

Diplomarbeit

Modellierung der Stromerzeugung aus Photovoltaik in Deutschland

Florian Pattis

Begutachter

Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinz Stigler

Betreuer

Dipl.-Ing. Andreas Schüppel

Eingereicht im November 2012

am

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
der Technischen Universität Graz

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am

.....

(Unterschrift)

Danksagung

Zu Beginn möchte ich mich bei meiner Familie bedanken, die es mir überhaupt ermöglicht hat zu studieren und für deren Unterstützung in schwierigen Zeiten ich sehr dankbar bin. Namentlich möchte ich hier meine Mutter Maria, meinen Vater Johann und meine zwei Schwestern Sonja und Renate erwähnen. Ein herzliches Dankeschön möchte ich auch meiner Oma aussprechen, welche mir immer ein Vorbild für Bescheidenheit und Zufriedenheit war.

Ein großer Dank gilt auch meinen Mitbewohnern und meinen Freunden, welche ich über das Studium kennengelernt habe, aber auch an all jenen, die ich neben meinem Studium in Graz kennenlernen durfte und diese Zeit zu einem so schönen Teil meines bisherigen Lebens gemacht haben.

Für das Verfassen dieser Arbeit möchte ich mich allen voran bei Herrn Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinz Stigler bedanken, der es mir ermöglicht hat, meine Diplomarbeit am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation zu schreiben.

Der größte Dank gilt meinem Betreuer Herrn Dipl.-Ing. Andreas Schüppel für seine kompetente und tatkräftige Unterstützung bei der Erstellung dieser Arbeit. Ebenfalls bedanken möchte ich mich dafür, dass er sich auch bei unangekündigten, kurzfristigen Terminen immer Zeit für mich genommen hat.

Ein besonderes Dankeschön möchte ich auch den Mitarbeitern am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, für die angenehme und kollegiale Atmosphäre bei der Arbeit und die bereitwillige Hilfe bei aufgetretenen Problemen, aussprechen.

Ebenfalls bedanken möchte ich mich bei Dr. Thomas Huld vom *Joint Research Centre of the European Commission* für seine Hilfe bei der Beschaffung von Strahlungsdaten und deren Verarbeitung.

Kurzfassung

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit der Stromerzeugung aus Photovoltaik in Deutschland. Ziel der Arbeit ist die Modellierung qualitativer und quantitativer Aspekte der installierten Photovoltaik-Anlagen in Deutschland. Unter Verwendung des einfachen linearen Zusammenhangs der erzeugten Leistung und der einfallenden Globalstrahlung wird versucht, ein möglichst genaues Modell zu erstellen, welches Einflüsse aus der Natur nachbildet. Unter anderem werden die Einflüsse von Temperatur und Wind auf die Modultemperatur und die daraus resultierende Änderung der Leistung untersucht.

Für die Modellierung wurde die Software ArcGIS 10.0 von ESRI sowie die Software Excel 2007 von Microsoft verwendet. Als Eingangsdaten standen stündliche Mittelwerte der Globalstrahlung von 1983 bis 2011 als Rasterdaten, tägliche Mittelwerte der Temperatur von 1950 bis 2010 als Rasterdaten und stündliche Mittelwerte der Windgeschwindigkeiten als Zeitreihe zur Verfügung. Um die Rasterdaten verarbeiten zu können, wurden sie in ArcGIS aufbereitet und anschließend mit Excel weiterverarbeitet.

Zur Überprüfung der Richtigkeit der erhaltenen Ergebnisse wurden tatsächliche Einspeisedaten von der EEX-Website herangezogen. Die Ergebnisse in den stündlichen Verläufen liefern zufriedenstellende Ergebnisse. Die Linearität des Zusammenhanges zwischen Modelldaten und tatsächlichen Einspeisedaten ist mit Werten des Bestimmtheitsmaßes im Bereich bis zu 0,98 gut. Die Häufigkeitsverteilungen zeigen zum Teil gute Übereinstimmungen.

Bei Verfügbarkeit von entsprechenden Daten, welche unter Anderem eine Kalibrierung über einen längeren Zeitraum ermöglichen, kann das Modell für die Untersuchung der historischen und zukünftigen Einspeisecharakteristika in Deutschland herangezogen werden.

Abstract

The topic of this thesis is the electricity generation from photovoltaics (PV) in Germany. The aim is to examine qualitative and quantitative aspects of installed PV units in Germany using a linear model. On the basis of the simple linear relationship of the generated power and the global solar radiation it is attempted to create an accurate model, which simulates some effects occurring in nature. Among other things, the influence of temperature and wind on the temperature of a photovoltaic module and the resulting change in the power output has to be examined.

For the modelling process, the software ArcGIS 10.0 from ESRI and Microsoft Excel 2007 were used. As input data, hourly mean values of global solar radiation from 1983 to 2011 as grid data, daily mean values of temperature from 1950 to 2010 as grid data and hourly mean wind speeds as time series were available. To yield results from grid data, these data have to be prepared in ArcGIS in order to be processed further in Excel.

To verify the accuracy of the obtained results they were compared to actual data from the EEX website. The results with an hourly resolution provide satisfying results. The linearity of the relationship between real data and model results can be categorized as good, with values of the coefficient of determination ranging up to 0,98. The frequency distributions mostly show good matches.

Under the condition of the availability of data, which allows a calibration over a prolonged period, the model can be used for the analysis of the historic and the future characteristics of generation from photovoltaics systems in Germany.

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung.....	3
1.1	Die Entwicklung der Photovoltaik in Deutschland	4
1.1.1	Das Stromeinspeisungsgesetz von 1990.....	4
1.1.2	Das EEG-Gesetz.....	5
1.1.3	Die EEG-Novelle 2004	5
1.1.4	Die EEG-Novelle 2009	6
1.1.5	Die EEG-Novelle 2012	7
1.2	Die Rolle der PV-Anlagen in Deutschland	8
1.2.1	Die 50,2 Hz-Problematik	8
1.2.2	Einfluss der Photovoltaik auf den Lastgang und den Strompreis	9
1.2.3	Netzausbau durch Photovoltaik	11
2.	Die Sonne als Energieträger	13
2.1	Strahlungsenergie der Sonne	13
2.2	Das Sonnenspektrum.....	14
3.	Physikalische Abhängigkeiten der Photovoltaik	19
3.1	Der Photoeffekt	19
3.1.1	Äußerer Photoeffekt	19
3.1.2	Innerer Photoeffekt.....	20
3.2	Der p-n-Übergang und der photovoltaische Effekt.....	20
3.3	Die Photovoltaik- oder Solarzelle.....	21
3.4	Wirkungsgrad und Verluste	22
4.	Arten von Solarzellen.....	24
4.1	Monokristalline Solarzelle	25
4.2	Polykristalline Solarzelle.....	25
4.3	Dünnschicht-Solarzelle.....	26
4.4	Farbstoff-Zellen (Grätzel-Zelle).....	26
4.5	Organische Solarzellen	27
4.6	Tandem-Zellen	29
4.7	Konzentrator-technologie	30
5.	Entwicklung des Photovoltaik-Modells	31
5.1	Modellierung der physikalischen Abhängigkeiten	31
5.1.1	Der Zusammenhang zwischen Leistung und Strahlungsintensität.....	31
5.1.2	Der Temperaturkoeffizient.....	32
5.1.3	Degradation von Solarzellen	32
5.1.4	Zusammenhang zwischen Modul- und der Umgebungstemperatur.....	34
5.2	Der Modelbuilder in ArcGIS.....	35

5.3	Modellbeschreibung	36
5.3.1	Modelle zum Aufbereiten der Eingangsdaten	40
5.3.2	Das GIS-Hauptprogramm	49
5.3.3	Das Excel-Modell	52
5.4	Modellkalibrierung	54
5.4.1	Kalibrierung mit zwölf Monaten	55
5.4.2	Kalibrierung mit sechs Sommermonaten	60
5.4.3	Kalibrierung mit sechs Wintermonaten	63
5.4.4	Kalibrierung mit monatlichen Faktoren	65
5.5	Modellvalidierung	68
5.5.1	Modellvalidierung mit zwölf Monaten Kalibrierungsperiode	68
5.5.2	Modellvalidierung mit sechs Sommermonaten Kalibrierungsperiode	72
5.5.3	Modellvalidierung mit sechs Wintermonaten Kalibrierungsperiode	73
5.5.4	Modellvalidierung mit monatlichen Kalibrierungsfaktoren	75
5.6	Modellkorrekturversuche	78
5.6.1	Korrektur fehlender Stunden	78
5.6.2	Korrektur der Ergebnisse durch einen linearen Korrekturfaktor	79
6.	Untersuchungen zur Modellgüte	81
6.1	Linearität	81
6.2	Vergleich der Volllaststunden	81
6.3	Vergleich der Jahreserzeugungen	83
6.4	Statistische Auswertung	84
6.5	Untersuchungen bezüglich des Temperatureinflusses	87
6.6	Ergebnis der Modellgütebestimmung	89
7.	Conclusio und abschließende Bemerkungen	90
8.	Verzeichnisse	92
8.1	Abbildungsverzeichnis	92
8.2	Tabellenverzeichnis	95
8.3	Formelverzeichnis	96
8.4	Abkürzungsverzeichnis	97
8.5	Literatur- und Quellenverzeichnis	98

1. Einleitung

Erneuerbare Energien wie Wind, Wasser, Sonne, Erdwärme und Bioenergie stehen als Energieträger nahezu unendlich zur Verfügung. Im Gegensatz zu fossilen Energieträgern Erdöl, Kohle, Erdgas sind diese klimafreundlich und schonen Umwelt und Ressourcen.

Es hat sich gezeigt, dass der steigende Energiebedarf sowie die immer größer werdende Belastung für die Umwelt eine Änderung in der Energieversorgung unserer Zeit verlangt. Seitens der Europäischen Union wurde ein Schritt in diese Richtung bereits unternommen mit den 20-20-20 Zielen im Bereich Klimawandel und Energie (Europäische Kommission, 2011):

- Verringerung der Treibhausgasemissionen um 20 %¹ gegenüber 1990;
- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien auf 20 %;
- Steigerung der Energieeffizienz um 20 %.

Auch in Deutschland ist diese sogenannte Energiewende bereits eingetreten. Im Sommer 2011 beschloss der Bundestag einen Ausstieg aus der Atomenergie und eine Forcierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien.

Eine Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gewährleistet den zügigen und kosteneffizienten Ausbau der Erneuerbaren Energien. Das Kernstück dieser Energiewende bildet diese Novelle des EEG vom 1. Januar 2012, wobei an den Grundprinzipien des EEG festgehalten wird. Strom aus erneuerbaren Energien hat beim Einspeisen weiterhin Vorrang gegenüber konventionell erzeugtem Strom. Ebenfalls sind Ausbauziele gesetzlich festgehalten (siehe Kapitel 1.1.5). Die wesentlichen Neuerungen des EEG für die Photovoltaik beinhalten eine kosteneffizientere Förderung der Anlagen. Da die Technologiekosten wesentlich schneller gesunken sind als erwartet werden die Fördermaßnahmen dementsprechend angepasst. Auch hier spiegelt sich die Aktualität dieser Form der Energiegewinnung wieder (BMU, 2012a).

Das Photovoltaik eine immer bedeutende Technologie wird, zeigt sich auch an aktuellen Anteilen des Stroms aus Solarenergie am Gesamtstrommix. In Deutschland wurde an den Pfingsttagen 2012 ein Solarstromanteil von 45 % am Gesamtstrommix festgestellt.

Mit diesem enormen Zuwachs an Photovoltaikanlagen in Deutschland kommen auch neue Effekte für die Energieversorgung dazu. Diese Erscheinungen sind unter anderem das sogenannte 50,2 Hz Problem, die Veränderung des Tageslastgangs (Mittagspitze, Spitzenstrompreis) sowie die Leitungsbelastungen durch zusätzliche dezentrale Einspeisungen (photovoltaik, 2012).

¹ Sogar um 30 %, sofern die Voraussetzungen gegeben sind

1.1 Die Entwicklung der Photovoltaik in Deutschland

Der in der Gegenwart erreichte Stand der installierten Leistung aus Photovoltaik ist vielfach den gesetzlichen Rahmenbedingungen in Deutschland zu verdanken. Die historische Entwicklung und die für die Photovoltaik relevanten Änderungen werden in diesem Kapitel behandelt.

1.1.1 Das Stromeinspeisungsgesetz von 1990

Deutschland ist weltweit Vorreiter auf dem Photovoltaik-Markt. Die Umweltbilanz der Photovoltaik ist gut und bietet damit innerhalb der erneuerbaren Energien das drittgrößte Potenzial zur CO₂-Einsparung auf dem Markt der Stromerzeugung. Die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen in Deutschland (siehe Abbildung 1) bzw. auch weltweit kann eine kontinuierliche Steigerung verzeichnen.

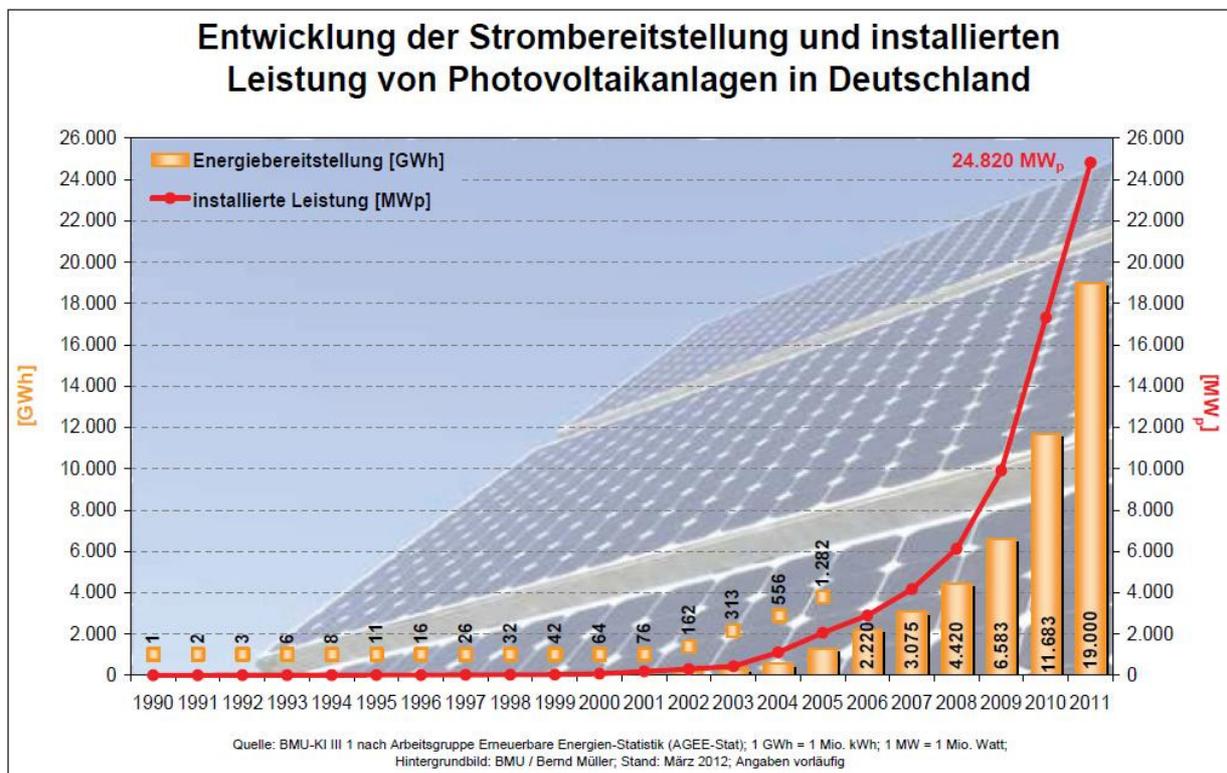


Abbildung 1: Entwicklung der Strombereitstellung und installierten Leistung von Photovoltaikanlagen in Deutschland (BMU, 2012a)

Grundlage für die Integration von erneuerbaren Energien, wie es auch die Photovoltaik ist, bildet das „Stromeinspeisungsgesetz“ von 1990. Dieses Gesetz ist der Vorreiter des heute bekannten EEG-Gesetzes (Solaranlagen-Portal, 2011).

Hier ein kurzer Ausschnitt aus dem Gesetz von 1990:

„§ 1 Anwendungsbereich

Dieses Gesetz regelt die Abnahme und die Vergütung von Strom, der ausschließlich aus Wasserkraft, Windkraft, Sonnenenergie, Deponiegas, Klär gas oder aus Biomasse im Geltungsbereich dieses Gesetzes gewonnen wird, durch öffentliche Elektrizitätsversorgungsunternehmen.

§ 2 Abnahmepflicht

Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die ein Netz für die allgemeine Versorgung betreiben, sind verpflichtet, den in ihrem Versorgungsgebiet erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien abzunehmen und den eingespeisten Strom nach § 3 zu vergüten. (Bundestag, 1990)“

Das Stromeinspeisungsgesetz hat erstmals dazu geführt, dass eine Abnahmepflicht für erneuerbare Energien gesetzlich festgelegt wurde.

1.1.2 Das EEG-Gesetz

Das Stromeinspeisungsgesetz wurde am 1. April 2000 durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 29. März 2000 ersetzt. Es wurde nun auch geothermisch erzeugte Energie einbezogen. Um ihren Charakter als Anschubförderung zu erhalten, wurden die Förderungen auf kleinere Anlagen konzentriert.

Unter anderem hat das EEG-Gesetz die Vergütung für Photovoltaik festgesetzt:

- für Anlagen, die 2001 in Betrieb gingen (auch Altanlagen): mind. 50,6 Cent/kWh
- für Anlagen, die 2002 in Betrieb gehen: mind. 48,1 Cent/kWh

1.1.3 Die EEG-Novelle 2004

Aufgrund des Auslaufens des 100.000-Dächer Programms² wurde das Gesetz zum Jahreswechsel 2003/2004 überarbeitet. Nach Erreichen der Grenze von 300 MW installierter Leistung in neuen Anlagen lief das 100.000-Dächer Programm 2003 aus. Die Förderung war jedoch weiterhin politisch gewollt und so kam es zu einer entsprechenden Anpassung des EEG. Das EEG-Gesetz bzw. die Novelle von 2004 haben die Stromerzeugung durch erneuerbare Energien in Deutschland entscheidend gefördert.

