

# Photovoltaik auf Gebäuden: eine GIS-gestützte Ermittlung des Potenzials in Baden-Württemberg

Juri Lüth, Tobias Jäger, Russell McKenna, Wolf Fichtner

No. 20 | MÄRZ 2017

WORKING PAPER SERIES IN PRODUCTION AND ENERGY



# **Photovoltaik auf Gebäuden: eine GIS-gestützte Ermittlung des Potenzials in Baden-Württemberg**

Juri Lüth, Tobias Jäger, Russell McKenna\*, Wolf Fichtner

Institute for Industrial Production (IIP), Energy Economics at KIT

\* Corresponding author. Tel.: +49 721 608 44582; mckenna@kit.edu

Anhand vorhandener Daten der Gebäude von Baden-Württemberg werden die Potenziale zur Stromerzeugung auf Gebäudedächern mittels Photovoltaik ermittelt. In Kosten- Potenzial-Kurven werden sie dann mit den entsprechenden Stromgestehungskosten aufgetragen. Dies erfolgt zunächst für das Jahr 2014. Die entsprechenden Werte werden dann mit Hilfe von 3 Marktszenarien für die Jahre 2020, 2030 und 2040 berechnet.

Für Baden-Württemberg ergibt sich ein technisches Potenzial von 32,9 TWh. Dieses erhöht sich in den folgenden Jahren auf 40,6 TWh im Jahr 2020, 43,8TWh in 2030 und 48,0 TWh bis 2040. Die heutigen Stromgestehungskosten bewegen sich zwischen 9,3 Cent/kWh und 30,9 Cent/kWh. Bis 2020 sinken sie nach dem „Paradigm Shift Szenario“ auf 4,8 Cent/kWh bis 29,9 Cent/kWh.

# Photovoltaik auf Gebäuden: eine GIS- gestützte Ermittlung des Potenzials in Baden-Württemberg

Photovoltaic on buildings: A determination of the potential in Baden-Württemberg with a geo  
information system

Bachelorarbeit

am

Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP)

Lehrstuhl für Energiewirtschaft

Karlsruhe Institut für Technologie (KIT)

von

Juri Konstantin Lüth

Juri Konstantin Lüth

Haydnstraße 11

79356 Eichstetten

Betreuer: Tobias Jäger

Matrikelnummer: 1665198



# Eidesstattliche Versicherung

Juri Konstantin Lüth

Matr.Nr. 1665198

Ich versichere hiermit an Eides statt, dass ich die vorliegende Bachelorarbeit mit dem Titel Photovoltaik auf Gebäuden: eine GIS-gestützte Ermittlung des Potenzials in Baden-Württemberg selbstständig und ohne unzulässige fremde Hilfe erbracht habe. Ich habe keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt sowie wörtliche und sinngemäße Zitate kenntlich gemacht. Die Arbeit hat in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner Prüfungsbehörde vorgelegen.

Ort, Datum

Unterschrift

# Zusammenfassung

Anhand vorhandener Daten der Gebäude von Baden-Württemberg werden die Potenziale zur Stromerzeugung auf Gebäudedächern mittels Photovoltaik ermittelt. In Kosten- Potenzial-Kurven werden sie dann mit den entsprechenden Stromgestehungskosten aufgetragen. Dies erfolgt zunächst für das Jahr 2014. Die entsprechenden Werte werden dann mit Hilfe von 3 Marktszenarien für die Jahre 2020, 2030 und 2040 berechnet.

Für Baden-Württemberg ergibt sich ein technisches Potenzial von 32,9 TWh. Dieses erhöht sich in den folgenden Jahren auf 40,6 TWh im Jahr 2020, 43,8TWh in 2030 und 48,0 TWh bis 2040. Die heutigen Stromgestehungskosten bewegen sich zwischen 9,3 Cent/kWh und 30,9 Cent/kWh. Bis 2020 sinken sie nach dem „Paradigm Shift Szenario“ auf 4,8 Cent/kWh bis 29,9 Cent/kWh.

## Abstract

Potentials for electricity production with photovoltaics on roofs in Baden-Württemberg are determined by using building data. They are presented in combination with the cost of electricity in cost-potential-curves. At first it will be done for the year 2014 and afterwards for the years 2020, 2030, 2040 with 3 market scenarios.

There is a potential of 32,9TWh in Baden-Württemberg. This potential will increase to 40,6TWh in 2020, 43,8TWh in 2030 and 48,0TWh in 2040. Today costs of electricity is between 9,3 Cent/kWh and 30,9 Cent/kWh. They will decrease to 4,8 Cent/kWh to 29,9 Cent/kWh in 2020 under the “Paradigm Shift Scenario”.

# Inhalt

1	Einleitung.....	12
1.1	Motivation.....	12
1.2	Zielsetzung.....	13
1.3	Überblick der Arbeit, Methodik/Aufbau .....	13
2	Grundlagen.....	14
2.1	Technische Grundlagen .....	14
2.1.1	Photovoltaik .....	14
2.1.2	Wirkungsgrade .....	16
2.1.3	Performance Ratio .....	18
2.1.4	Flächennutzungsfaktor.....	19
2.1.5	Dächer .....	20
2.2	Wirtschaftliche Grundlagen .....	21
2.2.1	Progress Ratio/Lernkurveneffekt .....	21
2.2.2	Potenziale .....	23
2.2.3	Stromgestehungskosten.....	25
2.2.4	Kosten-Potenzial-Kurve .....	26
3	Methodik .....	27
3.1	In der Literatur .....	27
3.2	Flächenkonkurrenz .....	27
3.3	Daten .....	28
3.4	Statistiken.....	30
3.5	Kategorisieren .....	32
3.6	Dachfläche berechnen .....	36
3.7	Modulfläche berechnen .....	37
3.8	Jahresenergieertrag berechnen .....	40

3.9	Stromgestehungskosten.....	44
3.10	Sensitivitätsanalyse .....	47
4	Ergebnisse .....	49
5	Ausblick .....	54
6	Literatur.....	<b>Fehler! Textmarke nicht definiert.</b>

# Tabellenverzeichnis

Table 3-1: Eigene Untersuchung .....	30
Table 3-2: Eigene Untersuchung .....	31
Table 3-3: Eigene Untersuchung .....	31
Table 3-4: Eigene Untersuchung .....	32
Table 3-5: Eigene Untersuchung .....	32
Table 3-6: Quelle Eigene, mit Daten aus [18] und aus eigener Überprüfung .....	34
Table 3-7: Ludes et al. 2013 [13] .....	35
Table 3-8.....	39
Table 3-9.....	43
Table 3-10: Imolauer und Schwientek, 2013 [12] .....	47

# Abbildungsverzeichnis

Figure 2-1.....	15
Figure 2-2: EuPD Research 2013 [3] .....	15
Figure 2-3.....	16
Figure 2-4: Kaltschmitt 2013 - Erneuerbare Energien [5] .....	18
Figure 2-5: Quelle: Eigene, mit Angaben aus Quaschnig 2011 [4] .....	19
Figure 2-6: Brotrück 2007 [6] .....	20
Figure 2-7: Brotrück 2007 [6] .....	21
Figure 2-8: Anzanello, Fogliatto 2011 [7] .....	22
Figure 2-9: Quelle: Eigene .....	24
Figure 3-1.....	28
Figure 3-2: Staiss 1996 [20] .....	41
Figure 3-3: EuPD Research 2013 [3] .....	45
Figure 3-4: Quelle: Eigene, Sensitivitätsanalyse des WACC anhand von Baden-Baden.....	48
Figure 4-1.....	49
Figure 4-2.....	50
Figure 4-3.....	51
Figure 4-4.....	51
Figure 4-5.....	52
Figure 4-6.....	53

# Abkürzungsverzeichnis

ALK	Automatisierte Liegenschaftskarte
EPIA	European Photovoltaic Industry Association
GIS	Geoinformationssystem
GWp	Gigawatt Peak
IEA	International Energy Agency
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowatt Peak
LUBW	Landesamt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg
LCOE	Levelised Cost of Energy
MWp	Megawatt Peak
MPP	Maximum Power Point
PR	Progress Ratio
PV	Photovoltaik
PVTP	Photovoltaic Technology Platform
Q	Performance Ratio
Si	Silizium
STC	Standard Test Conditions
TWh	Terawattstunden
WACC	Weighted Average Cost of Capital

# Symbolverzeichnis

$A_{\text{Dach}}$	Dachfläche [m <sup>2</sup> ]
$A_{\text{Grund}}$	Grundfläche [m <sup>2</sup> ]
$A_{\text{Modul}}$	Modulfläche [m <sup>2</sup> ]
$A_n$	Auslastungsfaktor der Anlage
$A_{\text{Zelle}}$	Fläche einer Zelle [m <sup>2</sup> ]
$b$	Lernfaktor
$B_n$	Betriebskosten im Jahr n [€]
$C(x_0)$	Stückkosten zum Zeitpunkt 0 [€/kWh]
$C(x_t)$	Stückkosten zum Zeitpunkt t [€/kWh]
$E_{\text{Anlage}}$	Energieertrag der Anlage pro Jahr [kWh]
$E_{\text{ideal}}$	idealer Energieertrag [kWh]
$E_{\text{real}}$	realer Energieertrag [kWh]
$f_{\text{Dach}}$	Faktor für Dachflächenverluste
$f_{\text{Modul}}$	Modulflächenfaktor
$f_{\text{Neigung}}$	Faktor für erhöhte Einstrahlung durch eine optimale Neigung
$\text{FNF}$	Flächennutzungsfaktor
$G_{\text{Zelle}}$	Einstrahlung auf eine Zelle
$G_{\text{hor}}$	Globalstrahlung auf eine horizontale Fläche
$i$	Zinssatz
$I_0$	Anfangsinvestition im Jahr 0
$I_n$	Ersatzinvestition im Jahr n

LCOE	Stromgestehungskosten
LR	Lernrate
MD	Moduldegradation
n	Lebensdauer
PMPP	Leistung am Maximum Power Point [W]
PR	Progress Ratio
Q	Performance Ratio
RW	Restwert der Anlage im Jahr N
x	Ausgebrachte Menge zum Zeitpunkt 0
$x_t$	Ausgebrachte Menge zum Zeitpunkt t
$\beta$	Dachneigungswinkel
$\eta$	Wirkungsgrad
$\eta_{\text{Euro}}$	Wechselrichterwirkungsgrad nach Europäischer Norm

# 1 Einleitung

Der Klimawandel stellt bereits heute steigende Anforderungen an Mensch und Umwelt. Dies wird sich auch in Zukunft weiter verstärken. Um den Ursachen zu begegnen, wurde in Deutschland das „Erneuerbare Energien Gesetz“, kurz EEG, verabschiedet. Mit ihm soll der Ausbau von Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien gefördert werden, um eine Reduktion des Ausstoßes an klimaschädlichem CO<sub>2</sub> zu erreichen.

Im Rahmen des EEG kam es zu einem massiven Zubau von Anlagen zur Gewinnung von Strom aus erneuerbaren Energien. Während geringe Anteile der Stromproduktion ohne Probleme durch erneuerbare Energieträger ersetzt werden können, bedürfen größere Kapazitäten einer guten Planung und Einbindung in das Stromnetz. Dies bezieht neben den Netzen auch Speichertechnologien mit ein.

## 1.1 Motivation

Diese Arbeit ist Teil der Studie „Energie – Energiespeichertechnologien“. Das Energiesystem befindet sich seit einigen Jahren einem grundlegenden Wandlungsprozess. Optimierungsmodelle leisten einen wichtigen Beitrag zu diesem Prozess. Kosten-Potenzial-Kurven ermöglichen es, zukünftige Potenziale auch unter dem Gesichtspunkt ihrer Wirtschaftlichkeit zu bewerten und die Ausbauziele dementsprechend zu planen. Daher ist es das Ziel der Studie „Energie – Energiespeichertechnologien“, Speicherkonzepte zu entwickeln. [1]

Das Projekt „Energie – Energiespeichertechnologien“ findet im Rahmen des Förderprogramms BWPlus statt. BWPlus steht für „Baden-Württemberg Programm Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung“. Mit diesem Programm fördert das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg verschiedene Projekte, die Beiträge liefern zur Bewältigung von „Problemen, die die Menschen angesichts des globalen Wandels und der Beschleunigung des Lebens in unserer nachindustriellen Gesellschaft wahrnehmen“. [2]

Hierfür soll in dieser Arbeit ein Beitrag für ein entsprechendes Optimierungsmodell geleistet werden, in dem zukünftige Potenziale von Photovoltaiksystemen auf Gebäuden untersucht werden.

## 1.2 Zielsetzung

Meine Bachelorarbeit hat zum Ziel eine Methodik zu erarbeiten, um daraus sowohl das Potenzial als auch die Stromgestehungskosten für Gebäude in Baden-Württemberg zu ermitteln und in einer Kosten-Potenzial-Kurve darzustellen. Vor diesem Hintergrund soll auch eine Analyse bereits vorhandener Methoden erfolgen und die Photovoltaik hinsichtlich ihrer Technologie und Kosten analysiert werden.

## 1.3 Überblick der Arbeit, Methodik/Aufbau

Kapitel 2 erläutert einige Grundlagen, die für das Verständnis der weiteren Arbeit von Bedeutung sind. Anschließend werden in Kapitel 3 in der Literatur vorhandene Lösungsansätze für die Bestimmung des Potenzials analysiert und die dieser Arbeit zu Grunde liegende Methodik näher erläutert. In Kapitel 4 erfolgt die Vorstellung der Ergebnisse dieser Studienarbeit, die dann auf ihre Plausibilität geprüft werden. Kapitel 5 gibt einen Ausblick auf zukünftige Untersuchungen.

## 2 Grundlagen

Im Folgenden sollen die grundlegenden technischen und wirtschaftlichen Aspekte aufgeführt und erläutert werden, da sie für das Verständnis dieser Arbeit erforderlich sind.

### 2.1 Technische Grundlagen

Unter die technischen Grundlagen fallen eine allgemeine Beschreibung der Photovoltaik, des Wirkungsgrades, der Performance Ratio, des Flächennutzungsfaktors und der Dächer.

#### 2.1.1 Photovoltaik

Wie in Figure 2-1 erkennbar ist, existieren eine Vielzahl unterschiedlicher Technologien in der Photovoltaik. Diese Untersuchung beschränkt sich auf die Technologietypen mono- und polykristallines Silizium (Si), da diese über 90% des Marktvolumens ausmachen - mit zuletzt steigender Tendenz (s. Figure 2-2) [3].

