage des EEGs sind die Vergütungssätze für die Einspeisung elektrischer Energie aus Photovoltaikanlagen rückwirkend zum 01. April 2012 geregelt. Die Vergütungssätze richten sich nach dem Prinzip des „atmenden Deckels“, das heißt sie unterliegen einer zubauabhängigen Steuerung.

Die Höhe der Einspeisevergütung einer Photovoltaikanlage richtet sich nach der Anlagengröße, sowie dem Installationszeitpunkt. Eine monatliche Degression der Vergütungssätze ist dabei an die Summe der in der Bundesrepublik insgesamt neu installierten Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie gekoppelt.

Der im EEG festgelegte Zubaukorridor für geförderte Photovoltaikanlagen beträgt 2.500 bis 3.500 Megawatt pro Kalenderjahr. Bei Einhaltung des vorgegebenen Zielkorridors wird die Einspeisevergütung ab dem 01. Mai 2012 monatlich zum ersten Kalendertag eines Monats um 1% gegenüber dem Vormonat abgesenkt.

Bei einer Überschreitung des vorgegebenen Zubaukorridors ergibt sich eine zusätzliche Absenkung der Einspeisevergütung. Der Grad der Überschreitung ist dabei ausschlaggebend für den Prozentsatz, um den sich die vorangegangene Einspeisevergütung verringert. Bei einer Unterschreitung des Zubaukorridors kommt

⁷⁰ § 1, EEG.

es zu einer Erhöhung der Vergütungssätze. Der Prozentsatz der Erhöhung folgt der zuvor genannten Regelung (Abbildung 13).

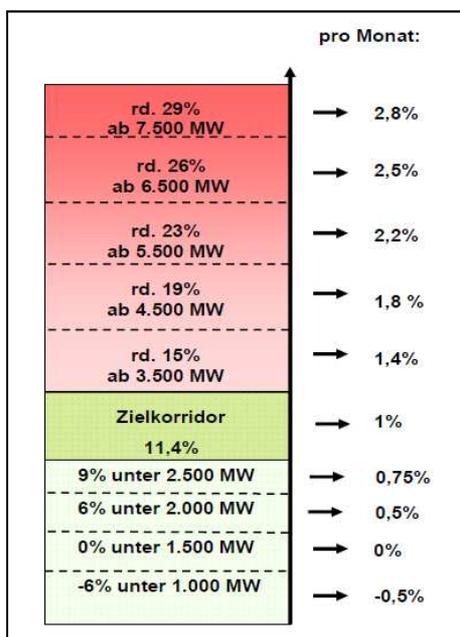


Abbildung 13: Zubauabhängige prozentuale Degressionsschritte

(Quelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.): Die wichtigsten Änderungen der EEG-Novelle zur Photovoltaik 2012)

Gemäß § 20 a Abs. 2 Nr. 1 des EEG veröffentlicht die Bundesnetzagentur monatlich die Summe der neu installierten Photovoltaikleistung des jeweils vorangegangenen Monats. Im Juni 2013 belief sich der Zubau in Deutschland auf 309,240 Megawattpeak (MWp).⁷¹

Überschreitet die Summe der installierten Leistungen aller Anlagen zur Förderung von Strom aus solarer Strahlungsenergie erstmals den Wert von 52 Gigawatt (GW), so sinken die Vergütungssätze automatisch auf Null.

Einer Photovoltaikanlage ist ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme, gemäß dem Installationszeitpunkt und der Anlagegröße, ein Vergütungssatz für die Laufzeit von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres zugesichert.

Mit Hilfe eines Marktintegrationsmodells innerhalb des EEG, soll durch teilweise limitierte Einspeisevergütungen das Konzept des Eigenverbrauchs gefördert werden.

⁷¹ Bundesnetzagentur, 2013.

Hierzu werden bei Anlagen der Größenklasse 10 - 1000 Kilowattpeak (kWp) mit dem Installationszeitpunkt ab dem 01. April 2012 nur noch 90% des eingespeisten Stroms vergütet. Die restliche elektrische Energie soll dann vom Anlagennutzer entweder selbst verbraucht oder am freien Markt verkauft werden. Anwendung findet die Regelung ab dem 01. Januar 2014.

Elektrische Energie aus Anlagen kleiner als 10 kWp wird weiterhin zu 100% vergütet. Photovoltaikanlagen, die größer als 10 MWp sind, erhalten seit Inkrafttreten der EEG-Novelle im April 2012 keine Einspeisevergütung mehr.

Tabelle 3: EEG-Vergütungssätze

(Quelle: Eigene Darstellung nach EEG und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.): Die wichtigsten Änderungen der EEG-Novelle zur Photovoltaik 2012)

Jahr der Inbetriebnahme	Installierte Anlagenleistung von Dachanlagen			
	bis 10 kWp ct/kWh	bis 40 kWp ct/kWh	bis 1000 kWp ct/kWh	bis 10 MWp ct/kWh
feste monatliche Degression: 1%:				
01.04.2012	19,50	18,50	16,50	13,50
01.05.2012	19,31	18,32	16,34	13,37
01.06.2012	19,11	18,13	16,17	13,23
01.07.2012	18,92	17,95	16,01	13,10
01.08.2012	18,73	17,77	15,85	12,97
01.09.2012	18,54	17,59	15,69	12,84
01.10.2012	18,36	17,42	15,53	12,71
Degression anhängig vom Zubau Juli bis September 2012: 2,5 %				
(Zubau hochgerechnet auf 12 Monate)				
01.11.2012	17,90	16,98	15,15	12,39
01.12.2012	17,45	16,56	14,77	12,08
01.01.2013	17,02	16,14	14,40	11,78
Degression anhängig vom Zubau Juli bis Dezember 2012: 2,2%				
(Zubau hochgerechnet auf 12 Monate)				
01.02.2013	16,64	15,79	14,08	11,52
01.03.2013	16,28	15,44	13,77	11,27
01.04.2013	15,92	15,10	13,47	11,02
Degression anhängig vom Zubau Juli 2012 bis März 2013: 1,8 %				
(Zubau hochgerechnet auf 12 Monate)				
01.05.2013	15,63	14,83	13,23	10,82
01.06.2013	15,35	14,56	12,99	10,63
01.07.2013	15,07	14,30	12,75	10,44

3.2 Auswirkung der Förderung auf die Ausbaustruktur

Die Reform der Förderung zum Ausbau der Photovoltaik, welche im Rahmen des EEG und der Neugestaltung durch die PV-Novelle 2012 verabschiedet wurde, führte in den letzten Jahren zu einem drastischen Zuwachs an PV Leistung in Deutschland.

Der vorgegebene Zielkorridor für den Jahresausbau an Photovoltaikleistung von 2.500 bis 3.500 Megawatt (MW) wurde deutlich überstiegen. In den Jahren 2010, 2011 und 2012 wurde jeweils mehr als 7000 MW PV-Leistung neu installiert.⁷²

Da sich aufgrund des starken Zubaus die Differenzkosten zwischen den Einnahmen aus dem Stromverkauf und den Ausgaben durch Vergütungszahlungen und sonstigen Aufwendungen stark erhöht haben, wurden dementsprechend sowohl die EEG-Umlage als auch die Vergütungssätze für eingespeisten PV-Strom angepasst.⁷³

Derzeit ist ein Rückgang im Zubau zu erkennen, der jedoch mit einem Zubau von 2111 MWp von Januar bis August 2013 den von der Bundesregierung gesetzten Jahreszielkorridor erreichen wird.⁷⁴

Neben der erfolgreichen Steigerung der Ausbautzahlen hat sich gleichzeitig auch die Ausbaustruktur gewandelt. Photovoltaik wird nicht mehr in erster Linie zur Stromeinspeisung ins öffentliche Netz genutzt, sondern zunehmend zum Zweck des Eigenbrauchs eingesetzt.

Diese strukturelle Veränderung kann in Zukunft zu einer sinkenden EEG-Umlage führen, da eigenverbraucher Strom keine Einspeisevergütung erhält und somit die Aufwendungskosten im EEG-Umlagemechanismus entlastet.⁷⁵ Gleichzeitig ist jedoch zu beachten, dass die finanzielle Belastung für die Nutzer des öffentlichen Netzes steigt, da die Kosten zur Netznutzung auf eine geringere Anzahl von Stromabnehmer umgewälzt werden muss und damit die EEG-Umlage erhöht.⁷⁶

⁷² 2010: 7.400 MW, 2011: 7.500 MW, 2012: 7.600 MW. Bundesregierung, 2013.

⁷³ Vgl. Kapitel 2.4.2, Abbildung 12, Abbildung 13.

⁷⁴ Bundesnetzagentur, 2013.

⁷⁵ BMU, e.

⁷⁶ Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) (Hrsg.): Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik.

4 Das Versorgungsmodell „Eigenstromverbrauch“

Da die Vergütung für eingespeiste elektrische Energie geringer ist, als die Bezugskosten für elektrische Energie aus dem öffentlichen Netz, gewinnt das Konzept des direkten Verbrauchs erzeugter elektrischer Energie aus eigenen Energieerzeugungsanlagen zunehmend an Bedeutung. Besonders die Photovoltaik spielt dabei aufgrund ihrer Dezentralität eine wesentliche Rolle. Die neu entstandene Wirtschaftlichkeit des Versorgungsmodells lässt sich vorwiegend auf die fortwährend steigenden Strombezugpreise sowie die anhaltende Degression der Vergütungssätze für Stromeinspeisungen aus Photovoltaikanlage zurückführen.

Eigenverbrauch bedeutet hierbei, dass ein Letztverbraucher seinen Strombedarf teilweise oder vollständig aus einer eigenen dezentralen Energieerzeugungsanlage deckt. Durch die Nutzung selbst erzeugten Stroms macht sich ein Letztverbraucher in seiner Stromversorgung damit zunehmend unabhängiger.

Die Rentabilität von Photovoltaikanlagen mit Eigenstromverbrauch hängt sowohl einerseits von zentralen Parametern wie Stromverbrauch, Nutzerverhalten, Anlagengröße und -ertrag sowie Photovoltaikanlagenpreisen, als auch andererseits von dem gegebenen Strombezugspreis und der Einspeisevergütung für eigen erzeugte elektrische Energie ab.⁷⁷ Des Weiteren ist das gewählte Versorgungsmodell mit den gegebenen Abrechnungsvarianten für Steuern, Abgaben und Umlagen entscheidend für die Erträglichkeit der Eigenstromnutzung.

Inwieweit die Rentabilität und damit die Wirtschaftlichkeit von Eigenstromversorgung von den genannten Parametern beeinflusst wird und welche monetäre Situation sich aus einer Selbstversorgung gegenüber dem Versorgungsmodell des vollständigen Strombezugs aus dem öffentlichen Netz ergeben, soll im Folgenden anhand von möglichen Varianten des Versorgungsmodells aufgezeigt werden.

⁷⁷ Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) (Hrsg.): Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik.

4.1 Begriffe und Parameter im Versorgungsmodell

Inwieweit ein Verbraucher die erzeugte elektrische Energie einer PV-Anlage direkt nutzen kann, hängt maßgeblich von der Gleichzeitigkeit von Verbrauch und Erzeugung ab. Ein jeder Verbraucher weist abhängig von seinem Nutzerverhalten ein spezifisches Lastprofil⁷⁸ auf. Dem gegenüber steht das spezifische Einspeiseprofil⁷⁹ der PV-Anlage. Bei einer Gleichzeitigkeit zwischen Angebot und Nachfrage, also einer Überschneidung von Lastprofil und Einspeiseprofil kann die elektrische Energie aus der Energieerzeugungsanlage direkt verbraucht werden. Ist der Zustand der Gleichzeitigkeit nicht gegeben, so muss der Strombedarf des Verbrauchers aus anderen Quellen gedeckt werden (Reststrom). In diesem Zusammenhang lassen sich, wie in Abbildung 14 dargestellt, 3 Stromarten für die Versorgung eines Verbrauchers und die Nutzung des erzeugten Stroms einer PV-Anlage in der Anwendung eines Eigenstrommodells definieren. Es wird zwischen eigenverbrauchten Strom, Überschussstrom und Reststrom unterschieden.

⁷⁸ Das Lastprofil, Lastgang, Lastkurve oder, je nach Zeitachse auch Tages- oder Jahresgang, bezeichnen in der Elektrizitätswirtschaft bzw. Energieversorgung den zeitlichen Verlauf der abgenommenen Leistung (z. B. der elektrischen Leistung oder der Gas-Leistung) über eine zeitliche Periode. (vgl. Enzyklo).

⁷⁹ Einspeiseprofil wird auch als Einspeisegang oder Einspeisekurve bezeichnet und beschreibt den zeitlichen Verlauf der Leistungsabgabe einer Energieerzeugungsanlage über eine zeitliche Periode.

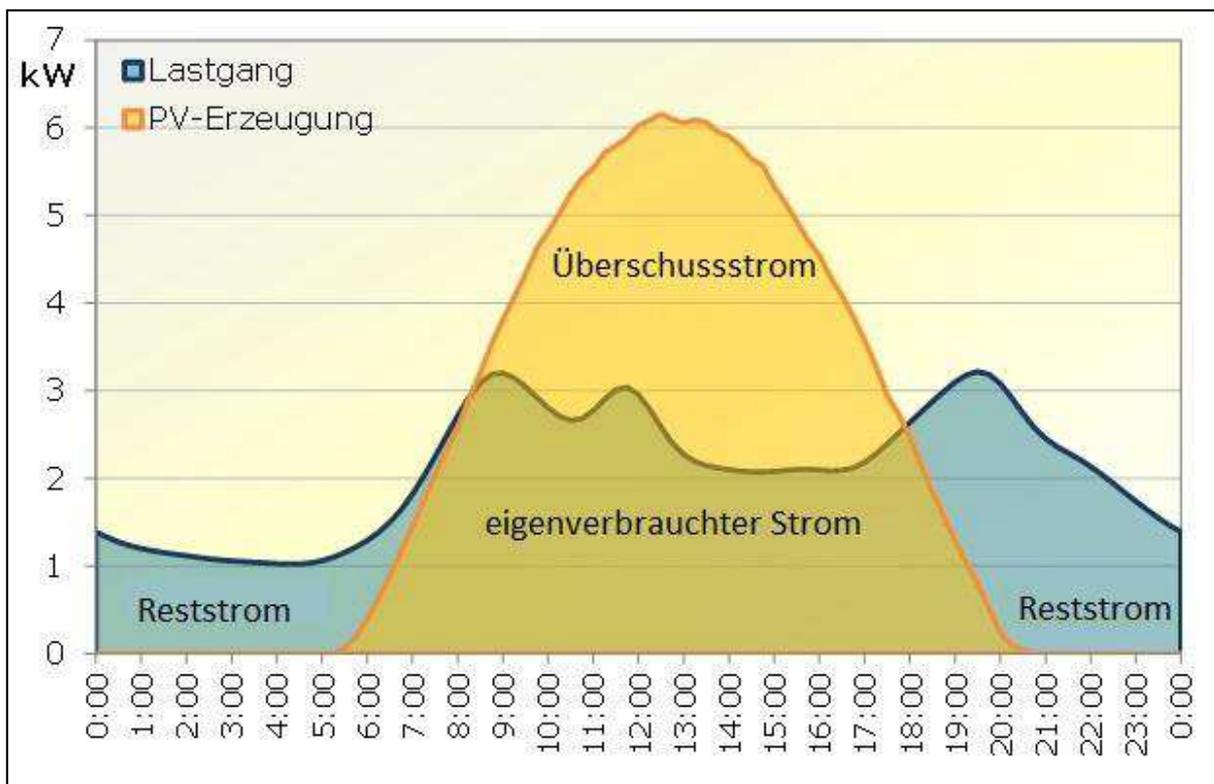


Abbildung 14: Möglicher Last- und PV-Erzeugungsgang
 (Quelle: Geänderte Darstellung von Volker Quaschnig, 2012)

1. Überschussstrom

Produziert eine PV-Anlage elektrische Energie zu Zeiten in denen kein Strombedarf vor Ort besteht bzw. übersteigt der erzeugte Strom den Bedarf mengenmäßig, so kann dieser Anteil des Stroms vom Verbraucher nicht genutzt werden. Im Rahmen von Eigenstrommodellen wird dieser Anteil des Stroms als Überschussstrom bezeichnet.

In Eigenstrommodellen in denen keine Speicher Anwendung finden, besteht die Möglichkeit den nicht direkt nutzbaren Strom aus einer PV-Anlage entweder direkt zu vermarkten oder ins öffentliche Netz einzuspeisen. Eingespeister Strom wird nach den im EEG geregelten Einspeisesätzen vergütet (vgl. Kapitel 3.1).

2. Reststrom

Im Fall der Unterdeckung an elektrischer Energie durch zu geringe oder keine PV-Einspeisung muss der Strombedarf eines Verbrauchers durch den Strombezug aus dem öffentlichen Netz gedeckt werden. Dieser Stromanteil wird im Folgenden als Reststrom bezeichnet. Den Reststrom bezieht der Letztverbraucher in der Regel von seinem Energieversorgungsunternehmen. Das bedeutet, das öffentliche Netz wird zur Durchleitung der elektrischen Energie genutzt und ein vom Energieversorgungsunternehmen festgelegter Strombezugspreis für den gelieferten Strom erhoben.