² Das 100.000-Dächer Programm ist Teil des EEG-Gesetzes und lehnt sich namentlich an das 1000-Dächer Programm an. Erstmals wurden mit diesem Programm bundesweit PV-Anlagen gefördert. Das Ziel dieses Förderprogramms war die Errichtung und Erweiterung von Photovoltaikanlagen in privaten Haushalten. Antragsberechtigte erhielten ein Darlehen mit günstigen Zinsen was zu einer steigenden Nachfrage führte.

Das bereits im bestehenden EEG verankerte Ziel der Verdopplung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis 2010 wird in der Novelle konkretisiert. 2010 sollen die Erneuerbaren Energien mindestens 12,5 % zur Stromversorgung beitragen. Als mittelfristiges Ziel für das Jahr 2020 wird ein Anstieg auf mindestens 20 % festgelegt (BMU, 2004).

1.1.4 Die EEG-Novelle 2009

Im Januar 2009 erschien eine weitere Novelle, welche für die Photovoltaikindustrie die folgend dargestellten Veränderungen mit sich brachte.

Ab 2009 wurde eine schnellere Absenkung der Solarstromvergütung beschlossen. Waren es bisher gemäß EEG-Novelle 2004 5 % p.a. bei Dachanlagen bzw. 6,5 % p.a. bei Freiflächenanlagen so wurden diese Prozentsätze in der Novelle von 2009 abgeändert wie folgt:

- Anlagen <100 kW: 8 % in 2009, 8 % in 2010, 9 % ab 2011
- Anlagen >100 kW: 10 % in 2009, 10 % in 2010, 9 % ab 2011
- Freiflächenanlagen: 10 % in 2009, 10 % in 2010, 9 % ab 2011

Eine weitere Neuerung ist der "Gleitfaktor" für die Degression bei Verlassen eines Wachstumskorridors. Sollte die neu installierte Leistung der PV-Anlagen in einem Jahr starker oder schwächer wachsen, als in einem definierten Korridor, so wird die Degression im Folgejahr um einen Prozentpunkt angehoben bzw. abgesenkt.

- Wachstumskorridor 2009: 1.000 – 1.500 MW
- Wachstumskorridor 2010: 1.100 – 1.700 MW
- Wachstumskorridor 2011: 1.200 – 1.900 MW

Weitere Neuerungen sind eine neue Vergütungsklasse (>1000 kW) und Änderungen im Bonussystem. So wird der Fassadenbonus (zusätzliche 5 ct/kWh) für fassadenintegrierte Anlagen ebenso gestrichen wie der Bonus für selbst genutzten Photovoltaikstrom. So wird für die Menge an PV-Strom, welche im eigenen Haushalt verbraucht wird, ein um 18 ct/kWh geringerer Tarif gezahlt (25 ct/kWh). Jedoch behält der Betreiber einen geringen Bonus aufgrund des Spreads zwischen konventionell erzeugtem Strom und selbst genutztem Solarstrom.

Im Hinblick auf Markttransparenz wurde ebenfalls ein großer Schritt gemacht. Alle Anlagenbetreiber müssen seit 01.01.2009 der Bundesnetzagentur vor dem Netzanschluss den Standort und die jeweilige Leistung der Anlage melden. Für den stabilen Betrieb des Systems wurden Voraussetzungen für ein mögliches Einspeisemanagement für Anlagen ab 100 kW eingeführt. Mit diesem Management sind technische Einrichtungen welche es dem Netzbetreiber ermöglichen die Anlagen fernzusteuern technische Anschlussvoraussetzung.

Der Netzbetreiber darf somit bei Netzüberlastung die Leistung der Anlagen regeln sofern er alle anderen Netzoptimierungsmöglichkeiten ausgenutzt hat. In dieser Regelung ausgenommen sind Kleinanlagen bis 100 kW, welche meist privaten Betreibern gehören. Für den Ausfall wurden die Betreiber finanziell entschädigt.

Zu einer praktischen Umsetzung dieses Managements kam es in der Novelle von 2009 aus juristischen Gründen nicht, da jedes Modul einzeln als Anlage gesehen wurde und es kein Modul gibt, welches über 100 kW_p Leistung liefern kann (Bundesverband Solarwirtschaft, 2012).

1.1.5 Die EEG-Novelle 2012

Mit der EEG-Novelle vom 01.01.2012 wurde die Integration der PV-Anlagen ins Netz weiter vorangetrieben. Unter anderem wurde die 50,2 Hz-Problematik durch eine Verordnungsermächtigung im Energiewirtschaftsgesetz berücksichtigt, um Bestandsanlagen nachzurüsten. Das Einspeisemanagement welches bereits 2009 im EEG erstmals zur Sprache kam, wurde nun in der Novelle von 2012 endgültig integriert. Einen kurzen Überblick bietet Tabelle 1:

Inbetriebnahme	Anlagen <30kWp	Anlagen 30-100kWp	Anlagen >100kWp
Inbetriebnahme vor dem 01.01.2009			Fernabregelbarkeit und Abruf der Ist-Einspeisung
Inbetriebnahme vor dem 01.01.2012		Fernabregelbarkeit ab 1.01.2014	Fernabregelbarkeit und Abruf der Ist-Einspeisung ab dem 1.07.2012
	Wahl:		
Inbetriebnahme ab dem 01.01.2012	Fernabregelbarkeit oder 70 % Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung ab Inbetriebnahme ³	Fernabregelbarkeit ab Inbetriebnahme	Fernabregelbarkeit und Abruf der Ist-Einspeisung ab Inbetriebnahme

Tabelle 1: Überblick der Neuerungen der EEG-Novelle 2012 (Brohm, 2011)

Die Degressionsregelung sowie die Eigenverbrauchsregelung bleiben bestehen. Die Degressionsregelung wird wie im Jahr 2011 halbjährlich angepasst, während die Eigenverbrauchsregelung unverändert bleibt und bis 2013 verlängert wird. Bezüglich Vergütungen ist durch die Novelle von 2012 geregelt, dass zukünftig PV-Freiflächenanlagen auf Konversionsflächen, welche sich in Nationalparks und Naturschutzgebieten befinden, keine Vergütung erhalten (BMU, 2011a).

³ Um die Leistungsspitzen zu vermeiden kann bei kleinen PV-Anlagen alternativ die Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt auf 70 % begrenzt werden. Laut (BMU, 2011a) bedeutet dies für den Anlagenbetreiber eine Reduktion der eingespeisten Strommenge nur um 2 %, während das Netz aber erheblich entlastet wird und somit den Netzausbau reduziert.

Erstmals seit Bestehen des EEG-Gesetzes wird ein Gesamtausbauziel von 52 GW festgelegt. Nach Erreichen dieser Grenze erhalten Neuanlagen keine Vergütung mehr. Bis zur Erreichung dieses Ziels bleibt ein Ausbaukorridor von 2500 bis 3500 MW ohne Absenkung erhalten (BMU, 2012b).

1.2 Die Rolle der PV-Anlagen in Deutschland

Die installierte Photovoltaikleistung in Deutschland hat bereits eine Größe von 20 GW überschritten. Für das elektrische Versorgungssystem, für den Lastgang und den Strompreis ergeben sich dadurch neue Problematiken bzw. Effekte, welche in diesem Kapitel abgehandelt werden.

1.2.1 Die 50,2 Hz-Problematik

Die Aufrechterhaltung des Gleichgewichts zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch ist eine wichtige Aufgabe des Netzbetreibers. Ein Indiz dafür, ob dieses Gleichgewicht vorhanden ist liefert die Frequenz der Netzspannung. Laut Norm beträgt diese Frequenz 50 Hertz. Wird die Frequenz überschritten, deutet das darauf hin, dass mehr Leistung eingespeist wird als entnommen wird (von Fabeck, 2011).

Für den Netzbetreiber stellt die stetig wachsende Anzahl dezentraler Stromerzeugungsanlagen eine große Herausforderung in Punkto Netz- und Systemsicherheit dar. Wie sich gezeigt hat, betrifft dieses Problem vor allem die Frequenzhaltung. Bisher war es so, dass bei Überfrequenz von 50,2 Hertz oder mehr, die Erzeugungsanlage mit Anschluss am Niederspannungsnetz automatisch abschalten musste. Allein der Anteil der Photovoltaikanlagen in Deutschland beträgt rund 20 GW an Leistung und könnte bei plötzlicher Trennung die Stabilität im System gefährden.

Eine von Übertragungsnetzbetreibern, dem Bundesverband Solarwirtschaft und dem VDE/FNN unter dem Dach der BMWi-Netzplattform mit Bundeswirtschaftsministerium, Bundesumweltministerium und Bundesnetzagentur in Auftrag gegebene Studie sollte diese Problematik untersuchen. Das Ergebnis besagt, dass die Nachrüstung der PV-Anlage für alle nach dem 1. September 2005 in Betrieb genommenen Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 kWp empfohlen wird.

Die VDE-Anwendungsregel „VDE-AR-N 4105:2011-08 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ hat diese Empfehlungen nun festgehalten und gilt seit Anfang August 2011. Für Photovoltaikanlagen am Niederspannungsnetz gilt eine Übergangsfrist bis zum 1. Jänner 2012, für andere Erzeugeranlangen am Niederspannungsnetz gilt der erste Juli desselben Jahres. Die Umsetzung und Einhaltung dieser Regel wird durch die Technischen Anschlussbedingungen (TAB) festgelegt (VDE, 2012).

1.2.2 Einfluss der Photovoltaik auf den Lastgang und den Strompreis

Für die Stromerzeugung von Photovoltaik ist der entscheidende Faktor die Sonneneinstrahlung. Somit orientiert sich die Erzeugung einer Photovoltaikanlage am Tagesgang der Sonneneinstrahlung. Dies hat zur Folge, dass die Erzeugung in den Morgenstunden gering ist und zur Mittagszeit ihr Maximum erreicht (siehe Abbildung 2). Diese Tatsache bringt es mit sich, dass die Solarstromerzeugung bereits einen großen Anteil der Mittagsspitze decken kann, und teure, ineffiziente Spitzenlastkraftwerke somit nicht anlaufen müssen. Dieses Phänomen bringt einen weiteren positiven Effekt mit sich.

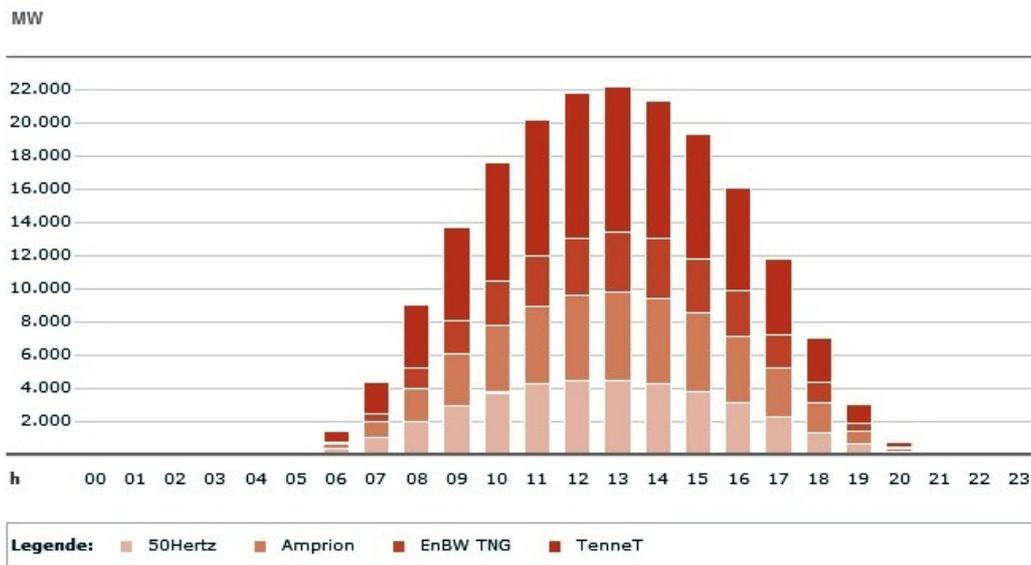


Abbildung 2: Typischer Tagesgang (25.Mai) der Erzeugung aus Solarenergie (EEX, 2012)

Dies spiegelt sich auch im Strompreis wieder, der im Allgemeinen in der Nacht bis am frühen Morgen geringer ist als zur Mittagszeit. Die zusätzliche Einspeisung der Photovoltaik hat erstmals am 16. Juli 2011 bewirkt, dass der Strompreis zur Lastspitze den gleichen Wert wie der bisher billigere Preis zur Schwachlastzeit annimmt (siehe Abbildung 3). Dies ist das Resultat eines sogenannten Merit Order-Effekts (Bernhard, 2011).

1 Einleitung

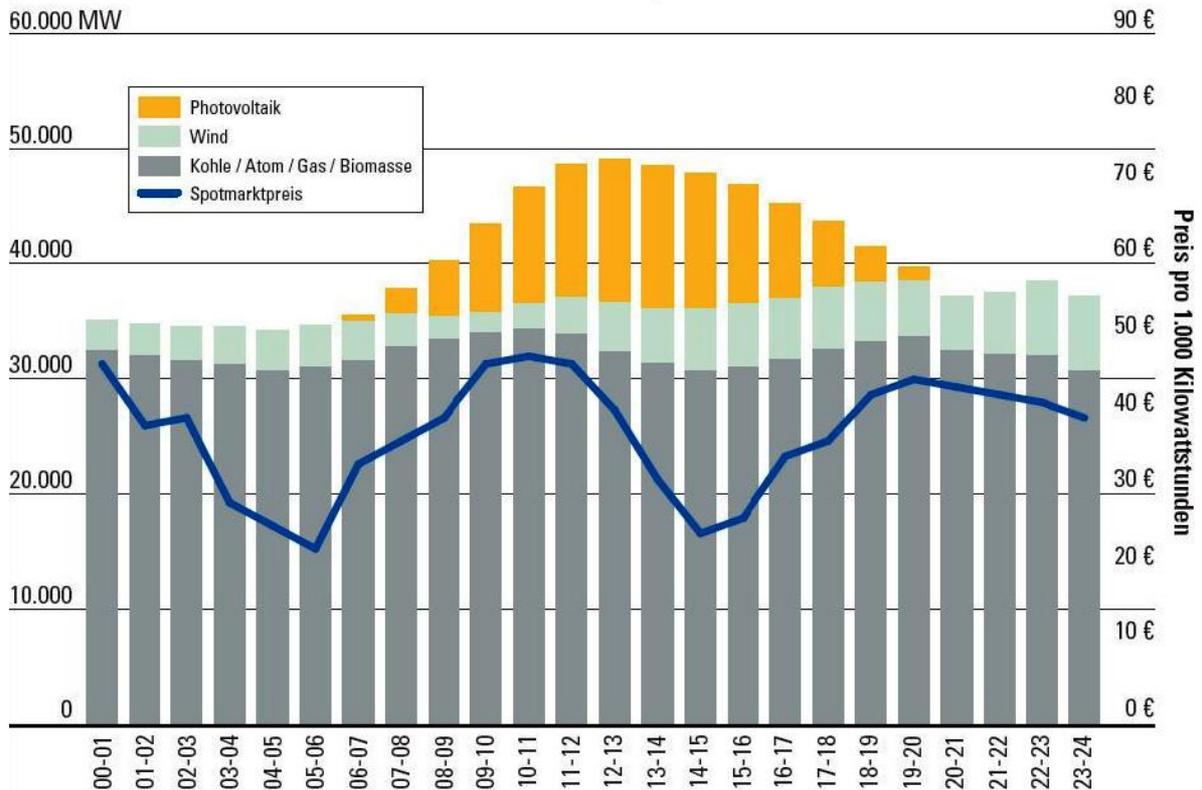


Abbildung 3: Einfluss der Photovoltaik auf den Strompreis (Photon Europe GMBH, 2011), Datenquelle EEX

Die Ursache für diesen Merit Order-Effekt liegt in der Verschiebung der residualen Nachfragekurve nach Strom auf dem Großhandelsmarkt, da ein Teil der Last bereits von erneuerbaren Energien gedeckt wird. Oder anders erklärt ergibt sich durch die zusätzliche Erzeugung eine Verschiebung der Angebotskurve nach oben. Teure konventionelle Kraftwerke werden somit nicht mehr benötigt (Wissen, et al., 2007).

Diese Tatsache führt auch zu einer Falschannahme von vielen Betreibern einer Photovoltaikanlage. Bislang konnte die Leistungskurve der PV-Anlagen an sonnigen Tagen die Mittagslastspitze der Sommerlastkurve ausgleichen, was sich bei weiterem Zubau von PV-Anlagen (ohne gleichzeitigen Bau von Pufferspeichern) in das Gegenteil verkehren kann. Das Problem bei weiterem Zubau liegt darin, dass ab einem gewissen Leistungsbereich die PV-Anlagen nicht mehr einspeisen dürfen. Dies liegt daran dass dieser Leistungsbereich den Grundlastkraftwerken vorbehalten ist (von Fabeck, 2012).

Ein Kraftwerk gilt dann als Grundlastkraftwerk, wenn eine Jahresbenutzungsdauer von ca. 6000 h erzielt wird. Im Vergleich dazu erreicht ein Mittellastkraftwerk 4000 h und ein Spitzenlastkraftwerk 2000 h (Knies, et al., 2006).

Weitere Eigenschaften eines Grundlastkraftwerks sind die niedrigen spezifischen Erzeugungskosten und eine geringe Anforderung an schnelle Regelbarkeit. Im Allgemeinen können Mittellastkraftwerke und Spitzenlastkraftwerke über einen weiten Leistungsbereich regeln (Drukarczyk, et al., 2011).

Dieser Mangel an Regelbarkeit ist der Grund, warum Grundlastkraftwerke mindestens mit 70 % ihrer Nennleistung einspeisen müssen. In Abbildung 4 ist diese Problematik grafisch dargestellt. Kommt nun die Einspeisung aus den Photovoltaikanlagen (gelbe Fläche) in diesen Bereich (hellrosa) so wird die Energie nicht abgenommen (graue Fläche) (von Fabeck, 2012).