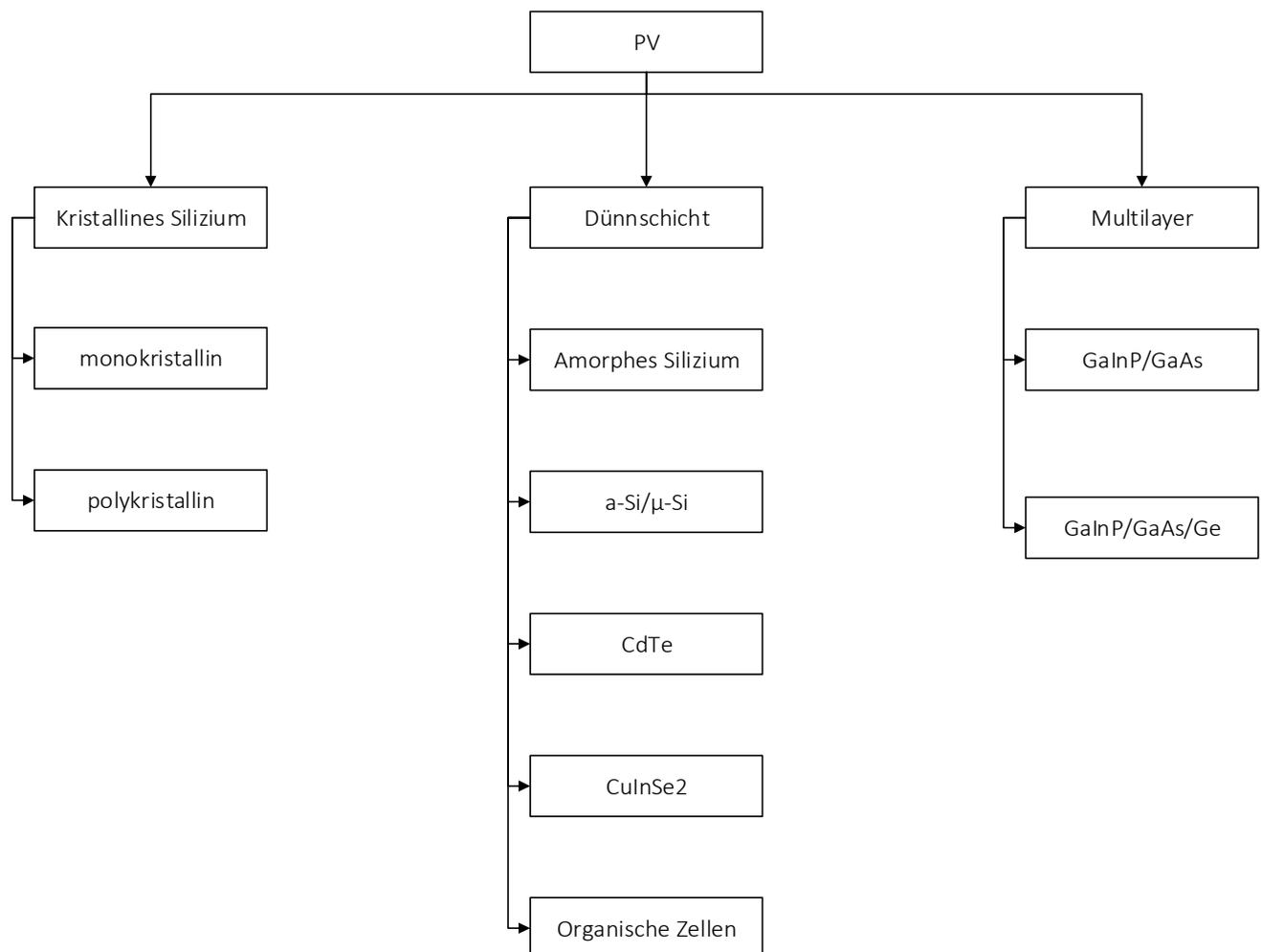


Figure 2-1

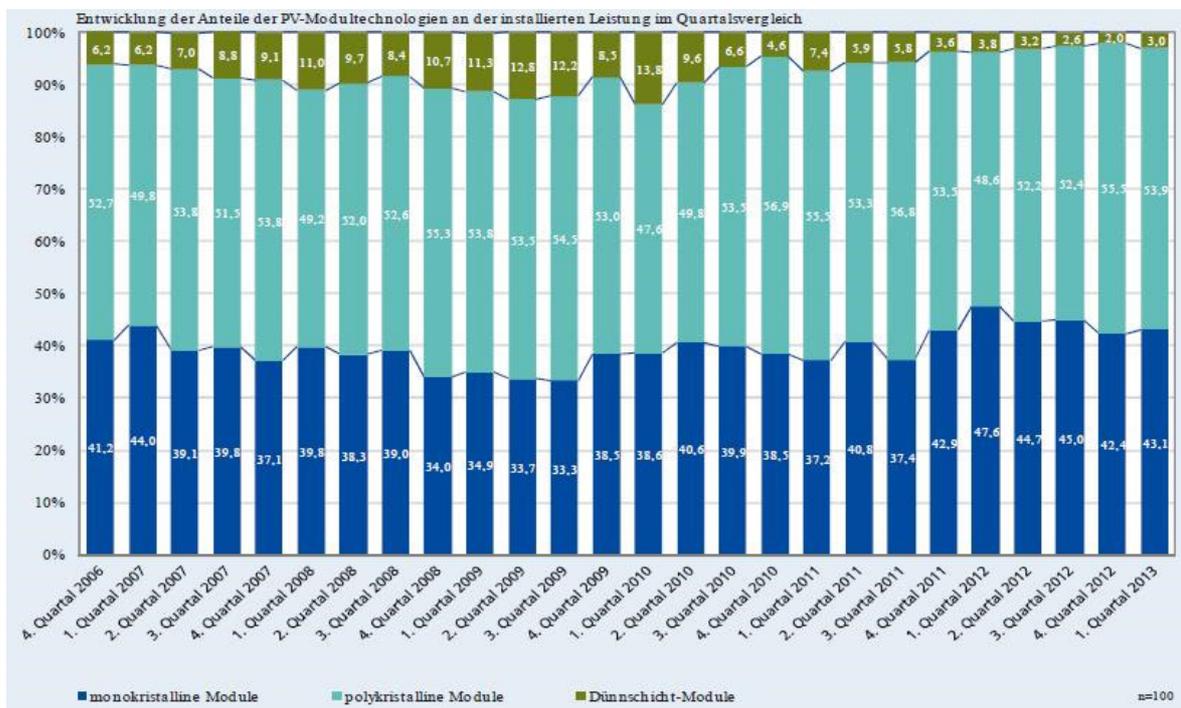


Figure 2-2: EuPD Research 2013 [3]

Bei Betrachtung der Photovoltaik ist eine Differenzierung zwischen Zelle, Modul und System unabdingbar. Wie Figure 2-3 darstellt, enthält das System sämtliche Komponenten einer Photovoltaikanlage mit photovoltaischem Generator, Verkabelung, Wechselrichter etc. .

Die Module bilden die nächst kleineren Untereinheiten im Generator, in ihnen sind mehrere Zellen verschaltet. Außerdem werden die Zellen in Gruppen durch Dioden geschützt, unter anderem gegen die Einflüsse von Teilverschattung. Darüber hinaus dienen sie als elektrische und mechanische Schnittstellen zwischen den Zellen und der Umgebung.

Die Zellen sind das Herzstück des gesamten Systems. In ihnen wird die solare Strahlung in elektrische Energie umgewandelt. Monokristallines Si wird als Einkristall ohne Korngrenzen in einem aufwändigen Prozess - aus speziell für photovoltaische Anwendungen aufbereitetem Silizium – hergestellt. Zellen aus diesem Material haben einen im Vergleich höheren Wirkungsgrad als solche aus polykristallinem oder gar amorphem Si. Die Herstellung von polykristallinem Si ist deutlich einfacher, geht allerdings mit Wirkungsgradeinbußen einher [4]. Für eine genauere Betrachtung wird hierzu auf die Literatur verwiesen.

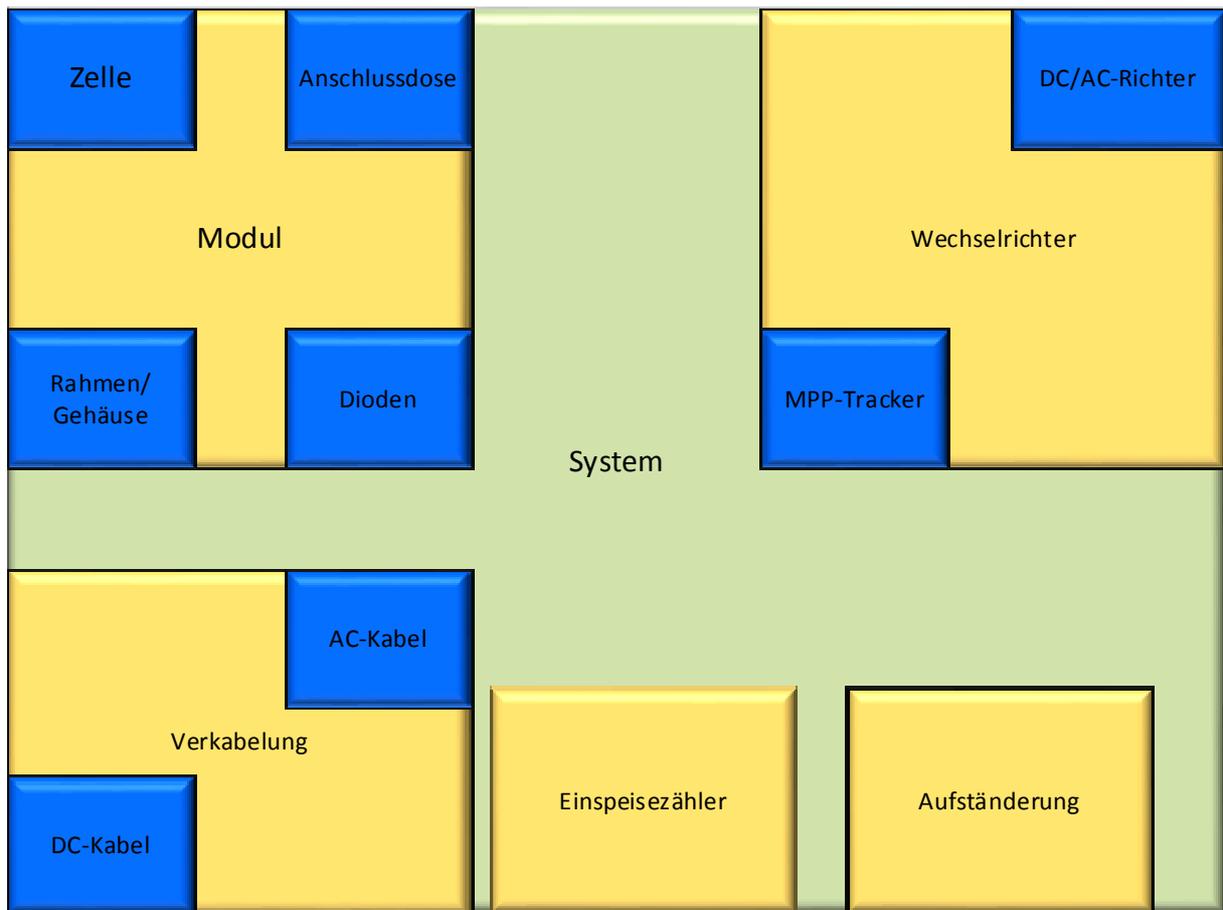


Figure 2-3

Eine weitere wichtige Systemkomponente ist der Wechselrichter. Er erzeugt aus dem Gleichstrom, den der Photovoltaikgenerator liefert, eine zum Netz synchrone Wechselspannung. Zusätzlich enthalten Wechselrichter so genannte MPP-Tracker. Deren Aufgabe ist die Optimierung des Verhältnisses von Strom und Spannung auf der Gleichspannungsseite. Dies dient dazu, den Ertrag zu maximieren [4].

### 2.1.2 Wirkungsgrade

In der Photovoltaik ist es wichtig, zwischen den unterschiedlichen Wirkungsgraden zu differenzieren. Man unterscheidet grundsätzlich zwischen den verschiedenen Entwicklungszuständen (Labor, Serienfertigung) und den Bezugsebenen (Zelle, Modul, System). Auf die Eigenschaften des Systems wird in Abschnitt 2.1.3 näher eingegangen.

Es gilt allgemein:

$$\eta = \frac{\text{Nutzen}}{\text{Aufwand}}$$

Für die Berechnung des Zell- und Modulwirkungsgrad wird die Leistung am Maximum Power Point, kurz MPP, herangezogen. Der MPP beschreibt das Verhältnis zwischen Stromstärke und Spannung, bei der die maximale Leistung abgegriffen werden kann.

Für die Berechnung des Zellwirkungsgrades werden nach Quaschnig (2011, [4])

$P_{MPP}$  die Leistung am Maximum Power Point (MPP),

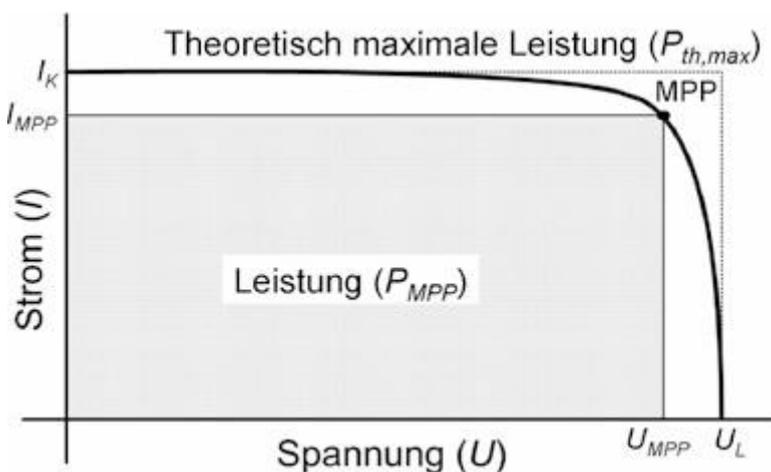
$G_{Zelle}$  die Einstrahlung auf die Zelle und

$A_{Zelle}$  die Fläche der Zelle

benötigt.

Somit erhält man dann die Formel

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{G_{Fläche} * A_{Zelle}}$$



Der Modulwirkungsgrad wird mit den Standard Test Conditions, kurz STC, ermittelt. Die Testbedingungen des STC sind:

- Einstrahlung =  $1000\text{W}/\text{m}^2$ ,
- Temperatur =  $25^\circ\text{C}$  und
- Spektrum = AM1,5g.

Der Modulwirkungsgrad ist deutlich kleiner als der Zellwirkungsgrad, da sich die Einstrahlung auf die gesamte Modulfläche bezieht. Diese ist aber nur zum Teil mit Zellen bedeckt. Die Berechnungsvorschrift ist die gleiche wie für Zellwirkungsgrade.

Wie allgemein üblich wird im Folgenden ausschließlich von Modulwirkungsgraden gesprochen.

### 2.1.3 Performance Ratio

Die Performance Ratio lautet nach Quaschnig (2011, [4])

$E_{\text{real}}$	realer Energieertrag,
$E_{\text{ideal}}$	idealer Energieertrag,
Q	Performance Ratio,

$$Q = \frac{E_{\text{real}}}{E_{\text{ideal}}}$$

Die Performance Ratio (Q) beschreibt das Verhältnis von optimalem zu tatsächlichem Ertrag einer Anlage. Der Minderertrag in realen Anlagen hat verschiedene Gründe (s. Figure 2-5). Diese liegen unter anderem in der Verkabelung sowohl im Gleich- als auch im Wechselspannungsbereich. Hier kommt es zu Ohm'schen Verlusten. Der Wechselrichter reduziert ebenfalls die Q, zum einen durch Wirkungsgradverluste, zum anderen durch ein nicht optimal ausgeführtes MPP Tracking. Zusätzlich sorgen Verschattungen und Verschmutzungen für eine weitere Verschlechterung der Q. Der Wirkungsgrad eines Wechselrichters wird als Euro-Wirkungsgrad angegeben,

$$\eta_{Euro} = 0,03 * \eta_{5\%} + 0,06 * \eta_{10\%} + 0,13 * \eta_{20\%} + 0,1 * \eta_{30\%} + 0,48 * \eta_{50\%} + 0,2 * \eta_{100\%}$$

wobei der Index jeweils wiedergibt, mit welchem Lastanteil der Wechselrichter betrieben wird [4].