3. Eigenverbrauchter Strom

Der Anteil der elektrischen Energie einer PV-Anlage, der aufgrund von Gleichzeitigkeit von Angebot und Nachfrage vom Verbraucher direkt genutzt werden kann, wird als eigenverbrauchter Strom bezeichnet.

4.2 Akteure und Rollen im Versorgungsmodell

Die Eigenstromversorgung mit Hilfe einer Photovoltaikanlage kann in unterschiedlichen Varianten stattfinden. Das Verhältnis zwischen Anlagenbetreiber, Anlagenbesitzer und Verbraucher bzw. das Lieferverhältnis des Reststroms sowie die Vermarktungsregelung des Überschussstroms sind dabei ausschlaggebend für die sich ergebenden Kosten- und Erlössituation.

Die Akteure und die mögliche Rollenverteilung innerhalb eines angewandten Eigenstrommodells sind in Abbildung 15 schematisch dargestellt.

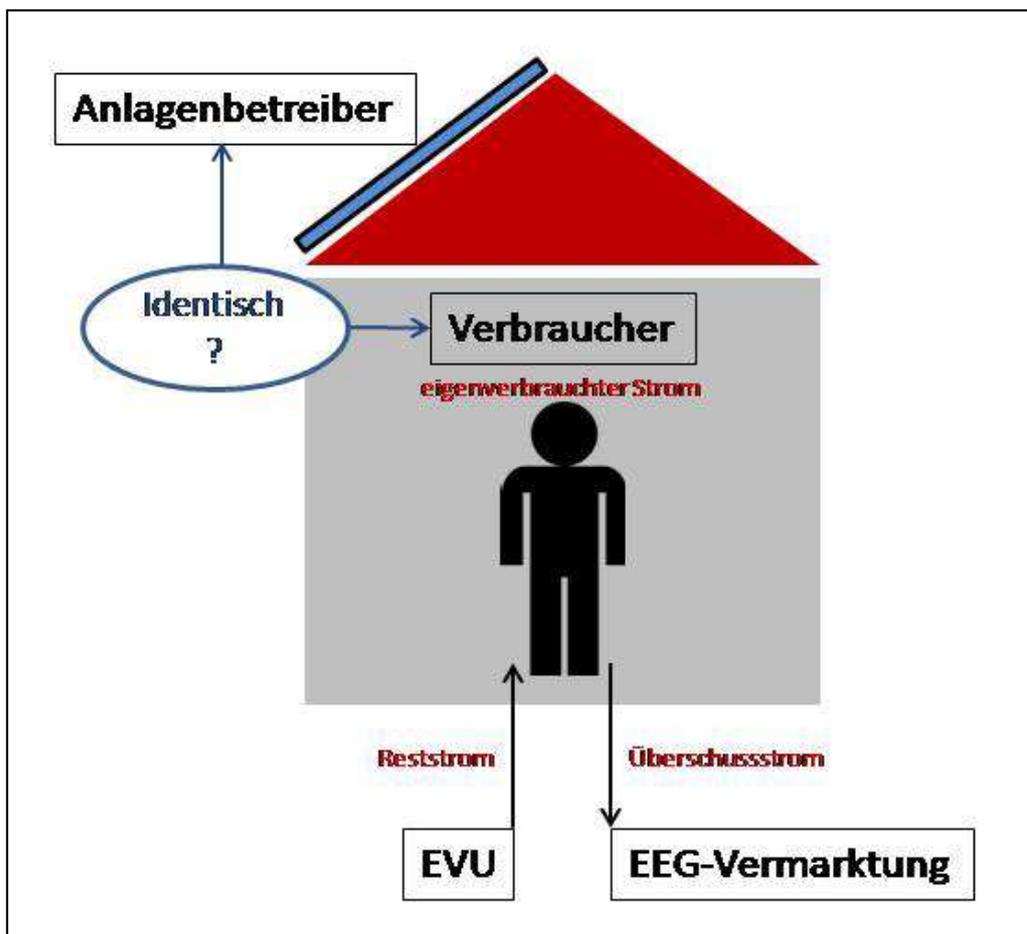


Abbildung 15: Das Versorgungsmodell „Eigenstromverbrauch“

(Quelle: Eigene Darstellung)

Innerhalb des gewählten Versorgungsmodells müssen zunächst Regelungen für die Nutzung des Überschussstroms sowie für die Lieferkonditionen des Reststroms getroffen werden. Der überschüssig produzierte Strom aus der PV-Anlage wird ins öffentliche Netz eingespeist und nach den festgelegten EEG-Einspeisesätzen vergütet (vgl. Kapitel 3.1). Den Reststrom bezieht der Verbraucher von einem Energieversorgungsunternehmen. Der Preis für den bezogenen Reststrom wird zwischen Verbraucher und Energieversorgungsunternehmen verhandelt.

Eine Personenidentität zwischen Dacheigentümer und Verbraucher ist innerhalb von Eigenstrommodellen meist gegeben und wird in folgender Betrachtung als gegeben vorausgesetzt. Das Verhältnis zwischen Anlagenbetreiber und Verbraucher lässt sich in 3 Varianten unterscheiden, die in Tabelle 4 aufgezeigt sind.

Tabelle 4: Varianten des Eigenstrommodells

(Eigene Darstellung nach BayWa r.e. Solar Projects GmbH, (Hrsg.): Eigenverbrauch von PV-Strom im Betrieb)

Varianten	Konzept	Fazit
Eigenverbrauch durch Anlagenbetreiber (Variante 1)	Investitionskosten der PV-Anlage wird vom Verbraucher getragen	Anlagenbetreiber = Verbraucher
Belieferung durch Dritte vor Ort (Variante 2)	Dach wird vom Eigentümer an Dritte verpachtet	Der Anlagenbetreiber ist Dritter ≠ Verbraucher
	Lieferung des PV-Stroms an den Verbraucher	
Finanzierungs-Contracting (Variante 3)	PV-Anlage wird von Dritten vorfinanziert	Anlagenbetreiber = Verbraucher
	Überlassung der PV-Anlage an Verbraucher mittels fixer Nutzungsüberlassungsrate	

4.3 Steuern und Abgaben im Versorgungsmodell

Bei der Betrachtung von Abgaben und Steuern in Eigenstrommodellen muss zwischen den zuvor definierten Stromarten eigenverbrauchter Strom, Überschussstrom und Reststrom unterschieden werden. Je nach gewähltem Versorgungsmodell ergibt sich daraufhin eine individuelle Zusammensetzung der anfallenden Steuern und Abgaben.

4.3.1 Steuern und Abgaben für den Reststrom und den Überschussstrom

Der Reststrom, den der Verbraucher vom Energieversorgungsunternehmen bezieht, wird durch das öffentliche Netz geleitet. Das bedeutet alle Steuern und Abgaben, die für die Netznutzung anfallen, werden für diesen Teil des Stroms im Eigenstrommodell erhoben (vgl. Tabelle 2, Kap. 2.4). Neben den Energie- und Vertriebskosten ist der Reststrom EEG-Umlagen- und Mehrwertsteuerpflichtig.

Für den nicht direkt nutzbaren Strom aus der PV-Anlage, den Überschussstrom, fallen keine Steuern und Abgaben an. Der eingespeiste Strom wird nach EEG-Vergütungssätzen entlohnt (vgl. Kap.3.1).

4.3.2 Steuern und Abgaben für den eigenverbrauchten Strom

Elektrische Energie, die vom Anlagenbesitzer direkt verbraucht wird, ist nicht auf die Stromleitungen des öffentlichen Netzes angewiesen. Aufgrund dessen ist der eigenverbrauchte Strom von allen Umlagen, Abgaben und Entgelten, die auf der Grundlage der Netznutzung erhoben werden, befreit.

Im Falle der Eigenstromversorgung fallen für diesen Teil der elektrischen Energie zusätzlich keine Energiebeschaffungs- und Vertriebskosten an, die im Rahmen eines Lieferverhältnisses zwischen EVU und Verbraucher auf den Strombezugspreis erhoben werden. Auch von den Kosten der Mehrwertsteuer ist eigenverbraucher Strom befreit.

Für die EEG-Umlage gilt eine gesonderte Regelung, die folglich erklärt werden soll.

Rechtsgrundlage zur Erhebung der EEG-Umlage

Im EEG ist die Anwendung der EEG-Umlage im Bezug auf Eigenstromversorgung geregelt: „Betreibt die Letztverbraucherin oder der Letztverbraucher die Stromerzeugungsanlage als Eigenerzeuger und verbraucht den erzeugten Strom selbst, so entfällt für diesen Strom der Anspruch ... auf Zahlung der EEG-Umlage ..., sofern der Strom

1. nicht durch ein Netz durchgeleitet wird oder
2. im räumlichen Zusammenhang zu der Stromerzeugungsanlage verbraucht wird.“^{80,81}

Da der Begriff des Betriebs gesetzlich nicht definiert ist, wurde vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz Bau und Reaktorsicherheit ein Gutachten erstellt, das eine juristische Prüfung der Befreiung der Eigenerzeugung von der EEG-Umlage nach § 37 Absatz 1 und 3 EEG durchführt. Aus der Untersuchung des Gutachtens werden für unterschiedliche Versorgungsmodelle Rückschlüsse auf das „Tragen des wirtschaftlichen Risikos“ gezogen. Hierzu wird eine Parallele zur Rechtsprechung des Bundesgerichtshofes im Jahr 2008 hinsichtlich der Frage, wer bei der Finanzierung einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage der Betreiber der Anlage ist, gezogen. Dort heißt es: „Betreiber sei nur derjenige, der, ohne notwendigerweise Eigentümer zu sein, die tatsächliche Herrschaft über die Anlage ausübe, ihre Arbeitsweise eigenverantwortlich bestimme und sie auf eigene Rechnung nutze, mithin das wirtschaftliche Risiko trage.“⁸²

Besteht folglich im gewählten Versorgungsmodell in wirtschaftlicher und vertraglicher Hinsicht keine Lieferbeziehung zwischen den Akteuren und wird das wirtschaftliche Risiko vom Verbraucher getragen, so ist die zuvor genannte Voraussetzung auf § 37

⁸⁰ § 37 Abs. 3 Satz 2 EEG.

⁸¹ Der Begriff des räumlichen Zusammenhangs wird im EEG nicht definiert. Die Auslegung der Vorschrift ist nach Willem des Gesetzgebers an § 9 Abs. 1 Nr. 3A des Stromsteuergesetzes zu orientieren. (Partnerschaftsgesellschaft von Rechtsanwälten, Steuerberatern) (Hrsg.): Gutachterliche Stellungnahme „Rechtsfragen des Eigenverbrauchs von Strom durch Dritte aus Photovoltaikanlagen.)

⁸² Bundesgerichtshof, 2008.

Abs. 3 Satz 2 des EEG erfüllt und ein EEG-umlagebefreiter Eigenverbrauch möglich.⁸³

In Tabelle 5 sind zusammenfassend alle Steuern, Abgaben und Entgelte, die für den verbrauchten Strom innerhalb einer Eigenstromversorgung anfallen, aufgezeigt. Der eigenverbrauchte Strom ist zusätzlich in die in Kapitel 4.2 vorgestellten Varianten aufgegliedert.

Tabelle 5: Steuern und Abgaben auf verbrauchten Strom
(Quelle: Eigene Darstellung)

Stromarten	Varianten	Steuern und Abgaben
Eigenverbraucher Strom	Variante 1	Entfall aller Steuern und Abgaben inklusive EEG-Umlage
	Variante 2	Keine Steuern und Abgaben, außer EEG-Umlage
	Variante 3	Entfall aller Steuern und Abgaben inklusive EEG-Umlage
Reststrom		Alle Steuern und Abgaben nach Tabelle 2, Kapitel 2.4

⁸³ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.): Juristische Prüfung der Befreiung der Eigenerzeugung von der EEG-Umlage nach § 37 Absatz 1 und 3 EEG. Kurztgutachten.

4.4 Eigenverbrauchsanteil bestimmt die Wirtschaftlichkeit

Neben den monetären Vorteilen, die die Nutzung des selbst erzeugten Strom innerhalb eines Eigenstromversorgungsmodell hinsichtlich der vermeidbaren Steuern, Umlagen und Abgaben ergibt, bestimmt maßgeblich der Eigenverbrauchs- und Eigendeckungsanteil⁸⁴ (EVA, EDA) die Wirtschaftlichkeit der Eigenstrommodelle.

$$\text{Eigenverbrauchsanteil (EVA)} = \frac{\text{genutzter PV-Strom}}{\text{erzeugter PV-Strom}} \quad (1)$$

$$\text{Eigendeckungsanteil (EDA)} = \frac{\text{genutzter PV-Strom}}{\text{Jahresstromverbrauch}} \quad (2)$$

Eigenverbrauch bezeichnet hierbei, wie viel des selbst erzeugten Solarstroms zeitgleich verbraucht werden kann. Der Eigendeckungsanteil beschreibt, wie viel des gesamten Jahresstromverbrauchs durch eine eigene PV-Anlage gedeckt werden kann.⁸⁵

Der realisierbare Eigenverbrauchs- und Eigendeckungsanteil ist stark abhängig von der Deckungsgleichheit vom spezifischen Einspeiseprofil der PV-Anlage und dem spezifischen Lastprofils des Verbrauchers. Neben der zeitlichen Übereinstimmung zwischen Erzeugung und Verbrauch, kann durch gezieltes Lastenmanagement der Eigenverbrauchsanteil erhöht werden. Werden keine spezifischen Maßnahmen zur gesteigerten Nutzung des PV-Angebots angewandt, so ist vom „natürlichen Eigenverbrauch“ die Rede.⁸⁶

⁸⁴ Eigendeckungsanteil wird auch als „Selbstversorgungsgrad“ oder „Autarkiegrad“ bezeichnet.

⁸⁵ Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) (Hrsg.): Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik.

⁸⁶ SMA Solar Technology AG, 2010.

4.4.1 Eigenverbrauchs- und Eigendeckungsanteile von Standardlastprofilen

Für die in Kapitel 2.2.1 vorgestellten Standardlastprofile sind im Folgenden anhand eines Jahresstromverbrauchs von 100.000 kWh die jeweiligen natürlichen Eigenverbrauchs- und Eigendeckungsanteile beispielhaft errechnet. Zusätzlich wird das Hamburg Standardlastprofil für Gewerbe (HG0) in die Betrachtung einbezogen.

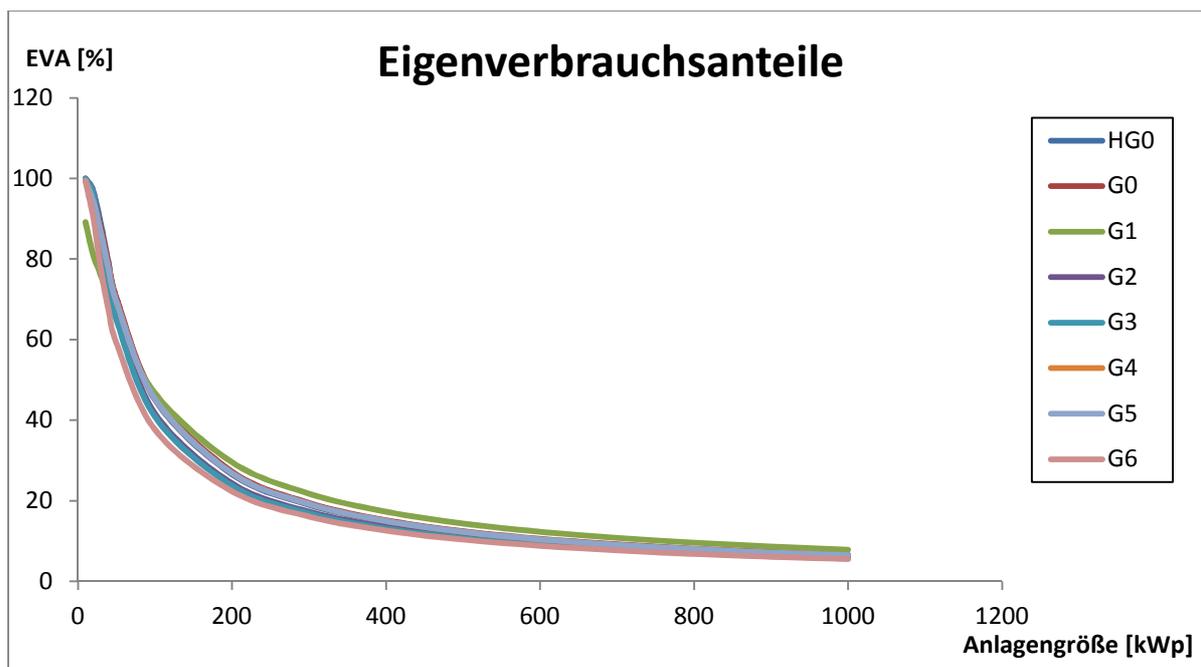


Abbildung 16: Eigenverbrauchsanteile für BDEW-Standardlastprofile

(Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von EWE NETZ)

Bei der Betrachtung, der in Abbildung 16 dargestellten Eigenverbrauchsanteile ist zu erkennen, dass die Möglichkeit der direkten Nutzung der produzierten elektrischen Energie einer PV-Anlage mit zunehmender Anlagengröße abnimmt. Dies lässt sich auf den charakteristischen Einspeisegang einer PV-Anlage zurückführen (vgl. Abbildung 14, Kapitel 4.1). Mit steigender Anlagengröße erhöht sich zwar die Menge an produziertem Strom der PV-Anlage, die Einspeisezeiten und damit die tagescharakteristische Glockenform des Einspeisegangs bleiben jedoch erhalten. Dies führt dazu, dass ab dem Zeitpunkt der Bedarfsdeckung in den stromproduzierenden Zeiten einer Photovoltaikanlage zusätzlich produzierte elektrische Energie vom jeweiligen Verbraucher nicht mehr zeitgleich genutzt werden kann. Die Eigenverbrauchsanteile sinken.