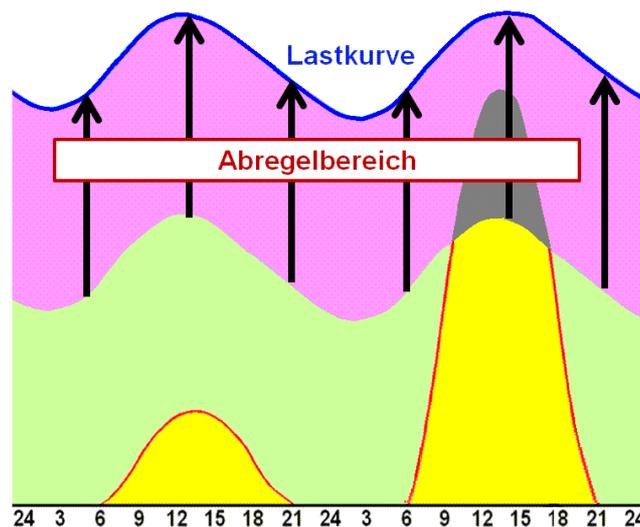


Abbildung 4: Problematik bei zu großer Einspeisung aus Photovoltaik (von Fabeck, 2012)

1.2.3 Netzausbau durch Photovoltaik

Eine sehr aktuelle Fragestellung zum Thema Photovoltaik, vor allem in Deutschland, ist die Frage ob dieser große Ausbau der Erzeugung aus Photovoltaikanlagen das Netz zusätzlich belastet. Mit diesem Thema kommt auch die Problematik ob eines notwendigen Netzausbaus hinzu.

Im Mai 2012 haben die vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland den Netzentwicklungsplan (NEP) vorgestellt. Hinsichtlich erneuerbarer Energien kristallisierte sich darin heraus, dass nicht, wie vermutet, die Photovoltaik für den Netzausbaubedarf eine große Rolle spielt, sondern vor allem der Offshore-Windstrom.

Laut NEP (zweite Version von August 2012) variiert das Umbau- und Optimierungsvolumen auf Bestandstrassen je nach Szenario zwischen rund 4200 km und 4500 km. Der Neubaubedarf an Trassen für Leitungen bewegt sich für die unterschiedlichen Szenarien in einem Bereich von 3500 km und 4700 km (Feix, et al., 2012).

Hauptgrund für diesen Ausbau ist laut den Netzbetreibern das prognostizierte Wachstum der Windkraftanlagen an Land und auf See im Norden in der Nähe der Küste (siehe auch Abbildung 5) (Reeh, 2012).

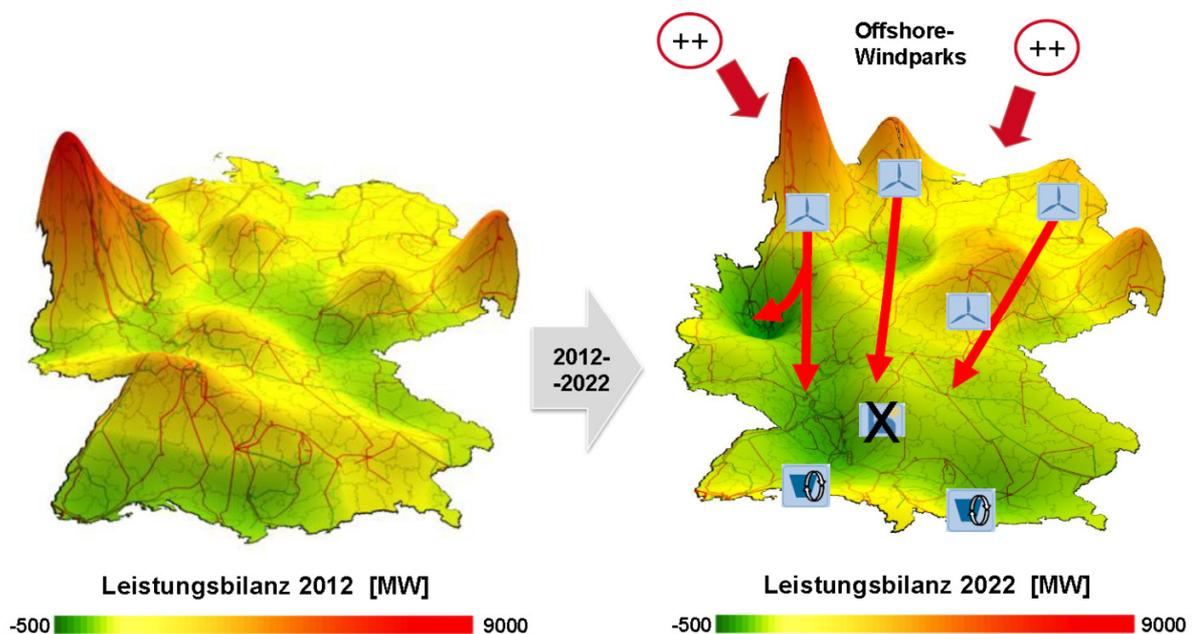


Abbildung 5: Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkte Deutschland (Barth, 2012)

Es zeigt sich zusätzlich, dass über 98 % der Solarstromanlagen in Deutschland an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind und somit verbrauchsnahe sind. Größere Anlagen im MW-Bereich entsprechen einem Anteil von nur 15 % der installierten PV-Leistung in Deutschland.

Problematisch wird die Situation bei sehr sonnenreichen Tagen. An solchen Tagen kann die Erzeugung den Verbrauch übersteigen und es wird Energie vom Niederspannungsnetz in das Mittelspannungsnetz rückgespeist. Bei sehr hohen Anlagendichten kann die Transformatorstation dabei an ihre Leistungsgrenzen stoßen. Um den Netzausbaubedarf zu verringern ist es von Vorteil die Verteilung der Anlagen auf verschiedene Netzabschnitte zu berücksichtigen. Für die Zukunft sollte der Bau neuer Anlagen bedarfsgerechter erfolgen (Wirth, 2012a).

2. Die Sonne als Energieträger

Die Energieströme auf der Erde werden aus verschiedenen Quellen gespeist. Eine dieser Quellen ist die Sonne. Dabei hat die Sonnenergie einen Anteil von über 99,9 % an der gesamten auf der Erde umgesetzten Energie. Um die Sonne als Energieträger besser zu verstehen, werden im folgenden Kapitel einige theoretische Hintergründe zu diesem Thema näher erläutert. Inhaltlich nimmt dieses Kapitel, falls nicht anders zitiert, Anlehnung an (Kaltschmitt, et al., 1997 S. 43-64).

2.1 Strahlungsenergie der Sonne

Sonnenenergie ist fast immer und überall verfügbar und wird bereits seit Jahrtausenden von der Menschheit genutzt. In der heutigen Zeit arbeitet die Menschheit daran auch die solare Strahlungsenergie nutzbar zu machen. Die Sonne steht im Mittelpunkt unseres Planetensystems. In der Region um den Sonnenkern wird Energie durch Kernfusion freigesetzt. Dabei entstehen Temperaturen von etwa 15 Millionen Kelvin (K).

Bei der Kernfusion wird der Massenverlust, der bei der Verschmelzung von Wasserstoff zu Helium entsteht, in Energie umgewandelt. Diese Energie wird innerhalb der Sonne durch Strahlung bis zum etwa 0,7-fachen des Sonnenradius transportiert.

Durch Konvektion erreicht die Energie die Sonnenoberfläche und wird in den Weltraum in Form von Materiestrahlung und elektromagnetischer Strahlung abgegeben. Die schlussendlich am äußeren Rand der Erdatmosphäre auftretende Strahlungsleistung kann mit folgender Formel berechnet werden:

$$G_o = \frac{G_S \cdot \pi \cdot d_S^2}{\pi \cdot (2 \cdot L_{SE})^2} = 1370 \frac{W}{m^2}$$

Formel 1: Strahlungsleistung am Rand der Erdatmosphäre (Kaltschmitt, et al., 1997)

G_S flächenspezifische Strahlungsleistung (ca. $63,5 \cdot 10^6 \text{ W/m}^2$)

d_S Durchmesser der Sonne bis Photosphäre (ca. $1,39 \cdot 10^9 \text{ m}$)

L_{SE} mittlere Entfernung Sonne-Erde (ca. $1,5 \cdot 10^{11} \text{ m}$)

Die flächenspezifische Strahlungsleistung kann aus der Temperatur in der Photosphäre, dem Emissionsgrad und der Stefan-Boltzmann-Konstante berechnet werden.

Der Wert der auftretenden Strahlungsleistung an der Erdatmosphäre wird als Solarkonstante bezeichnet. Da die Sonnenaktivität in unterschiedlichen Jahren schwankt, variiert auch dieser Wert um weniger als 0,1 %.

Auch im Jahresverlauf gibt es saisonale Schwankungen der ankommenden Sonnenstrahlung. Dies ist auf die Ellipsenbahn zurückzuführen, die die Erde beim Umrunden der Sonne zurücklegt. Es ändert sich die Distanz Sonne-Erde und damit auch die ankommende Strahlung. Die Solarkonstante hat damit ihren maximalen Wert von 1420 W/m^2 im Januar, da der Abstand am geringsten ist, während sie im Juni mit 1330 W/m^2 ihr Minimum hat.

2.2 Das Sonnenspektrum

Betrachtet man die Sonne rein physikalisch, so kann sie als schwarzer Strahler mit einer Oberflächentemperatur von 5.778 K angesehen werden.

Bei ihrem Weg durch die Atmosphäre ändert sich die Sonnenstrahlung aufgrund von Streuung und Absorption. Bei der Streuung bleibt die Strahlung im Wesentlichen erhalten und ändert nur ihre Ausbreitungsrichtung. Unter der selektiven Absorption versteht man die teilweise Absorption der Strahlungsenergie mit dazugehöriger Umwandlung in Wärmeenergie. Dabei werden bestimmte Wellenlängenbereiche absorbiert und es entstehen Lücken im Spektrum, sogenannte Bandlücken. Einen großen Anteil daran haben Sauerstoff, Kohlenstoffdioxid sowie Wasserdampf. Abbildung 6 zeigt das Spektrum der Sonnenstrahlung vor und während dem Durchgang durch die Atmosphäre.

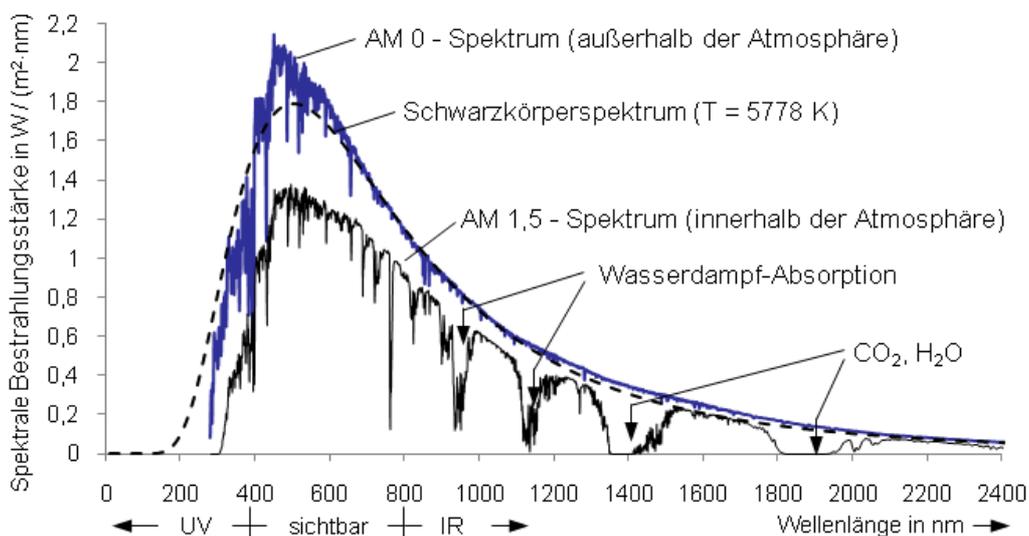


Abbildung 6: Spektrum der Sonne (Mertens, 2011)

Das Spektrum des Sonnenlichts das auf der Erde ankommt, ist abhängig vom Weg den die Sonnenstrahlung durch die Atmosphäre zurücklegt. Hierfür wurde das Maß Luftmasse (englisch Airmass, kurz *AM*) eingeführt. Es ist definiert als Verhältnis der jeweiligen Weglänge l bezogen auf die minimale Länge l_0 bei senkrechtem Lichteinfall.

$$AM = \frac{l}{l_0}$$

Formel 2: Berechnung der Luftmasse (Kaltschmitt, et al., 1997)

AM0 steht dabei für die Strahlung vor dem Eintreten in die Atmosphäre und *AM1* kennzeichnet den senkrechten Einfall des Sonnenlichts auf die Erdoberfläche. Das Sonnenspektrum *AM1,5* entspricht in etwa der Sonnenstrahlung in Mitteleuropa im Sommer. Diese Zusammenhänge sind in Abbildung 7 übersichtlich dargestellt.

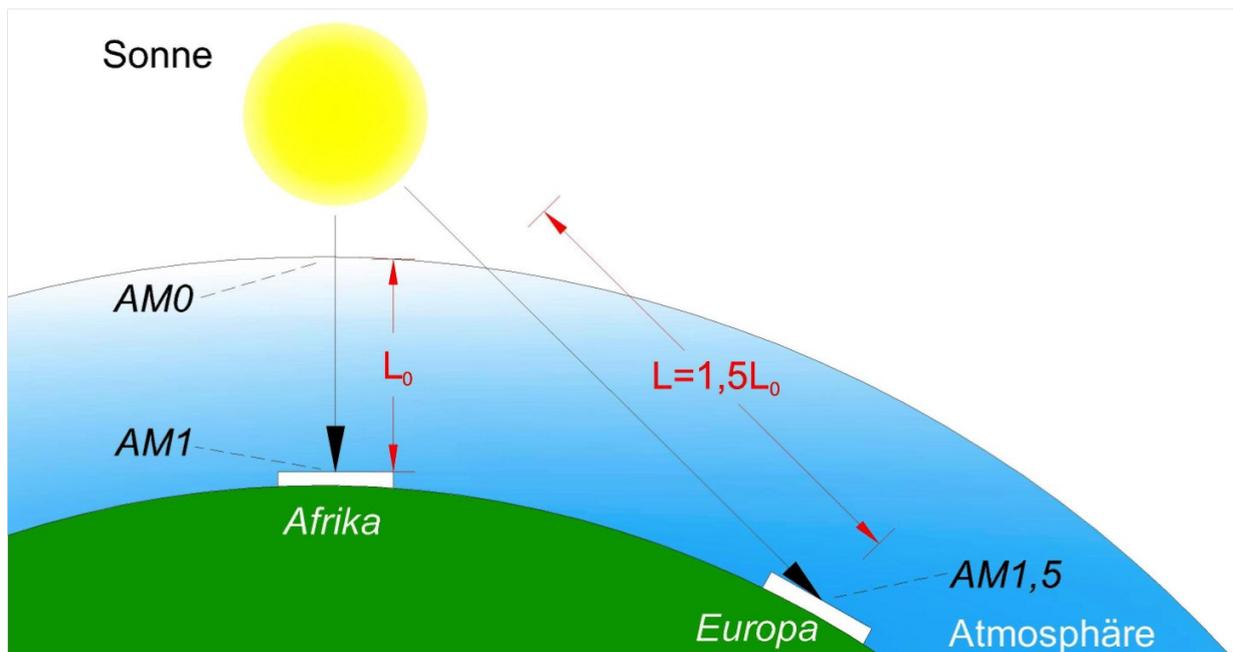


Abbildung 7: Erklärung des Begriffs der Luftmasse (AM) (eigene Darstellung)

Die Luftmasse *AM1,5* hat eine besondere Bedeutung im Bereich der Photovoltaik, da deren Spektrum als Standardspektrum für die Vermessung von Solarzellen verwendet wird. Um Leistungen von verschiedenen Solarstrommodulen vergleichen zu können, wurde ein einheitlicher Arbeitspunkt als Standardtestbedingungen (Standard Test Conditions, STC) definiert. Unter diesen Bedingungen wird die Nennleistung bestimmt und ausgewiesen. Die STC werden definiert als:

- ein Einstrahlung von 1000 W/m²
- eine Zelltemperatur von 25 °C und
- ein *AM1,5*-Spektrum

Die Angabe der Leistung für ein Solarmodul erfolgt in Watt Peak (W_P). Die Bezeichnung Peakleistung wird in der Solartechnik für die Bewertung der Leistungsfähigkeit von Solarzellen benutzt. Es handelt sich um die Spitzenleistung, die eine Solarzelle bzw. Photovoltaikanlage unter den Standardtestbedingungen erzielt (Stahr, et al., 2011).

Für die Solarenergie ist die Globalstrahlung eine wichtige Größe. Oft ist auch die Angabe als akkumulierte Jahresenergiemenge in der Einheit kWh/m^2 zu finden. Die Globalstrahlung beinhaltet sowohl die Anteile der Direkteinstrahlung als auch die Anteile der Diffusstrahlung, wie in Abbildung 8 dargestellt ist.