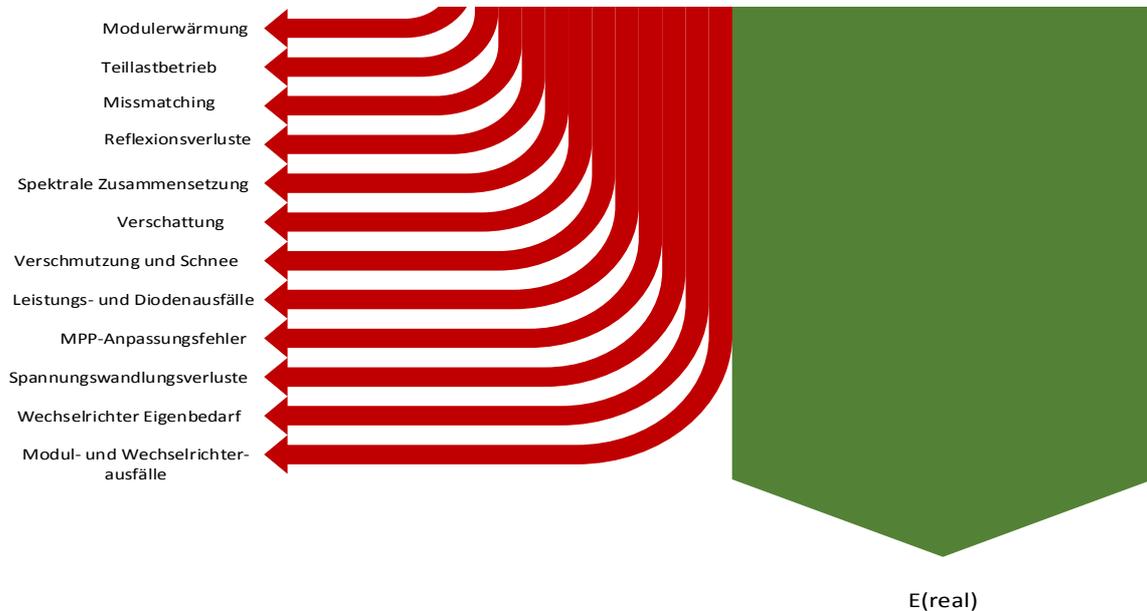


Figure 2-5: Quelle: Eigene, mit Angaben aus Quaschnig 2011 [4]

#### 2.1.4 Flächennutzungsfaktor

Der Flächennutzungsfaktor findet Anwendung bei Freiflächenanlagen und auf Flachdächern. Hier ist im Gegensatz zu geneigten Dächern kein Neigungswinkel der Module vorgegeben. Um einen möglichst hohen Ertrag zu erhalten, sollten die Module orthogonal zur Sonne ausgerichtet sein. Eine entsprechende Ausrichtung über den gesamten Tag ist ausschließlich über eine Nachführung zu realisieren. Bei fest montierten Anlagen sollte daher eine Ertrag maximierende Neigung gewählt werden. Da die einzelnen Modulreihen hintereinander aufgestellt werden, kommt es zu Verschattungen. Um dies weitestgehend zu verhindern, werden die Modulreihen in entsprechenden Abständen aufgestellt. Somit kann nur ein gewisser Anteil der Fläche auch tatsächlich mit dem Photovoltaikgenerator bestückt werden. Das Verhältnis aus vorhandener Fläche zu Modulfläche wird im Flächennutzungsfaktor wiedergegeben und liegt in Deutschland bei etwa 1/3.

## 2.1.5 Dächer

Man unterscheidet zwischen geneigten Dächern und Flachdächern.

### 2.1.5.1 Geneigte Dächer

Der Hauptteil der Einfamilienhäuser ist nach Tanja Brotrück (2007, [6]) mit geneigten Dächern versehen. Als First wird die oberste Kante eines Dachs bezeichnet. Die Dachneigung ist definiert als eingeschlossener Winkel zwischen Dachfläche und der Horizontalen. Der Giebel ist die Stirnseite und ist Teil des Gebäudes.

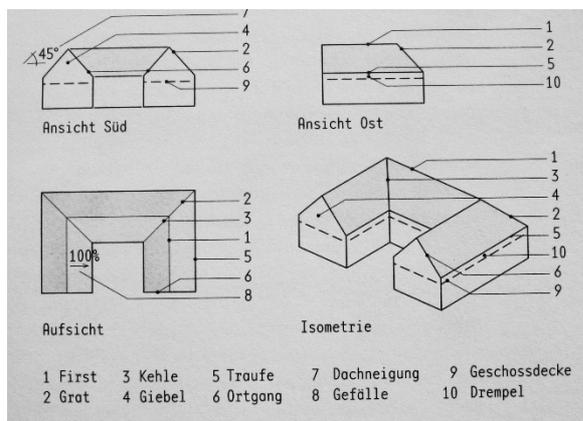


Figure 2-6: Brotrück 2007 [6]

Die verschiedenen Arten von geneigten Dächern sind charakterisiert durch die Giebelkonstruktion und die Ausgestaltung der Neigung.

Bei den Giebeln sind zu unterscheiden:

- Giebeldach
- Krüppelwalmdach (Giebel mit kleiner geneigter Fläche an der Stirnseite)
- Walmdach (Dachflächen zu allen Seiten)
- Zeltdach (Dachflächen zu allen Seiten bei quadratischem Grundriss)

Bei den Neigungen gilt es zu unterscheiden zwischen:

- Satteldach
- Mansarddach
- Pultdach

- Tonnendach

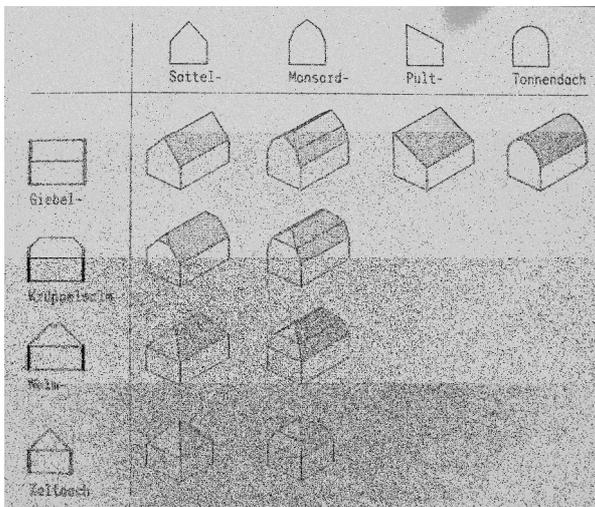


Figure 2-7: Brotrück 2007 [6]

### 2.1.5.2 Flachdach

Als Flachdach gelten Dächer mit einer Neigung von unter  $5^\circ$  [6]. Sie sind mit einer Dachabdichtung statt mit einer Dachdeckung versehen, wie sie bei geneigten Dächern Verwendung findet. Die Fläche kann neben der Hauptaufgabe eines Dachs - dem Schutz vor Witterungseinflüssen - auch zusätzliche Aufgaben erfüllen. Flachdächer eignen sich für Dachterrassen, zum Parken oder für die Klimatechnik von Gebäuden und sind auch oft mit Oberlichtern versehen [6].

## 2.2 Wirtschaftliche Grundlagen

In den wirtschaftlichen Grundlagen werden die Progress Ratio, Potenziale, Stromgestehungskosten und die Kosten-Potenzial-Kurve behandelt.

### 2.2.1 Progress Ratio/Lernkurveneffekt

Der Lernkurve ist ein mathematisches Modell, welches die Preisentwicklung mit der kumulierten Ausbringungsmenge in Bezug setzt (Ausdruck, sic!). Bei jeder Verdopplung der insgesamt ausgebrachten Menge sinkt der Preis in Abhängigkeit vom Lernfaktor. Dieser lässt sich aus der Lernrate oder der Progress Ratio bestimmen lässt. Die Verringerung der Stückkosten wird durch Optimierung der Prozessabläufe und eine Senkung der Einkaufspreise hervorgerufen.

Als erster untersuchte T.P. Wright 1936 diesen Effekt im Bereich der Flugzeugindustrie in den USA.

Mittlerweile gibt es einige verschiedene Modelle des Lernkurveneffekts, eine gute Übersicht hierzu erhält man bei M. J. Anzanello et. al (2011, [7]). In dieser Arbeit findet Wright's Modell Anwendung.

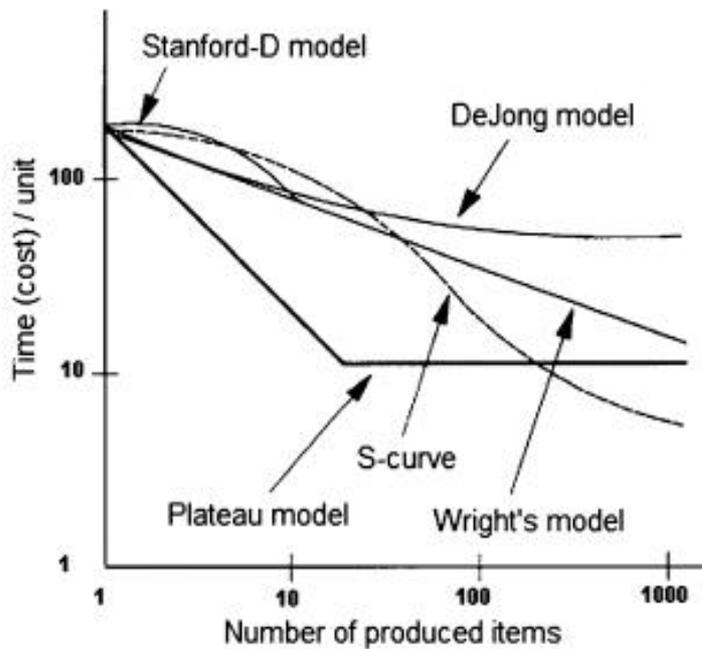


Figure 2-8: Anzanello, Fogliatto 2011 [7]

Nach Kost et. al gilt (2013, [8]):

$$C(x_t) = C(x_0) * \left(\frac{x_t}{x_0}\right)^{-b}$$

$$LR = 1 - 2^{-b}$$

$$PR = 1 - LR$$

$C(x_t)$	Stückkosten zum Zeitpunkt t
$C(x_0)$	Stückkosten zum Zeitpunkt 0
$x_t$	Ausgebrachte Menge zum Zeitpunkt t
$x$	Ausgebrachte Menge zum Zeitpunkt 0

b	Lernfaktor
LR	Lernrate
PR	Progress Ratio

Auf diese Weise lassen sich - anhand von Szenarien – Prognosen erstellen. Annahmen hierzu finden sich in der Literatur.

### 2.2.2 Potenziale

Man unterscheidet mehrere Arten von Potenzialen. Um Missverständnisse zu vermeiden, muss eine genaue Definition des Potenzialbegriffs erfolgen.

Unterschieden wird das theoretische, technische und sozioökonomische Potenzial.

#### Das theoretische Potenzial

Im theoretischen Potenzial sind sämtliche Flächen eines Gebiets – hier Baden-Württemberg - betrachtet. Hinzu kommen die solare Einstrahlung auf das Gebiet und der theoretische Höchstwert des Wirkungsgrades der Technologie [9]

#### Das technische Potenzial

Das technische Potenzial beschreibt den „technisch nutzbaren“ Anteil des theoretischen Potenzials. Es berücksichtigt die zum Betrachtungszeitpunkt vorhandenen technologischen Beschränkungen. Während Kaltschmitt und Wiese (1992, [9]) neben dem Wirkungsgrad an dieser Stelle bereits die nutzbaren Flächen mit berücksichtigt, sieht Quaschnig (2000, [10]) diese als eigenständiges Potenzial (Standortpotenzial).

In dieser Arbeit wird wie bei Kaltschmitt und Wiese (1992, [9]) der Einfluss der nutzbaren Flächen auf das technische Potenzial berücksichtigt. Erweitert wird das Ganze um die Qualität der Teilflächen, also Neigungswinkel und Ausrichtung.

## Das Flächenpotenzial

Hierunter fallen sämtliche Flächen, die sich prinzipiell für eine Nutzung eignen. Bei Solaranlagen auf Gebäudedächern wird dieses unter anderem durch Dachgauben, Kamine und Oberlichter begrenzt.

## Das wirtschaftliche Potenzial

Beim wirtschaftlichen Potenzial handelt es sich um den wirtschaftlich nutzbaren Teil des technischen Potenzials. Es behandelt den Teil des Potenzials, der unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten im Vergleich zu konkurrierenden Technologien sinnvoll ist [9], [11], [10].