In Abbildung 17 zu erkennen, dass die Eigendeckungsanteile der untersuchten Standardlastprofile zunächst mit steigender Anlagengröße zunehmen und dann einen Sättigungswert erreichen. Auch hier ist diese Entwicklung auf die zeitliche Abweichung zwischen Produktion und Verbrauch zurückzuführen. Je nach Lastprofil eines Verbrauchers lässt sich aufgrund von fehlender Gleichzeitigkeit von PV-Erzeugung und Verbrauch, der zusätzlich produzierte Strom einer PV-Anlage nicht mehr direkt nutzen und somit der Jahresstromverbrauch nur zu einem gewissen Maße mittels PV-Strom abdecken.

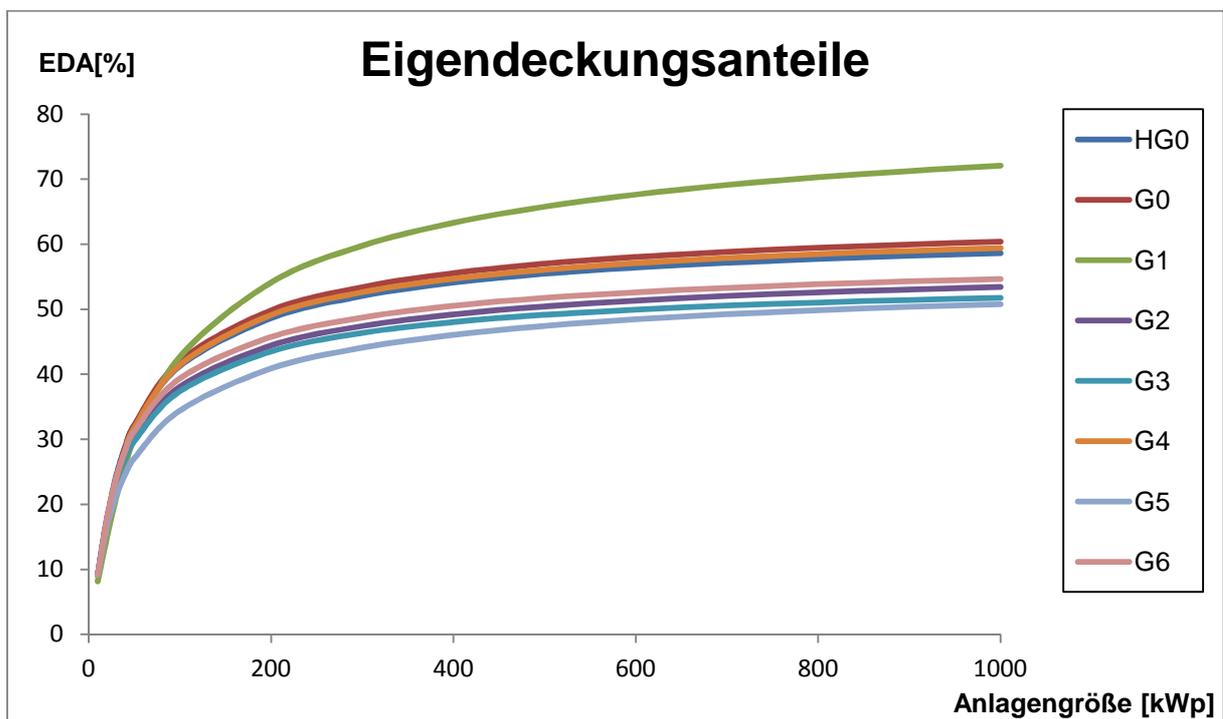


Abbildung 17: Eigendeckungsanteile für BDEW-Standardlastprofile

(Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von EWE NETZ)

4.5 Tool zur Dimensionierung einer Photovoltaikanlage für die Eigenstromversorgung

Für die Analyse und die Bewertung einer Eigenstromversorgung durch den Einsatz einer Photovoltaikanlage wurde im Rahmen dieser Arbeit ein Tool auf der Grundlage von Microsoft Excel erstellt. Das Tool, welches zur Dimensionierung einer PV-Anlage genutzt werden kann, wird ferner als PV-Tool bezeichnet. Die Berechnungen innerhalb des programmierten Tools basieren sowohl auf Standardrechnungsverfahren, als auch auf Makroprogrammierungen mittels VBA-Code.

Im Folgenden sollen das Ziel, der Aufbau und die Ergebnisse des Tools erläutert werden und daraufhin die Einsatzmöglichkeiten des PV-Tools aufgezeigt werden.

4.5.1 Ziel des Tools

Für den wirtschaftlichen Einsatz einer Photovoltaikanlage zur Eigenstromversorgung ist es wichtig, diese für den individuellen Verbraucher optimal auszulegen. Hierbei müssen sowohl die Kosten für die PV-Anlage, als auch die für die Reststromversorgung betrachtet werden. Zusammen mit der Einspeisevergütung aus überschüssig produziertem Strom der PV-Anlage muss das Kostenoptimum für den betrachteten Verbraucher ermittelt werden.

Je nach ausgewähltem Versorgungsmodell und dem angewandten Bilanzierungs- und Abrechnungsmethoden des Verbrauchers (vgl. Kapitel 2.2) gilt es, eine PV-Anlage zu Gunsten ihrer wirtschaftlichsten Kosten- und Erlössituation zu dimensionieren.

4.5.2 Auswahl des Versorgungsmodells

Das für den Zweck der PV-Anlagendimensionierung erstellte Tool beruht auf der Grundlage des Versorgungsmodells der Variante 3 (vgl. Kapitel 4.2). In dieser Variante des Versorgungsmodells wird die PV-Anlage zunächst von einem Dritten vorfinanziert und dann durch festgelegte Nutzungsüberlassungsrate dem

Verbraucher zur Verfügung gestellt. Wie bereits in Kapitel 4.3.2 dargestellt ist der eigenverbrauchte Strom somit steuern- und abgabenbefreit.

Das gewählte Versorgungsmodell sieht vor, dem Verbraucher die Anlage zum Gebrauch zu überlassen und ihm damit die Aufgaben des Anlagenbetreibers zu übergeben. Dies bedeutet für den Verbraucher, dass er das wirtschaftliche Risiko des Anlagenbetriebs trägt und die quantitative Nutzung des eigenverbrauchten Stroms selbstbestimmend regeln kann.

In der weiteren Betrachtung der PV-Anlagendimensionierung für einen Beispielverbraucher wird davon ausgegangen, dass in dem gewählten Versorgungsmodell das Energieversorgungsunternehmen sowohl die Rolle des Reststromlieferanten, als auch die Rolle des Anlagenbesitzers übernimmt. Anlagenbesitzer heißt in diesem Fall, dass die Vorfinanzierung der PV-Anlage vom Energieversorgungsunternehmen getragen wird. Der Verbraucher erhält seine Rolle des Anlagenbetreibers durch die Zahlung der Nutzungsüberlassungsrate an das Energieversorgungsunternehmen.

4.5.3 Stromkostenermittlung im Tool

Das Prinzip des PV-Tools besteht in der Ermittlung von spezifischen Preisen für die in Kapitel 4.1 eingeführten Stromarten des eigenverbrauchten Stroms, des Reststroms und des Überschussstroms. Bei den Kostenblöcken wird im Rahmen des PV-Tools zwischen dem Reststrompreis und dem PV-Strompreis unterschieden.

Der Reststrompreis ist ein Preis für elektrische Energie, der vom Energieversorgungsunternehmen festgelegt wird und mit dem der Reststrom des Verbrauchers innerhalb des Versorgungsmodells belegt wird. Die Höhe des Reststrompreises hängt von der Bepreisungsart und dem individuellen Lastprofil des Verbrauchers ab. Der Reststrompreis wird abhängig von der gegebenen Struktur des Reststromprofils unter Berücksichtigung der am Strommarkt vorgegebenen Preisstruktur ermittelt. Der PV-Strompreis setzt sich aus den spezifischen Stromgestehungskosten (LCOE für levelized cost of electricity) der PV-Anlage sowie aus den Erlösen der Überschusseinspeisung nach EEG-Vergütung zusammen.

Die Stromgestehungskosten bezeichnen die Kosten, die für die Energieumwandlung von einer anderen Energieform in elektrischen Strom notwendig sind.⁸⁷ Mit Hilfe der Kapitalwertmethode werden hierbei die Installationskosten, sowie die Zahlungsströme von Einnahmen und Ausgaben durch Diskontierung über die gesamte Anlagenlaufzeit berechnet.⁸⁸

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+i)^t}} \quad (3)$$

I_0 : Investitionskosten [Euro]

A_t : Jährliche Gesamtkosten [Euro im Jahr t]

M_{el} : Produzierte Strommenge im jeweiligen Jahr [kWh]

i : realer kalkulatorischer Zinssatz [%]

n : wirtschaftliche Nutzungsdauer [Jahre]

t : Jahr der Nutzungsperiode (1,2...n)

Der PV-Strompreis errechnet sich nach der Gleichung in Formel 4 und wird in Cent je Kilowattstunde angegeben.

$$\text{PV-Strompreis} = \frac{(\text{LCOE} \cdot \text{PV-Gesamtstrom}) - (\text{Überschussstrom} \cdot \text{Einspeisevergütung})}{\text{eigenverbraachte Strom}} \quad (4)$$

Beispiel: Jahresverbrauch Objekt: 100.000 kWh, PV-Anlagengröße 10 kWp

$$\text{PV-Strompreis} = \frac{\left(24,08 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} \cdot 9126 \text{ kWh}\right) - \left(25 \text{ kWh} \cdot 17,02 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}\right)}{9101 \text{ kWh}} = 24,09 \text{ ct/kWh}^{89}$$

⁸⁷ Vgl. Enzyklo.

⁸⁸ Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme (ISE) (Hrsg.): Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien.

⁸⁹ Die Werte beruhen auf einer Berechnung mit Hilfe von Microsoft Excel.

Der PV-Strompreis ist eine Preisgröße, die für den Verbraucher die Wertigkeit der erzeugten Strommenge aus der PV-Anlage aufzeigt. Der PV-Strompreis ist somit kein Strompreis, der vom Verbraucher innerhalb des Versorgungsmodells tatsächlich entrichtet werden muss, sondern gilt als Vergleichswert hinsichtlich der Stelligkeit des eigen genutzten Stroms.

Aus den beiden Preisblöcken (PV-Strompreis, Reststrompreis) lässt sich daraufhin ein Mischstrompreis ermitteln. Der Mischstrompreis setzt sich aus den Kosten für die Reststromlieferung und aus den Kosten für den PV-Strom zusammen und wird unter Berücksichtigung des Jahresstrombedarfs des Verbrauchers zu einer individuellen Preisgröße verrechnet. Der Mischstrompreis wird in Cent je Kilowattstunde angegeben.

$$\text{Mischstrompreis} = \frac{(\text{PV-Strompreis} * \text{eigenverbraucher Strom}) + (\text{Reststrompreis} * \text{Reststrom})}{\text{Jahresverbrauch}} \quad (5)$$

Beispiel: Jahresverbrauch Objekt: 100.000 kWh, PV-Anlagengröße 10 kWp

$$\text{Mischstrompreis} = \frac{\left(24,09 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} * 9101 \text{ kWh}\right) + \left(21,5 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} * 90889 \text{ kWh}\right)}{100000 \text{ kWh}} = 21,74 \text{ ct/kWh}^{90}$$

Da sich der Mischstrompreis aus dem PV-Strompreis und dem Reststrompreis zusammensetzt, ist der Verbraucher für die Höhe seines individuellen Mischstrompreises selbst verantwortlich. Der PV-Strom im gewählten Versorgungsmodell ist steuern- und abgabenbefreit und aufgrund geringer Investitionskosten für die PV-Anlage in der Regel niedriger als der Reststrompreis (vgl. Formel 4). Je mehr PV-Strom der Verbraucher also durch angepasstes Verbrauchsverhalten nutzt (Eigenverbrauchsanteil), desto günstiger fällt sein Mischstrompreis aus. Diese Kostenkonstellation bedeutet für den Verbraucher eine monetäre Vorteilssituation verglichen zum vollständigen Strombezug aus dem öffentlichen Netz. Diese fällt

⁹⁰ Die Werte beruhen auf einer Berechnung mit Hilfe von Microsoft Excel.

umso höher aus, je mehr der Verbraucher von dem erzeugten Strom der PV-Anlage direkt nutzt.

Der Verbraucher trägt innerhalb des angewandten Versorgungsmodells die Kosten der Nutzungsüberlassungsrate und die Kosten der Reststrombelieferung. Die Nutzungsüberlassungsrate ist eine fixe Kostengröße, die der Verbraucher monatlich zahlt und die sich aus den PV-Anlagenkosten und dem erzeugten PV-Gesamtstrom eines festgelegten Jahres errechnet (Kfix). Die Nutzungsüberlassungsrate wird in Euro pro Monat angegeben.

$$\text{Nutzungsüberlassungsrate} = \frac{\text{LCOE*PV-Gesamtstrom(Kfix)}}{\frac{12}{100}} \quad (6)$$

Beispiel: Jahresverbrauch Objekt: 100.000 kWh, PV-Anlagengröße 10 kWp

$$\text{Nutzungsüberlassungsrate} = \frac{\frac{24,09 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} * 9126 \text{ kWh}}{12}}{100} = 183 \text{ Euro/Monat}$$

4.5.4 Aufbau und Ergebnisse des Tools

Das mit Microsoft Excel erstellte PV-Tool gliedert sich in zwei Eingabemasken und zwei Ausgabemasken. Während die erste Eingabemaske die Eingabe des viertelstundenscharfen Lastprofils des Verbrauchers fordert, sind die Eingaben auf der zweiten Eingabemaske sowohl anlagenspezifische, verbraucherspezifische als auch allgemeine Angaben.

Bei den Informationen der beiden Ausgabemasken wird zwischen anlagenspezifische Daten und die im Versorgungsmodell auftretenden Preisblöcke inklusive den errechneten Mischstrompreis unterschieden.

1. Eingabemaske 1: Lastprofil

Die erste Eingabemaske des PV-Tools (Abbildung 18) dient der Eingabe des Lastprofils des betrachteten Verbrauchers. Hierbei handelt es sich um eine

viertelstundengenaue Eingabe. Die Eingabe der Verbrauchsdaten erfolgt in der Einheit Kilowattstunde (kWh).

Je nach Eingabe des Installationsdatum der PV-Anlage auf der Eingabemaske 2, wird der Benutzer aktiv mit dem Hinweis „Hier Lastgangsdaten eingeben“ dazu aufgefordert, Lastprofildaten für das Installationsjahr (z.B. in Abbildung 18 das Jahr 2013) in die Eingabemaske 1 einzuspielen.