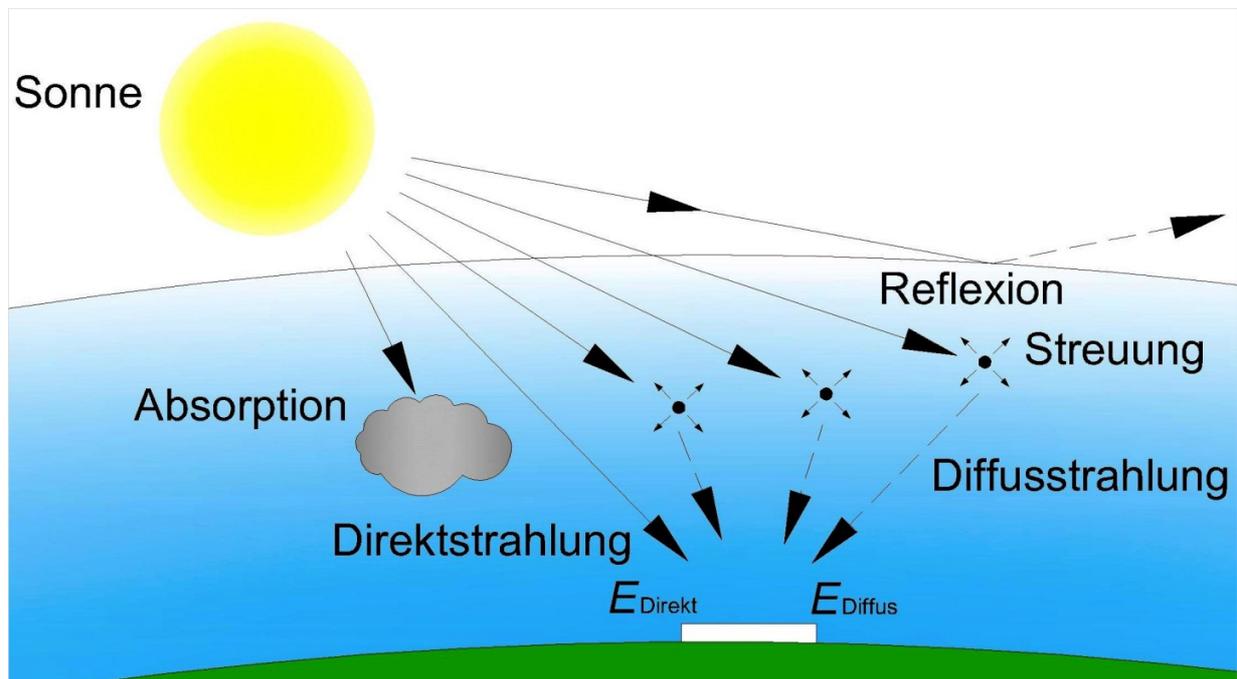


Abbildung 8: Entstehung der Globalstrahlung aus Direkt- und Diffusstrahlung
eigene Darstellung, angelehnt an (Mertens, 2011)

Unter der Direktstrahlung wird dabei die direkt von der Sonne kommende und an einem Punkt auftreffende Strahlung verstanden. Die Diffusstrahlung ist jener Anteil, der durch Streuung in der Atmosphäre entsteht und einen bestimmten Empfangspunkt indirekt erreicht. Die durch die Diffusstrahlung erfasste Streuung der Sonneneinstrahlung kann dabei zum Beispiel durch Wolken, Staub oder Wasserteilchen entstehen.

2 Die Sonne als Energieträger

Die Höhe der Globalstrahlung ist räumlichen und zeitlichen Schwankungen unterlegen. Durch Messung an verschiedenen Standorten und Aufsummierung der Mittelwerte (stündlich, täglich, monatlich) erhält man das durchschnittlich zu erwartende Strahlungsangebot am jeweiligen Standort.

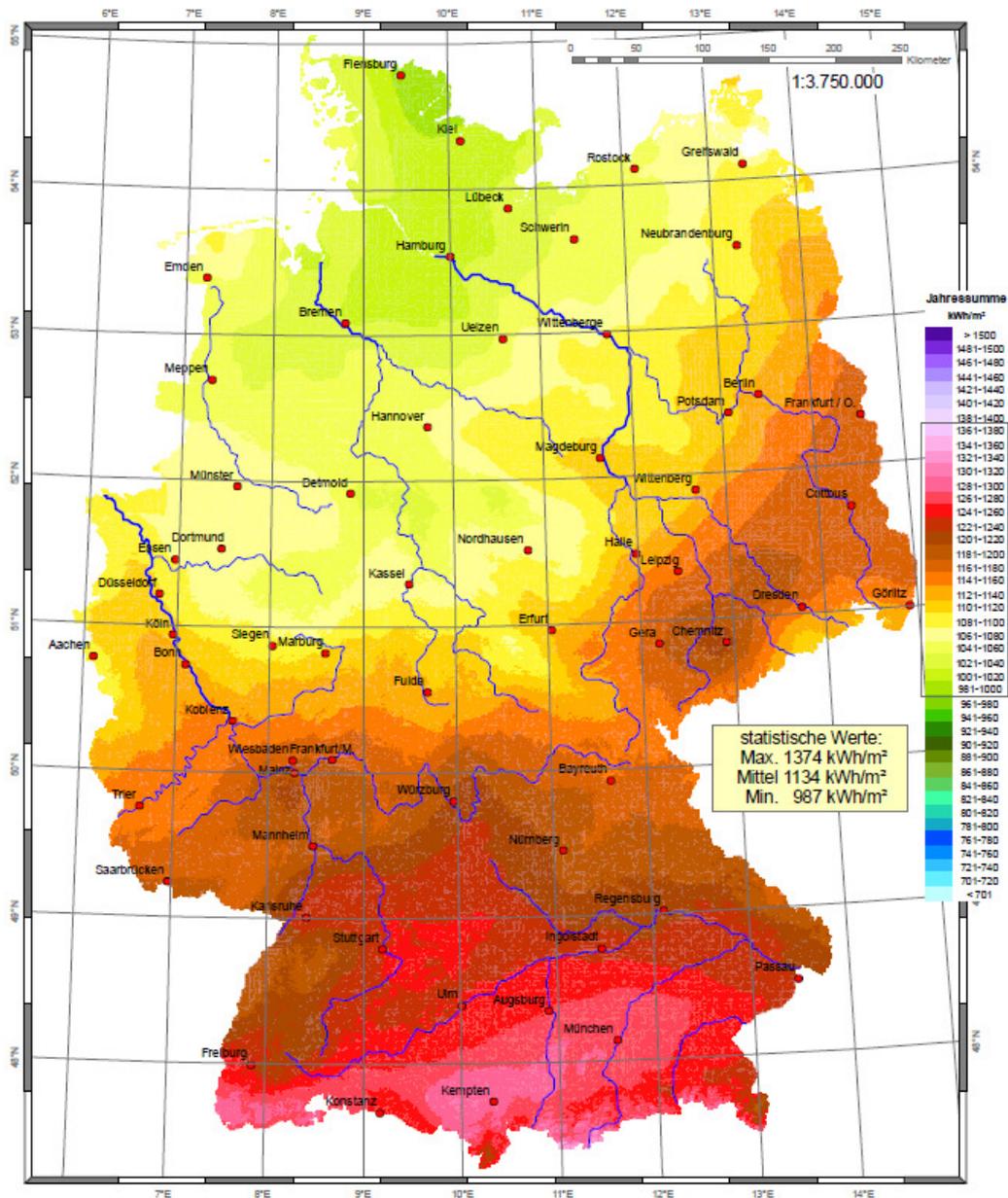


Abbildung 9: Globalstrahlung in Deutschland, Jahressummen 2011 (DWD, 2012b)

Wie in Abbildung 9 deutlich wird, ist das Strahlungsangebot im Süden Deutschlands größer als im Norden.

2 Die Sonne als Energieträger

Der Grund dafür ist zum Einen die geringere Entfernung zum Äquator und zum Anderen eine geringere durchschnittliche Wolkenbedeckung. Zusammenfassend ist damit die Direktstrahlung größer, was eine längere durchschnittliche Sonnenscheindauer zur Folge hat. Nicht nur räumlich unterliegt die Globalstrahlung Schwankungen sondern auch zeitlich. So gibt es minütliche, stündliche, tägliche und monatliche Schwankungen. Auch von einem Jahr auf das andere kann sich die Globalstrahlung ändern. Grund dafür sind unter anderem die Bewölkung, der Tages-Nacht-Rhythmus und die sich ändernde Lage der Erdatmosphäre gegenüber der Sonne im Verlauf des Jahres. Innerhalb der Erdatmosphäre ist die Schwächung der Solarstrahlung annähernd proportional mit dem Strahlungsweg.

Da sich Deutschland auf der Nordhalbkugel befindet und damit im Sommer auf der der Sonne zugewandten Seite ist, ist der Weg geringer und die Einstrahlung größer. Auch die weitverbreitete Annahme, dass Bewölkung eine geringere Globalstrahlung zur Folge hat, stimmt nicht immer. Zum Einen verringert sich die Globalstrahlung mit zunehmender optischer Dicke, jedoch kann es vorkommen, dass bei günstiger Position zur Sonne die Solarstrahlung größer ist als die bei einem wolkenlosen Himmel anzunehmende Referenzstrahlung (siehe Abbildung 10).

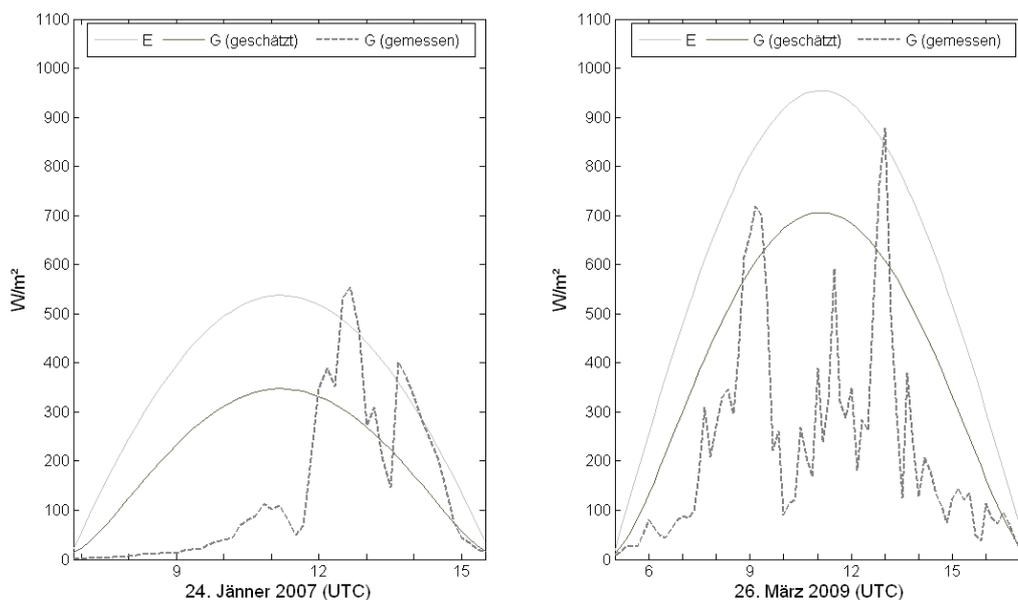


Abbildung 10: Effekt der Strahlungserhöhung auf die Globalstrahlung (E...extraterrestrische Solarstrahlung, G...Globalstrahlung)(Schreier, 2012)

Man spricht von dem Effekt der Strahlungserhöhung (G+). Dieser Effekt ist räumlich lokal begrenzt und wird durch Wolken verursacht. Die Strahlungserhöhung ist abhängig von Faktoren wie der relativen Position zur Sonne, Wolkenhöhe, Wolkentyp und der optischen Dicke der Wolken (Schreier, 2012).

3. Physikalische Abhängigkeiten der Photovoltaik

Um dem Leser ein besseres Verständnis der physikalischen Vorgänge zu vermitteln, werden im folgenden Kapitel einige physikalische Grundlagen erklärt. Die Inhalte sind, falls nicht anders zitiert, aus (Kaltschmitt, et al., 1997 S. 182-189) entnommen.

3.1 Der Photoeffekt

Der Photoeffekt beschreibt die Übertragung von Energie eines Photons auf ein Elektron in Materie. Die vom Elektron dabei aufgenommene Energie entspricht dem Produkt aus Planckschen Wirkungsquantum (h) und der Photonenfrequenz (ν), siehe dazu Formel 3. Dies bedeutet, dass höherfrequente Strahlung energieintensiver ist.

$$E = h \cdot \nu$$

Formel 3: Berechnung der Energie eines Photons (Saleh A. E., et al., 2008 S. 529)

Es werden zwei Arten von Photoeffekt unterschieden, welche in den nächsten beiden Unterkapiteln beschrieben werden.

3.1.1 Äußerer Photoeffekt

Ist die Photonenenergie der eintretenden elektromagnetischen Strahlung ausreichend können Elektronen aus der Oberfläche austreten bzw. herausgerissen werden. Dazu muss die Energie größer sein als die sogenannte Austrittsarbeit.

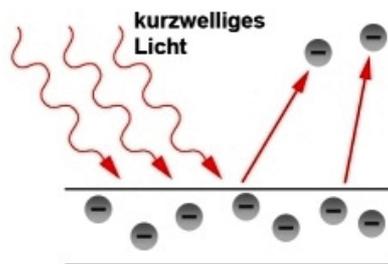


Abbildung 11: Äußerer Photoeffekt (Thomas, 2006)

Im Bändermodell bedeutet dies, dass Elektronen energetisch so hoch über das Leitungsband angehoben werden, dass sie nicht mehr zum Festkörper gezählt werden. Abbildung 11 zeigt eine Darstellung des äußeren Photoeffekts.

3.1.2 Innerer Photoeffekt

Im Gegensatz zum äußeren Photoeffekt treten die Elektronen hier nicht aus dem Festkörper aus, sondern werden nur vom Valenzband in das Leitungsband gehoben. Durch die Bildung dieses Ladungsträgerpaares (Elektron und Loch, siehe Abbildung 12) steigt die Leitfähigkeit der Materie.

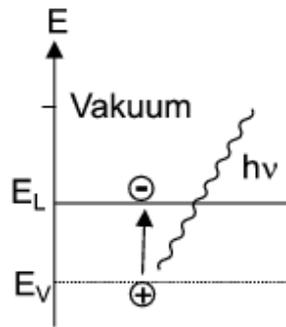


Abbildung 12: Innerer Photoeffekt (Marti, et al., 2007)

3.2 Der p-n-Übergang und der photovoltaische Effekt

Bringt man in einen Halbleiterkristall gezielt Donatoren bzw. Akzeptoren ein, können aneinander angrenzende p- und n-Gebiete erzeugt werden. Kommen p- und n-Material in Kontakt, so driften Löcher vom p- in das n-Gebiet und Elektronen vom n- in das p-Gebiet. Durch dieses Diffundieren entsteht auf der p-Seite eine negative und auf der n-Seite eine positive Raumladung. Über diese Raumladungszone (RLZ) baut sich ein elektrisches Feld auf, welches das weitere Diffundieren verhindert, und einen Gleichgewichtszustand herstellt.

Beim Auftreffen eines Photons auf einen Halbleiter kann die Lichtenergie auf ein Elektron im Valenzband übertragen werden. Wird ein Photon in der Raumladungszone absorbiert, werden die dabei entstandenen Ladungsträger durch das vorhandene elektrische Feld getrennt. Das Loch wandert in das p-Gebiet und das Elektron in das n-Gebiet.

Es kann auch vorkommen, dass ein Photon nicht in der RLZ absorbiert wird. In diesem Fall kann das Ladungsträgerpaar ohne Richtungsvorgabe aufgrund thermischer Bewegung die Grenzen der Raumladungszone erreichen. Dort werden sie vom elektrischen Feld erfasst und auf die jeweils gegenüberliegende Seite beschleunigt. Gleichzeitig werden die Majoritätsladungsträger von der Raumladungszone zurückgestoßen, was insgesamt dazu führt, dass sich die p-Seite positiv und die n-Seite negativ aufladen. Man nennt diesen Vorgang den photovoltaischen Effekt.

Ein Beitrag zum photovoltaischen Effekt kommt nur dann zustande, wenn ein Ladungsträger, der bei der Lichtabsorption entsteht, die Grenzfläche überschreitet. Bei einer Entstehung in der Raumladungszone ist das sehr wahrscheinlich. Werden die Ladungsträgerpaare außerhalb der Raumladungszone generiert, steigt die Wahrscheinlichkeit, dass sie rekombinieren, bevor sie die p-Seite bzw. n-Seite erreichen.

Durch die Bestrahlung kommt es solange zu einer Anreicherung von Elektronen und Löchern, bis die abstoßenden Kräfte der angesammelten Ladungen dies verhindern. Dies ist dann der Fall, wenn das sich durch die Bestrahlung bildende Potential dem Potential der Raumladungszone das Gleichgewicht hält. An diesem Punkt spricht man von der Leerlaufspannung der Solarzelle. Der Kurzschlussstrom hingegen fließt, wenn n- und p-Seite nun kurzgeschlossen werden.

3.3 Die Photovoltaik- oder Solarzelle

Prinzipiell besteht eine Solarzelle aus p-leitendem Basismaterial, auf dessen Oberseite sich n-leitendes Material befindet. Auf der Rückseite der Zelle findet sich ein ganzflächiger metallischer Kontakt, während auf der beschienenen Seite ein fingerartiges Kontaktsystem aufgebracht ist. Diese Form wird gewählt, um die Verluste durch Abschattung zu minimieren. Es gibt auch Zellen, die vollflächige transparente leitfähige Schichten haben. Ihre Anwendung finden diese Schichten vor allem in der Dünnschicht-Photovoltaiktechnik (IKTS, 2012).

Um die Reflexionsverluste noch geringer zu halten, werden zusätzlich Antireflexionsschichten aufgebracht, wodurch die Silizium-Solarzelle ihre charakteristische Blaufärbung erhält. Der schematische Aufbau einer Solarzelle ist in Abbildung 13 dargestellt.

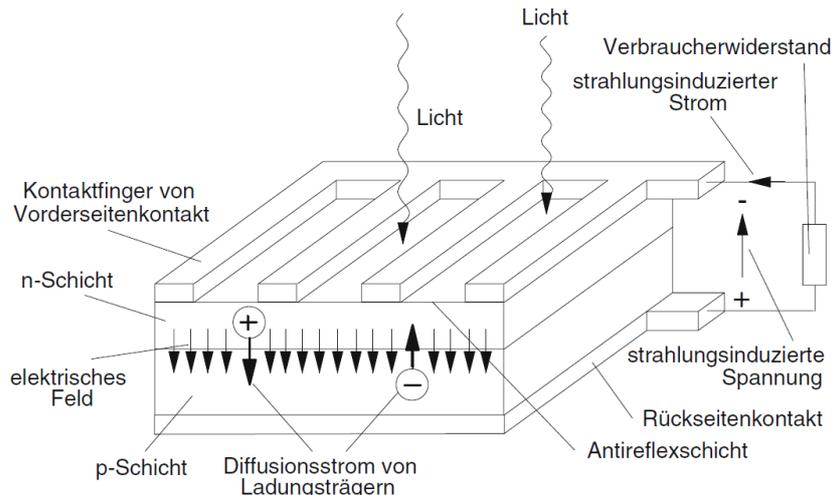


Abbildung 13: Schematischer Aufbau einer Photovoltaikzelle (Kaltschmitt, et al., 2006)

3.4 Wirkungsgrad und Verluste

Um ein Elektron aus dem Valenzband in das Leitungsband zu bringen, wird eine genau definierte Energiemenge benötigt, welche durch die sogenannte Energielücke vorgegeben ist. Diese ist von Material zu Material unterschiedlich. Photonen, deren Energie unterhalb dieser Energiemenge liegen, sind daher nicht für den photovoltaischen Effekt nutzbar. Für Photonen, deren Energie größer ist als die Energielücke, ist auch nur diese definierte Energie nutzbar, die überschüssige Energie wird als Wärme an das Kristallgitter abgegeben.