## Das erwartete Potenzial

Beschreibt das Potenzial, von welchem ein Beitrag zur Stromproduktion erwartet wird. Es ist in der Regel kleiner als das wirtschaftliche Potenzial. Durch administrative Maßnahmen kann es dieses aber auch übersteigen

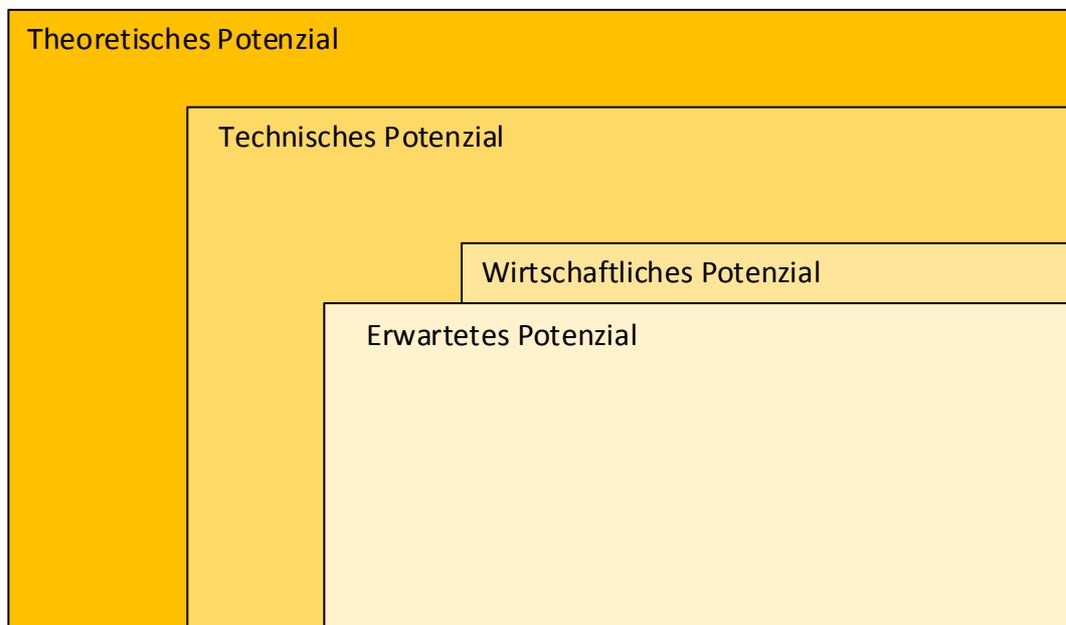


Figure 2-9: Quelle: Eigene

### 2.2.3 Stromgestehungskosten

In der Literatur gibt es unterschiedliche Rechenverfahren für die Ermittlung der Stromgestehungskosten. In dieser Arbeit wird der Levelized Cost of Electricity Ansatz verwendet. Er ist ein Instrument der Energiewirtschaft, um unterschiedliche Technologien zur Stromerzeugung vergleichbar zu machen. Er nutzt hierfür die Kapitalwertmethode, um sämtliche Ein- und Auszahlungen sowie die erzeugte Energie auf den Bezugszeitpunkt zu diskontieren – in diesem Fall das Referenzjahr. Man erhält die mittleren Stromgestehungskosten über die gesamte Betriebszeit in Cent/kWh [12], [8] :

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{n=0}^N \frac{I_n}{(1+i)^n} + \sum_{n=0}^N \frac{K_n}{(1+i)^n} + \sum_{n=0}^N \frac{B_n}{(1+i)^n} - \frac{RW}{(1+i)^N}}{\sum_{n=0}^N \frac{A_n + \frac{kWh}{kWhp} * (1 - MD)^n}{(1+i)^n}}$$

LCOE	Stromgestehungskosten,
$I_0$	Anfangsinvestition im Jahr 0,
$I_n$	Ersatzinvestition im Jahr n,
$K_n$	Kredit- und Zinszahlungen,
$B_n$	Betriebskosten im Jahr n,
RW	Restwert der Anlage im Jahr N
$A_n$	Auslastungsfaktor der Anlage
MD	Moduldegradation,

#### 2.2.4 Kosten-Potenzial-Kurve

Die Kosten-Potenzial-Kurve dient der Darstellung der Potenziale in dem untersuchten Gebiet. Diese werden nach den Stromgestehungskosten sortiert und kumuliert aufgetragen. Das Ziel dieser Arbeit ist die Ermittlung des Potenzials für die Jahre 2020, 2030, 2040

## 3 Methodik

### 3.1 In der Literatur

Kaltschmitt und Wiese (1992, [9]) berechnen als erstes die vorhandene Dachfläche für unterschiedliche Gebäudetypen. Sie verwenden dafür Daten aus der Wohnungs- und Gebäudezählung aus dem Jahr 1987 und der mittleren Dachfläche für den entsprechenden Gebäudetyp. Anschließend werden alle Flächen abgezogen, die sich nicht für eine photovoltaische Nutzung eignen. Hieraus wird dann das technische Potenzial bestimmt. Anschließend werden die Stromgestehungskosten ermittelt.

Ludes et al. (2013, [13]) untersuchen zunächst das gesamte Gebiet Nordrhein-Westfalen auf typische Siedlungsstrukturen. Anschließend werden passende Modellregionen ausgewählt, die einen entsprechenden Siedlungstyp besonders gut repräsentieren. Für diese Modellregionen wird eine exakte Potenzialanalyse mit Hilfe von Grundrissdaten aus der Automatisierten Liegenschaftskarte (ALK), digitalem Oberflächen- und Geländemodell erstellt. Anschließend erfolgt eine Prüfung, in wie weit die entsprechenden Flächen auch mit Modulen bestückt werden können (s. Kapitel 3.7). Die restliche Fläche wird anhand der ermittelten Werte der Modellregionen berechnet.

### 3.2 Flächenkonkurrenz

Die Photovoltaik steht in Konkurrenz zu anderen Nutzungsvarianten der Dachfläche, zum Beispiel der Solarthermie. Eine genaue Bedarfsanalyse und Aufteilung der Dachfläche soll im Rahmen dieser Untersuchung nicht erfolgen. Es sei aber angemerkt, dass sich Solarthermieanlagen auf Hausdächern hauptsächlich für einen lokalen Verbrauch, auch in Kombination mit thermischen Speichern, eignen.

Ein wichtiger Gesichtspunkt ist die deutlich höhere Verschattungstoleranz Solarthermischer Systeme. Bei Solarthermieanlagen entstehen die Verluste durch Verschattung lediglich aufgrund der verringerten Einstrahlung. Im Vergleich dazu sind die Verluste bei Photovoltaikanlagen ungemein höher, da einzelne verschattete Zellen eines Moduls vom Stromerzeuger zum Verbraucher werden. Damit fehlt nicht nur die von ihnen erzeugte elektrische Leistung, sondern sie verursachen zusätzliche Leistungsverluste durch Abwärmeproduktion. Dies kann außerdem das System dauerhaft beschädigen. Somit wäre bei einer Untersuchung auch zu

berücksichtigen, in wie weit sich solarthermische Systeme sinnvoll auf Leichtverschatteten Flächen – die sich schon nicht mehr für die Nutzung von Photovoltaik eignen – nutzen lassen.

### 3.3 Daten

Grundlage dieser Arbeit bilden vier Datenquellen. Anhand der in ihnen enthaltenen Informationen soll das technische Potenzial ermittelt werden.

- ALK-Daten (Grundrisse) des LUBW
- Daten aus dem Bestand Solare Effizienz auf Hausdächern [14]
- Globalstrahlungsdaten des LUBW
- DLM-Daten des LUBW
- Corine Landcoverdaten (Continuous urban fabric) [15]

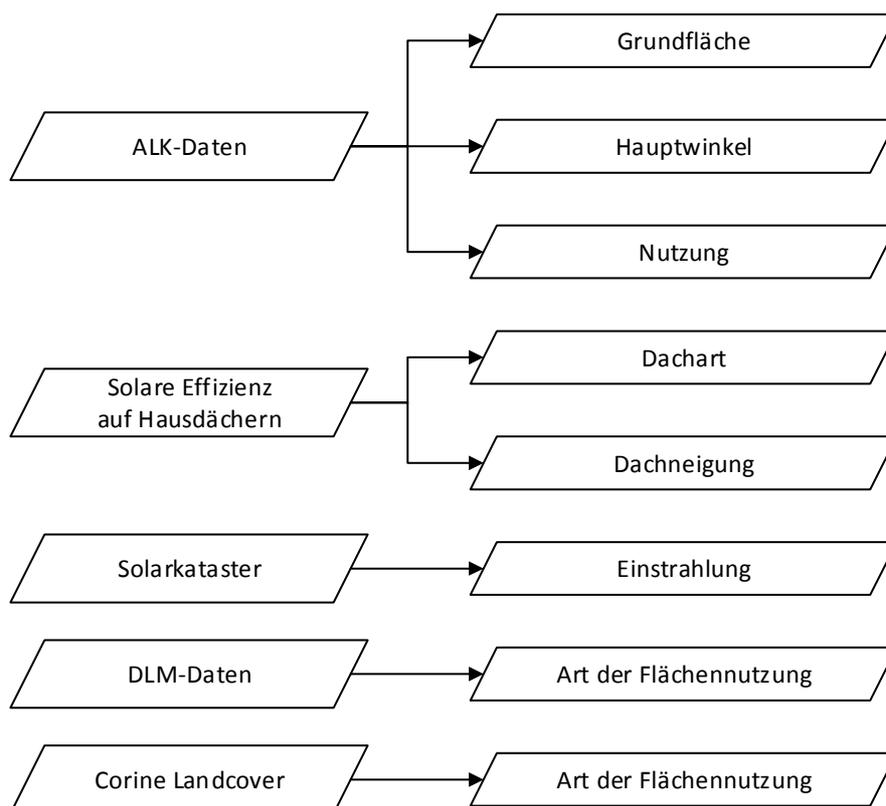


Figure 3-1

Aus den ALK-Daten werden die Informationen über Grundflächen, Azimutwinkel (Hauptwinkel) des Gebäudes und die Art der Nutzung verwendet (s. Figure 3-1). Sie stammen vom Landesamt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg kurz LUBW.

Daten aus dem Bestand Solare Effizienz auf Hausdächern

Diese Daten stammen aus dem "Potenzialatlas Erneuerbare Energien" [16]. Sie enthalten Angaben zur Eignung einzelner Teilflächen, sowie Dachneigung, Dachart und einige mehr. Es sollen hier nur die Angaben zur Dachart und Dachneigung Verwendung finden.

Im Gegensatz zu diesem Datenmaterial werden in dieser Studie andere Restriktionen für die Eignung der Dachflächen angesetzt, weshalb nur die beiden oben aufgeführten Daten als Informationsquelle dienen. Eine eingehendere Betrachtung zur Funktion dieser Daten erfolgt in einem späteren Kapitel.

Globalstrahlungsdate

Enthält die Einstrahlungswerte der globalen Strahlung für Baden-Württemberg, da an den Rändern Baden-Württembergs teile der Fläche nicht abgedeckt werden, wurde hier einer erweiterte Variante verwendet. Teilweise enthält die Karte Einträge mit dem Wert Null. An diesen Stellen wird in der weiteren Berechnung der ansonsten niedrigste Wert zu Grunde gelegt, dies sind 1148 kWh/(m<sup>2</sup>\*a).

DLM-Daten

Enthalten Informationen zu der Nutzung der entsprechenden Fläche mit einer Rasterung von 25x25m.

Corine Landcover

Es werden die Daten zu bebauten Flächen betrachtet mit der Eigenschaft einer durchgängigen städtischen Planung verwendet [17].

### 3.4 Statistiken

Für die solartechnische Stromerzeugung auf Gebäuden ist es wichtig, die verschiedenen Dacharten zu unterscheiden. Allerdings sind Daten oftmals nicht oder nur für einen Teil des Gebäudebestandes vorhanden. Letzteres trifft auch für diese Untersuchung zu. Dies erfordert eine Methodik, die trotz unvollständiger Datenlage eine Berechnung zulässt.

Um dies zu ermöglichen werden Statistiken für verschiedene Kriterien erstellt, anhand derer in einem späteren Schritt, auf die entsprechenden Parameter schließen zu können.

Insgesamt werden hierzu 4 Statistiken erstellt um ein möglichst exaktes Bild zeichnen zu können.

Zunächst werden die Anteile der unterschiedlichen Dacharten nach verschiedenen Siedlungsstrukturtypen analysiert. Hierfür wird die Datengrundlage über Informationen zu den Dachstrukturen für ganz Baden-Württemberg betrachtet. Um dann für die 4 Siedlungsstrukturtypen Schlüssel zu erstellen wie viel Prozent eines Dachtyps im entsprechenden Gebäudebestand vorhanden ist, Statistik 1. Hierfür wurden rund 2,8 Mio. Gebäude ausgewertet. Table 3-1: Eigene Untersuchung gibt die gerundeten Werte wieder.

	Geneigte Dächer	Flachdächer	Kombi Sattel- und Flachdach	Pult- und Sägezahndach
Wohnen	79,4%	10%	2,5%	8,1%
Gewerbe und Industrie	49,8%	33,9%	12,3%	4%
Stadtzentren/City	75,5%	13,4%	4,9%	6,2%
Ländliche Gebiete	77,8%	10,8%	3,1%	8,3%
„Sonstige“	83,1%	6,1%	2,2%	8,6%

Table 3-1: Eigene Untersuchung

Auch eine genauere Analyse der Nutzung der Gebäude ist angebracht, da sich auch hiermit auf die Eigenschaften der Dächer rückschließen lässt. Um diesen Schlüssel zu erhalten werden sämtliche Gebäude analysiert und den entsprechenden Kategorien zugeordnet. Untersucht wurden rund 5,6 Mio. Gebäude. Da für die weitere Betrachtung nur die Anteile der Wohn-, Nichtwohngebäude und

der ausgeschlossenen Gebäude interessiert werden auch nur diese hier entsprechend ihrem Anteil aufgeführt.

	Nicht bekannt	Wohngebäude	Nichtwohngebäude	Ausgeschlossen
Wohnen		50,9%	41,5%	7,6%
Gewerbe und Industrie		15,1%	73,2%	11,7%
Stadtzentren/City		61,9%	29%	9,1%
Ländliche Gebiete		24,1%	50,3%	25,6%
„Sonstige“		40,7%	39,9%	19,4%

Table 3-2: Eigene Untersuchung

Ein weiteres wichtiges Kriterium ist die Neigung des Dachs. Auch hierfür werden statistische Werte ermittelt die in einem späteren Prozess Verwendung finden. Wo, bei Flachdächern Werte über 5° aufgrund der Datenlage überschritten wurde, werden sie zu 5° angenommen.

	Geneigte Dächer	Flachdächer	Kombi Sattel- und Flachdach	Pult- und Sägezahndach
Wohnen	36,07°	4,3°	30,65°	36,92°
Gewerbe und Industrie	26,28°	5°	17,76°	23,72°
Stadtzentren/City	37,29°	5°	15,33°	36,18°
Ländliche Gebiete	33,18°	5°	31°	25,31°
„Sonstige“	40,36°	5°	14,52°	38,45°

Table 3-3: Eigene Untersuchung

Zusätzlich wird auch der Anteil der Dachform geprüft in Abhängigkeit davon, in welchem Siedlungsstrukturtyp sich das Gebäude befindet und welcher Nutzungskategorie es sich zuordnen lässt.

### Kategorie 1 – Wohngebäude:

	Geneigte Dächer	Flachdächer	Kombi Sattel- und Flachdach	Pult- und Sägezahndach
Wohnen	82,6%	8,1%	1,8%	7,5%
Gewerbe und Industrie	73,6%	16,3%	5,9%	4,2%
Stadtzentren/City	82,5%	8,8%	2,4%	6,3%
Ländliche Gebiete	88,9%	5,4%	0,9%	4,8%
„Sonstige“	88,3%	3%	0,9%	7,8%

Table 3-4: Eigene Untersuchung

### Kategorie 2 – Nichtwohngebäude:

	Geneigte Dächer	Flachdächer	Kombi Sattel- und Flachdach	Pult- und Sägezahndach
Wohnen	39,6%	35,2%	12,2%	13%
Gewerbe und Industrie	43,9%	39,1%	13,8%	3,2%
Stadtzentren/City	49,7%	30,7%	14,1%	5,5%
Ländliche Gebiete	72,2%	14,3%	4,5%	9%
„Sonstige“	71,7%	14,1%	5,6%	8,6%

Table 3-5: Eigene Untersuchung

## 3.5 Kategorisieren

Als Grundlage dieser Berechnung dienen vor allem die ALK-Gebäude Daten. Wie in Kapitel 3.3 erläutert, enthalten diese Daten die Grundrisse sämtlicher Gebäude in Baden-Württemberg und Informationen zu deren Nutzung. Letzteres soll nun für die Einteilung in Kategorien herangezogen werden.

Wie bei Kaltschmitt [9] werden die Gebäude einzelnen Nutzungsgruppen zugeordnet. Er unterscheidet bei Wohngebäuden zwischen Gebäuden mit:

- 1 Wohnung,
- 2 Wohnungen,
- 3-6 Wohnungen,
- $\geq 7$  Wohnungen,
- 1-2 Freizeitwohnungen,

- und Wohnheimen.