Eingabe Verbrauchsprofil								
Hier Lastgangsdaten eingeben		2013	2014	2015	2016			
Summe	Eingabe:	4000,030	Eingabe:		Eingabe:		Eingabe:	
Datum/Zeit	[kWh]	Datum/Zeit	[kWh]	Datum/Zeit	[kWh]	Datum/Zeit	[kWh]	
01.01.2013 00:15	0,068	01.01.2014 00:15		01.01.2015 00:15		01.01.2016 00:15		
01.01.2013 00:30	0,068	01.01.2014 00:30		01.01.2015 00:30		01.01.2016 00:30		
01.01.2013 00:45	0,068	01.01.2014 00:45		01.01.2015 00:45		01.01.2016 00:45		
01.01.2013 01:00	0,067	01.01.2014 01:00		01.01.2015 01:00		01.01.2016 01:00		
01.01.2013 01:15	0,066	01.01.2014 01:15		01.01.2015 01:15		01.01.2016 01:15		
01.01.2013 01:30	0,066	01.01.2014 01:30		01.01.2015 01:30		01.01.2016 01:30		
01.01.2013 01:45	0,065	01.01.2014 01:45		01.01.2015 01:45		01.01.2016 01:45		
01.01.2013 02:00	0,065	01.01.2014 02:00		01.01.2015 02:00		01.01.2016 02:00		
01.01.2013 02:15	0,065	01.01.2014 02:15		01.01.2015 02:15		01.01.2016 02:15		
01.01.2013 02:30	0,064	01.01.2014 02:30		01.01.2015 02:30		01.01.2016 02:30		
01.01.2013 02:45	0,063	01.01.2014 02:45		01.01.2015 02:45		01.01.2016 02:45		
01.01.2013 03:00	0,063	01.01.2014 03:00		01.01.2015 03:00		01.01.2016 03:00		
01.01.2013 03:15	0,063	01.01.2014 03:15		01.01.2015 03:15		01.01.2016 03:15		
01.01.2013 03:30	0,063	01.01.2014 03:30		01.01.2015 03:30		01.01.2016 03:30		
01.01.2013 03:45	0,063	01.01.2014 03:45		01.01.2015 03:45		01.01.2016 03:45		
01.01.2013 04:00	0,063	01.01.2014 04:00		01.01.2015 04:00		01.01.2016 04:00		
01.01.2013 04:15	0,063	01.01.2014 04:15		01.01.2015 04:15		01.01.2016 04:15		
01.01.2013 04:30	0,063	01.01.2014 04:30		01.01.2015 04:30		01.01.2016 04:30		
01.01.2013 04:45	0,063	01.01.2014 04:45		01.01.2015 04:45		01.01.2016 04:45		
01.01.2013 05:00	0,064	01.01.2014 05:00		01.01.2015 05:00		01.01.2016 05:00		
01.01.2013 05:15	0,065	01.01.2014 05:15		01.01.2015 05:15		01.01.2016 05:15		
01.01.2013 05:30	0,066	01.01.2014 05:30		01.01.2015 05:30		01.01.2016 05:30		
01.01.2013 05:45	0,067	01.01.2014 05:45		01.01.2015 05:45		01.01.2016 05:45		
01.01.2013 06:00	0,067	01.01.2014 06:00		01.01.2015 06:00		01.01.2016 06:00		
01.01.2013 06:15	0,069	01.01.2014 06:15		01.01.2015 06:15		01.01.2016 06:15		
01.01.2013 06:30	0,07	01.01.2014 06:30		01.01.2015 06:30		01.01.2016 06:30		
01.01.2013 06:45	0,071	01.01.2014 06:45		01.01.2015 06:45		01.01.2016 06:45		
01.01.2013 07:00	0,073	01.01.2014 07:00		01.01.2015 07:00		01.01.2016 07:00		
01.01.2013 07:15	0,075	01.01.2014 07:15		01.01.2015 07:15		01.01.2016 07:15		
01.01.2013 07:30	0,077	01.01.2014 07:30		01.01.2015 07:30		01.01.2016 07:30		
01.01.2013 07:45	0,078	01.01.2014 07:45		01.01.2015 07:45		01.01.2016 07:45		
01.01.2013 08:00	0,079	01.01.2014 08:00		01.01.2015 08:00		01.01.2016 08:00		
01.01.2013 08:15	0,08	01.01.2014 08:15		01.01.2015 08:15		01.01.2016 08:15		
01.01.2013 08:30	0,081	01.01.2014 08:30		01.01.2015 08:30		01.01.2016 08:30		
01.01.2013 08:45	0,08	01.01.2014 08:45		01.01.2015 08:45		01.01.2016 08:45		

Abbildung 18: Ausschnitt aus Eingabemaske 1: Lastprofil
(Quelle: Eigene Darstellung aus dem PV-Tool)

2. Eingabemaske 2: Allgemeine Angaben

Die Eingaben, die im Zuge der Mischstrompreisberechnung für den zuvor eingespielten Verbrauchslastgang getätigt werden müssen, sind in Angaben zur PV-Anlage, Angaben zum Reststrompreis sowie allgemeine Angaben bezüglich Jahresstromverbrauch und Regelungen zur Einspeisevergütung unterteilt.

Im Rahmen der Parametereingabe zur Dimensionierung der PV-Anlage besteht die Möglichkeit, Angaben zu spezifischen Anlagenkosten und Angaben zum spezifischen jährlichen PV-Ertrag direkt zu tätigen und diese Werte für weitere Berechnungen als gegeben vorauszusetzen. Werden diese Angaben vom Benutzer nicht gemacht, so

wird für nachfolgende Berechnungsschritte innerhalb des Tools für die Anlagenkosten auf eine hinterlegte Anlagenkostenkurve zurückgegriffen. Der jährliche PV-Ertrag wird aus einer hinterlegten PV-Einspeisestruktur einer Hamburger Musteranlage⁹¹ errechnet. Das bedeutet, dass bei dieser Hamburger Musteranlage der Stromertrag der PV-Anlage wird entweder aus der Verrechnung von Einspeisestruktur und Anlagengröße ermittelt oder bei Angabe eines spezifischen PV-Ertrags aus der Anpassung der Einspeisestruktur auf den eingegebenen Wert ermittelt.

Des Weiteren wird eine PV-Anlage über die Angabe der Nutzungsjahre dimensioniert. Die Eingabe des kalkulatorischen Zinssatzes wird für die Berechnung der Stromgestehungskosten benötigt (vgl. Formel 3, Kapitel 4.5.3).

Für die Ermittlung eines Mischstrompreises und dem Vergleich zu einer Vollversorgung aus dem öffentlichen Netz werden in der Eingabemaske 2 zusätzlich Angaben zum Strombezugspreis aus einer Vollbelieferung, zu Reststromkosten innerhalb der Eigenstromversorgung und einer erwarteten Strombezugspreiserhöhung gefordert.

Eingabe:		Angaben zur PV Anlage	
 feste Eingabe:			
Installationszeitpunkt	<input type="text"/>	Anlagengröße	<input type="text"/> kWp
Datum	<input type="text"/>	wahlweise: Anlagenkosten	<input type="text"/> Euro/kWp
Jahresverbrauch Objekt	<input type="text"/> kWh	wahlweise: jährlicher PV Ertrag	<input type="text"/> kWh/kWp
Angaben zum Reststrompreis		Nutzungsjahre	<input type="text"/> Jahre
alter Strompreis (Vollbelieferung)	<input type="text"/> ct/kWh	Anlagenausrichtung	<input type="text"/>
Strombezugspreis (Reststrom)	<input type="text"/> ct/kWh	kalkulatorischer Zinssatz	<input type="text"/> %
jährliche Strompreiserhöhung	<input type="text"/> %		
Angabe zur Einspeisevergütung			
monatliche Degression der Einspeisevergütung	<input type="text"/> %		

Abbildung 19: Eingabemaske 2: Allgemeine Angaben
(Quelle: Eigene Darstellung aus dem PV-Tool)

⁹¹ Aufstellwinkel 20°, Ausrichtung 25° (25° abweichend von Süden in Richtung Osten ausgerichtet).

3. Ausgabemaske 1: Anlagenspezifische Ausgabe

Mit Hilfe der Eingabe des Lastprofils des Kunden aus Eingabemaske 1 und den anlagenspezifischen und verbraucherspezifischen Angaben aus Eingabemaske 2, werden in Ausgabemaske 1 zunächst die errechneten Daten hinsichtlich der PV-Anlage und deren Nutzung dargestellt.

Da der PV-Ertrag auf der Grundlage einer fest hinterlegten Musteranlage beruht, errechnet sich die benötigte Fläche für die PV-Anlage demnach auch nach dem Platzbedarf der gewählten Aufständerung und Ausrichtung der Musteranlage. Hierbei wird von einem Wert von 25 Quadratmeter je Kilowattpeak ausgegangen.

Des Weiteren werden in Ausgabemaske 1 die Investitionskosten der PV-Anlage, die PV-Stromgestehungskosten (LCOE) sowie die für die Anlagengröße und dem Installationszeitpunkt zutreffende Einspeisevergütung dargestellt.

Entsprechend der direkten Nutzungsmöglichkeit des Stroms aus der PV-Anlage werden hinsichtlich der Übereinstimmung zwischen Verbraucherprofil/-menge und Einspeiseprofil/-menge der Eigenverbrauchanteil und der Eigendeckungsanteil für den individuellen Verbraucher ermittelt. Die Mengen für den Reststrom, den eigenverbrauchten Strom und den Überschussstrom bei gewählter Anlagengröße sind zusätzlich aufgezeigt.

Anlagendaten:
Daten für das erste Jahr

Fläche m²

Einspeisevergütung ct/kWh

Anlagenkosten Euro

LCOE ct/kWh

	EVA [%]	EDA [%]
Jahr		

Jahr	Reststrom		eigenverbrauchter Strom		Überschussstrom
	kWh	% an Jahresverbrauch	kWh	% an Jahresverbrauch	kWh
Jahr					

Abbildung 20: Ausgabemaske 1: Anlagenspezifische Ausgabe
(Quelle: Eigene Darstellung aus PV-Tool)

4. Ausgabemaske 2: Kostensituation im Versorgungsmodell

Die Ausgabemaske 2 dient der Darstellung der Kostensituation im Versorgungsmodell. Hierbei unterscheidet sich die Datenausgabe in eine Auflistung der einzelnen Preisblöcke (LCOE, Strombezugspreis des Restlastgangs, Einspeisevergütung) und in eine Darstellung des sich ergebenden Mischstrompreises mit einem Vergleich zu einer vollständigen Strombelieferung aus dem öffentlichen Netz (unterer Teil der Ausgabemaske in Abbildung 21).

Die Preisblöcke dienen zunächst der Preisdarstellung für die drei relevanten Stromarten im Eigenstrommodell. Es werden somit die Stromgestehungskosten (LCOE), die geltende Einspeisevergütung als auch der Reststrompreis dargestellt.

Die Darstellung des Mischstrompreises und der Vergleich zu einer vollständigen Strombelieferung aus dem öffentlichen Netz dient dem Nutzer der PV-Anlage zur Einordnung der monetären Position des Eigenstrommodells.

Der Vergleich zwischen Mischstrompreis aus dem Eigenstrommodell und Strombezugspreis aus der Vollversorgung mittels Strombezug aus dem öffentlichen Netz ist für den Zeitraum von fünf Nutzungsjahren inklusive des Installationsjahres dargestellt. Die ausgewählte Strombezugspreiserhöhung aus Eingabemaske 2 wird hierbei beachtet.

Preisblöcke:					
Jahr	Jahr 1	Jahr 2	Jahr 3	Jahr 4	Jahr 5
LCOE [ct/kWh]					
Strombezug Restlastgang [ct/kWh]					
Einspeisevergütung [ct/kWh]					
Nutzungsüberlassungsrate [Euro/Monat]					
Jahr	Jahr 1	Jahr 2	Jahr 3	Jahr 4	Jahr 5
Alter Strompreis [ct/kWh]					
Mischpreis [ct/kWh]					
PV Strompreis [ct/kWh]					
Reststrompreis [ct/kWh]					
Differenz alter/neuer Strompreis [ct/kWh]					
Differenz alter/neuer Strompreis [Euro/a]					
	Gewinn/Verlust	Gewinn/Verlust	Gewinn/Verlust	Gewinn/Verlust	Gewinn/Verlust

Abbildung 21: Ausgabemaske 2: Kostensituation im Versorgungsmodell

(Quelle: Eigene Darstellung aus PV-Tool)

4.6 Eigenstromversorgung eines Beispielverbrauchers

Nach der Vorstellung des PV-Tools soll nun im Folgenden anhand eines Beispielverbrauchers die Ergebnisse des Tools dargestellt werden. Bei dem ausgewählten Beispielverbraucher handelt es sich um ein Bürogebäude mit einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh. Der Verbraucher wird mit Hilfe einer registrierten Leistungsmessung vom Energieversorger abgerechnet.

Abbildung 22 zeigt das Lastprofil des Beispielverbrauchers anhand eines durchschnittlichen Tages des Jahres 2013. Aus der tagestypischen Verbrauchsstruktur des Beispielverbrauchers ist zu erkennen, dass der Stromverbrauch des Gebäudes ab sechs Uhr morgens stetig ansteigt und um etwa 10 Uhr sein Maximum erreicht. Danach sinkt der Verbrauch wieder und erreicht gegen 20 Uhr ein Level, das als Grundstrombedarf verstanden werden kann. Dieser Grundstrombedarf erstreckt sich über den Zeitraum von etwa 20 Uhr bis zirka 6 Uhr des darauffolgenden Tages.

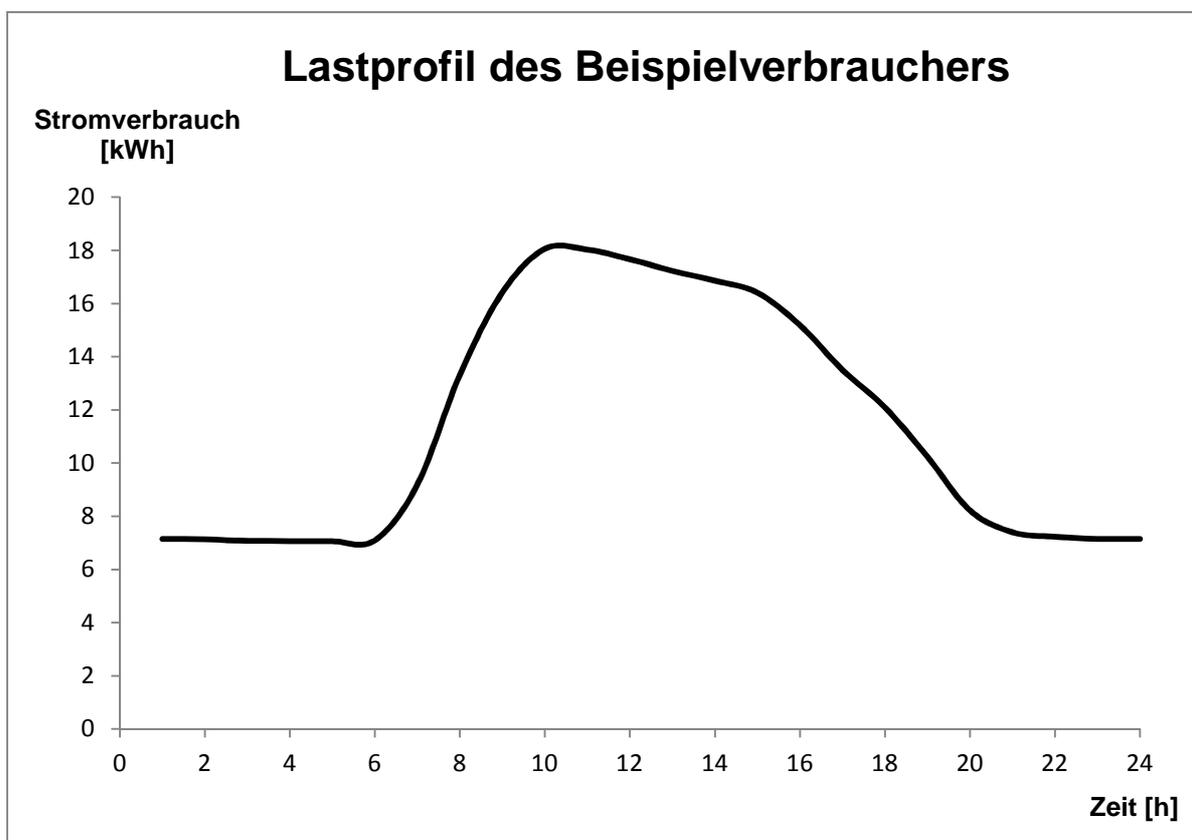


Abbildung 22: Lastprofil eines durchschnittlichen Tages des Beispielverbrauchers
(Quelle: Eigene Darstellung)

4.7 Dimensionierung der PV-Anlage

Zur Dimensionierung der PV-Anlage werden im dargestellten Beispiel einige Parameter der PV-Anlage als feste Parameter angenommen:

- Nutzungsdauer: 20 Jahre
- Ausrichtung: Flachdach Süd
- Kalkulatorischer Zinssatz: 4,5%

Des Weiteren ist die Jahresverbrauchsmenge des Beispielverbrauchers auf 100.000 kWh festgelegt. Die Dimensionierung der Anlage erfolgt für den Beispielverbraucher anhand dessen Lastprofils im Kalenderjahr 2013. Aufgrund der Annahme des Installationszeitpunktes der PV-Anlage am 01. Januar 2013 beträgt die Einspeisevergütung nach EEG für eine PV-Anlage kleiner als 10 kWp 17,02 ct/kWh, für PV-Anlagen von 10 bis 40 kWp 16,14 ct/kWh und für PV-Anlagen von 40 kWp bis 1000 kWp 14,4 ct/kWh.

Abbildung 23 zeigt den Mischstrompreis, welcher sich bei gegebenen Randbedingungen in Abhängigkeit der Anlagengröße ergibt. Hierbei sind die für eine Aufdachanlage relevanten PV-Anlagengrößen ausgewählt worden.