Die spektrale Verteilung der Solarstrahlung ist breit gefächert. Somit treten Photonen mit unterschiedlichsten Energiemengen in Erscheinung. Die Solarzelle soll einerseits möglichst viele dieser Photonen umwandeln (absorbieren) und andererseits die Photonenenergie möglichst gut umsetzen. Um möglichst viele Photonen umwandeln zu können ist es von Nutzen, wenn die Energielücke möglichst klein ist, bei Silicium ca. 1,12 eV. Somit kann der größte Teil des Sonnenspektrums absorbiert werden. Je kleiner die Energielücke, desto größer der Photostrom, da er proportional der Zahl der pro Zeiteinheit absorbierten Photonen ist.

Die Energielücke begrenzt gleichzeitig auch die Größe der Potentialbarriere im pn-Übergang und hat damit auch eine geringere Leerlaufspannung zur Folge. Die Leistung ist definiert als Produkt aus Strom und Spannung. Ist die Leerlaufspannung gering, ergibt sich somit auch nur ein kleiner Wirkungsgrad. Ist die Energielücke groß, ist auch die Leerlaufspannung groß, aber gleichzeitig wird nur ein geringer Teil des Sonnenspektrums absorbiert, was zu einem kleinem Photostrom führt. Dies hat wieder eine geringe Leistung zur Folge.

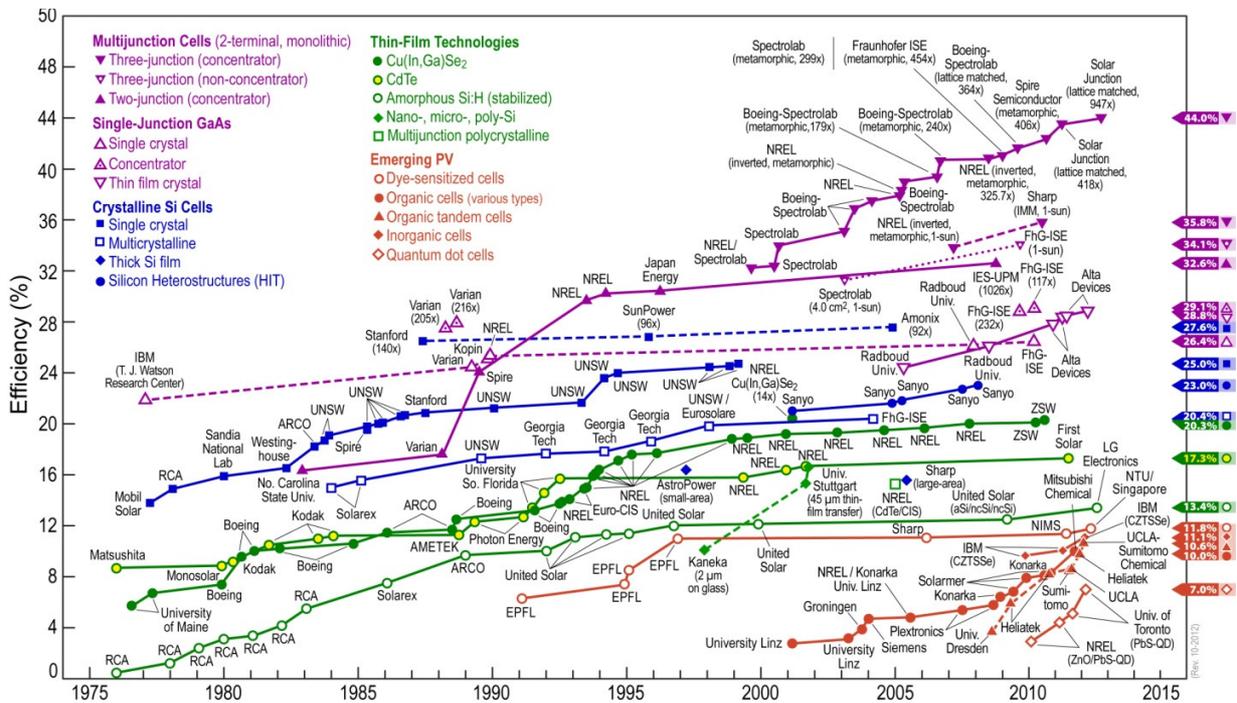


Abbildung 14: Theoretische Wirkungsgrade der verschiedenen Technologien (NREL, 2012)

Unter Berücksichtigung dieser Fälle ergeben sich theoretische Wirkungsgrade, die je nach Material bis zu 44 % betragen können (siehe Abbildung 14). Gemäß (Kaltschmitt, et al., 1997 S. 189-190) bewirken noch weitere Effekte, dass die realen Wirkungsgrade deutlich unter den theoretischen (NREL, 2012) liegen. Diese Effekte sind in den folgenden Punkten zusammengefasst:

- Durch den Vorderkontakt wird ein Teil des eingestrahlt Lichts reflektiert. Um diese Verluste zu verringern, versucht man die Kontakte möglichst klein zu fertigen und in großem Abstand anzubringen. Durch die kleinen Kontaktflächen wird jedoch der Übergangswiderstand größer. Ebenso vergrößern sich die Widerstandsverluste, wenn die Ladungsträger einen langen Weg durch die Halbleiterschicht zurücklegen müssen.
- Reflexionsverluste entstehen auch beim Übergang der Strahlung von Luft in den Halbleiter. Diese Verluste können durch einen strukturierten Aufbau oder eine Anti-reflexionsschicht verringert werden.
- Kurzwelliges Licht dringt nicht so tief in den Halbleiter ein wie langwelliges Licht. Um das kurzwellige Licht besser nutzen zu können, sollte die oberste Schicht bei steigender Dotierung dünner gehalten werden, da in solchen Schichten die Ladungsträger schnell rekombinieren. Somit wird nur ein geringer Teil des absorbierten Lichts genutzt.
- Damit hohe Kurzschlussströme sowie Leerlaufspannungen erreicht werden sollte das Material eine möglichst große Diffusionslänge haben. Um dies zu erreichen, muss das Material eine hohe kristallografische Qualität⁴ besitzen, da ansonsten die Ladungsträger in den Störstellen rekombinieren. Diese Störstellen treten auch an der Oberfläche auf, können aber durch verschiedene Techniken vermindert werden.
- Verluste auf den Transportwegen der Ladungsträger zu den Kontakten und beim Abtransport durch die Anschlußleitungen.

⁴ Ein idealer Kristall hat eine periodische Anordnung von Gitterbausteinen. Jede Abweichung von dieser Periodizität sind Gitterfehler und beeinträchtigen die mechanischen und elektrischen Eigenschaften des Kristalls (Bergmann, 2008).

4. Arten von Solarzellen

Die verschiedenen Bauformen der Solarzelle unterscheiden sich durch ihre Herstellungsverfahren bzw. den verwendeten Materialien und werden in diesem Kapitel besprochen.

Materialien, welche für die Solarzellenherstellung verwendet werden, sind unter anderem Silizium, Gallium-Indium-Phosphid und Gallium-Arsenid. Das am meisten verwendete Material für Solarzellen ist Silizium da es als zweithäufigstes Element in der Erdkruste vorkommt. Für die Halbleitertechnologie ist das wichtigste Mineral der Quarz (SiO_2). Durch Erosion entsteht aus Quarz der Quarzsand, der mineralische Grundstoff zur Siliziumgewinnung. Quarzsand kann in guter Reinheit gewonnen werden und kommt sehr häufig vor. Daher ist Quarzsand ein sehr kostengünstiger Rohstoff. Unter Verwendung von Kohlenstoff wird der Quarzsand mittels einer elektrothermischen Reaktion zu Rohsilizium umgesetzt. Dieses Rohsilizium wird in weiteren Arbeitsschritten zu Reinstsilizium weiterverarbeitet, welches für die Waferproduktion benötigt wird. Silizium hat eine Bandlücke von 1,12 eV (Thar, 2007 S. 1).

Gallium-Indium-Phosphid bzw. Gallium-Arsenid sind Halbleiterverbindungen von Materialien der chemischen Hauptgruppe III und V. Aus diesem Grund werden sie auch als III-V Halbleiter bezeichnet. Wie in Kapitel 3.4 erwähnt, spielt die Energielücke eine entscheidende Rolle für den Wirkungsgrad. Um das Sonnenspektrum besser nutzen zu können, werden verschiedene Halbleiter kombiniert (Details dazu siehe Kapitel 4.6). Die höchsten Wirkungsgrade werden heute mit der Kombination von eben diesen Materialien (III und V Gruppe) erzielt. Die meisten dieser Verbindung haben zudem den Vorteil einer extrem hohen Absorption. Somit werden nur sehr dünne Schichten dieser Materialien benötigt um das nutzbare Licht zu absorbieren (Dimroth, et al., 2003).

In den folgenden Unterabschnitten werden die verschiedenen Arten von Solarzellen, sowohl bekannte als auch innovative Technologien, kurz beschrieben. Dies soll einen Überblick bieten, wie weit die Forschung in diesem Gebiet bereits fortgeschritten ist, erhebt jedoch keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

4.1 Monokristalline Solarzelle

Dieser Typ von Solarzelle entsteht durch Zersägen von Säulen oder Blöcken in 0,3 mm dicke Scheiben. Eine solche Säule wird aus flüssigem Silizium gezogen und besteht aus einem einzigen Kristall. Eine so gefertigte Zelle wird monokristalline Solarzelle genannt und hat einen Wirkungsgrad von 15-20 %. Die Kristallstruktur einer solchen Zelle ist in Abbildung 15 dargestellt (Konrad, 2008).

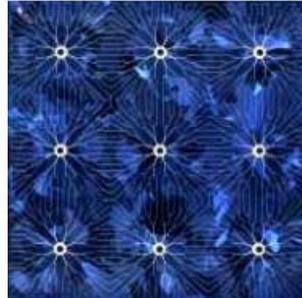


Abbildung 15: Kristallstruktur einer monokristallinen Solarzelle (Finckh, et al.)

4.2 Polykristalline Solarzelle

Um eine polykristalline Zelle zu erhalten wird flüssiges Silizium in Blöcke gegossen und, nachdem es erstarrt ist, in Scheiben geschnitten. Aus den einzelnen Siliziumkristallen bildet sich die typische Eisblumenstruktur (siehe Abbildung 16). Der Wirkungsgrad liegt bei 14 % und ist damit geringer als bei monokristallinen Solarzellen. Der entscheidende Vorteil liegt aber in der Herstellung, da diese günstiger ist als bei monokristallinen Zellen (Konrad, 2008).

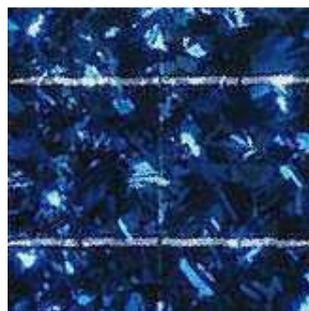


Abbildung 16: Kristallstruktur einer polykristallinen Solarzelle (Finckh, et al.)

4.3 Dünnschicht-Solarzelle

Eine kostengünstige Option zur Nutzung der Sonnenenergie stellt die Dünnschicht-Solarzelle dar. In der Herstellung wird nur sehr wenig Halbleitermaterial benötigt. Dabei wird eine sehr dünne Halbleiterschicht auf ein Trägermaterial (meist Glas) aufgetragen. Zwischen Glas und Halbleiterschicht befindet sich eine transparente, leitfähige Schicht, die den Frontkontakt darstellt. Eine schematische Darstellung des Aufbaus zeigt Abbildung 17.

Das Auftragen geschieht durch Aufdampfen bei Temperaturen von mehr als 250 °C. Aufgrund ihres geringen Wirkungsgrades von 6-8 % ist der Flächenbedarf sehr groß, dennoch steigt ihre Bedeutung bei Fassadenmodulen aufgrund der hohen Herstellungskosten anderer Zellen. Es gibt auch Dünnschichtzellen mit höheren Wirkungsgraden, die vor allem bei Kleingeräten wie z.B. Taschenrechnern Anwendung finden (Konrad, 2008).

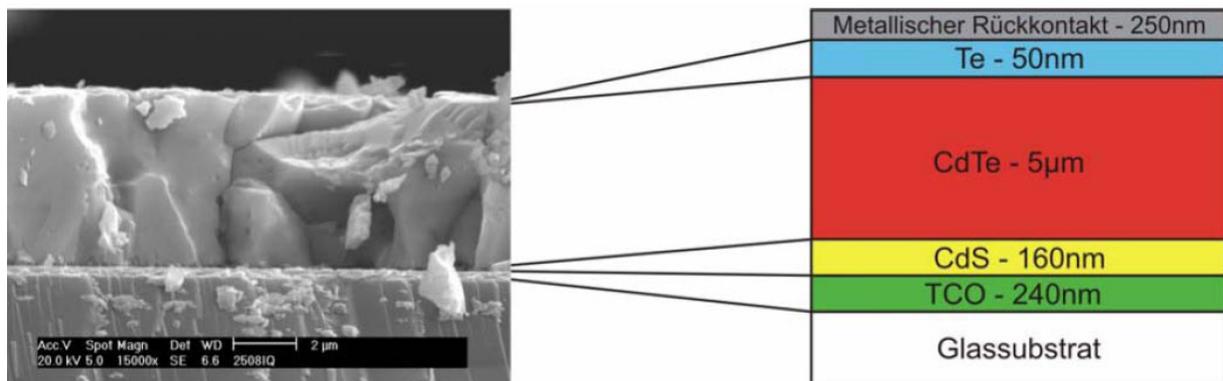


Abbildung 17: Schematischer Aufbau einer Dünnschichtzelle (Krauter, 2002)

4.4 Farbstoff-Zellen (Grätzel-Zelle)

Die Grätzel- oder Farbstoffsolarzelle ist vollkommen anders aufgebaut als herkömmliche Solarzellen aus Silizium und nimmt den Prozess der Photosynthese der Pflanzen zum Vorbild.

Die Zelle selbst besteht aus zwei aufeinander liegenden, beschichteten Glasplättchen. Die negative Elektrode besteht aus dem Glassubstrat mit einer leitenden Schicht, auf die das Halbleitermaterial Titandioxid (TiO_2) aufgebracht ist. Über eine rote Farbstoffschicht fängt die Zelle die Sonnenstrahlen ein. Auch die positive Elektrode besteht aus einer Glasplatte mit einer leitenden Schicht auf der zusätzlich noch Graphit aufgebracht wird. Abbildung 18 zeigt den Aufbau einer solchen Zelle.

Bei auftreffendem Licht auf die Solarzelle lösen sich Elektronen aus dem Farbstoff und bewegen sich im Titandioxid zur negativen Elektrode. Sobald der Stromkreis geschlossen wird, fließen die Elektronen über die positive Elektrode wieder zurück in die Zelle und werden von einer Elektrolytlösung zu den positive geladenen Farbstoffatomen gebracht (TU Dresden, 2007).

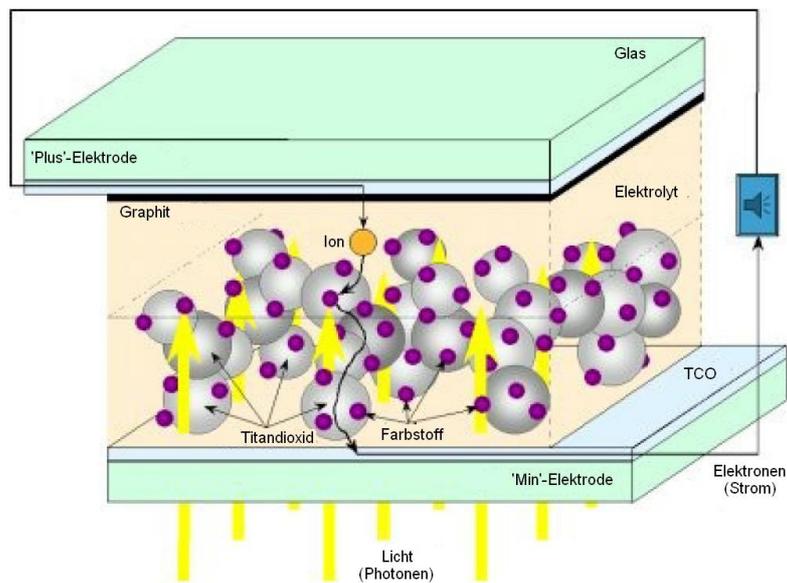


Abbildung 18: Schematischer Aufbau einer Grätzel-Zelle (TU Dresden, 2007)

4.5 Organische Solarzellen

Die folgenden Erläuterungen über die organische Solarzelle sind inhaltlich aus (Kampke, 2007) entnommen. Organische Solarzellen sind in ihrer Funktionsweise den anorganischen Solarzellen ähnlich. Bei anorganischen Zellen wird die Ladungsträgertrennung durch die pn-Raumladungszone geregelt, während bei organischen Zellen Fullerene oder andere organische Akzeptormaterialien die von den Polymeren freigesetzten Elektronen aufnehmen. Eine schematische Darstellung einer organischen Solarzelle zeigt Abbildung 19.

Die potentiellen Vorteile einer organischen Solarzelle gegenüber herkömmlichen Siliziumsolarzellen sind:

- Geringe Herstellungskosten
- Flexibilität, Transparenz und einfache Handhabung ermöglichen neue Anwendungsgebiete⁵
- Energieeffiziente Herstellung möglich, keine Hochtemperaturverfahren nötig

⁵ Energie liefernde Kleidungsstücke, aufrollbare Solarpaneele, ...

4 Arten von Solarzellen

Dabei weist die Zelle auch folgende Nachteile auf:

- Schnelle Alterung,
- geringe Wirkungsgrade,
- daher höherer Flächenbedarf und
- dementsprechend höhere Installationskosten.