In seiner Studie betrachtet Kaltschmitt allerdings nur die ersten 4 Varianten näher. In dieser Bachelorarbeit werden die oben genannten Nutzungsarten als Kategorie Wohnen (Kategorie 1) klassifiziert.

Auch bei den Nichtwohngebäuden wird von Kaltschmitts Methodik abgewichen und nicht genauer zwischen kleinen, mittleren und großen Nichtwohngebäuden sowie Industriebauten differenziert. Diese werden mit den Gebäuden, die in den ALK-Daten als Gemeinwesen deklariert sind, in der Gruppe Nichtwohngebäude (Kategorie 2) zusammengefasst.

Für einige Nutzungsvarianten scheint eine PV-Nutzung unmöglich bzw. nicht sinnvoll. Diese Gebäude werden ebenso wie jene, bei denen in der Bevölkerung mit einer geringen Akzeptanz für eine Nutzung zu rechnen ist, werden an dieser Stelle von der Analyse ausgeschlossen (Kategorie 3).

In den Daten des ALK sind allerdings auch viele Gebäude enthalten (Zahl einfügen), deren Nutzung nicht näher bekannt ist. Diese Gruppe stellt an die Methodik die höchsten Anforderungen, da auch für sie gute Ergebnisse erreicht werden sollen. (Kategorie 0)

Kategorie 0	Kategorie 1	Kategorie 2	Kategorie 3
NN	Forsthaus	Betriebsgebäude	Wt
	Gartenhaus	Bürogebäude	Sdt
	Seniorenheim	Campingplatzgebäude	At
	Wochenendhaus	Gebäude zur	Turm
	Wohnhaus	Energieversorgung	Schr
	Wohnheim	Fabrik	Scheuer
	Wohn- und Betriebsgebäude	Freizeit- und Vergnügungsstätte	Gths
	Wohn- und Bürogebäude	Gaststätte, Restaurant	Fhs
	Wohn- und Wirtschaftsgebäude	Geschäftsgebäude	Garage
	Wohn- und Verwaltungsgebäude	Hotel, Motel, Pension	Treibhaus,
		Jugendherberge	Gewächshaus
		Gebäude der Kläranlage	Kiosk

		Gebäude für Vorrats- haltung Messehalle Scheune und Stall Betriebsgebäude zur Schleuse Stall Tankstelle Wartehalle Werkstatt Wirtschaftsgebäude	Gebäude zur Müllverbrennung Parkhaus Schuppen Tiefgarage WC Umformer Wasserbehälter Badegebäude Burg Friedhofsgebäude Hallenbad Kapelle Kirche Gebäude für religiöse Zwecke Schloss Schutzbunker Schutzhütte Synagoge
--	--	---	--

Table 3-6: Quelle Eigene, mit Daten aus [18] und aus eigener Überprüfung

Zusätzlich werden die Gebäude aufgrund der Siedlungsstruktur klassifiziert. Die Einteilung soll wie bei der von Ludes et. al (2013, [13]) für NRW erstellten Studie durchgeführt und um eine zusätzliche Kategorie erweitert werden. Ludes et al. zieht für die Aufteilung die Flächennutzungsdaten aus DLM und Corine Landcover heran. In dieser Arbeit wird analog vorgegangen. Da eine andere Datenlage zugrunde liegt, muss im Bereich der Gewerbe- und Industriegebiete von Ludes et al. abgewichen werden.

Die Siedlungsstrukturtypen sind definiert als

- Wohnen
- Gewerbe- und Industriegebiete
- Stadtzentren / City

- Ländliche Gebiete
- Sonstige

Die ersten vier entsprechen der Aufteilung in der Studie für NRW, der letzte Punkt fasst alle Gebiete zusammen, die keinem anderen Typ zuzuordnen waren.

Nach Ludes et al. (2013, [13]) sind die Gebiete wie folgt definiert:

Wohnen beinhaltet Gebiete, die sich innerhalb der Kategorie Ortslage befinden und als Wohnbauflächen deklariert sind. Ausgeschlossen hiervon sind Gebiete, die nach den Corine Landcover Daten „Flächen durchgängig städtischer Prägung“ zu zuschreiben sind.

Als Gewerbe- und Industriegebiete werden Flächen der Kategorien Industrie- und Gewerbeflächen, Halde, Bergbaubetrieb, Tagebau, Grube, Steinbruch, Straßenverkehr, Bahnverkehr, Flugverkehr und Schiffsverkehr definiert. Diese Liste wird für diese Arbeit um einige Punkte erweitert. Die vollständige Auflistung findet sich in Table 3-7.

Stadtzentren / City entsprechen den „Flächen durchgängig städtischer Prägung“.

Ländliche Gebiete sind jene, welche sich weder innerhalb der Ortslage noch in Industrie- und Gewerbegebieten befinden.

Daraus folgt, Gebiete des Typs Sonstige befinden sich innerhalb von Ortslagen, sind aber weder der Kategorie Wohnen noch Gewerbe und Industrie oder Stadtzentren/City zuzuschreiben.

	Wohnen	Gewerbe und Industrie	Stadtzentren / City	Ländliche Gebiete
Faktor PV	0,720	0,858	0,746	0,793

Table 3-7: Ludes et al. 2013 [13]

### 3.6 Dachfläche berechnen

Für die Ermittlung der Dachfläche gilt es zunächst die vorhandenen Daten zu analysieren, da sich die Vorgehensweise für jedes Gebäude an der Datenlage und Zuordnung orientiert.

Zur Berechnung der Dachfläche gilt:

$$A_{Dach} = \frac{A_{Grund}}{\cos\left(\frac{\beta * 2 * \pi}{360^\circ}\right)}$$

$A_{Dach}$	Dachfläche,
$A_{Grund}$	Grundfläche,
$\beta$	Neigungswinkel eines Dachs zur Horizontalen

Zunächst wird geprüft, ob die Grundfläche die Mindestanforderung an die Größe erfüllt. Ist dies nicht der Fall, wird sie nicht weiter betrachtet. (Funktion entsprechend im Skript korrigieren)

Andernfalls wird unterschieden zwischen Gebäuden mit Angaben zu ihrer Dachart und solchen, die diese Informationen nicht enthalten. Es folgt nun eine Beschreibung der Vorgehensweise für Gebäude, bei denen die Dachart bekannt ist. Neben der Dachart ist dann auch der Neigungswinkel  $\beta$  bekannt, somit erfolgt die Berechnung mit Formel ....

Fehlen Informationen über die Dachart, muss mit statistischen Werten weiter verfahren werden. Um eine möglichst präzise Annäherung zu erreichen, wird jedes Dach mit dem Schlüssel aus Statistik 1 aufgeschlüsselt und anteilig berechnet (Methodik, sic!, eher Statistik 4). Somit wird jedes Gebäude so behandelt, als bestünde es aus 4 verschiedenen Dachformen. Nur so ist die Ermittlung eines möglichst exakten Potenzials möglich. Als Winkel werden für diesen Fall die Werte aus Statistik 3 angewendet.

### 3.7 Modulfläche berechnen

Zur Bestimmung der Modulfläche wird von der in Kapitel 3.6 berechneten Dachfläche ausgegangen. Dies erfolgt in Abhängigkeit von den oben beschriebenen Charakteristika Gebäudekategorie und Siedlungsstrukturtyp. Wie auch in Kapitel 3.6 dienen genauere Informationen zu Dachform und Neigung einer exakteren Bestimmung des Potenzials.

Gebäude mit bekannter Dachform der Kategorie 1 – Wohnen

Die Modulfläche dieser Gebäude wird gemäß des vorhandenen Dachtyps berechnet.

Am häufigsten kommen in Kategorie 1 Satteldächer vor. Die Modulfläche entspricht der Dachfläche abzüglich der Flächen, die sich für eine PV-Nutzung nicht eignen. Hierunter fallen Verluste zum Beispiel durch Dachgauben, Kamine, Dachfenster oder erhöhte Verschattungen (Verschattung, sic!). Um diesen Einfluss zu berücksichtigen, sollen nur 75% der Fläche berücksichtigt werden. Ein weiterer Flächenverlust entsteht durch die Azimut Ausrichtung. Berücksichtigt werden nur Flächen, welche von Süden höchstens  $\pm 90^\circ$  abweichen. Hieraus resultiert für alle Dächer, die nicht exakt in Ost-West Richtung ausgerichtet sind, eine Halbierung der Fläche.

Bei Gebäuden der Kategorie 1 mit Satteldächern handelt es sich teilweise um historische bzw. denkmalgeschützte Gebäude. Eine PV-Nutzung wird hierfür ausgeschlossen. Um diesen Sachverhalt zu berücksichtigen, verringert sich die Modulfläche für diese Gebäude entsprechend dem Vorschlag von Kaltschmitt und Wiese (1992, [9]) um weitere 5%.

Auf Flachdächern werden die Module nicht parallel zur Dachhaut installiert, um eine optimale Ausrichtung zur Sonne zu erreichen (s. Kapitel 2.1.4). Hierdurch ergibt sich eine abweichende Berechnung. Zunächst werden auch hier sämtliche Flächen ausgeschlossen, die auf Grund anderer Nutzung nicht zur Verfügung stehen. Dies sind unter anderem Oberlichter, Kamine und Dachausstiege [9]. Die Modulfläche verringert sich hierdurch um 25%. Aufgrund der Aufständigung und des dadurch entstehenden Schattenwurfs entspricht die Modulfläche nur einem Drittel der nutzbaren Dachfläche (s. Kapitel 2.1.4).

Pult- und Sägezahndächer werden analog zu Satteldächern berechnet. Es werden allerdings keine historischen Bauten unterstellt, weshalb die 5%-ige Minderung hier entfällt.

Kombinationen aus Sattel- und Flachdächern werden flächenmäßig zur Hälfte nach der Variante für Satteldächer berechnet und zur anderen Hälfte nach den Überlegungen für Flachdächer. Auch hier

geht man davon aus, dass keine historische Bausubstanz vorliegt. Die 5%-ige Minderung entfällt demnach. Es werden nur 70% der Flächen berücksichtigt aufgrund von Dachaufbauten etc. .

#### Gebäude mit bekannter Dachform der Kategorie 2 – Gewerbe und Industrie

Die Ermittlung der Modulfläche für diese Gebäudegruppe folgt der von Gebäuden mit bekannter Dachform der Kategorie Wohnen. Bei Satteldächern entfällt auch hier die 5% Minderung für historische Bauten [9]. Die berücksichtigten Flächen unterscheiden sich bei Flachdächern (85%) und Sattel-und Flachdächern (75%)

#### Gebäude mit bekannter Dachform der Kategorie 0 – Unbekannt

Für alle Gebäude mit bekannter Dachform liegt auch die entsprechende Nutzungsform vor.

#### Gebäude der Kategorie 3 – Ausgeschlossen

Dächer auf Gebäuden der Kategorie 3 wurden wie eingangs beschrieben von einer solartechnischen Nutzung von vornherein ausgenommen. [19]

#### Gebäude ohne bekannte Dachform der Kategorie 1 – Wohnen

Für diese Gebäude müssen Annahmen bezüglich der Dachform gemacht werden. Hierfür dienen die bereits erstellten Statistiken. Mit ihrer Hilfe werden wie bei der Ermittlung der Dachfläche die Flächen eines Gebäudes entsprechend ihrer analysierten Anteile berechnet und anschließend wieder zusammengefasst. Die Werte für die Minderung der Flächen ergeben sich aus denen der Kategorie 1 – Wohnen, Dachart bekannt.

#### Gebäude ohne bekannte Dachform der Kategorie 2 – Gewerbe und Industrie

Diese werden genauso behandelt wie Gebäude ohne bekannte Dachform der Kategorie 1, allerdings mit den Abschlägen für Kategorie 2.

#### Gebäude ohne bekannte Dachform der Kategorie 0 – Unbekannt

Neben der Art der Dachform wird hier auch die entsprechende Kategorie anhand der zuvor analysierten Anteile ermittelt. Somit wird die Dachfläche zunächst anteilig den unterschiedlichen Kategorien unterteilt. Anschließend werden die Modulflächen für die einzelnen Teilflächen anhand der oben beschriebenen Vorgehensweise für Gebäude ohne bekannte Dachform berechnet.

Die so ermittelten Flächen eignen sich prinzipiell für eine PV-Nutzung. Es handelt sich hier aber nicht um exakte Rechtecke mit den für Solarmodulen passenden Maßen. Vielmehr sind es Flächen mit komplexen Rändern und Formen. Somit kann nicht die gesamte Fläche genutzt werden. Um diesen Sachverhalt zu berücksichtigen, wird wie bei Ludes et al. (2013, [13]) ein entsprechender Modulflächenfaktor eingeführt. In seiner Studie hat er für ein Beispielm modul (1.000 \* 1.600 mm) das Verhältnis zwischen tatsächlich installierbarer Modulfläche und theoretischer Modulfläche analysiert. Da dies von der Gebäudestruktur abhängig ist, wurde diese Analyse für die oben beschriebenen Siedlungsstrukturtypen Wohnen, Gewerbe und Industrie, Stadtzentren /City und ländliche Gebiete durchgeführt. Die Werte von Ludes et al. (2013, [13]) werden hier übernommen. Für Gebäude der Kategorie „Sonstige“ werden die restriktivsten Werte herangezogen, um eine Überschätzung des Potenzials zu vermeiden. Dies ist, wie aus Table 3-7 ersichtlich wird, der Wert für Wohngebiete. Daraus ergibt sich:

	Wohnen	Gewerbe und Industrie	Stadtzentren / City	Ländliche Gebiete	„Sonstige“
Faktor PV	0,720	0,858	0,746	0,793	0,720

Table 3-8

Berechnung des Satteldachs, normal:

$$A_{\text{Modul}} = A_{\text{Dach}} * (1 - f_{\text{Dach}}) * f_{\text{Modul}} * 0,5$$

Das Satteldach in Ost-West Ausrichtung enthält keine Halbierung der Dachfläche:

$$A_{\text{Modul}} = A_{\text{Dach}} * (1 - f_{\text{Dach}}) * f_{\text{Modul}}$$

Die Modulfläche auf einem Flachdach berechnet sich wie folgt:

$$A_{\text{Modul}} = A_{\text{Dach}} * (1 - f_{\text{Dach}}) * f_{\text{Modul}} * FNF$$

Pult- und Sägezahndächer werden wie Satteldächer berechnet.

$A_{\text{Modul}}$	Modulfläche,
$A_{\text{Dach}}$	Dachfläche,
$f_{\text{Dach}}$	Faktor für Dachflächenverluste ,
$f_{\text{Modul}}$	Modulflächenfaktor,
FNF	Flächennutzungsfaktor

### 3.8 Jahresenergieertrag berechnen

Die Berechnungsvorschriften des Jahresenergieertrags sind abhängig vom Dachtyp.