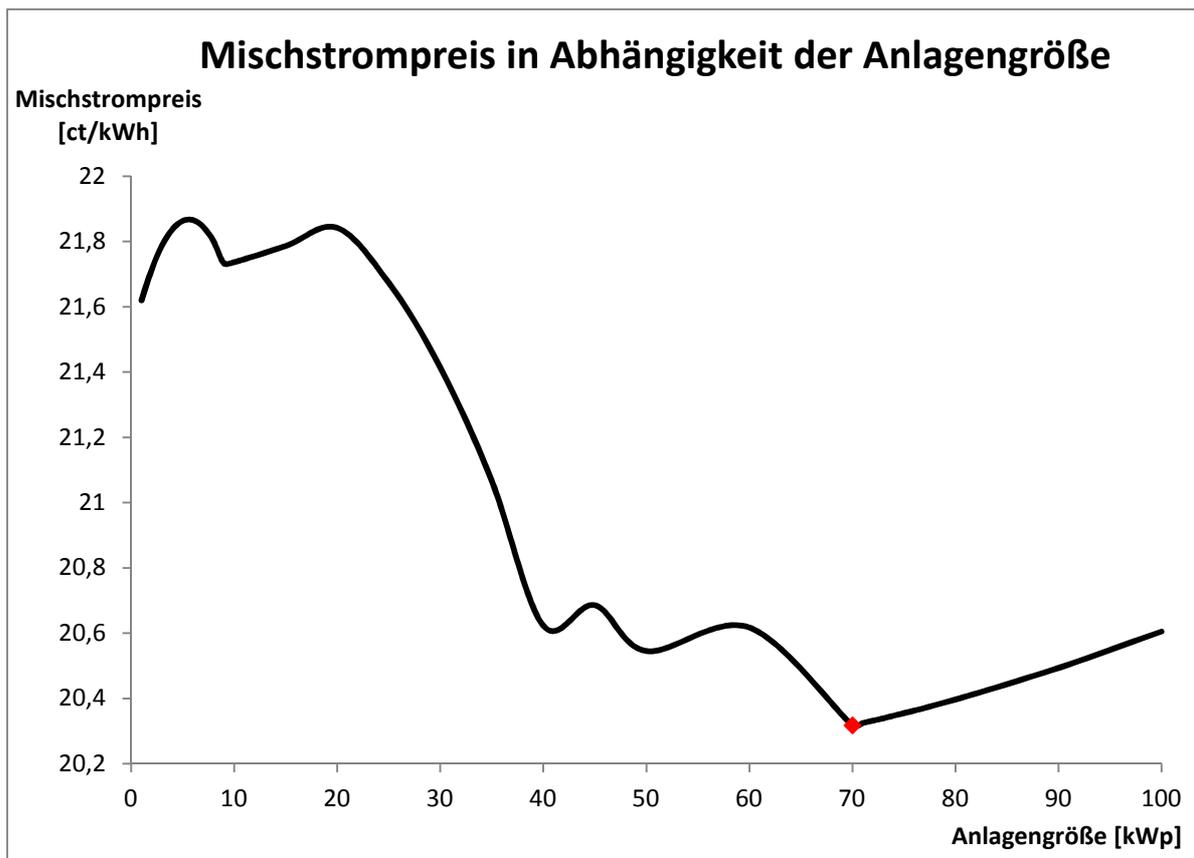


Abbildung 23: Mischstrompreis in Abhängigkeit der Anlagengröße

(Quelle: Eigene Darstellung)

Aus Abbildung 23 ist zu erkennen, dass der Mischstrompreis zunächst einem abnehmenden Trend unterliegt. Diese Entwicklung ist auf die gesteigerte direkte Nutzung der produzierten Energie aus der PV-Anlage (steigender Eigenverbrauchsanteil) und den sinkenden PV-Stromgestehungskosten zurückzuführen. Durch die stufenförmige Struktur der Einspeisevergütung in Abhängigkeit der Anlagengröße kommt es zu zeitweiligen Anstiegen des Mischstrompreises.

Der optimale Mischstrompreis für den betrachteten Beispielerbraucher und den gegebenen Randbedingungen bzw. Einflussgrößen wird bei einer PV-Anlage mit einer Größe von 70 kWp erreicht. Die optimale Anlagengröße ist in Abbildung 23 farblich markiert. Es ergibt sich ein Mischstrompreis in der Höhe von 20,32 ct/kWh.

Nach Erreichen eines minimalen Mischstrompreises erhöht sich der Mischstrompreis mit steigender Anlagengröße erneut. Der steigende Mischstrompreis ist auf die

Entwicklung der Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Anlagengröße zurückzuführen. Der Zusammenhang zwischen PV-Stromgestehungskosten (in Cent pro kWh) und der PV-Anlagengröße (in kWp) ist in Abbildung 24 zu sehen.

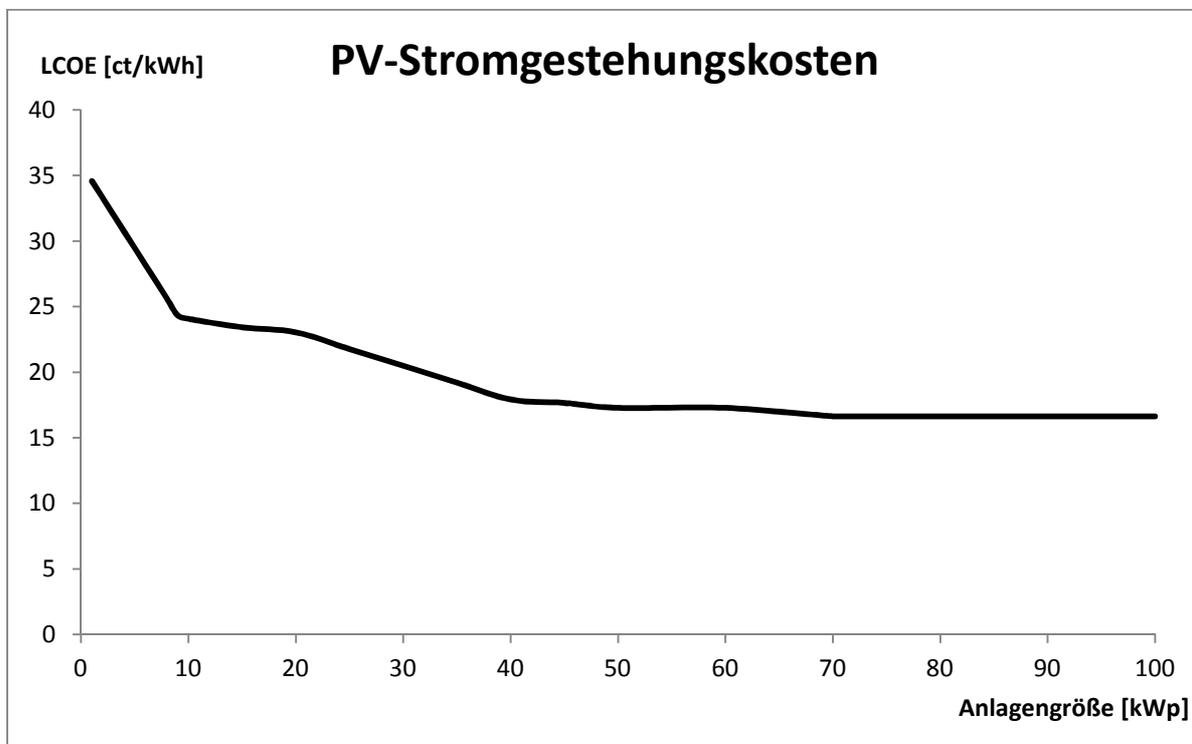


Abbildung 24: PV-Stromgestehungskosten (LCOE)

(Quelle: Eigene Darstellung)

Die Abbildung 24 zeigt, dass die PV-Stromgestehungskosten mit steigender Anlagengröße abnehmen. Während die Stromgestehungskosten im Bereich der einstelligen Anlagengrößen in kWp nahezu linear abnehmen, flacht die Kurve der PV-Stromgestehungskosten mit zunehmender Anlagengröße (ab 10 kWp) ab. Ab einer Anlagengröße von 40 kWp zeigt die Kurve einen nahezu konstanten Verlauf.

Der Zusammenhang zwischen Stromgestehungskosten und Anlagengröße ist ausschlaggebend für den Anstieg des Mischstrompreises. Durch die nahezu gleichbleibenden PV-Stromgestehungskosten sinkt auch der PV-Strompreis mit steigender Anlagengröße nur noch gering. Trotz steigendem Eigenverbrauchsanteil führt daraufhin das Verhältnis zwischen den Strompreisen und den dazugehörigen Verbrauchsmengen zu steigenden Mischstrompreisen. Einflussgebender Faktor für die Mischstrompreiserhöhung ist zusätzlich die sinkende Einspeisevergütung. Dies

führt zu einem höheren Anstieg des Mischstrompreises ab einer Anlagengröße von 70 kWp.

Die Mischstrompreisentwicklung in Abhängigkeit der Anlagengröße ist zusätzlich zur grafischen Darstellung in Abbildung 23 in Tabelle 6 in Zahlen dargestellt. Für den Reststrombezug ist vereinfacht ein einheitlicher Strompreis von 21,5 ct/kWh angesetzt. Die optimale Anlagengröße von 70 kWp ist farblich markiert.

**Tabelle 6: Mischstrompreis in Abhängigkeit der PV-Anlagengröße
(Quelle: Eigene Darstellung)**

Größe	Einheit								
Anlagengröße	kWp	30	40	50	60	70	80	90	100
Flächenbedarf	m ²	750	1000	1250	1500	1750	2000	2250	2500
LCOE	ct/kWh	20,49	17,93	17,29	17,29	16,65	16,65	16,65	16,65
Einspeisevergütung	ct/kWh	16,14	16,14	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40
Anteil eigenverbraucher Strom	%	23,82	28,54	32,01	24,71	36,87	38,65	40,18	41,50
PV-Strompreis	ct/kWh	21,14	18,43	18,52	18,96	18,29	18,65	19,00	19,34
Anteil Reststrom	%	76,18	71,46	67,99	75,29	63,13	61,35	59,82	58,50
Reststrompreis	ct/kWh	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5
Mischstrompreis	ct/kWh	21,41	20,62	20,55	20,62	20,32	20,40	20,49	20,61

4.8 Preisentwicklung über den Nutzungszeitraum

Im Folgenden wird für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit des Eigenstrommodells anhand des in Kapitel 4.6 vorgestellten Beispielverbrauchers die Preisentwicklung über fünf Nutzungsjahre inklusive des Installationsjahres anhand einer ausgewählten Anlagengröße aufgezeigt. Hierfür wird die für den Beispielverbraucher optimale PV-Anlagengröße von 70 kWp gewählt, was einer benötigten Dachfläche von 1750 m² entspricht. Die zusätzlichen Randparameter für die Dimensionierung einer PV-Anlage sollen aus dem vorangegangenen (Kapitel 4.7) beibehalten werden.

Der ermittelte Mischstrompreis aus Kapitel 4.7 kann für die Gegenüberstellung des Eigenstrommodells zum Strombezug aus einer Vollbelieferung genutzt werden. Der Preisvergleich zwischen einem Versorgungsmodell mit vollständigem Strombezug aus dem öffentlichen Netz ist für fünf Nutzungsjahre in Tabelle 7 dargestellt. Es wird von einer jährlichen Strompreiserhöhung von 4% ausgegangen. Für die Vollbelieferung aus dem öffentlichen Netz wird, wie bereits für die Reststrombelieferung ein Strombezugspreis von 21,5 ct/kWh für das Installationsjahr angenommen.

Tabelle 7: Preisentwicklung im Eigenstrommodell über fünf Nutzungsjahre
(Quelle: Eigene Darstellung)

Jahr	2013	2014	2015	2016	2017
Strompreis aus Vollbelieferung [ct/kWh]	21,5	22,36	23,25	24,18	25,15
Mischstrompreis [ct/kWh]	20,32	20,86	21,59	22,01	22,62
- PV-Strompreis [ct/kWh]	18,29	18,29	18,29	18,29	18,29
- Reststrompreis [ct/kWh]	21,5	22,36	23,25	24,18	25,15
Preisdifferenz [ct/kWh] (Mischstrompreis - Strompreis aus Vollbelieferung)	1,18	1,50	1,66	2,17	2,53

In der Darstellung der Preisentwicklung über die ersten fünf Nutzungsjahre ist zu erkennen, dass sich bereits im ersten Nutzungsjahre ein monetärer Vorteil für das Eigenstrommodell gegenüber der Vollbelieferung aus dem öffentlichen Netz einstellt. Dieser monetäre Vorteil des Eigenstrommodells baut sich im Laufe der Jahre zunehmend aus. Grund für diese Entwicklung ist die jährliche Steigerung des Strombezugspreises. Wie bereits in Kapitel 2.3.4 eingeführt, erhöht sich der Strombezugspreis stetig mit den kontinuierlich wachsenden staatlich verursachten Belastungen. Da sich die Strompreiserhöhungen im gewählten Versorgungsmodell (Variante 3, vgl. Tabelle 4, Kapitel 4.2) nicht auf den PV-Strom auswirken, bleibt dieser über die gesamte Nutzungsdauer der PV-Anlage konstant und wirkt sich damit dämpfend auf die Mischstrompreiserhöhung aus.

Dieser theoretisch ermittelte Preisvorteil des Eigenstrommodells beruht auf der Annahme, dass alle Einfluss- und Berechnungsgrößen den Werten des ersten Nutzungsjahres entsprechen. Hierzu gehören sowohl anlagenspezifische und verbraucherspezifische Parametergrößen als auch Ergebnisgrößen aus der Ermittlung der produzierten Gesamtstrommenge der PV-Anlage und der daraus resultierenden Verteilung der Strommengen auf PV-Strom, Überschussstrom und Reststrom.

Bei einer realen Bewertung eines Eigenstrommodells müssen besonders die tages- und jahreszeitlichen Schwankungen der Produktion elektrischer Energie aus einer PV-Anlage beachtet werden. Auch wenn beim betrachteten Eigenstrommodell bereits gemittelte Einstrahlungswerte verwendet wurden, kann es im realen Betrieb durch besonders sonnenarme oder sonnenreiche Jahre zu Abweichungen der eigegenutzten PV-Strommenge bzw. dem Reststrombedarf kommen. Insbesondere für die Festlegung eines Reststrompreises ist die Bewertung des zu erwarteten Ertrags über die Laufzeit des Eigenstrommodells ausschlaggebend. Zusätzlich sind die Lastprofiländerungen durch eine Änderung im Nutzerverhalten bei einem Kunden mit registrierter Leistungsmessung (RLM) von Bedeutung. Neureglungen der Strombezugspreiszusammensetzung, der Strompreiserhöhung sowie Änderungen in den gesetzlichen Regelungen für die Erhebung von Umlagen, Abgaben und Steuern auf elektrische Energie beeinflussen das Eigenstrommodell und dessen Wirtschaftlichkeit zusätzlich.

5 Problematik in der Ermittlung des Reststrompreises im Eigenstrommodell

Bei der Ermittlung eines Reststrompreises muss zwischen Verbrauchern mit einem Standardlastprofil (SLP) und Verbrauchern mit einer registrierten Leistungsmessung (RLM) unterschieden werden, da diese unterschiedlich bilanziert werden (vgl. Kapitel 2.2). Wird der Verbraucher mit Hilfe eines Standardlastprofils mit elektrischer Energie beliefert, so wird ihm der Reststrom streng nach der vorgegebenen Struktur des vom Netzbetreiber vordefinierten Profils geliefert. Das bedeutet, der Strombezugspreis bleibt auch bei Eigenverbrauch gleich und eine Preisermittlung kann auf der Grundlage der gegebenen Reststrommengen und dem dazugehörigen Profil stattfinden.

Eine größere Schwierigkeit ergibt sich bei einem Verbraucher, der mittels einer registrierten Leistungsmessung bilanziert und mit elektrischer Energie beliefert wird. Ein Reststrompreis muss hierbei für den tatsächlichen Verbrauch ermittelt werden. Ein Problem stellt dabei unterem anderem der variable Reststrombedarf dar. Je nach solarer Einstrahlung produziert die PV-Anlage unterschiedlich viel Strom, was zu abweichenden direkten Nutzungsmöglichkeiten des PV-Stroms vom Verbraucher und zu Schwankungen des Reststrombedarfs führt. Je nach Verbrauchertyp kann somit der Reststrombedarf in seiner Struktur stark variieren.

Eigenstrommodelle sind aufgrund der vergleichsweise hohen Lebensdauer einer Photovoltaikanlage von 20 Jahren auf diese lange Laufzeit ausgelegt. Der Einkauf von Stromprodukten am Strommarkt kann höchstens bis zu 6 bis 7 Jahre in der Zukunft stattfinden. Ferner ist die Entwicklung der Abgaben, Umlagen und Steuern, die auf die Lieferung von elektrischer Energie erhoben werden, schwer abschätzbar. Energieversorgungsunternehmen geben auf ihre entwickelten Stromprodukte in der Regel für höchstens 2 Jahre eine Preisgarantie. Die Entwicklung eines Stromprodukts im Rahmen eines Eigenstrommodells ist dementsprechend auch nur zeitlich begrenzt möglich.

Die Problematik, die sich in der Festlegung eines Reststrompreises für eine Zeitspanne von 20 Jahren ergibt, soll im Folgenden anhand der Preisentwicklung am Spotmarkt der Jahre 2009 bis einschließlich 2012 erläutert werden.