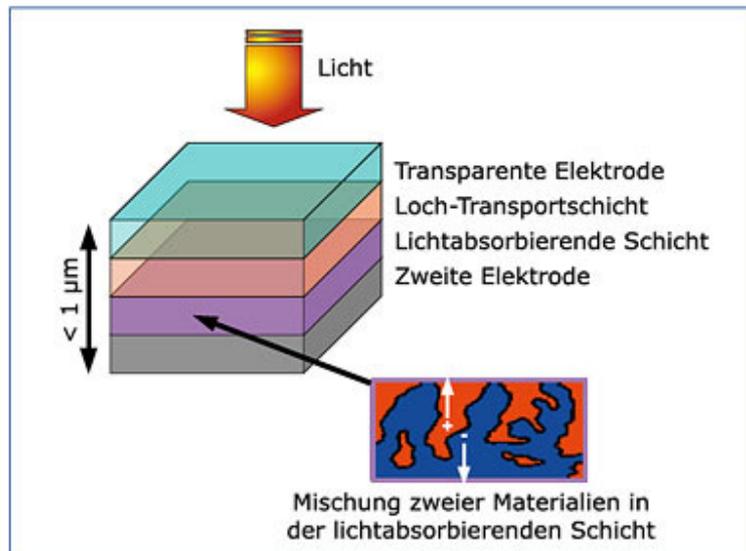


Abbildung 19: Schematischer Schichtaufbau einer organischen Solarzelle (Leo, et al., 2010)

4.6 Tandem-Zellen

Tandemzellen kann man sich als eine Stapelung verschiedener p-n-Übergänge vorstellen. Es werden verschiedene Halbleiter kombiniert um das Sonnenspektrum möglichst gut auszunutzen. Die Zellen, welche sich weiter oben befinden, absorbieren Photonen mit hoher Energiedichte. Es sind dies Materialien mit relativ großer Bandlücke wie z.B. GaInP (ca. 1,9 eV).

Im Gegensatz dazu befinden sich weiter unten Zellen mit kleinerer Energielücke, welche langwellige Photonen mit großer Eindringtiefe absorbieren. Diese Tatsache zeigt auch Abbildung 20. Betrachtet man die Verluste der Tandemzelle so hat diese Anordnung weniger Wärmeverluste infolge überschüssiger Energie als eine Si-Solarzelle und nutzt somit das Sonnenspektrum besser aus.

Ein weiterer Vorteil dieser Zellen besteht darin, dass durch Reflexion an den Zwischenschichten Photonen in der Zelle gehalten werden (Photonen-Recycling) (Frentrup, 2008).

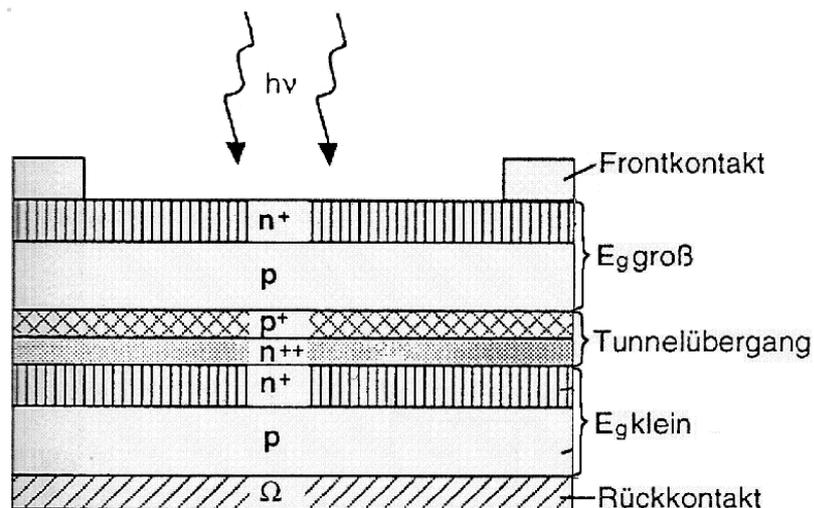


Abbildung 20: Schematischer Aufbau einer Tandemzelle (Frentrup, 2008)

4.7 Konzentrator-Technologie

Mit der Verwendung von Spiegel- und Linsensystemen, welche das Licht auf die Zelle fokussieren, lässt sich Halbleitermaterial einsparen und damit die Kosten reduzieren. Die dafür verwendeten Zellen bestehen aus mehreren Schichten lichtabsorbierender III-V-Halbleiter wie Gallium-Arsenid. Unter Laborbedingungen konnte diese Technologie bereits einen Wirkungsgrad von mehr als 40 Prozent erreichen. In Abbildung 21 ist der Aufbau einer solchen Zelle mit Konzentrator-Technologie dargestellt.

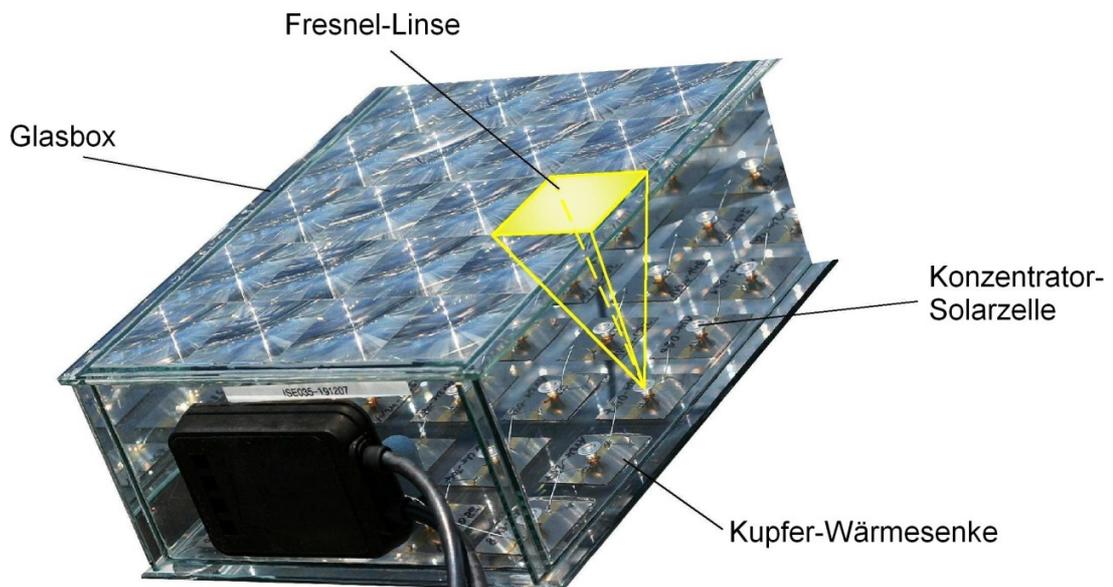


Abbildung 21: Funktionsprinzip der Konzentrator-Technologie (Fraunhofer ISE, 2008)

Konzentrierende PV-Module können nur direkt einfallendes Sonnenlicht verarbeiten und müssen deshalb mit dem Sonnenstand nachgeführt werden. Die Technologie eignet sich besonders für Regionen mit hoher Sonneneinstrahlung (Solar-Server, 2012).

5. Entwicklung des Photovoltaik-Modells

In den bisherigen Kapiteln wurden die physikalische Theorie und die technische Ausführung verschiedener Photovoltaikzellen aufgearbeitet. Das folgende Kapitel soll nun darauf aufbauend die Herangehensweise bei der Modellierung beschreiben. Weiters werden auch die verwendeten Hilfsmittel erläutert. Unter anderem wird die Integration der physikalischen Abhängigkeiten in das Modell erläutert.

5.1 Modellierung der physikalischen Abhängigkeiten

5.1.1 Der Zusammenhang zwischen Leistung und Strahlungsintensität

Für die Modellierung wird der lineare Zusammenhang der Leistung einer Solarzelle mit der Strahlungsintensität verwendet. Das bedeutet dass bei Bestrahlung mit 1000 W/m^2 eine Leistung von 1000 W erzeugt wird während bei halber Bestrahlung nur 500 W erzeugt werden. Um die Fläche einer PV-Anlage aus der installierten Leistung bestimmen zu können wird eine Vereinfachung vorgenommen. Aus den Standardtestbedingungen wird die Einstrahlungsintensität mit 1000 W/m^2 gewählt und die Formel auf die Fläche umgelegt (Stollwerck, 2012). Eine weitere Vereinfachung wird dadurch getätigt, dass die Degradation (siehe 5.1.3) vernachlässigt wird.

$$P = \Gamma \cdot A$$

Formel 4: Linearer Zusammenhang von Leistung und Globalstrahlung

$$P_{temp} = P + (P_N \cdot \Delta T \cdot \gamma)$$

Formel 5: Linearer Zusammenhang mit Berücksichtigung des Temperaturkoeffizienten

$$\Delta T = 25^\circ\text{C} - T_M$$

Formel 6: Abweichung der aktuellen Modultemperatur von der Modultemperatur unter STC

- Γ Strahlungsintensität in W/m^2
- P_{temp} Leistung mit Berücksichtigung des Temperaturkoeffizienten in W
- P_N Nennleistung der Anlage in W_p
- P Aktuelle Leistung der Anlage in W
- γ Temperaturkoeffizient in $\%/K$
- T_M Aktuelle Modultemperatur in $^\circ\text{C}$
- A Fläche der Anlage in m^2

5.1.2 Der Temperaturkoeffizient

Der Temperaturkoeffizient ist ein wichtiger Kennwert eines jeden Photovoltaikmoduls. Der Temperaturkoeffizient wird für die Leistung, Spannung und Strom angegeben. Für das in dieser Arbeit erstellte Modell ist der Temperaturkoeffizient der Nennleistung entscheidend, welcher bei Photovoltaikmodulen negativ ist. Ein negativer Temperaturkoeffizient bedeutet, dass die Leistung eines Moduls sinkt, je höher die Temperatur des Moduls wird. Je größer der Wert des Koeffizienten desto größer ist auch der Leistungsverlust aufgrund der Temperaturänderung. Der Temperaturkoeffizient wird in %/K angegeben, Temperaturen aber üblicherweise in °C.

Aufgrund der Tatsache, dass der Temperaturkoeffizient jedoch auf eine Temperaturdifferenz angewendet wird, spielt die Einheit keine Rolle. Der Temperaturkoeffizient ist unterschiedlich für die verschiedenen Technologien:

Technologie	Temperaturkoeffizient
Monokristallines Silizium, amorphes Silizium	-0,4 %/K
Polykristallines Silizium	-0,45 %/K
Cadmium-Tellurid Zellen	-0,2 %/K

Tabelle 2: Temperaturkoeffizienten unterschiedlicher Technologien(Querbeet Internet UG, 2012)

Durch den unterschiedlichen Aufbau der Module und die stetige Entwicklung der Solarzellen ist auch der Verlust an Leistung unterschiedlich. Der Temperaturkoeffizient wird jedoch bei STC individuell ermittelt und wird in dem jeweiligen Datenblatt des Moduls angeführt (Querbeet Internet UG, 2012).

5.1.3 Degradation von Solarzellen

Die Degradation ist ein wichtiges Merkmal einer Solarzelle, welches für die Ermittlung der möglichen Erträge auch eine Rolle spielt. Degradation bezeichnet den Rückgang bzw. die Minderung der Leistung eines Moduls im Laufe der Zeit. Die Degradation ist unterschiedlich für die verschiedenen Technologien.

Hinsichtlich Degradation wird bei PV-Modulen meist ein Zeitraum von 20 bis 25 Jahren untersucht. Von der Herstellerseite wird eine Leistungsgarantie von mindestens 20 Jahren gegeben, manche gehen auch darüber hinaus. Diese Garantien sind gestaffelt, das bedeutet es wird für die ersten 10 Jahre ein Wirkungsgrad von 90 % und darüber hinaus noch 80 % garantiert. Diese Staffelung würde mit der üblichen Annahme von 0,5 % Leistungsverlust pro Jahr übereinstimmen (Agenios GMBH).

Eine Studie an 14 Anlagen in Deutschland hat gezeigt, dass diese Annahme etwas konservativ ist. Die Studie wurde mit mono- und polykristallinen Modulen durchgeführt und kam zum Ergebnis einer Leistungsdegradation der gesamten Anlage von 0,1 % pro Jahr.

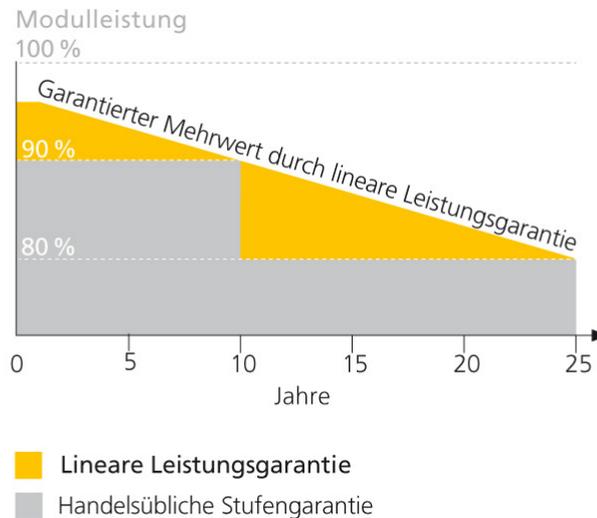


Abbildung 22: Beispielkurve für die Leistungsgarantie eines Herstellers (SolarFabrik, 2012)

5.1.3.1 Kristalline Module

Zu den kristallinen Modulen gehören sowohl mono- als auch polykristalline Solarmodule. Hinsichtlich der Degradation werden diese jedoch nicht unterschieden. Je nach Technologie kommt, zu der bereits beschriebenen Degradation eine Anfangsdegradation in den ersten Betriebstagen dazu welche ca. 1-2 % beträgt (Wirth, 2012a).

Diese Anfangsdegradation wird jedoch schon bei der Deklaration des Wirkungsgrads berücksichtigt. Das bedeutet dass, Module zu Beginn letztlich über 100 % der Nennleistung liefern. Wissenschaftlich konnte die Degradation noch nicht eindeutig erklärt werden, der Fokus liegt zurzeit vor allem bei der spannungsinduzierten Degradation (Potential Induced Degradation, PID) (Agenios GMBH).

5.1.3.2 Dünnschichtzellen

Dünnschichtzellen zeigen ein ganz anderes Verhalten bezüglich der Degradation. Hier kommt es zu einer sehr starken Anfangsdegradation. Ursache für dieses Verhalten ist der Staebler-Wronski-Effekt, der eine Anfangsdegradation von 25 % in den ersten 1000 Betriebsstunden zur Folge hat. Der Effekt beschreibt die Veränderung in amorphem Silizium bei Lichteinwirkung, ist jedoch noch nicht vollständig erklärt. Nach dieser Degradation zu Beginn kommt es kaum noch zu einer Alterung bei Dünnschichtzellen (Agenios GMBH).

5.1.4 Zusammenhang zwischen Modul- und der Umgebungstemperatur

Bei der Berechnung der Leistung eines Photovoltaikmoduls spielt auch die aktuelle Modultemperatur eine Rolle. Für das Modell stehen Mittelwerte der Tagestemperaturen zur Verfügung. Diese Temperaturwerte stellen jedoch die Umgebungstemperatur dar, welche, wie der Vergleich von gemessenen Modultemperaturen (Feng, 2012) mit gemessenen Umgebungstemperaturen (DWD, 2012a) zeigt, große Abweichungen zur Modultemperatur aufweisen kann.

Dies führt zur Aufgabenstellung, einen Zusammenhang zwischen Modultemperatur sowie Umgebungstemperatur zu erhalten. Das *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* hat hierzu selbst ein mathematisches Modell gesucht um die Energieproduktion von Photovoltaikmodulen vorherzusagen. Da die thermischen Eigenschaften jedes Moduls variieren wurden verschiedene Modulgruppen mit wechselnden Technologien untersucht.

In einem ersten Anlauf wird versucht, ein Modell zu finden, welches auf den fünf Eingangsgrößen Umgebungstemperatur, relative Luftfeuchtigkeit, Windgeschwindigkeit, Windrichtung und Globalstrahlung basiert. Die mathematische Näherungsformel ist in Formel 7 beschrieben.

$$T_M = w_1 \cdot T_U + w_2 \cdot \Gamma + w_3 \cdot v_w + w_4 \cdot \alpha_w + w_5 \cdot f + c$$

Formel 7: Näherungsformel für die Modultemperatur mit fünf Parametern (Govindasamy, et al., 2012)

- T_M Modultemperatur in °C
- T_U Umgebungstemperatur in °C
- Γ Globalstrahlung in W/m²
- v_w Windgeschwindigkeit in m/s
- α_w Windrichtung in Dezimalgrad
- f Relative Luftfeuchte in %
- c Konstante
- w_n n-ter Koeffizient

Da die fünf Eingangsparameter starken Unsicherheiten unterliegen (vor allem Windrichtung und Luftfeuchte), wird in einem zweiten Versuch untersucht, wie sich das Modell verhält, wenn nur mit drei Eingangsgrößen gearbeitet wird (Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit, Globalstrahlung). Das Ergebnis ist in Formel 8 festgehalten.

$$T_M = w_1 \cdot T_U + w_2 \cdot \Gamma + w_3 \cdot v_w + c$$

Formel 8: Näherungsformel für die Modultemperatur mit drei Parametern (Govindasamy, et al., 2012)

Die Evaluierung wird mithilfe eines einzigen Moduls mithilfe der Informationen aus den beiden Modellen (Koeffizienten) durchgeführt. Die Auswertung dieser linearen Näherungen hat gezeigt, dass die Modelle von den realen Werten nicht viel abweichen und dass das Modell einen linearen Zusammenhang aufweist was ein Bestimmtheitsmaß von $R^2 \sim 1$ zeigt.

Die entstandenen Graphen zeigen, dass das drei-parametrische Modell besser ist als das fünf-parametrische. Dies wird dadurch erklärt, dass der Fehler in der Messgenauigkeit der letzten zwei Parameter einen größeren Einfluss auf die Koeffizienten hat als die Parameter selbst. Somit wird der lineare Zusammenhang folgendermaßen beschrieben (Govindasamy, et al., 2012):

$$T_M[^\circ C] = 0,943 \cdot T_U[^\circ C] + 0,028 \cdot \Gamma \left[\frac{W}{m^2} \right] - 1,528 \cdot v_w \left[\frac{m}{s} \right] + 4,3$$

Formel 9: Berechnung der Modultemperatur (Govindasamy, et al., 2012)

Für das Modell wird der Modellansatz, welcher in Formel 9 beschrieben ist, verwendet.