Bei Flachdächern wird angenommen, dass die PV-Anlage optimal Richtung Süden mit einem Neigungswinkel von 35-40° ausgerichtet ist. Der Ertrag berechnet sich daher aus dem Produkt von Modulfläche ( $A_{\text{Modul}}$ ), Einstrahlung auf die Horizontale, Wirkungsgrad und Performance Ratio sowie der Umrechnung von der horizontalen auf die geneigte Ebene aus Staiss [20]:

$$E_{\text{Anlage}} = A_{\text{Modul}} * G_{\text{hor}} * \eta * Q * F_{\text{Neigung}}$$

$E_{\text{Anlage}}$	Energieertrag der Anlage pro Jahr,
$A_{\text{Modul}}$	Modulfläche der Anlage,
$G_{\text{hor}}$	Globalstrahlung auf die horizontale Fläche,
$\eta$	Modulwirkungsgrad,
Q	Performance Ratio
$F_{\text{Neigung}}$	Faktor für erhöhte Einstrahlung durch optimale Neigung

$f_{\text{neigung}}$  gibt an um wie viel sich die Einstrahlung von einer horizontalen auf eine um  $35^\circ$ - $40^\circ$  geneigter Fläche erhöht.  $f_{\text{neigung}}$  wird zu 1,12 angenommen [20].

Für geneigte Dächer sind die oben aufgeführten Annahmen nicht zulässig. In vielen Studien wird der Einfluss der Azimut Ausrichtung nicht oder nicht ausreichend berücksichtigt. Stattdessen werden große Teile der Dachflächen als nicht geeignet angesehen. Zusätzlich wird eine gleichmäßige Verteilung der Azimut Ausrichtung angenommen. Solche Annahmen scheinen bei einer genaueren Betrachtung nicht sinnvoll, da eine gemeindegrenze Analyse erfolgt. Eine gleichmäßige Verteilung der Azimutwinkel ist vor allem bei kleinen Gemeinden unwahrscheinlich. Selbst über ganze Kreise kann dies nicht vorausgesetzt werden. Außerdem scheint eine Nichtbetrachtung sämtlicher Flächen, die nicht optimal geeignet sind, nicht befriedigend. Schließlich ist es gerade die Aufgabe dieser Arbeit, eine Verteilung der Potenziale in Abhängigkeit von den Stromgestehungskosten zu untersuchen.

Auch der Neigungswinkel verlangt eine genauere Betrachtung, da auch er die Stromgestehungskosten wesentlich beeinflusst. Staiss (1996, [20]) geht diesbezüglich von einem Minderertrag der Anlagen für Winkel im Bereich von  $15^\circ$  bis  $65^\circ$  aus. Im Folgenden soll diese Betrachtung verfeinert werden.

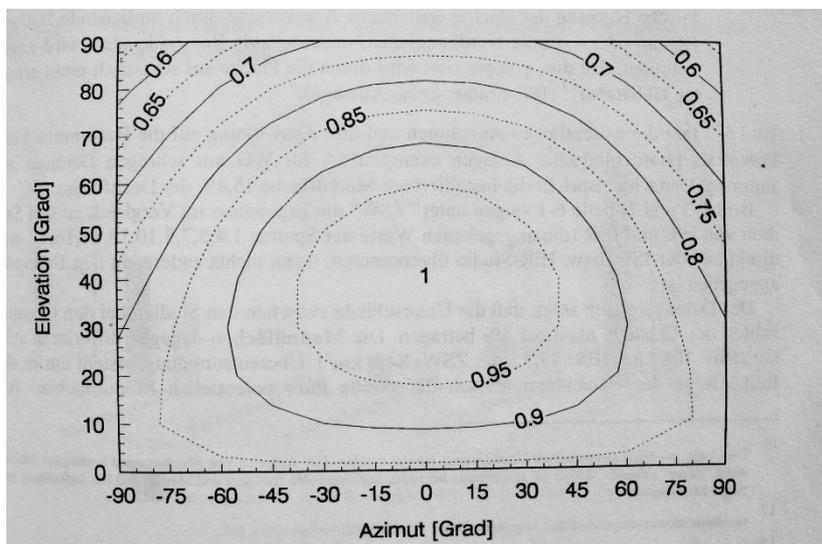


Figure 3-2: Staiss 1996 [20]

Hierzu werden die Daten aus dem obigen Diagramm von Staiss (1996, [20]) herangezogen. Es erfolgt für jedes Gebäude eine Untersuchung seiner Ausrichtung (Azimut) in  $5^\circ$  Schritten. Darauf

folgt eine Unterteilung in 5%-Schritten des Wirkungsgrades, um hieraus die Grenzneigungswinkel zu erhalten.

Hiermit lassen sich deutlich präzisere Aussagen zum Ertrag der Anlagen und dem tatsächlichen Potenzial machen. Wenn der Neigungswinkel nicht gegeben ist, wird dieser aufgrund der mittleren Neigungswinkel aus Statistik 3 ermittelt. Eine statistische Verteilung der Neigungswinkel kann in dieser Arbeit nicht erfolgen, sollte aber in Zukunft untersucht werden, um eine noch exaktere Differenzierung des Potenzials zu erreichen.

Auch der Wirkungsgrad bedarf einer genaueren Betrachtung, unter anderem in Hinsicht auf die zukünftige Entwicklung. Für diese Arbeit werden lediglich Modulwerte auf Basis von mono- und polykristallinen Zellen herangezogen. Heutige Modulwirkungsgrade liegen nach Wirth (2014, [21]), der sich auf Angaben des Magazins Photon International 2014-02 stützt, bei knapp 16% (Mittelwert für mono- und polykristalline Module), während die European Photovoltaic Technology Platform (PVTP) in Ihrem „PV Implementation Plan 2013-2015“ [22] für 2015 bereits mit Werten von 17,5-20,5% bei Modulen aus kristallinem Si rechnet. EPIA (European Photovoltaic Industry Association) gibt ebenfalls für 2015 Wirkungsgrade von 16-21% an. Die IEA (International Energy Agency) liegt mit 17-21% im gleichen Bereich. 2013 betrug der Modulwirkungsgrad in der Untersuchung von Ludes et al. (2013, [13]) bereits 18%.

Für das Jahr 2020 rechnet die PVTP mit Werten von über 21%. EPIA erwartet Modulwirkungsgrade von 18-23%. Die IEA findet einen Bereich von 19-23%

Lediglich die IEA Studie macht Aussagen zu möglichen Wirkungsgraden nach dem Jahr 2020.

Bis 2030/2050 werden hier Werte von 21-25% erwartet.

Es werden folgende Werte für die weiteren Berechnungen herangezogen:

- 2014: Wie bei Ludes et al. (2013, [13]) wird der Wirkungsgrad mit 18% veranschlagt. Dies liegt im gleichen Rahmen wie die anderen Untersuchungen. Lediglich Wirth (2014, [21]) weicht hiervon ab.
- 2020: Ein gemittelter Wert von 20,8%.
- 2030: Der gemittelte Wert würde entsprechend Table 3-9 bei 23% liegen. Es wird davon ausgegangen, dass dieser erst im Jahr 2040 erreicht werden soll. Für den Zeitraum 2020 bis 2030 wird mit einem Anstieg auf 22% gerechnet.

- 2040: Der gemittelte Modulwirkungsgrad wird nun mit den vollen 23% angenommen.

IEA [23]:

Jahr	2010-2015	2015-2020	2020-2030/2050
Mono	21%	23%	25%
poly	17%	19%	21%
Dünnschicht	10%	12%	15%
CIGS	14%	15%	18%
CdTe	12%	14%	15%

Table 3-9

EPIA [24]:

Jahr	2007	2010	2015	2020
Kristallin	13-18%	15-19%	16-21%	18-23%
Dünnschicht	5-11%	6-12%	8-14%	10-16%

Auch die Q bedarf einer genaueren Betrachtung. Die PVTP rechnet für 2015 mit einem Wert von rund 80%. Ludes et. al (2013, [13]) verwendet den gleichen Wert. EPIA findet bereits 2010 eine Q von 80-85%. Wirth (2014, [21]) beschreibt einen Bereich von 80-90%. Kost et al. (2013, [8]) bezieht sich auf eine Studie von Reich (2012, [25]) und kommt so auf die gleichen Werte wie Wirth. Reich rechnet in seiner Studie damit, dass es in Zukunft immer mehr Anlagen mit einer PR von 90% geben wird, da es bereits heute möglich ist, dies mit am Markt vorhandenen Komponenten zu erreichen. Für 2020 geht die Photovoltaic Platform von einem Wert von rund 85% aus.

Für 2014 wird im Weiteren mit einer Q von 80% gerechnet. Der Wert im Jahr 2020 wird, wie von der Photovoltaic Platform vorgeschlagen, zu 85% angenommen. Für die Jahre 2020 - 2030 rechnet Jäger [19] mit einer Steigerung, die bei 3%-Punkten pro Dekade liegt. Somit ergibt sich für 2030 ein Wert von 88%. Unter Berücksichtigung der Studie von Reich (2012, [25]) scheint eine Entwicklung in dieser Geschwindigkeit auch für die Jahre 2030-2040 erzielbar. Für 2040 ergibt sich somit eine PR von 91%.

- 2014: Q = 80%
- 2020: Q = 85%

- 2030: Q = 88%
- 2040: Q = 91%

### 3.9 Stromgestehungskosten

Zur Kalkulation der Stromgestehungskosten wird eine vereinfachte Variante des in Kap. 2.2.3 beschriebenen LCOE Ansatzes verwendet:

$$LCOE(Equity) = \frac{I_0 + \sum_{n=0}^N \frac{B_n}{(1+i)^n}}{\sum_{n=0}^N \frac{E_A * (1-MD)^n}{(1+i)^n}}$$

Wie aus der Formel ersichtlich, wird ist eine genauere Betrachtung folgender Paramater notwendig:

$I_0$	Investment,
$B_n$	Betriebskosten,
$E_A$	Jahresenergieertrag der Anlage,
MD	Moduldegradation,
i	Zinssatz,
n	Lebensdauer.

Das Investment ist nicht nur von der Zeit, sondern auch von der Größe der Anlage abhängig. Zunächst soll die Korrelation von Investment pro kWp und Anlagengröße untersucht werden. Im Auftrag des Bundesverbandes Solarwirtschaft wurde von EuPD Research (2013, [3]) eine Übersicht zu den aktuellen Anlagenpreisen erstellt. Wie in Figure 3-3 zu sehen ist, wurden hierfür einzelne Bereiche definiert. Für Anlagen kleiner 3kWp liegen die Kosten im Mittel bei 1.761 €/kWp. Mit 1.607 €/kWp muss man für Systeme mit 3-10kWp rechnen, während für den Bereich von 10-100kWp im Mittel 1.409 €/kWp veranschlagt werden. Oberhalb von 100 kWp sind die Kosten pro kWp nur noch für einzelne Anlagengrößen angegeben. Um auch Systeme mit einzubeziehen, die nicht die exakte Größe erreichen, werden Anlagen von 100-300kWp mit dem Preis für 300kWp Anlagen kalkuliert. Zwischen 300 und 1.000 kWp wird mit dem von 1 MWP Kraftwerken gerechnet. Dies ist aufgrund mangelnder Datenlage von notwendig und stellt immer noch eine recht genaue Annäherung dar.

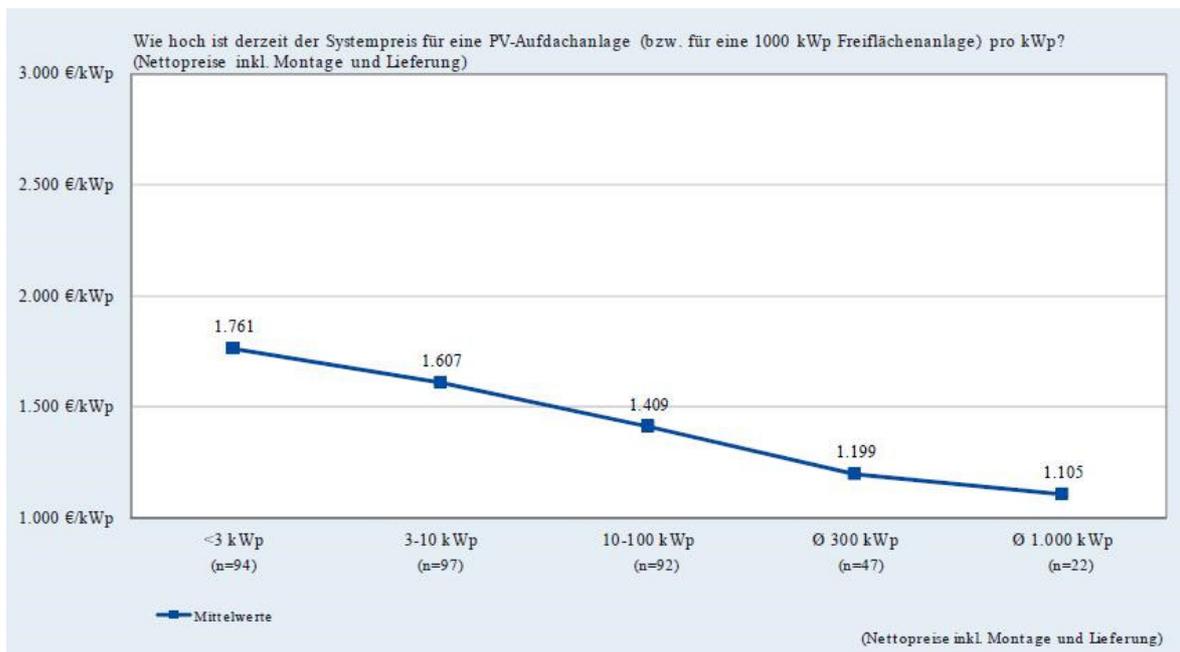


Figure 3-3: EuPD Research 2013 [3]

Die PR spiegelt die Zeitvarianz der Investmenthöhe wieder. Historische Werte zeigen im Bereich der PV eine Lernrate von rund 20%. Die Lernrate der ersten drei Szenarien stimmt bis 2020 hiermit überein, verringert sich aber anschließend auf 18% und ab 2030 auf 16%. Neben der Lernrate ist auch die Kenntnis über den Verlauf der kumulierten Ausbringungsmenge erforderlich. Es finden folgende Szenarien in dieser Arbeit Anwendung:

EPIA Pradigm Shift [24]:

- 2015: 179GWp
- 2020: 688GWp
- 2030: 1.845GWp
- 2040: 3.256GWp

EPIA Accelerated Scenario:

- 2015: 126GWp
- 2020: 345GWp

- 2030: 1.082GWp
- 2040: 2.013GWp

EPIA Reference Szenario:

- 2015: 52GWp
- 2020: 77GWp
- 2030: 156GWp
- 2040: 269GWp

Da es in der Berechnung bereits Abweichungen des Wertes für 2014 zu den realen Werten gibt, werden die realen Werte aus 2014 herangezogen und über das Verhältnis der Studienwerte zu deren Ursprungswerten berechnet.

Die gesamte kumulierte Ausbringung liegt nach der Studie „International Technology Roadmap for Photovoltaic“ (ITRPV) 2013 bei 149GWp. Die im Jahr 2013 ausgebrachte Menge beträgt im Jahr 2013 laut der Studie 39GWp. Hiermit ist nun der Einfluss des Lerneffekts auf die Kosten kalkulierbar.