5.1 Spotpreisentwicklung am Strommarkt

Bereits in Kapitel 2.3.3 wurde darauf hingewiesen, dass der Ausbau und die Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen Strommarkt zu einer Veränderung der Preisstruktur am Spotmarkt führt.

Die Entwicklung und Veränderung der Preisstruktur am Spotmarkt wurde für die Jahre 2009 bis 2012 untersucht. Die Ergebnisse sind in Abbildung 25 anhand der Spotmarktpreise eines durchschnittlichen Tages dargestellt.

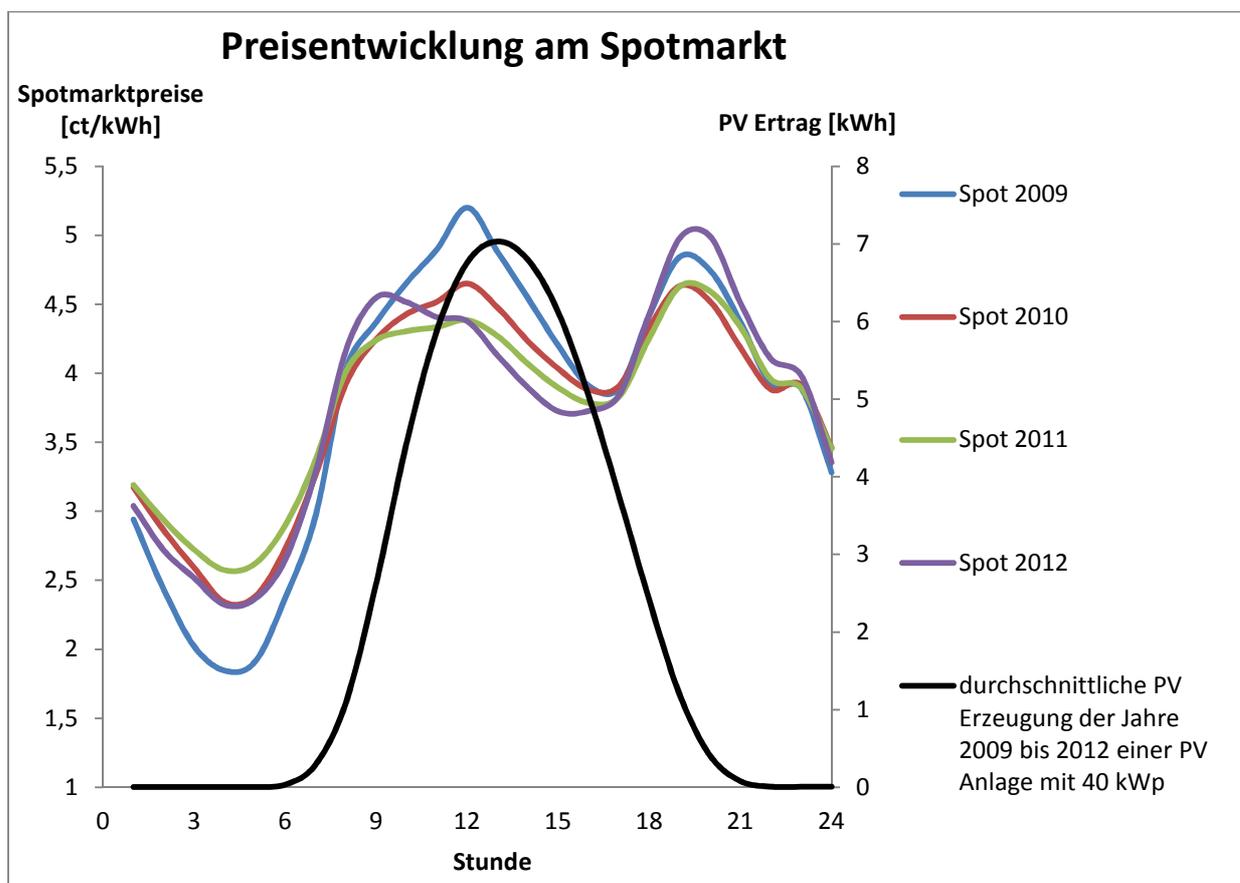


Abbildung 25: Preisentwicklung am Spotmarkt der Jahre 2009 bis 2012
 (Quelle: Eigene Darstellung nach EEX)

Neben den Strompreisen am Spotmarkt ist in Abbildung 25 zusätzlich das durchschnittliche Einspeiseprofil einer Photovoltaikanlage mit einer Leistung von 40 kWp für die betrachteten Jahre aufgeführt.

Die Photovoltaik produziert hauptsächlich in den Stunden zwischen 9 und 18 Uhr eines Tages elektrische Energie⁹². Besonders in den Abendstunden (19-23 Uhr), in denen die PV-Anlage wenig bis gar keine elektrische Energie erzeugt und der Strombedarf aufgrund dessen nicht durch Eigenerzeugung gedeckt werden kann, sind die Strompreise am Spotmarkt hoch. In den Morgenstunden eines Tages (2-6 Uhr) sind die Strompreise im Vergleich zu den restlichen Stunden des Tages zwar vergleichsweise niedrig, sie unterliegen jedoch einer hohen Volatilität. Auch in diesen Stunden kann der Strombedarf eines Verbrauchers nicht durch eine PV-Anlage gedeckt werden.

Die in Abbildung 25 dargestellte Entwicklung der Spotmarktpreise ist auf die derzeitige Kraftwerksparkzusammensetzung und deren Entwicklung zurückzuführen. In Zeiten der Einspeisung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Energien müssen aus Gründen der Netzsicherheit andere Kraftwerke im vorhandenen Kraftwerkspark ihre Leistung drosseln. Sobald eine Stromeinspeisung aus den regenerativen Energiesystemen nicht mehr gegeben ist, muss die elektrische Energie erneut von den konventionellen Kraftwerken im Kraftwerkspark gedeckt werden. Dies hat bei den konventionellen Kraftwerken einen ständigen Wechsel zwischen Leistungssteigerung und Leistungssenkung zur Folge.

Die Auswirkungen dessen auf die Preise im Spotmarkt haben je nach Sonneneinstrahlung (z.B.: tagesablaufsbedingt, wetterbedingt) sowohl einen senkenden als auch einen preissteigernden Einfluss. Es ist zu erkennen, dass in den Stunden der Haupteinspeisung der Photovoltaik (12 bis 17 Uhr) eine Preissenkung in den Spotmarktpreisen zu vermerken ist. Während die konventionellen Kraftwerke in diesen Stunden ihre Leistung drosseln, kommt es durch die Einspeisung elektrischer Energie aus der Photovoltaik zu einem hohen Angebot an Energie im Strommarkt. Da die Photovoltaikanlagen aber je nach Bewölkung unterschiedlich viel elektrische Energie produzieren, ist der Strompreis an sonnigen Tagen tendenziell niedriger als an wolkigeren Tagen.

⁹² 94,2% der gesamten erzeugten elektrischen Energie der untersuchten PV-Anlage wurde zwischen 9 und 18 Uhr produziert.

Dem gegenüber steht der Anstieg der Spotmarktpreise in den Tageszeiten, in denen die Photovoltaik nicht einspeist. Hierzu gehören die Abendstunden von 19 bis 23 Uhr und die Morgenstunden von 2 bis 10 Uhr. Sinkt die Einspeisung elektrischer Energie aus der Photovoltaikanlagen, so müssen die konventionellen Kraftwerke ihre Leistung wieder stärker in den Markt einbringen. Es kommt zu einer Erhöhung der Spotmarktpreise.

Diese Preisentwicklung am Markt ist nicht ausschließlich durch die Einspeisung elektrischer Energie aus PV-Anlagen geprägt, sondern wird auch durch andere unregelmäßig einspeisenden regenerativen Energiesysteme, wie zum Beispiel der Windenergie beeinflusst. Mit der anhaltenden Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen Strommarkt wird ein weiterer Anstieg der in Abbildung 25 erkennbaren Preisvolatilität erwartet. Inwieweit die Preisdifferenzen am Spotmarkt den Reststrombepreisung innerhalb eines Eigenstrommodells beeinflussen wird im Folgenden erläutert.

5.2 Ermittlung eines Reststrompreises

Bei der Anwendung eines Eigenstrommodells ist die Preisentwicklung am Spotmarkt entscheidend für die Ermittlung des Reststrompreises für den Verbraucher. Da der Verbraucher aufgrund der direkten Nutzung des PV-Stroms seinen Strombedarf in den Haupteinspeisezeiten der Photovoltaikanlage teilweise oder vollständig deckt, liegt sein Reststrombedarf hauptsächlich in Stunden, in denen die Photovoltaikanlage keinen Strom erzeugt.

Anhand des Standardlastprofils HG0⁹³ wird im Folgenden eine beispielhafte Bepreisung des Lastprofils, des Profils der PV-Nutzung und des Reststromprofils für die Jahre 2009 bis 2012 durchgeführt. Durch die Normierung der Profile auf einen Jahresdurchschnittswert aller Lastgangswerte der Jahre 2009 bis 2012 sowie die Normierung der Spotmarktpreise auf die aktuelle prognostizierten Marktpreise von

⁹³ Standardlastprofil für die Hansestadt Hamburg.

2014 sollen die Auswirkungen der Preisveränderungen am Spotmarkt und die damit verbundenen Auswirkungen auf eine Reststrombepreisung aufgezeigt werden.

In Abbildung 26 sind zunächst die durchschnittlichen Tagesstrukturen des HGO Profils, des PV-Profiles das daraus resultierende Restlastgangsprofil dargestellt.

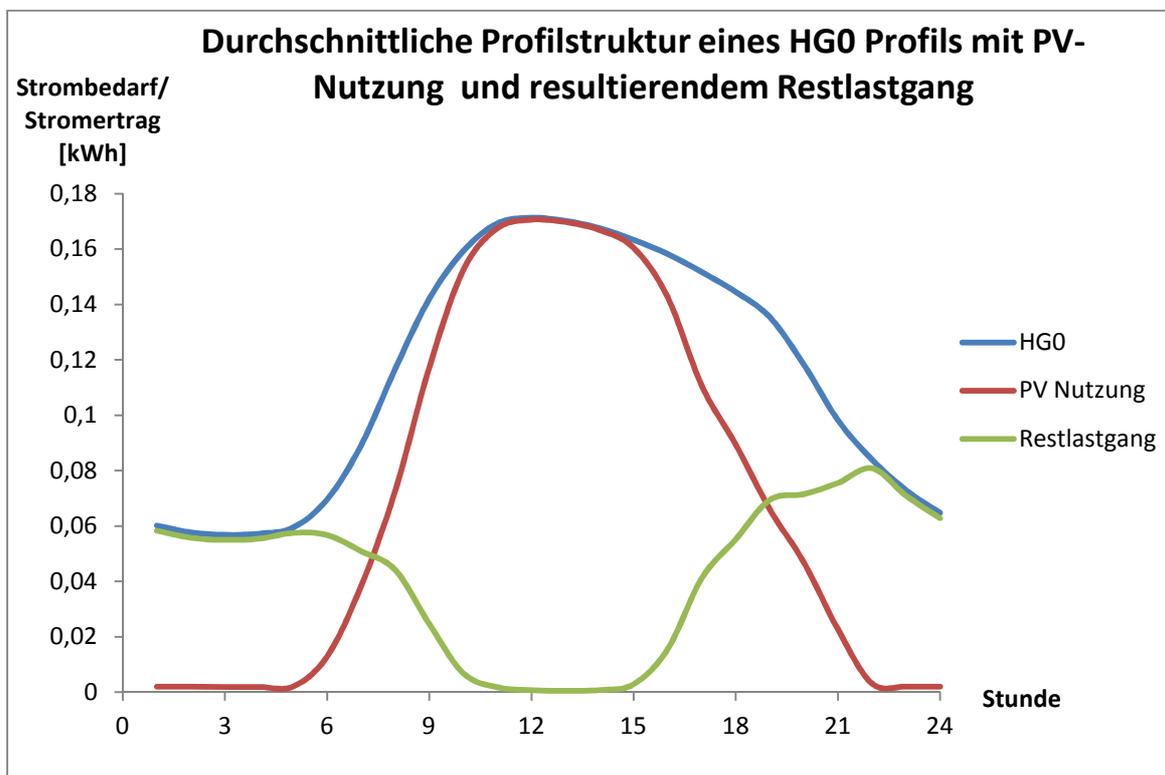


Abbildung 26: Durchschnittliche Tagesprofilstruktur der Jahre 2009 bis 2012 eines HGO Profils mit PV-Nutzung und resultierendem Restlastgang⁹⁴

(Quelle: Eigene Darstellung)

Bei dem Vergleich der Restlastgangsstruktur in Abbildung 26 und der Preisstruktur des Spotmarktes aus Abbildung 25 in Kapitel 5.1 ist deutlich zu erkennen, dass der Bedarf an Reststrom des Standardlastprofils in den Stunden der hohen Preisvolatilität auftritt (20-8 Uhr). Um einen Einfluss der zeitlichen Übereinstimmung zwischen Reststrombedarf und hoher Preisvolatilität am Spotmarkt aufzuzeigen, wurde eine Bepreisung des Restlastgangs aus den Jahren 2009 bis 2012 mit den entsprechenden Spotmarktpreisen durchgeführt (Abbildung 27)⁹⁵. Der zu erwartende

⁹⁴ Größe der PV-Anlage: 10 kWp, Jahresverbrauch des HGO Profils: 100.000 kWh.

⁹⁵ Kosten des Restlastgang = Restlastgang * Preisentwicklung am Spotmarkt.

Kostenanstieg über die betrachteten Jahre ist besonders in den Abendstunden eines Tages deutlich zu erkennen da zu dieser Zeit der Strompreis am Spotmarkt erhöht ist und der Strombedarf nicht durch die PV-Anlage gedeckt werden kann. Die tagesspezifischen Kostenstrukturen des Restlastgangs sind in Abbildung 27 dargestellt.

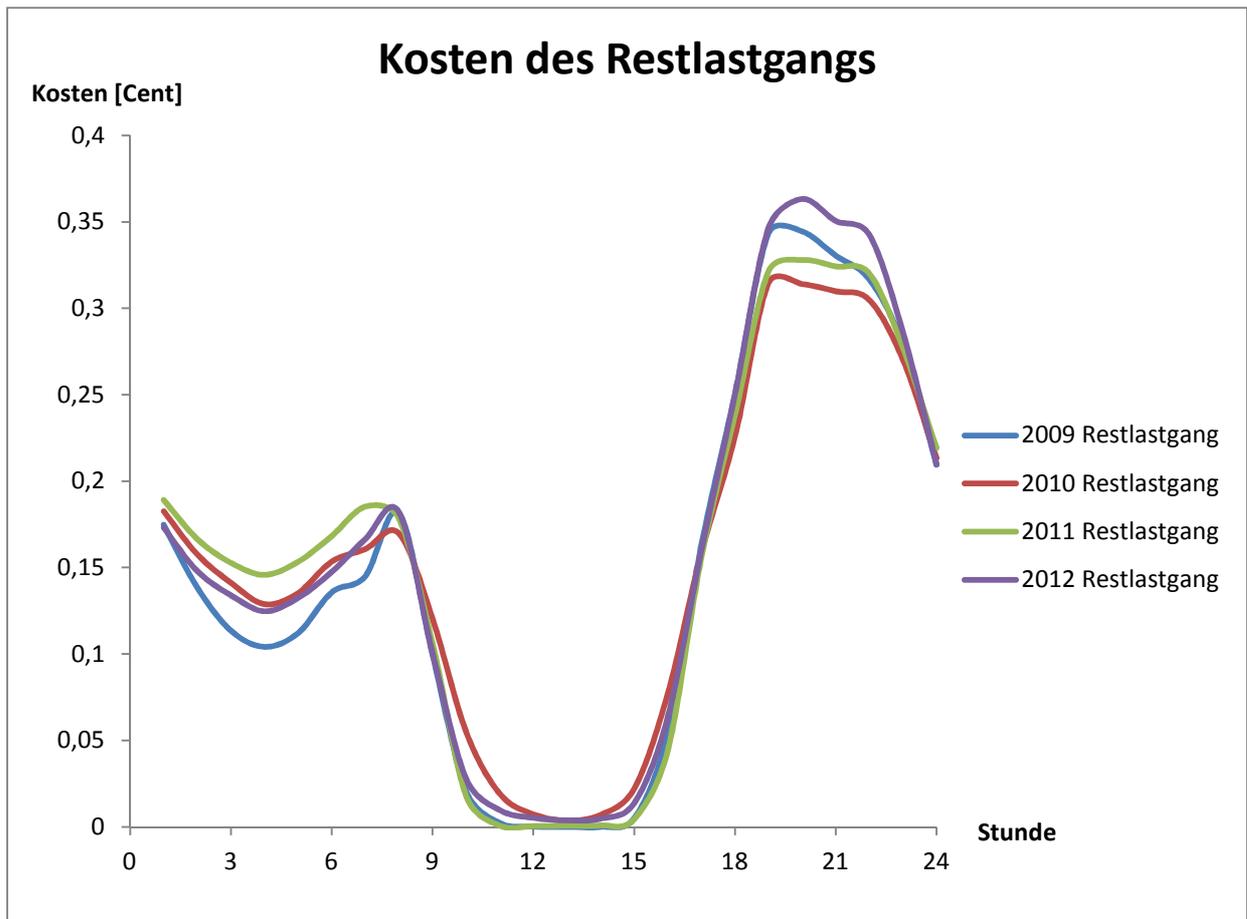


Abbildung 27: Entwicklung der Kosten des Restlastgangs bei einer Bepreisung mit Spotmarktpreisen

(Quelle: Eigene Darstellung nach EEX)

Im Rahmen der Untersuchung der Kostenentwicklung des Restlastgangs wurde für die drei relevanten Profile (Verbraucherprofil (HG0), PV-Nutzungsprofil, Restlastgangsprofil) der spezifische Jahresenergiepreis für die einzelnen Profile auf Basis der Spotmarktpreise aus den jeweiligen Jahren ermittelt. Tabelle 8 zeigt die Ergebnisse der Preisgegenüberstellung der einzelnen Profile in den vier Betrachtungsjahren.