5.2 Der Modelbuilder in ArcGIS

Um geografisch referenzierte Informationen analysieren bzw. visualisieren zu können, wird ein sogenanntes Geographisches Informationssystem (GIS) benötigt. ArcGIS ist ein System, welches das Arbeiten mit geographischen Informationen und Karten vereinfacht. Unter anderem können Aufgabenstellungen wie das Erstellen von Karten, das Kompilieren geographischer Daten und die Analyse von Karteninformationen bewerkstelligt werden. Die Software ArcGIS 10 wurde verwendet, da die zugrundeliegenden Eingangsdaten des Modells großteils in Rasterform vorliegen, und ArcGIS für das Arbeiten mit solchen Daten geeignet ist (ESRI, 2012b).

Für die Modellierung wird ein Erweiterungstool der ArcGIS 10-Software verwendet, der sogenannte Modelbuilder. Der Modelbuilder ist eine Toolbox in ArcGIS und wird dazu verwendet, einzelne Werkzeuge aus der Geoverarbeitung zu Prozessketten zusammenzufügen. Diese können dann automatisiert ausgeführt werden.

Im Modelbuilder können alle Werkzeuge aus den „ArcToolboxes“ verwendet werden, zusätzlich auch eigene Werkzeuge in einer vom Anwender erstellten Toolbox. Ein großer Vorteil des Modelbuilders ist, dass einzelne Abläufe, Parameter oder Elemente nur einmal definiert werden müssen und anschließend beliebig oft ausgeführt werden können. Die Durchführung des gleichen Modells mit verschiedenen Eingangsdaten ist somit auch möglich.

Für den Modelbuilder in ArcGIS 10 wurden zusätzlich zwölf neue Modelliteratoren entwickelt. Diese Modelliteratoren ermöglichen die Durchführung von Iterationen ohne zusätzlichen Programmieraufwand, da sie als Werkzeuge im Modelbuilder integriert sind.

Weiters gibt es Werkzeuge, die nur im Modelbuilder verwendet werden können und nicht in der normalen Anwendung von ArcGIS zur Verfügung stehen, wie beispielsweise das Werkzeug „Wert berechnen“, welches auch für die Modellierung verwendet wurde.

Eingangsdaten werden in Modelbuilder mit einem blauen Oval gekennzeichnet, während Werkzeuge mit einem gelben Rechteck markiert werden. Variablen werden als hellblaues Oval dargestellt und Ergebnisse oder Zwischenergebnisse als grünes Oval symbolisiert. Wenn Symbole im Modelbuilder weiß sind, bedeutet dies, dass zur Ausführung noch Daten fehlen. Dies ist bei den in dieser Arbeit dargestellten Modellen zum Teil der Fall, da erst zur Laufzeit gewisse Parameter gesetzt werden, nachdem der Benutzer die Eingabe getätigt hat (ESRI Geoinformatik GMBH, 2008).

5.3 Modellbeschreibung

Das entwickelte Modell für besteht aus drei Teilmodellen, siehe dazu auch die Übersicht in Abbildung 23. Das erste Modell in ArcGIS dient der Aufbereitung der Geodaten. Die dargestellten Eingangsdaten, welche hier zur Verfügung standen, sind in Tabelle 3 näher beschrieben.

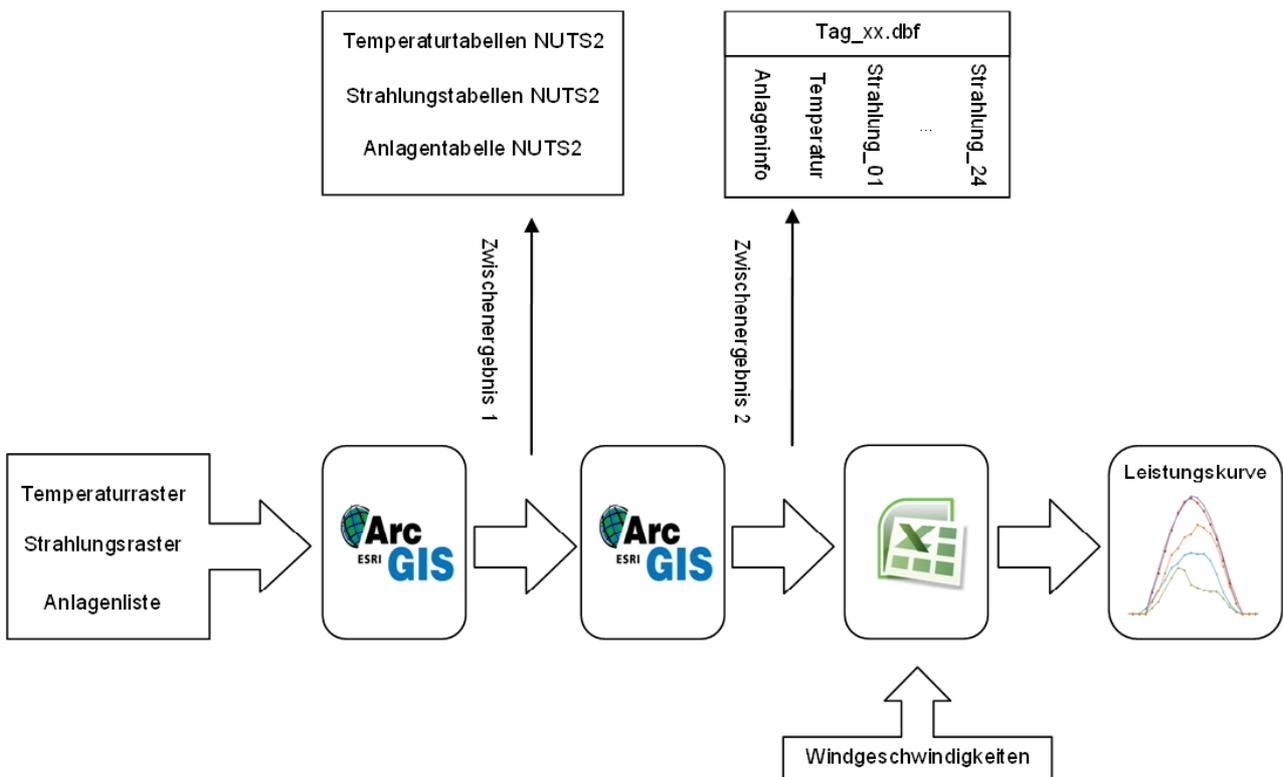


Abbildung 23: Schematische Darstellung des Gesamtmodells

5 Entwicklung des Photovoltaik-Modells

Das Zwischenergebnis aus diesem ersten GIS-Modell sind Informationen in Tabellenform. Es sind dies eine Anlagenliste auf NUTS2-Ebene⁶, eine Temperaturtabelle auf NUTS2-Ebene sowie eine Strahlungstabelle auf NUTS2-Ebene. Diese Daten werden anschließend im zweiten Modell in ArcGIS zusammengeführt, so dass für den zu berechnenden Monat dem jeweiligen Tag die richtigen Strahlungswerte, Temperaturwerte und Anlageninformationen zugeordnet werden. Das Modell in Excel führt die Daten aus dem ArcGIS Modell zu einem ganzen Jahr zusammen, erhält zusätzlich die Winddaten, und berechnet die Tagesgänge für die Erzeugung.

Art der Eingangsdaten	Zeitraum	Zeitliche Auflösung	Räumliche Auflösung	Quelle
Temperaturdaten	1950 - 2010	Täglicher Mittelwert		(Haylock, et al., 2008)
Strahlungsdaten	2005 - 2011	Stündlicher Mittelwert	0,025° x 0,025°	(Huld, et al., 2012)
Strahlungsdaten	1983 - 2004	Stündlicher Mittelwert	0,03° x 0,03°	(DWD; CMSAF, 2012)
Winddaten	1937 - heute	Stündlicher Mittelwert	Stationsdaten Deutschland	(DWD, WebWerdis, 2012)
Einspeisedaten	19.07.2010 - heute	Viertelstunde	Deutschland	(EEX, 2012)
Einspeisedaten	1990 - 2011	Jahr	Deutschland	(BMU, 2012c)
Shapefile⁷ Deutschland			NUTS2	(GADM, 2012)
Anlagenlisten	01.01.2009 - heute ⁸		PLZ	(Bundesnetzagentur, 2012), (DGS, 2012)

Tabelle 3: Übersicht über die Eingangsdaten

In Abbildung 24 sind als Beispiel links die Rasterdaten der Temperatur und rechts im Bild die Rasterdaten der Globalstrahlung dargestellt.

⁶ Klassifikation von Gebietseinheiten. In Deutschland entspricht die NUTS1-Ebene „Ländern“, die NUTS2-Ebene „Regierungsbezirken“ und die NUTS3-Ebene „Kreisen bzw. kreisfreien Städten“ (Europäische Union, 2008)

⁷ Shapefiles bieten ein einfaches, nicht topologisches Format zum Speichern der geographischen Position und der Attributinformation von geographischen Objekten. Geografische Objekte in einem Shapefile können als Punkte, Linien oder Polygone (Flächen) dargestellt werden. (ESRI, 2012a)

⁸ Zum Zeitpunkt der Erstellung der Anlagenliste für das Modell waren die Daten des Jahres 2011 noch nicht vollständig veröffentlicht

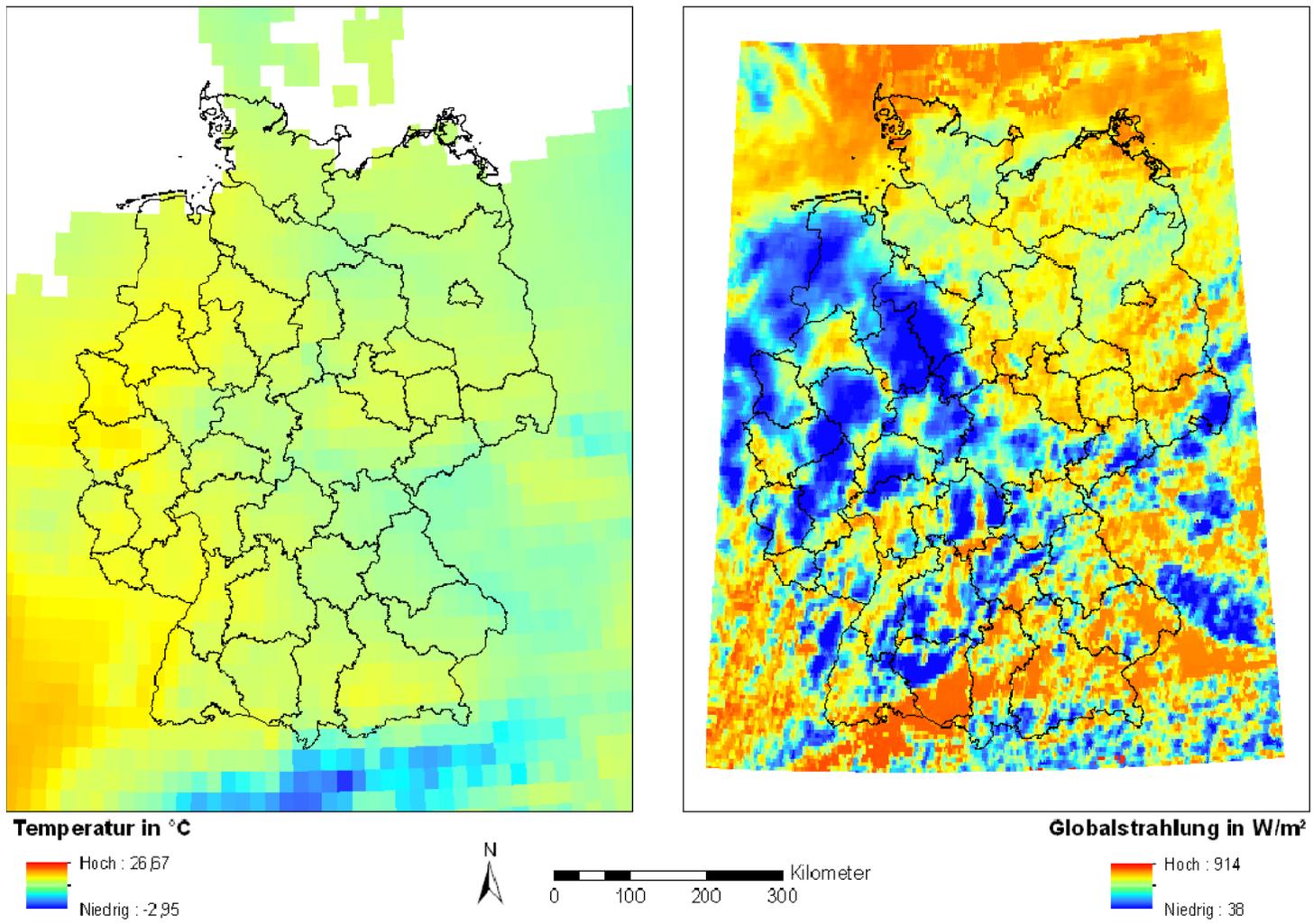


Abbildung 24: Raterdarstellung der Temperatur (links) und Rasterdarstellung der Globalstrahlung (rechts)

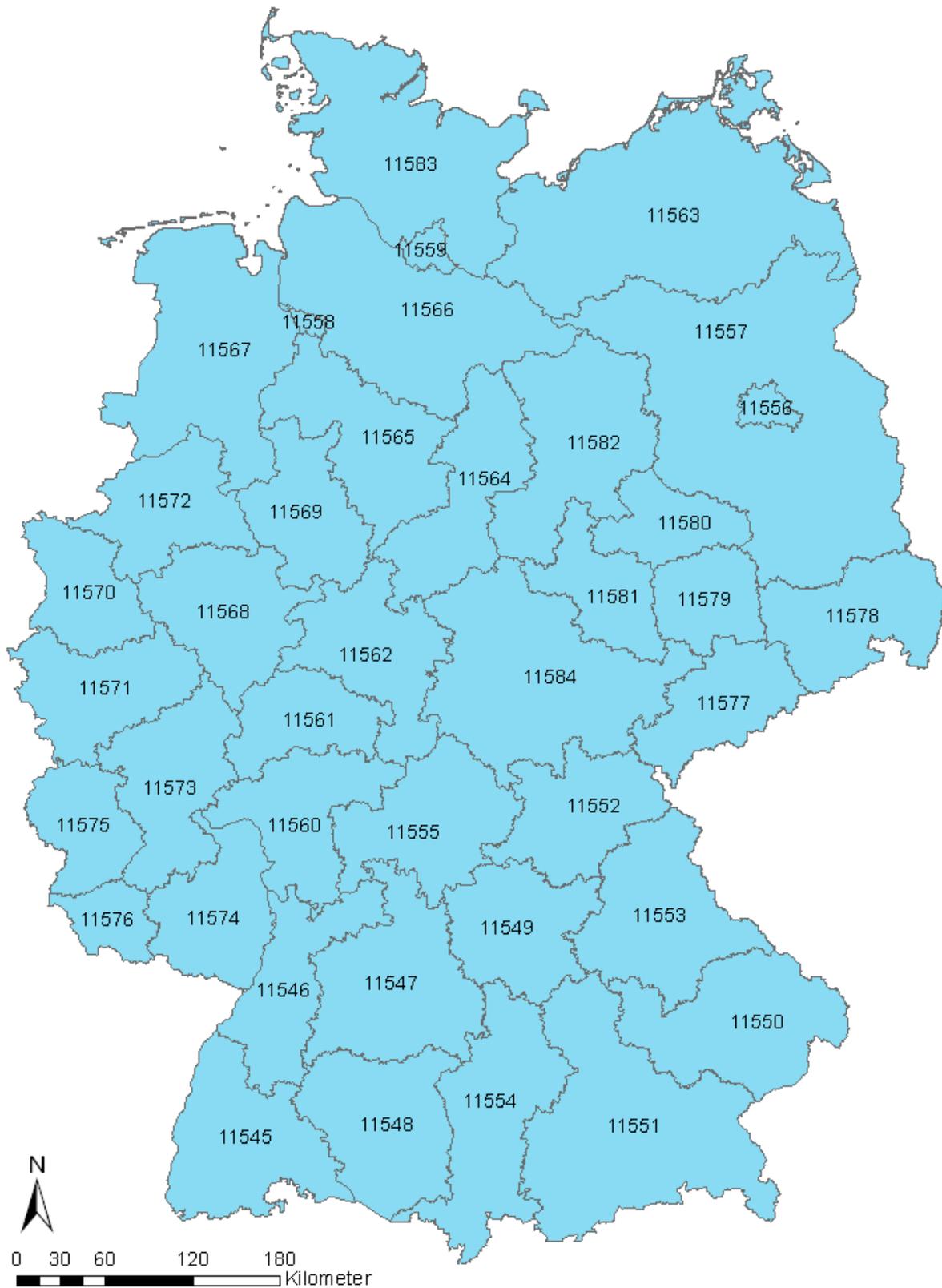


Abbildung 25: Einteilung von Deutschland auf NUTS2-Ebene (GADM, 2012)

In Abbildung 25 ist das Shapefile dargestellt, welches für die ArcGIS-Modellierung verwendet wurde. Die Zahlen in den einzelnen Polygonen entsprechen der jeweiligen ID dieser NUTS2-Zone.

5.3.1 Modelle zum Aufbereiten der Eingangsdaten

In den folgenden Unterkapiteln werden jene Modelle beschrieben, welche in ArcGIS für die Verarbeitung der Eingangsdaten erstellt wurden. Es sind dies Modelle welche die Anlagenliste aus den Eingangsdaten auf NUTS2-Ebene zusammenfassen, sowie Modelle welche eine Mittelwertberechnung auf NUTS2-Ebene für Strahlungs- bzw. Temperaturraster durchführen.

5.3.1.1 Anlagentabellen auf NUTS2-Ebene erstellen

Die Daten für die jeweiligen Photovoltaikanlagen stammen aus dem Anlagenregister der Bundesnetzagentur. Laut EEG-Novelle vom 01.01.2009 müssen Anlagen aus Gründen der Markttransparenz der Bundesnetzagentur gemeldet werden.

Dieser Datensatz musste noch kontrolliert und überarbeitet werden, da die Meldung der Anlage vom Betreiber selbst durchgeführt wird, und von der Bundesnetzagentur nicht überprüft wird. Anschließend wurde für die Kalibrierung bzw. Validierung des Modells für jedes Jahr zwischen 2005 und 2011⁹ eine Anlagentabelle erstellt.