Die Betriebskosten werden bei Imolauer und Schwientek (2013, [12]) mit 2% veranschlagt. Kost (2013, [8]) gibt einen festen Betrag von 35 €/kWp an. Dies würde bei Anlagenkosten von 1.500 €/kWp rund 2% entsprechen. Er verwendet diesen Wert allerdings für sämtliche Anlagengrößen. Es ist aber eine prinzipielle Übereinstimmung mit Rödl ersichtlich. Daher werden 2% des Investments als Betriebskosten veranschlagt.

Durch Degressionseffekte verringert sich der Wirkungsgrad jedes Jahr. Kost (2013, [8]) nennt hierzu einen Wert von 0,2%, während Imolauer und Schwientek (2013, [12]) diese Minderung mit 0,3% pro Jahr veranschlagt. In dieser Arbeit wird die Moduldegression zu 0,2% angenommen.

Auch die Lebensdauer der PV-Systeme erhöht sich mit der Zeit. Die Technology Roadmap der IEA [26] gibt hierfür:

- 2008: 25Jahre
- 2020: 30Jahre

- 2030: 35Jahre
- 2050: 40Jahre

Für diese Studienarbeit folgen daraus die entsprechenden Annahmen:

- 2014: 25Jahre
- 2020: 30Jahre
- 2030: 35Jahre
- 2040: 37 Jahre

Wie bei Imolauer und Schwientek (2013, [12]) wird ein WACC von 4,85% zugrunde gelegt.

Eigenkapitalanteil	30%
Fremdkapitalanteil	70%
Zinssatz, quartalsweise Tilgung	3,5%
Eigenkapital-Rendite-Forderung	8%
Daraus folgt ein WACC von	4,85%

Table 3-10: Imolauer und Schwientek, 2013 [12]

### 3.10 Sensitivitätsanalyse

Am Beispiel von Baden-Baden wurde eine Sensitivitätsanalyse für die WACC erstellt. Die lineare Abhängigkeit ist durch die gleichmäßigen Abstände der einzelnen Kosten-Potenzial-Kurven gut zu erkennen (s. Figure 3-4).

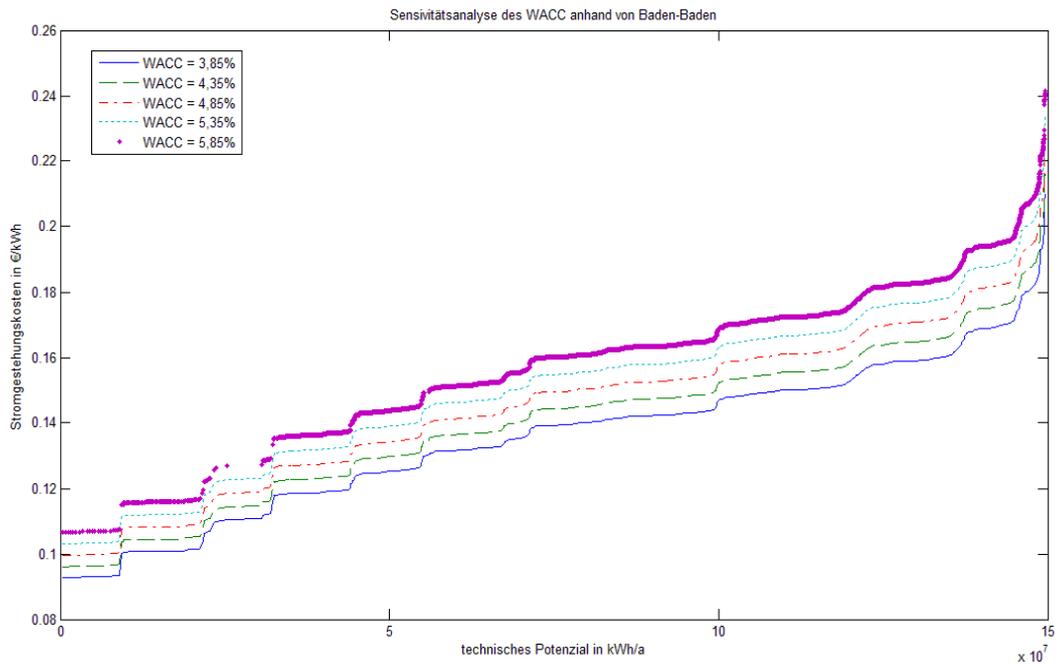


Figure 3-4: Quelle: Eigene, Sensitivitätsanalyse des WACC anhand von Baden-Baden

## 4 Ergebnisse

Aus den zur Verfügung stehenden Daten für Baden-Württemberg ergeben sich folgende Kosten-Potenzial-Kurven. Die 3 Diagramme stehen jeweils für eins der in Kapitel 3.9 beschriebenen Szenarien und enthalten zusätzlich die Kurve für 2014.

Figure 4-1 zeigt das „Accelerated Szenario“. Die blaue Kurve steht für das Jahr 2014. Diese spiegelt die relativ höchsten Stromgestehungskosten bei gleichzeitig geringstem technischem Potenzial wieder. Dies resultiert aus den noch sehr hohen Kosten für das Investment, einem niedrigen Wirkungsgrad und einer niedrigen Performance Ratio. Die stärkste Reduktion der Kosten wird bis 2020 erreicht, da sich bis dahin die kumuliert ausgebrachte Leistung mehr als verdoppelt. Hinzu kommen die anfangs sehr hohen Kosten. In diesem Modell sind die Kostenreduktionen von 2020 bis 2040 deutlich geringer als jene von 2014 bis 2020. Der steile Anstieg zum Schluss resultiert aus kleinen Anlagen mit einem sehr schlechten Azimut- und Neigungswinkel. Die Kosten erfahren hierfür eine massive Steigerung, während das erreichbare Potenzial relativ gering ist.

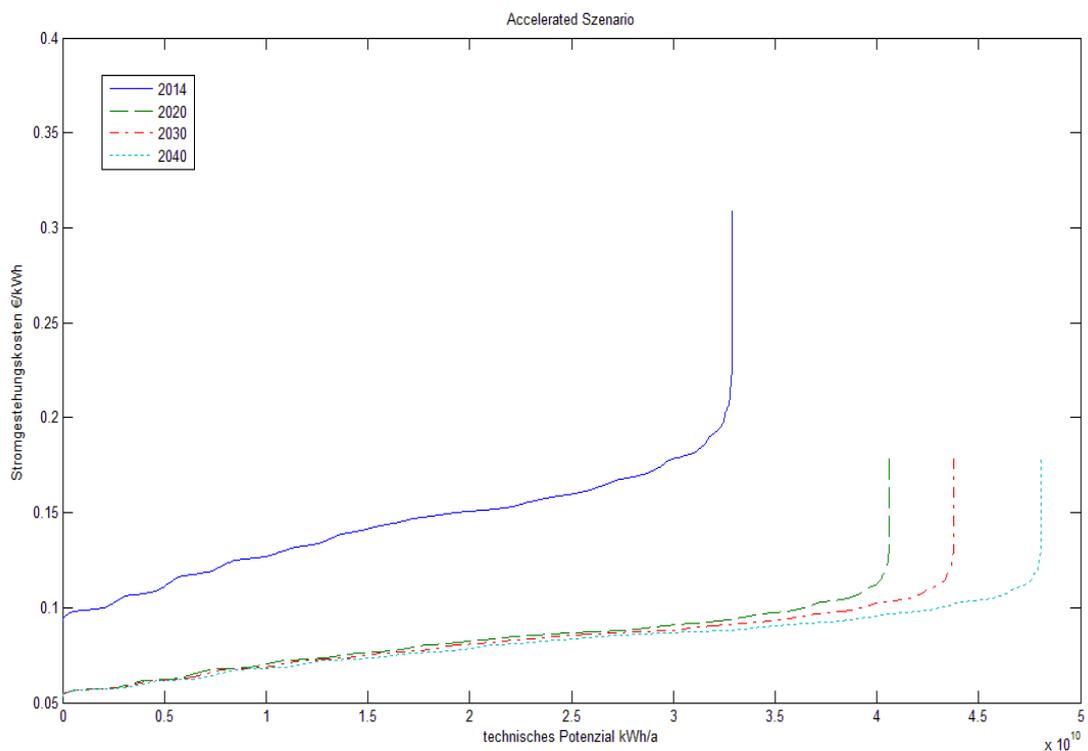


Figure 4-1

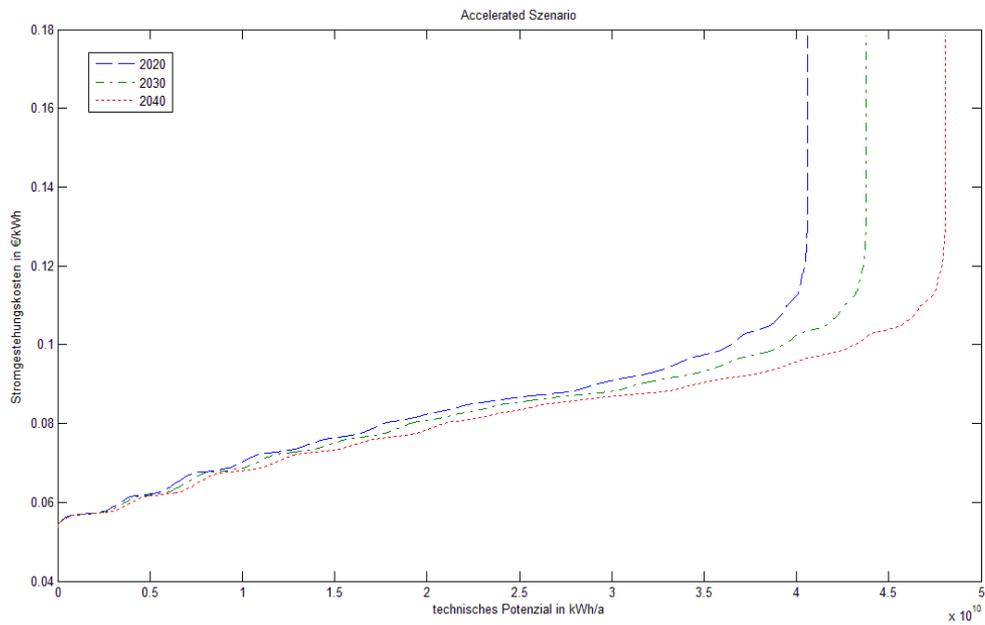


Figure 4-2

In Figure 4-3 und Figure 4-4 sind die Kurve für das „Paradigm Shift Szenario“ zu sehen. Es ist klar zu erkennen, dass hier auch für 2030 und 2040 nochmals deutliche Einsparungen erreicht werden.

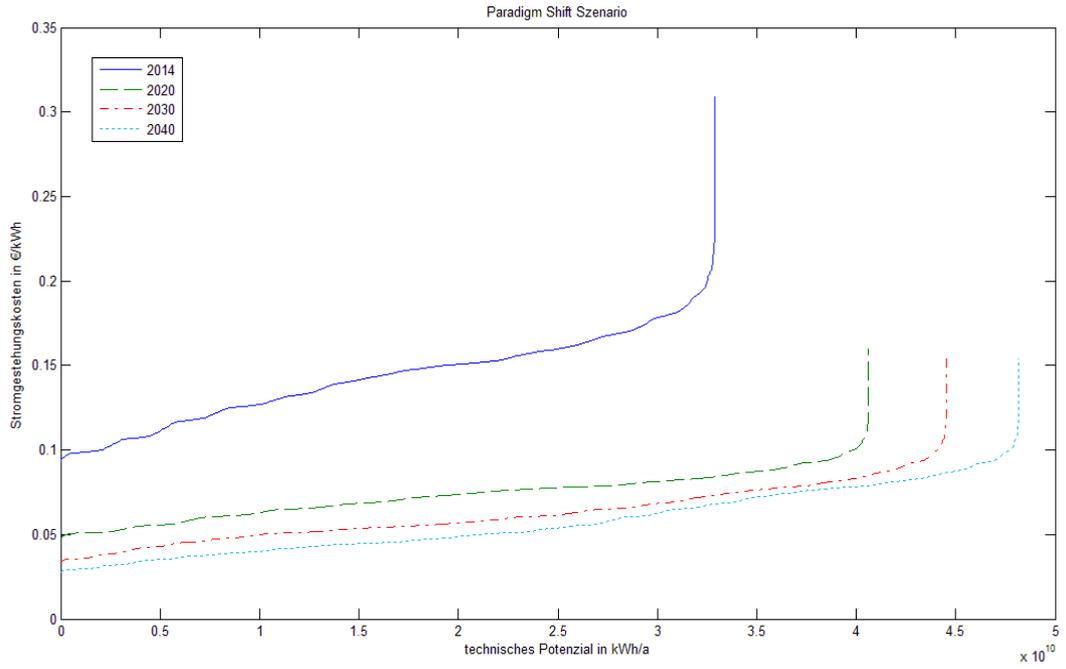


Figure 4-3

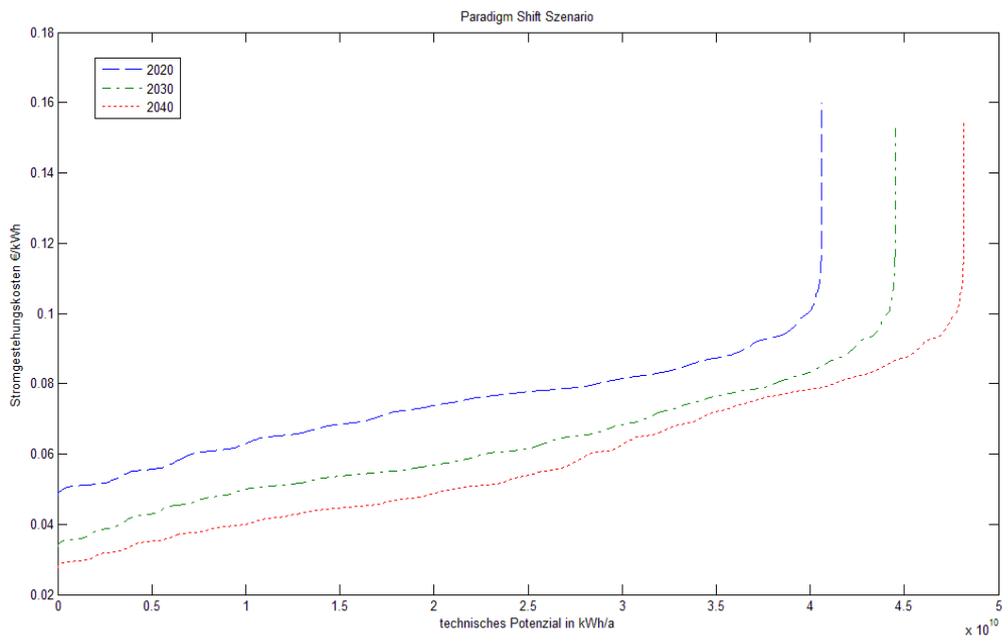


Figure 4-4

Das „Referenz Szenario“ (s. Figure 4-5) geht von den geringsten Zubauraten aus, was sich in der geringen Minderung der Stromgestehungskosten widerspiegelt.