Tabelle 8: Preisgegenüberstellung des HG0-Profiles, des PV-Nutzungsprofils und des Restlastgangsprofils in den Jahren 2009 bis 2012

(Quelle: Eigene Darstellung)

Jahr	HG0 Profil [ct/kWh]	PV-Nutzung [ct/kWh]	Restlastgang [ct/kWh]	Verhältnis Restlastgang zu HG0
2009	4,11	4,45	3,47	0,85
2010	4,00	4,25	3,60	0,90
2011	3,96	4,14	3,64	0,92
2012	3,99	4,18	3,69	0,93

Durch die Normierung der Spotmarkpreise und der Lastgangswerte der drei Profile ist eine Vergleichbarkeit geschaffen worden, die es ermöglicht, ein Preisverhältnis zwischen dem Restlastgangsprofil und dem jährlichen Durchschnittspreis des HG0 Profils aufzustellen. Hierbei ist deutlich zu erkennen, dass der jahresspezifische Preis des Restlastgangs im Laufe der betrachteten Jahre in Relation zur Preiswertigkeit des HG0-Profiles stetig zunimmt. Diese Preissteigerung des Restlastgangs ist auf die Strukturveränderung der Spotmarkpreise der letzten vier Jahre zurückzuführen (vgl. Abbildung 25, Kapitel 5.1).

Besonders relevant ist diese Entwicklung für das Energieversorgungsunternehmen, welches dem Verbraucher im Rahmen des Geschäftsverhältnisses innerhalb des Eigenstrommodells einen Reststrompreis für mehrere Jahre anbieten möchte.

6 Darstellung und Diskussion der Ergebnisse

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurden anhand eines gewählten Beispielverbrauchers die Nutzungsmöglichkeiten eines Eigenstrommodells für die Stromversorgung dargestellt. Bei dem gewählten Stromverbraucher handelt es sich um ein Bürogebäude mit einem Jahresstromverbrauch von 100.000 Kilowattstunden. Im Zuge der Dimensionierung der PV-Anlage für das spezifische Verbraucherprofil wurde eine PV-Anlage mit einer Größe von 70 kWp als optimale Anlagengröße festgestellt. Mit den gegebenen Randparametern (Nutzungsdauer: 20 Jahre, Ausrichtung: Flachdach Süd, kalkulatorischer Zinssatz: 4,5%) ergeben sich für das Betrachtungsjahr 2013 spezifische Stromgestehungskosten der PV-Anlage von 16,65 ct/kWh.

Der Beispielverbraucher kann durch die Überschneidung seines Verbrauchsprofils mit dem Einspeiseprofil der verwendeten Hamburger Musteranlage 36,87% des erzeugten Stroms der PV-Anlage direkt nutzen.

Aus dem eigen genutzten Strom und dem Reststrom, der mit einem Preis von 21,5 ct/kWh angesetzt wurde, ergibt sich für den Verbraucher ein individueller Mischstrompreis von 20,32 ct/kWh. Der eingespeiste Strom der PV-Anlage in das öffentliche Netz wird nach den aktuellen EEG-Vergütungssätzen mit 14,4 ct/kWh entlohnt.

Im Zuge der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des gewählten Eigenstrommodells für den individuellen Verbraucher hat sich ergeben, dass sich bereits im ersten Nutzungsjahr ein monetärer Vorteil des Eigenstrommodells gegenüber der Vollversorgung einstellt. Die vollständige Stromversorgung aus dem öffentlichen Netz wurde mit einem Vergleichsstrompreis von 21,5 ct/kWh angesetzt. Während sich bereits im ersten Jahr ein Preisvorteil von 1,18 ct/kWh des Eigenstrommodells gegenüber der Vollversorgung ergibt, baut sich dieser bis zum fünften Nutzungsjahr auf 2,53 ct/kWh aus. Hierbei wird von einer festen jährlichen Strombezugspreiserhöhung von 4% ausgegangen.

Die Wirtschaftlichkeit eines Eigenstrommodells erhöht sich somit mit der Dauer der Laufzeit. In welcher Höhe sich der monetäre Vorteil des Versorgungsmodells

auswirkt ist jeweils individuell zu bewerten. Zum einen wird die Rentabilität des Eigenstrommodells durch das individuelle Lastprofil sowie das Nutzverhalten des Verbrauchers und die damit verbundene Höhe des Mischstrompreises bestimmt, zum anderen ist die jährliche Strombezugspreiserhöhung ausschlaggebend für den Ausbau des Preisprofils. In dem dargestellten Beispiel würde sich der Kostenvorteil des Eigenstrommodells gegenüber der Vollbelieferung aus dem öffentlichen Netz bei einer Gesamtlaufzeit von 20 Jahren auf eine Gesamtsumme von 91.306 Euro belaufen.⁹⁶ Für die Investitionskosten einer Photovoltaikanlage mit einer Größe von 70 kWp ist mit zirka 90.000 Euro zu rechnen.

Des Weiteren wurde in Kapitel 5 die Problematik der Ermittlung des Reststrompreises im Eigenstrommodell aufgezeigt. Aufgrund der Integration der erneuerbaren Energien in die Stromversorgung unterliegt der Spotmarkt steigenden Preisvolatilitäten. Besonders die Preisfixierung für ein Stromprodukt mit einer vergleichsweise langen Laufzeit (im Beispiel des Eigenstrommodells von 20 Jahren) ist aufgrund dessen für ein Energieversorgungsunternehmen mit einigen Schwierigkeiten verbunden. Die Zeitgleichheit zwischen Erzeugung von PV-Strom und sinkenden Preisen am Strommarkt, führen zu einem Reststrombedarf in den Tagesstunden mit Strompreisen, die sowohl einer hohen Volatilität als auch einem steigendem Trend unterliegen.

Die Ergebnisse der Preisgegenüberstellung des HG0-Profiles, des PV-Nutzungsprofils und des Restlastgangsprofils haben aufgezeigt, dass aufgrund der strukturellen Veränderung des Spotmarktes die Preiswertigkeit des Restlastgangs im Vergleich zum HG0-Lastgang stetig zunimmt (vgl. Tabelle 8, Kapitel 5.2). In den betrachteten Jahren (2009-2012) hat sich die Wertigkeit des Restlastgangsprofils um 9,4% erhöht. Das bedeutet für ein Energieversorgungsunternehmen, dass es bei einer Preisfixierung im Jahr 2009 aufgrund dieser Entwicklung den Kunden zu niedrig bepreist und damit Verluste verzeichnet hätte.

Im Zuge dessen muss für die Strukturentwicklung des Spotmarktes zukünftig eine Berechnungsmethode für einen Preisaufschlag gefunden werden, der das Risiko der

⁹⁶ bezogen auf die Fortführung der Strompreiserhöhung von 4% und der Beibehaltung aller Randparameter.

Marktentwicklung abdeckt und damit das Zusichern einer Preisgarantie an den Verbraucher über mehrere Jahre ermöglicht. Der Preiszuschlag, mit dem der Reststrompreis belegt wird, muss für jeden Verbraucher, der mittels einer registrierten Leistungsmessung bilanziert wird, individuell ermittelt werden. Dies ist nötig, da das Restlastgangsprofil mit dem Verbraucherprofil variiert und die registrierte Leistungsmessung die Belieferung des Verbrauchers mit elektrischer Energie nach seiner tatsächlich auftretenden Lastprofilstruktur vorsieht. Wird der Verbraucher durch ein Standardlastprofil mit Strom beliefert, so kann auf ein standardisiertes Restlastgangsprofil zurückgegriffen werden. Die Profilstruktur des Restlastgangs eines SLP-Verbrauchers muss im Voraus aus dem angewandten SLP-Profil abzüglich eines normierten PV-Einspeiseprofiles ermittelt werden.

Neben der Entwicklung des Spotmarktes spielen zusätzlich die im Strombezugspreis enthalten Steuern, Umlagen und Abgaben eine entscheidende Rolle bei der Preisentwicklung. Mit dem Voranschreiten der Energiewende und dem anstehenden Ausbau des Stromnetzes ist eine Erhöhung der Netzentgelte in den nächsten Jahren zu erwarten. Des Weiteren wird in der Bundesregierung im Rahmen der Lösungsfindung zur Strompreissicherung die Beteiligung der Eigenstromversorger an der EEG-Umlage diskutiert.⁹⁷

Eine einfache Ermittlung des Reststrompreises anhand der Verbrauchsstruktur ist, im Rahmen eines Eigenstrommodells nicht möglich. Sowohl die Preisvolatilitäten am Strommarkt, als auch die Änderungen in den gesetzlichen Regelungen sowie die Preisentwicklung der Steuern, Abgaben und Umlagen hinsichtlich eines Stromproduktes müssen in die Kalkulation mit einbezogen werden.

⁹⁷ Die Bundesregierung, a. 2013.

7 Zusammenfassung und Fazit

Die aktuellen Änderungen in der gesetzlichen Förderung von Photovoltaikanlagen sowie die Preisentwicklung am deutschen Strommarkt erfordern neue Einsatzfelder für das erneuerbare Energiesystem der Photovoltaik. Hierzu gehören Versorgungsmodelle, die die direkte Nutzung von erzeugter elektrischer Energie aus einer eigenen PV-Anlage vorsehen. Aufgrund von stetig steigenden Strombezugspreisen und sinkenden Vergütungssätzen für eingespeisten Strom aus Photovoltaikanlagen, ergibt sich für das Modell des Eigenstromverbrauchs eine monetäre Vorteilsituation. Die Wirtschaftlichkeit der Nutzung einer Photovoltaikanlage im Rahmen eines Eigenstrommodells wird hauptsächlich durch die direkte Nutzungsmöglichkeit des eigenerzeugten PV-Stroms bestimmt und steigt merklich mit der Anwendungsdauer des Modells.

Im Rahmen der durchgeführten Untersuchung hinsichtlich der Einsatzmöglichkeit einer PV-Anlage für die Eigenstromversorgung, hat sich ergeben, dass das Potenzial des Versorgungsmodells im generellen groß ist. Unter Beachtung der gegebenen Einflussgrößen müssen jedoch die Einsatzmöglichkeiten und die Rentabilität eines Eigenstrommodells für einen jeden Verbraucher individuell geprüft werden. Hierbei sind die Struktur des Verbraucherprofils und das gewählte Versorgungsmodell wesentliche Einflussgrößen.

Neben der sich ergebenden vorteilhaften Kosten- und Erlössituation des Eigenstrommodells, konnte außerdem die Problematik der Reststrompreisermittlung innerhalb eines Eigenstrommodells aufgezeigt werden.

Da das Eigenstrommodell in Zeiten der stetig steigenden Strombezugspreise und dem durch die Energiewende geprägten Gedanken der Selbstversorgung vermehrt an Attraktivität bei den Verbrauchern gewinnt, wird die Einführung von Eigenstrommodellen in das Portfolio eines Energieversorgungsunternehmens zukünftig an Bedeutung gewinnen. Das Potenzial des Eigenstrommodells ist somit groß. Hierfür gilt es auftretende Marktentwicklungen weiter zu beobachten und Mechanismen zur Preisermittlung und Risikobewertung zu entwerfen.

Anhang I – Übersicht der Abgaben, Umlagen und Steuern im Strombezugspreis 2013

Umlagen				
Jahr 2013	Strombezug für allgemeine Versorgung		Produzierendes Gewerbe (dem schienengebundenen Verkehr oder der Eisenbahninfrastruktur zugeordnet)	
	Letztverbraucher A	Letztverbraucher B*	Letztverbraucher C***	
Jahresverbrauch	bis 100.000 kWh	über 100.000 kWh	über 100.000 kWh	
§19-Umlage	0,329 ct/kWh	0,050 ct/kWh	0,025 ct/kWh	
KWKG-Umlage	0,126 ct/kWh	0,060 ct/kWh	0,025 ct/kWh	
Offshore-Umlage	0,250 ct/kWh	0,050 ct/kWh	0,025 ct/kWh	
	Produzierendes Gewerbe***			
	Regelsatz	Reduzierte Kostensätze		
Jahresverbrauch	bis 1 GWh	1 bis 10 GWh	10 bis 100 GWh	Über 100 GWh
EEG-Umlage	5,227 ct/kWh	0,5227 ct/kWh	0,05227 ct/kWh	Max. 0,05 ct/kWh

*Letztverbraucher, deren Jahresverbrauch an einer Abnahmestelle 100.000 kWh übersteigt, zahlen zusätzlich für über 100.000 kWh hinausgehende Strombezüge die in der Tabelle ausgewiesene Umlage.

*Letztverbraucher, die dem produzierenden Gewerbe, dem schienengebundenen Verkehr oder der Eisenbahninfrastruktur zuzuordnen sind und deren Stromkosten im vorangegangenen Kalenderjahr vier Prozent des Umsatzes überstiegen haben, zahlen für über 100.000 kWh hinausgehende Strombezüge maximal die in der Tabelle ausgewiesene Umlage.

*** nach § 41 EEG.

**** bei einem Jahresverbrauch bis 1 GWh gilt der Regelsatz. Für die Verbrauchsmenge darüber hinaus werden die reduzierten Kostensätze in der dafür angewandten Jahresverbrauchsspanne gültig.

Steuern			
	Regelsteuersatz	Produzierendes Gewerbe***	Verkehr (mit Oberleitungsomnibussen oder dem Schienenverkehr)
Stromsteuer	2,050 ct/kWh	1,537 ct/kWh	1,142 ct/kWh

* Nach § 2 StromStG: Unternehmen, die dem Abschnitt C (Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erde), D (Verarbeitendes Gewerbe), E (Energie- und Wasserversorgung) oder F (Baugewerbe) der Klassifikation der Wirtschaftszweige zuzuordnen sind, sowie die anerkannten Werkstätten für behinderte Menschen und Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft.

** nur gültig bis zu einem Entlastungsbetrag von 250 Euro im Kalenderjahr.

Abgaben		
	Einwohnerzahl	Zulässige Konzessionsabgabe
Tarifikunde	bis 25.000	1,32 ct /kWh
	bis 100.000	1,59 ct/kWh
	bis 500.000	1,99 crt/kWh
	über 500.000	2,39 ct/kWh
Sondervertragskunden		0,11 ct/kWh
Schwachlasttarif		0,61 ct/kWh

Anhang II – Übersicht der Abgaben, Umlagen und Steuern im Strombezugspreis 2014

Umlagen				
Jahr 2014	Strombezug für allgemeine Versorgung		Produzierendes Gewerbe (dem schienengebundenen Verkehr oder der Eisenbahninfrastruktur zugeordnet)	
	Letztverbraucher A	Letztverbraucher B*	Letztverbraucher C***	
Jahresverbrauch	bis 100.000 kWh	über 100.000 kWh	über 100.000 kWh	
§19-Umlage	0,187 ct/kWh	0,050 ct/kWh	0,025 ct/kWh	
KWKG-Umlage	0,178 ct/kWh	0,055 ct/kWh	0,025 ct/kWh	
Offshore-Umlage	0,250 ct/kWh	0,050 ct/kWh	0,025 ct/kWh	
	Letztverbraucher			
abLAV-Umlage	0,009 ct/kWh			
	Produzierendes Gewerbe***			
	Regelsatz	Reduzierte Kostensätze		
Jahresverbrauch	bis 1 GWh	1 bis 10 GWh	10 bis 100 GWh	Über 100 GWh
EEG-Umlage	6,240 ct/kWh	0,6240 ct/kWh	0,06240 ct/kWh	Max. 0,05 ct/kWh

*Letztverbraucher, deren Jahresverbrauch an einer Abnahmestelle 100.000 kWh übersteigt, zahlen zusätzlich für über 100.000 kWh hinausgehende Strombezüge die in der Tabelle ausgewiesene Umlage.

*Letztverbraucher, die dem produzierenden Gewerbe, dem schienengebundenen Verkehr oder der Eisenbahninfrastruktur zuzuordnen sind und deren Stromkosten im vorangegangenen Kalenderjahr vier Prozent des Umsatzes überstiegen haben, zahlen für über 100.000 kWh hinausgehende Strombezüge maximal die in der Tabelle ausgewiesene Umlage.