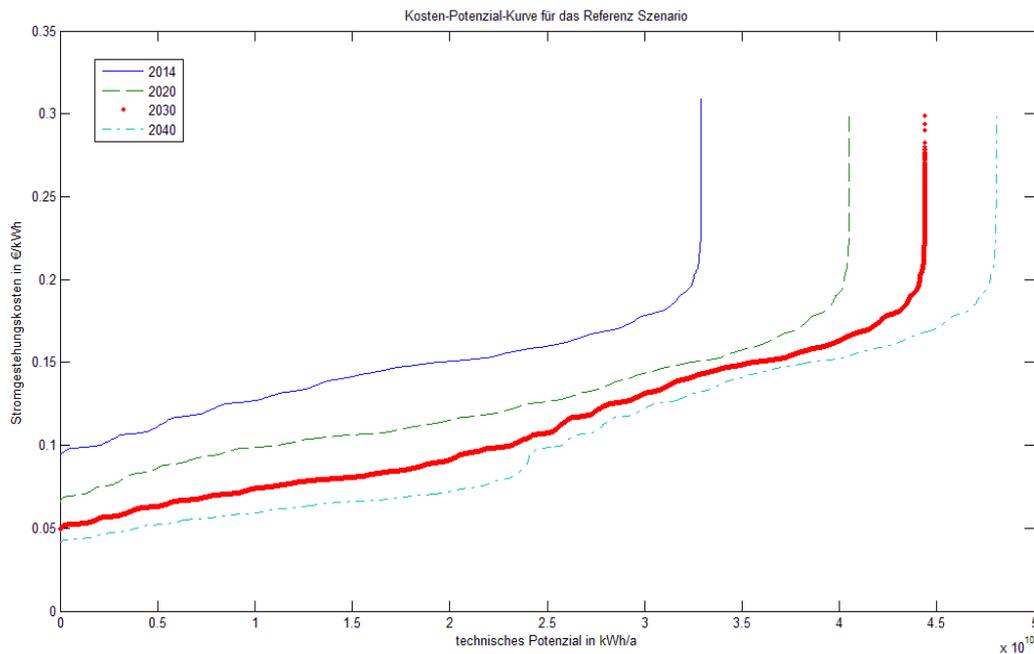


Figure 4-5

Als Vergleich wird noch eine Kurve für lediglich einen Kreis betrachtet (s. Figure 4-6). Man kann hier sehr gut mehrere Sprünge erkennen. Diese resultieren aus den verschiedenen Bereichen der Kosten für das Investment. Auch die Dachart ist hier ein wichtiger Faktor, genauso wie Azimutausrichtung und der Neigungswinkel. Während dies auf Kreisebene noch zu merklichen Sprüngen führt, erhält man für ganz Baden-Württemberg eine ausgleichende Wirkung durch eine deutlich höhere Gebäudezahl auch im Bereich von Übergängen der verschiedenen Parameter.

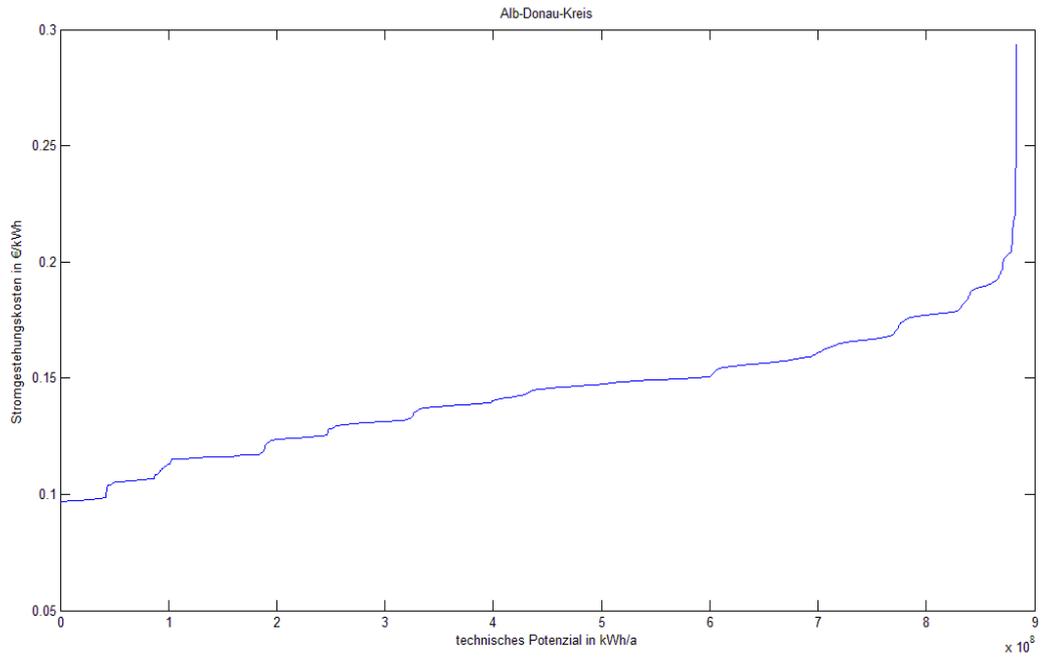


Figure 4-6

## 5 Ausblick

Für zukünftige Untersuchungen wäre es interessant, wenn im Rechenprozess vollständig auf die Angaben aus dem Solaren Effizienzatlas für Hausdächer verzichtet werden könnte. Dies würde eine Übertragung der Methodik auch auf solche Gegenden ermöglichen, für die entsprechende Daten nicht oder nur in sehr geringem Umfang vorhanden sind. Des Weiteren erfordert dies eine Umstellung der Statistiken von Mittelwerten auf statistische Verteilungen. Hiermit wäre eine Zusammenfassung der Gebäudeflächen für Gebäude gleicher Eigenschaften möglich, was eine Optimierung der Berechnungszeit zur Folge hätte.

Auch die Bereiche für die Ermittlung der Kosten haben noch Potenzial für eine feinere Betrachtung.

Daneben ist eine exaktere Betrachtung der Verluste durch den Azimut- und Neigungswinkel ebenfalls sinnvoll.

Die Konkurrenz zwischen PV und Solarthermie stellt einen weiteren interessanten Untersuchungsgegenstand dar und bedürfte einer genaueren Analyse.

## 6 Literatur

- [1] Karlsruhe Institut für Technologie KIT. URL: [http://www.iip.kit.edu/86\\_2341.php](http://www.iip.kit.edu/86_2341.php).  
Abrufdatum 20.09.2014.
- [2] BWPLUS. URL: <http://um.baden-wuerttemberg.de/de/wirtschaft/ressourceneffizienz-und-umwelttechnik/foerdermoeglichkeiten/foerderprogramm-bwplus/>. Abrufdatum 20.09.2014.
- [3] Reuter, M.: Photovoltaik-Preismonitor Deutschland. Ergebnisse 1. Quartal.  
URL: [http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/130218\\_EuPD\\_Preismonitor\\_q1\\_13.pdf](http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/130218_EuPD_Preismonitor_q1_13.pdf). Abrufdatum 19.08.2014.
- [4] Quaschnig, V.: Regenerative Energiesysteme, m. DVD-ROM. [S.I.] 2011.
- [5] Kaltschmitt, M.: Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, 5., erw. Aufl. Berlin 2013.
- [6] Brotrück, T.: Basics Dachkonstruktion. Basel, Berlin [u.a.] 2007.
- [7] Anzanello, M. J.; Fogliatto, F. S.: Learning curve models and applications: Literature review and research directions. In: International Journal of Industrial Ergonomics 41 (2011) 5, S. 573–83.
- [8] Kost, C.: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Studie November 2013.  
URL: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>. Abrufdatum 19.08.2014.
- [9] Kaltschmitt, M.; Wiese, A.: Potentiale und Kosten regenerativer Energieträger in Baden-Württemberg 1992.
- [10] Quaschnig, V.: Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert, Als Ms. gedr. Düsseldorf 2000.
- [11] Kaltschmitt, M.; Wiese, A.: Erneuerbare Energieträger in Deutschland. Potentiale und Kosten. Berlin, New York 1993.
- [12] Imolauer, K.; Schwientek, M.: Erneuerbare Energien: Newsletter E|NEws. LCOE bei PV-Eigenerbrauchs- und Direktvermarktungsmodellen/LCOE für PV self-consumption and direct sales models Juni 2013.
- [13] Ludes, G.; Siebers, B.; Stock, T.: Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW. Solarenergie. Recklinghausen 2013.
- [14] LUBW: Daten- und Kartendienst der LUBW. URL: <http://udo.lubw.baden-wuerttemberg.de/public/pages/home/welcome.xhtml>. Abrufdatum 17.09.2014.

- [15] Corine Land Cover 2006 seamless vector data — European Environment Agency (EEA).  
URL: <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/clc-2006-vector-data-version-3/>.  
Abrufdatum 13.09.2014.
- [16] Daten- und Kartendienst der LUBW. URL: [http://udo.lubw.baden-wuerttemberg.de/public/metadata/solareffizienz\\_download.htm?repositoryName=regen](http://udo.lubw.baden-wuerttemberg.de/public/metadata/solareffizienz_download.htm?repositoryName=regen).  
Abrufdatum 17.09.2014.
- [17] CORINE Landcover Nomenklatur (deutsch).
- [18] Landesamt für Geoinformation und Landentwicklung Baden-Württemberg LGL: LK-Vorschrift ohne Anlagen. URL: [https://www.lgl-bw.de/lgl-internet/web/sites/default/de/05\\_Geoinformation/Galerien/Dokumente/LK-Vorschrift.pdf](https://www.lgl-bw.de/lgl-internet/web/sites/default/de/05_Geoinformation/Galerien/Dokumente/LK-Vorschrift.pdf).  
Abrufdatum 17.09.2014.
- [19] Jäger, T.: Ermittlung des wirtschaftlichen Potenzials für die Stromerzeugung mittels Photovoltaik in Baden-Württemberg. Karlsruhe 2012.
- [20] Staiss, F.: Photovoltaik. Technik, Potentiale und Perspektiven der solaren Stromerzeugung. URL: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>.  
Abrufdatum 07.08.2014.
- [21] Wirth, H.: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Abrufdatum 19.08.2014.
- [22] European Photovoltaic Technology Platform; European Photovoltaic Industry Association - EPIA: PV Implementation Plan 2013-2015. URL: [http://www.solar-era.net/files/2713/8045/7458/Implementation\\_Plan\\_for\\_PV\\_2013\\_2015.pdf](http://www.solar-era.net/files/2713/8045/7458/Implementation_Plan_for_PV_2013_2015.pdf). Abrufdatum 24.09.2014.
- [23] International Energy Agency IEA: Solar Photovoltaic Roadmap. URL: [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/pv\\_roadmap\\_foldout.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/pv_roadmap_foldout.pdf). Abrufdatum 23.09.2014.
- [24] Greenpeace; EPIA: Solar Generation 6. Solar Photovoltaic Electricity Empowering the World. URL: [http://www.epia.org/index.php?eID=tx\\_nawsecuredl&u=0&file=/uploads/tx\\_epiapublications/Solar\\_Generation\\_6\\_\\_2011\\_Full\\_report\\_Final.pdf&t=1412094720&hash=729ceadde268c5824f00b90f8546a4f156e3972f](http://www.epia.org/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=/uploads/tx_epiapublications/Solar_Generation_6__2011_Full_report_Final.pdf&t=1412094720&hash=729ceadde268c5824f00b90f8546a4f156e3972f). Abrufdatum 19.08.2014.
- [25] Reich, N. H.; Mueller, B.; Armbruster, A.; van Sark, Wilfried G. J. H. M.; Kiefer, K.; Reise, C.: Performance ratio revisited: is PR > 90% realistic? In: Progress in Photovoltaics: Research and Applications 20 (2012) 6, S. 717–26.
- [26] International Energy Agency IEA: Technology Roadmap - Solar Photovoltaic Energy. URL: [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/pv\\_roadmap.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/pv_roadmap.pdf).  
Abrufdatum 10.07.2014.

## Working Paper Series in Production and Energy

---

### recent issues

- No. 1** Alexandra-Gwyn Paetz, Lisa Landzettel, Patrick Jochem, Wolf Fichtner:  
Eine netnografische Analyse der Nutzererfahrungen mit E-Rollern
- No. 2** Felix Teufel, Michael Miller, Massimo Genoese, Wolf Fichtner:  
Review of System Dynamics models for electricity market simulations
- No. 3** Patrick Jochem, Thomas Kaschub, Wolf Fichtner:  
How to integrate electric vehicles in the future energy system?
- No. 4** Sven Killinger, Kai Mainzer, Russell McKenna, Niklas Kreifels, Wolf Fichtner:  
A regional simulation and optimization of renewable energy supply from wind and photovoltaics with respect to three key energy-political objectives
- No. 5** Kathrin Dudenhöffer, Rahul Arora, Alizée Diverrez, Axel Ensslen, Patrick Jochem, Jasmin Tücking:  
Potentials for Electric Vehicles in France, Germany, and India
- No. 6** Russell McKenna, Carsten Herbes, Wolf Fichtner:  
Energieautarkie: Definitionen, Für- bzw. Gegenargumente, und entstehende Forschungsbedarfe
- No. 7** Tobias Jäger, Russell McKenna, Wolf Fichtner:  
Onshore wind energy in Baden-Württemberg: a bottom-up economic assessment of the socio-technical potential
- No. 8** Axel Ensslen, Alexandra-Gwyn Paetz, Sonja Babrowski, Patrick Jochem, Wolf Fichtner:  
On the road to an electric mobility mass market - How can early adopters be characterized?
- No. 9** Kai Mainzer, Russell McKenna, Wolf Fichtner:  
Charakterisierung der verwendeten Modellansätze im Wettbewerb Energieeffiziente Stadt
- No. 10** Hannes Schwarz, Valentin Bertsch, Wolf Fichtner:  
Two-stage stochastic, large-scale optimization of a decentralized energy system – a residential quarter as case study
- No. 11** Leon Hofmann, Russell McKenna, Wolf Fichtner:  
Development of a multi-energy residential service demand model for evaluation of prosumers' effects on current and future residential load profiles for heat and electricity
- No. 12** Russell McKenna, Erik Merkel, Wolf Fichtner:  
Energy autonomy in residential buildings: a techno-economic model-based analysis of the scale effects
- No. 13** Johannes Schäuble, Silvia Balaban, Peter Krasselt, Patrick Jochem, Mahmut Özkan, Friederike Schnellhas-Mende, Wolf Fichtner, Thomas Leibfried, Oliver Raabe:  
Vergleichsstudie von Systemansätzen für das Schnellladen von Elektrofahrzeugen

The responsibility for the contents of the working papers rests with the author, not the institute. Since working papers are of preliminary nature, it may be useful to contact the author of a particular working paper about results or caveats before referring to, or quoting, a paper. Any comments on working papers should be sent directly to the author.

**Impressum**

Karlsruher Institut für Technologie

Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP)  
Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung (DFIU)

Hertzstr. 16  
D-76187 Karlsruhe

KIT – Universität des Landes Baden-Württemberg und  
nationales Forschungszentrum in der Helmholtz-Gemeinschaft

Working Paper Series in Production and Energy  
**No. 20**, March 2017

ISSN 2196-7296

---

[www.iip.kit.edu](http://www.iip.kit.edu)

[www.kit.edu](http://www.kit.edu)