*** nach § 41 EEG.

**** bei einem Jahresverbrauch bis 1 GWh gilt der Regelsatz. Für die Verbrauchsmenge darüber hinaus werden die reduzierten Kostensätze in der dafür angewandten Jahresverbrauchsspanne gültig.

Steuern			
	Regelsteuersatz	Produzierendes Gewerbe***	Verkehr (mit Oberleitungsomnibussen oder dem Schienenverkehr)
Stromsteuer	2,050 ct/kWh	1,537 ct/kWh	1,142 ct/kWh

* Nach § 2 StromStG: Unternehmen, die dem Abschnitt C (Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erde), D (Verarbeitendes Gewerbe), E (Energie- und Wasserversorgung) oder F (Baugewerbe) der Klassifikation der Wirtschaftszweige zuzuordnen sind, sowie die anerkannten Werkstätten für behinderte Menschen und Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft.

** nur gültig bis zu einem Entlastungsbetrag von 250 Euro im Kalenderjahr.

Abgaben		
	Einwohnerzahl	Zulässige Konzessionsabgabe
Tarifikunde	bis 25.000	1,32 ct /kWh
	bis 100.000	1,59 ct/kWh
	bis 500.000	1,99 crt/kWh
	über 500.000	2,39 ct/kWh
Sondervertragskunden		0,11 ct/kWh
Schwachlasttarif		0,61 ct/kWh

Anhang III – VBA-Code zur Berechnung der Stromgestehungskosten im PV-Tool

```
Sub Makro1()
```

```
'Makro1 Makro
```

```
Application.Calculation = xlManual
```

```
a = Sheets("Hilfsrechnung").Cells(32, 5).Value 'Nutzungsjahre
```

```
b = Sheets("Hilfsrechnung").Cells(30, 5).Value 'kalk. Zinssatze
```

```
e = Worksheets("Hilfsrechnung").Cells(29, 5).Value 'Betriebskosten
```

```
r = Worksheets("Hilfsrechnung").Cells(33, 5).Value 'solare Einstrahlung
```

```
t = 0
```

```
g = 0
```

```
d = 1
```

```
k = Worksheets("Hilfsrechnung").Cells(53, 6).Value 'solare Einstrahlung + Szenario
```

```
l = Worksheets("Hilfsrechnung").Cells(54, 6).Value 'solare Einstrahlung - Szenario
```

```
s = 0
```

```
w = 0
```

```
For c = 1 To a
```

```
    f = e / ((1 + b) ^ d)
```

```
    g = g + f
```

```
    v = r / ((1 + b) ^ d)
```

```
    t = t + v
```

```
    i = k / ((1 + b) ^ d)
```

```
    s = s + i
```

```
    j = l / ((1 + b) ^ d)
```

w = w + j

d = d + 1

Next c

Worksheets("LCOE").Cells(13, 2).Value = g

Worksheets("LCOE").Cells(13, 6).Value = t

Worksheets("LCOE").Cells(9, 6).Value = s

Worksheets("LCOE").Cells(10, 6).Value = w

' Verlauf

n = 12

m = 16

o = 9

P = 16

If Worksheets("Hilfsrechnung").Cells(36, 2) = 0 Then

Z = 5

End If

If Worksheets("Hilfsrechnung").Cells(36, 2) = 1 Then

Z = 7

End If

For h = 1 To 15

x = Sheets("Hilfsrechnung").Cells(n, 3).Value

r = Worksheets("solare Einstrahlung HH").Cells(Z, o).Value

d = 1

g = 0

t = 0

```
For c = 1 To a
    f = x / ((1 + b) ^ d)
    g = g + f
    v = r / ((1 + b) ^ d)
    t = t + v
    d = d + 1
Next c
Worksheets("LCOE").Cells(m, 2).Value = g
Worksheets("LCOE").Cells(P, 6).Value = t
n = n + 1
m = m + 1
o = o + 1
P = P + 1
Next h
Application.Calculation = xlAutomatic
End Sub
```

Literaturverzeichnis

Axel Ockenfels: *Strombörse und Marktmacht*, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*. 57. Jg. Heft 5. 2007.

BayWa r.e. Solar Projects GmbH, (Hrsg.): *Eigenverbrauch von PV-Strom im Betrieb*. Christof Thannbichler. München, 2013.

BBH Becker Büttner Held (Hrsg.): *Workshop Eigenerzeugung Strom- Energiesteuern und EEG*. Niko Liebheit Lemgo, 2013.

Bundesverband für Energie und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (Hrsg.): *BDEW-Strompreisanalyse Mai 2013*. Berlin, 2013.

Bundesverband für Energie und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (Hrsg.): *Brutto-Stromerzeugung nach Energieträgern 2012*. Berlin, 2012.

Bundesverband für Energie und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (Hrsg.): *Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2013)*. Berlin, 2013.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.): *Strom aus erneuerbaren Energien - Zukunftsinvestition mit Perspektiven*. Frank Musiol, Maïke Schmidt. Stuttgart, 2009.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. (BMU) (Hrsg.): *Erneuerbare Energien. Innovation für eine nachhaltige Energiezukunft*. Martin Pehnt, Lars-Arvid Brischke, Sirkka Jacobsen, Guido Reinhardt, Horst Fehrenbach, Regine Vogt, Jan Walter. Berlin, 2011.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz , Bau und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.): *Die wichtigsten Änderungen der EEG-Novelle zur Photovoltaik 2012*.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.): *Volkswirtschaftliche Effekte der Energiewende: Erneuerbare Energien und Energieeffizienz*. Ulrike Lehr, Christian Lutz, Martin Pehnt. Osnabrück, Heidelberg, 2012.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.): *Juristische Prüfung der Befreiung der Eigenerzeugung von der EEG-Umlage nach § 37 Absatz 1 und 3 EEG. Kurzgutachten.* Ivana Mikešić, Hauke Thieme, Boris Strauch. 2012.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.): *Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen/europäischen Strommarkt.* Höflich, Noster, Peinl, Richard, Völker, Echternacht, Grote, Schäfer, Schuster. Berlin, 2012.

Deutscher Bundestag (Hrsg.): *Aktueller Begriff. EEG-Umlage.* Dr. Claus-Martin Gaul. Berlin, 2010.

Deutscher Industrie- und Handelskammertag (DIHK) (Hrsg.): *Faktenpapier. Strompreis in Deutschland.* Sebastian Bolay, Corinna Grajetzky, Hermann Hühwels, Kathrin Andrae, Susanne Lechner. Berlin, 2012.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (Hrsg.): *Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien – Analyse der kurzen und langen Frist.* Fürsch, Malischek, Lindenberger. Köln, 2012.

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) (Hrsg.): *Analyse zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien.* Frank Sensfuß. Karlsruhe, 2011.

Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme (ISE) (Hrsg.): *Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien.* Christoph Kost, Thomas Schlegl, Jessica Thomsen, Sebastian Nold, Johannes Mayer. Freiburg, 2012.

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) (Hrsg.): *Merit Order des Kraftwerksparks.* Serafin von Roon, Malte Ruck. München, 2010.

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) (Hrsg.): (2012). *Entwicklung der EEG-Umlage.* Jochen Habermann, Thomas Staudacher. München, 2012.

infraCOMP Energie, Infrastruktur und Wettbewerb (Hrsg.): *Faire Strompreise: Grundlagen und Handlungsbedarf.* Kevin Canty. Berlin, 2009.

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. (IRE) (Hrsg.): *Preisbildungsanalyse des deutschen Elektrizitätsmarktes.* Ingo Ellersdorfer, Matthias Hundt, Ninghong Sun, Alfred Voß. Stuttgart, 2008.

Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) (Hrsg.): *Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik.* Mark Bost, Dr. Bernd Hirschl, Dr. Astrid Aretz. Berlin, Hamburg, 2011.

Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE). (Hrsg.): *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und Global („BMU Leitstudie 2011“).* Schlussbericht. 2012.

Institut für Zukunftssysteme (izesgGmbH) (Hrsg.): *Kurzfristige Effekte der PV Einspeisung auf den Großhandelsstrompreis.* Jörg Frantzen, Eva Hauser. Saarbrücken, 2012.

Partnerschaftsgesellschaft von Rechtsanwälten, Steuerberatern (Hrsg.): *Gutachterliche Stellungnahme „Rechtsfragen des Eigenverbrauchs von Strom durch Dritte aus Photovoltaikanlagen.* Gleiss Lutz Hootz Hirsch. Berlin, 2013.

Reinhard Haas, Thomas Loew: *Die Auswirkungen der Energiewende auf die Strommärkte und die Rentabilität von konventionellen Kraftwerken.* Berlin, Wien, 2012.

R2b energy consulting GmbH (Hrsg.): *Jahresprognose 2013 und Mittelfristprognose bis 2017 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken.* Köln, 2012.

Volker Quaschnig: Erneuerbare Energien und Klimaschutz. Carl Hanser Verlag München (Hrsg.), 2013, S. 123.

WVM Wirtschaftsvereinigung Metalle (Hrsg.): *Ausnahmeregelung und Befreiung von Netzentgelten aus Verbrauchersicht.* Dr. Michael Niese. 2013.

BMU, e. *Reform der PV-Förderung erweist sich als großer Erfolg.*

<http://www.bmu.de/bmu/presse-reden/pressemitteilungen/pm/artikel/reform-der-pv-foerderung-erweist-sich-als-grosser-erfolg/> (Zugriff:05.09.2013)

BMU, f. *Neues Förderprogramm für dezentrale Batteriespeichersysteme.*

<http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/foerderung/neues-foerderprogramm-fuer-dezentrale-batteriespeichersysteme/> (Zugriff: 01.10.2013)

Bundesgerichtshof, 2008. *Zur Frage, wer bei Finanzierung einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage mittels Fondslösung Betreiber der Anlage ist, dem iFd. § 2 I S.3 Nr. 2 KWKG (2000) Vergütung nach § 3 I S.1 Hs. 2, § 4 KWKG (2000) zusteht.*

<http://lexetius.com/2008,419> (Zugriff: 09.10.2013)

Bundesnetzagentur, 2013. *Photovoltaikanlagen: Datenmeldungen sowie EEG-Vergütungssätze.*

http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html (Zugriff: 02.10.2013)

Bundesregierung, 2012. *Energiewende - Ein Jahr nach Fukushima.*

<http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2012/03/2012-03-08-energiewende.html> (Zugriff: 20.09.2013)

Bundesregierung, 2013. *Energiekonzept. Photovoltaik Förderung. Erfolgreiche Reform.*

<http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2013/07/2013-07-08-reform-der-photovoltaik-foerderung-erfolgreich.html> (Zugriff: 05.09.2013)

Bundesregierung, a. 2013. *Strompreis-Sicherung soll Kosten bremsen.*

<http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2013/02/2013-02-01-strompreis-sicherung-soll-kosten-begrenzen.html> (Zugriff: 12.11.2013)

dena. Deutsche Energie-Agentur.

<http://www.effiziente-energiesysteme.de/glossar/glossar/r/residuallast.html>

(Zugriff: 24.10.2013)

EcoTec Energy AG, Inc. *Standard Test Conditions – Standard Test Bedingungen.*

http://ecotec-energy.com/gekuehlte_photovoltaik/bedingungen.htm (Zugriff:

06.09.2013)

EEG /KWK – G.

<http://www.eeg-kwk.net/de/index.htm> (Zugriff: 09.12.2013)

EEX.

<http://www.eex.com/de/> (Zugriff: 12.09.2013)

Energie Chronik, 2013.

<http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/chframe.htm> (Zugriff: 07.02.2014)

Energie Innovativ, 2013. Bayrisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie. *Energienetze.*

<http://www.energie-innovativ.de/energie-versorgung/stromnetze/> (Zugriff: 20.09.2013)

Energiemarktplatz, 2013. *Energie-Glossar.*

<http://www.energiemarktplatz.de/energieeinkauf/glossar/Registrierende-Leistungsmessung?entryId=30> (Zugriff: 26.09.2013)

Energiewissen. *Mehrere Spannungsebenen von 380.000 bis 230 Volt.*

<http://www.udo-leuschner.de/basiswissen/SB124-02.htm> (Zugriff: 04.09.2013)

Energynet, 2011. *Erneuerbare senken den Großhandelspreis für Strom.*

<http://www.energynet.de/tag/merit-order-effekt/> (Zugriff: 14.11.2013)

Enzyklo. Online Enzyklopädie.

<http://www.enzyklo.de/Begriff/Stromgestehungskosten> (Zugriff: 15.10.2013)

EPEX SPOT, 2013. *Strom-Handelsergebnisse im August 2013 - August Handelsvolumen klettert um 9 % im Jahresvergleich.*

http://www.epexspot.com/de/presse/press-archive/details/press/Strom-Handelsergebnisse_im_August_2013_-_August-Handelsvolumen_klettert_um_9_im_Jahresvergleich (Zugriff: 20.09.2013)

EWE NETZ. *Lastprofile.*

<http://www.ewe-netz.de/strom/1988.php> (Zugriff: 25.08.2013)

FH Aachen, 2013. *Photovoltaik.* Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik. Prof. Dr.-Ing. Gregor Krause.

<http://www.krause.fh-aachen.de/?Lehre:Labore:Photovoltaik> (Zugriff: 19.09.2013)

HAMBURG ENERGIE, 2013. *Die Strompreisgarantie von HAMBURG ENERGIE.*

<http://www.hamburgenergie.de/strom/preisgarantie.html> (Zugriff: 29.08.2013)

Intersolar Europe, 2013. *PV Energy World – Expertenforum für Netzintegration, Speichertechnologien und kommunale Initiative.*

<http://www.intersolar.de/de/besucher-service-europe/programm/tagesprogramm/pv-energy-world.html> (Zugriff: 19.09.2013)

Investor Verlag, 2013. *Die Kursbildung an der Terminbörse. Wie entstehen Kurse an der Terminbörse, und wodurch werden sie beeinflusst?*

<http://www.investor-verlag.de/derivate/uebersicht-futures-terminkontrakte/die-kursbildung-an-der-terminboerse/> (Zugriff: 23.10.2013)

IWR, 2013. *Börsen-Strompreis fällt im ersten Halbjahr 2013 um 12,6%.*

<http://www.iwr.de/news.php?id=23989> (Zugriff: 26.09.2013)

QEnergies, 2013. Was bedeutet RLM oder registrierte Leistungsmessung?

<http://www.qenergies.de/faqs/was-bedeutet-rlm-oder-registrierende-leistungsmessung/> (Zugriff: 26.09.2013)

SMA Solar Technology AG, 2010. *Die Eigenstromzulage – Informationen und Hintergründe zum Solarstrom-Eigenverbrauch.*

<http://www.sma.de/loesungen/medium-power-solutions/expertenwissen/die-eigenstromzulage.html> (Zugriff: 19.09.2013)

Stromnetz Hamburg. *Zugang und Nutzung des Verteilungsnetzes.*

<http://www.stromnetz-hamburg.de/de/zugang.htm> (Zugriff: 25.09.2013)

Strom Magazin. *Netzbetreiber im Strommarkt – vom Übertragungsnetz zum Verteilnetz.*

<http://www.strom-magazin.de/netzbetreiber/> (Zugriff: 09.12.2013)

Techniklexikon. <http://www.techniklexikon.net/> (Zugriff: 27.08.2013)

Volker Quaschning, 2012. *Sonnenstrom selbst genutzt - die solare Revolution.*

<http://www.volker-quaschning.de/artikel/2012-07-Sonnenstrom-selbst-genutzt/index.php> (Zugriff: 03.10.2013)

Zoll, 2013. *Steuerentlastung nach § 10 StromStG.*

http://www.zoll.de/DE/Fachthemen/Steuern/Verbrauchssteuern/Strom/Steuerverguens-tigung/Steuerentlastungen/Steuerentlastung-nach-Par-10-StromStV/steuerentlastung-nach-par-10-stromstg_node.html (Zugriff: 03.09.2013)

Verzeichnis der Gesetzestexte und Verordnungen

AusglMechV, 2009. Ausgleichsmechanismusverordnung. Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus.

Ausfertigungsdatum: 17.07.2009. Zuletzt geändert durch Art. 2 G v. 17.08.2012 I 1754.

EEG, 2009. Erneuerbaren-Energien-Gesetz. Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien.

Ausfertigungsdatum: 25.10.2008. Zuletzt geändert durch Art. 5 G v. 20.12.2012 I 2730.

KAV, 1992. Konzessionsabgabeverordnung. Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas.

Ausfertigungsdatum: 09.01.1992. Zuletzt geändert durch Art. 3 Abs. 4 V v. 01.11.2006 I 2477.

StromEinspG 1991. Stromeinspeisegesetz. Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz.

Gesetz vom 07.12.1990 (BGBl. I S. 2633).

StromNZV 2005. Stromnetzzugangsverordnung. Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen.

Ausfertigungsdatum: 25.07.2005. Zuletzt geändert durch Art. 5 V v. 14.08.2013 I 3250.

StromStG, 1999. Stromsteuergesetz.

Ausfertigungsdatum: 24.03.1999. Zuletzt geändert durch Art. 2 G v. 05.12.2012 I 2436, 2725.