Diese Anlagenliste wird mit Hilfe einer Pivot-Tabelle zu einem Datensatz umgewandelt, der die Summenleistung je Postleitzahl beinhaltet. Weiters sind die jeweiligen Koordinaten für die Postleitzahl enthalten, die ArcGIS benötigt um eine Excel-Tabelle einfügen zu können bzw. darstellen zu können. Diese Anlagentabelle ist die Eingangsdatei für das entsprechende Submodell wie es in Abbildung 26 dargestellt ist.

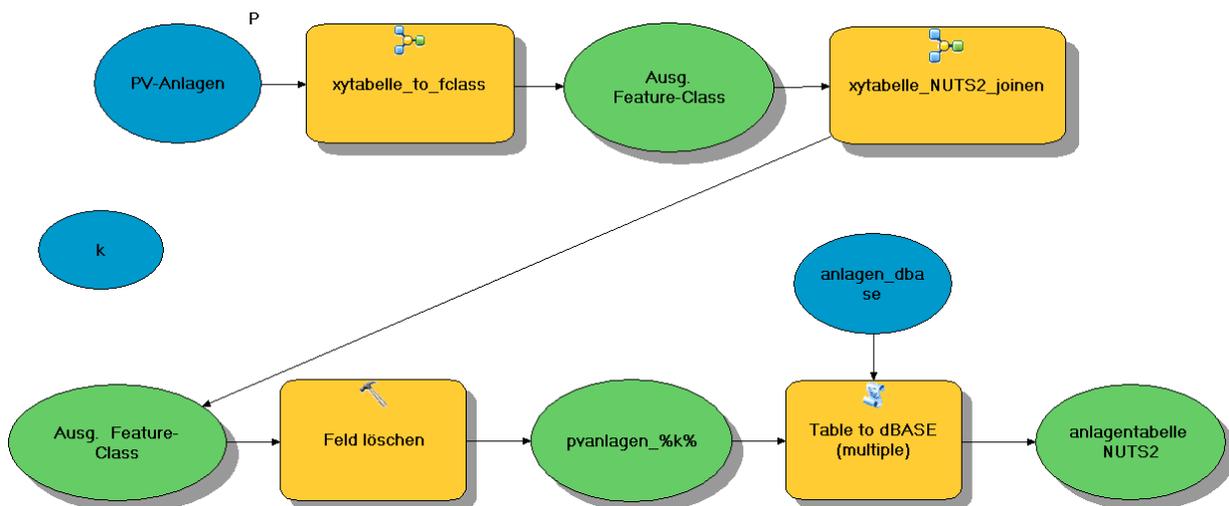


Abbildung 26: Symbolische Darstellung des Submodells „anlagentabelle_nuts2_erstellen“

⁹ Für das Jahr 2011 wurde zusätzlich noch die Statistik aus (Photon Europe GMBH, 2012) verwendet.

In diesem Modell gibt es die globale Variable „k“ welche das Jahr beinhaltet, welches aus Gründen der Dateibenennung benötigt wird. Das Excel-File wird im Modell dem Untermodell „submodell_xytable_to_fclass“ übergeben welche die Tabelle in ein Shapefile umwandelt. Dieses Shapefile wird dem Untermodell „submodell_xytable_nuts2_joinen“ als Eingangsdatensatz zugeführt.

In diesem Untermodell wird eine räumliche Verbindung ausgeführt, d.h. das Shapefile mit den Anlagendaten erhält zusätzlich die jeweiligen NUTS2-ID`s angehängt. Anschließend werden überflüssige Spalteneinträge gelöscht und das Shapefile in eine dBASE-Tabelle¹⁰ umgewandelt. Diese dBASE-Tabelle muss manuell noch bearbeitet werden um die installierte Leistung je NUTS2-ID zu erhalten. Dies geschieht wiederum mit Hilfe einer Pivot-Tabelle in Excel. Die daraus entstandene Excel-Tabelle stellt die Eingangsdatei für das Hauptmodell dar.

NUTS2ID	Summenleistung in kW	lon	lat
11545	815.521	0	0
11546	733.811	0	0
11547	1.154.961	0	0
11548	1.047.017	0	0
11549	883.794	0	0
11550	1.801.854	0	0
11551	1.559.516	0	0
11552	615.108	0	0
11553	919.791	0	0
...
11584	525.766	0	0

Tabelle 4: Aufbau einer Anlagentabelle

Tabelle 4 zeigt eine so angefertigte Anlagentabelle für das Jahr 2011. In der ersten Spalte sind die jeweiligen NUTS2-ID's eingetragen und in der zweiten Spalte die dazugehörige installierte Summenleistung in kW. Die Georeferenzierung (Spalten „lon“ und „lat“) muss angegeben werden, da ArcGIS die Tabelle sonst nicht einlesen kann. Da keine Berechnungen unter Verwendung der Georeferenzen durchgeführt werden, können diese auch mit Null angegeben werden.

Da die EEG-Anlagenliste aus (Bundesnetzagentur, 2012) und (DGS, 2012) bei der Erstellung, nur bis zum 31.12.2010 registrierte Anlagen beinhaltet, wurde für das Jahr 2011 auf eine Statistik der installierten Leistung von 2011 zurückgegriffen (siehe Abbildung 27).

¹⁰ Speziell strukturierte Dateien für Datenbanken

Installierte Leistung in Megawatt pro Bundesland bis Ende Dezember 2011

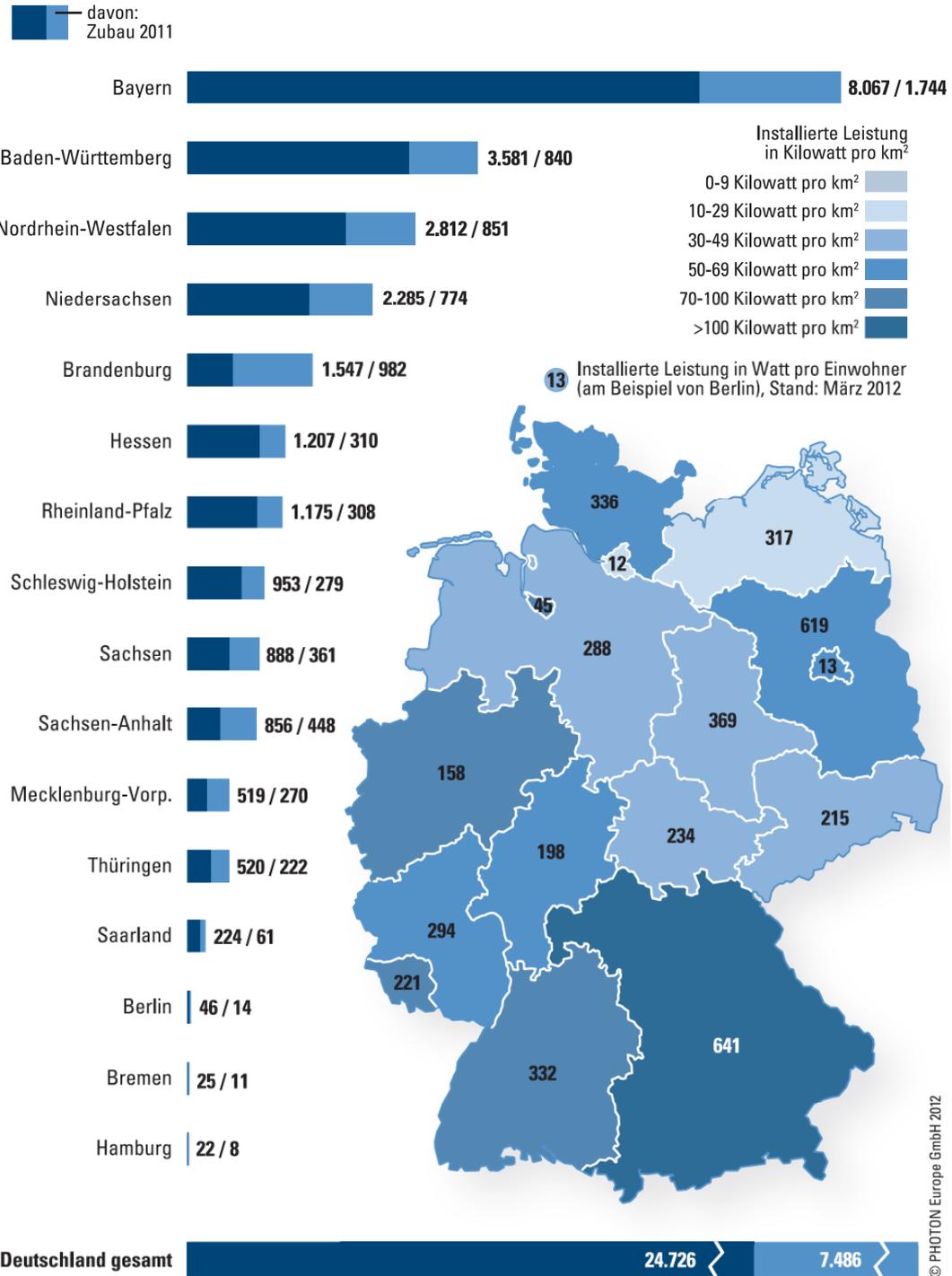


Abbildung 27: Installierte Leistung je Bundesland bis Ende Dezember 2011 (Photon Europe GMBH, 2012)

5 Entwicklung des Photovoltaik-Modells

Die in Abbildung 27 dargestellten Differenzen werden je Bundesland auf die NUTS2-Ebenen gleichmäßig aufgeteilt. Die Anzahl der NUTS2-Ebenen je Bundesland sind zur Übersicht in Abbildung 28 abgebildet.



Abbildung 28: Bundesländer in Deutschland mit dazugehörigen NUTS2-Ebenen

Ein Vergleich der installierten Leistung aus dem Modell mit der installierten Leistung laut Quelle zeigt Tabelle 5.

Bundesland	Installierte Leistung in MW laut Quelle	Installierte Leistung in MW laut Modell	Differenz Real/Modell in MW	Differenz Real/Modell in %
Bayern	8.067	8.102	-35	-0,4%
Baden-Württemberg	3.581	3.751	-170	-4,8%
Nordrhein-Westfalen	2.812	2.778	34	1,2%
Niedersachsen	2.285	2.257	28	1,2%
Brandenburg	1.547	1.500	47	3,1%
Hessen	1.207	1.175	32	2,6%
Rheinland-Pfalz	1.175	1.143	32	2,8%
Schleswig-Holstein	953	974	-21	-2,2%
Sachsen	888	814	74	8,3%
Sachsen-Anhalt	856	849	7	0,8%
Mecklenburg-Vorp.	519	515	4	0,7%
Thüringen	520	526	-6	-1,1%
Saarland	224	224	0	-0,2%
Berlin	46	52	-6	-13,7%
Bremen	25	21	4	14,5%
Hamburg	22	34	-12	-55,2%
Gesamt	24.727	24.717	10	0,0%

Tabelle 5: Vergleich der installierten Leistung Real-Modell

Die installierte Leistung in MW laut Modell setzt sich zusammen aus der Statistik aus (Photon Europe GMBH, 2012) und der installierten Leistung aus der Anlagenliste aus (Bundesnetzagentur, 2012) und (DGS, 2012). Um eine zeitlich durchgehend beständige Anlagenliste zu verwenden, wird als Grundlage weiterhin die Anlagenliste aus (Bundesnetzagentur, 2012) und (DGS, 2012) verwendet und lediglich die Differenz aus der Statistik aus (Photon Europe GMBH, 2012) zusätzlich aufsummiert.

5.3.1.2 Das Untermodell zur Umwandlung einer Excel-Tabelle in ein Shapefile

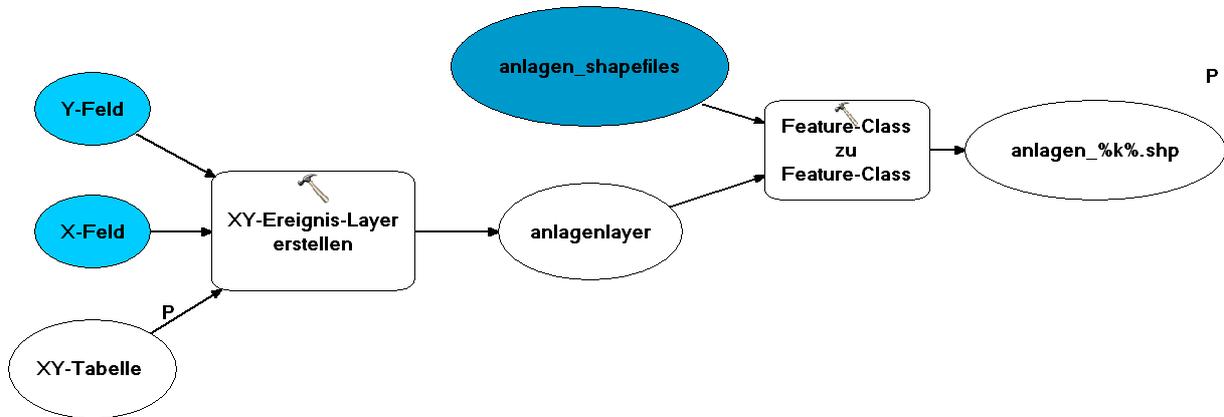


Abbildung 29: Symbolische Darstellung des Submodells „xytabelle_to_fclass“

Das Submodell in Abbildung 29 wandelt eine Excel-Tabelle in ein Shapefile um. Als Eingangsparameter erhält das Modell eine Tabelle mit Georeferenzierungen, in diesem Modell sind es die Anlagentabellen auf NUTS2-Ebene.

Um einen Modellparameter zu setzen, wird im Modelbuilder Fenster auf das jeweilige Werkzeug ein Rechtsklick ausgeführt und eine Variable erstellt aus den benötigten Parametern. Durch Rechtsklick auf den Parameter und bestätigen des Punktes „Modellparameter“ erscheint neben der jeweiligen Variable ein „P“ und somit werden diese Parameter für andere Untermodelle „sichtbar“.

5.3.1.3 Das Untermodell zur räumlichen Verbindung zweier Shapefiles

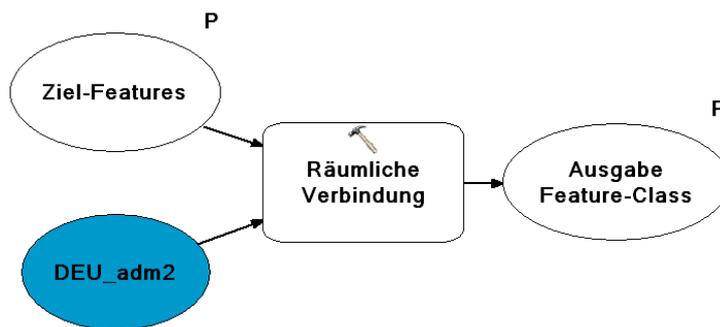


Abbildung 30: Symbolische Darstellung des Submodells „xytabelle_nuts2_joinen“

Das Modell in Abbildung 30 führt eine räumliche Verbindung (einen sogenannten Spatial Join¹¹) zwischen zwei Shapefiles aus. Ein Shapefile enthält die Anlagen mit den jeweiligen Leistungen, das andere Shapefile enthält die jeweiligen NUTS2-Ebenen. Das Modell liefert als Output ein Shapefile, welches die Anlagen mit der dazugehörigen NUTS2-ID beinhaltet.

¹¹ Der Spatial Join vereinigt Attribute einer Feature-Class basierend auf einer räumlichen Beziehung mit den Attributen einer anderen

5.3.1.4 Modell zur Mittelwertbildung der Strahlungsraster

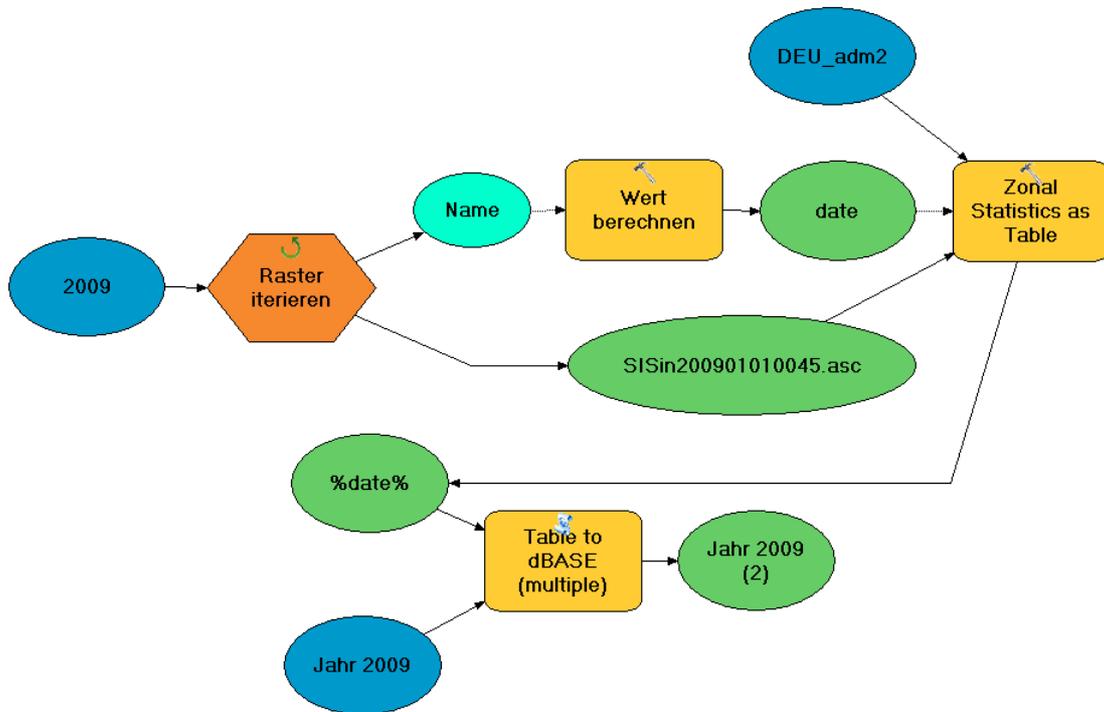


Abbildung 31: Symbolische Darstellung des Submodells zur Mittelwertbildung der Strahlungsraster

Das Modell, welches symbolisch in Abbildung 31 dargestellt ist, erstellt die Strahlungstabellen auf NUTS2-Ebene für das GIS-Hauptmodell. Im Modell wird der Modelliterator „Raster iterieren“ verwendet, welcher über alle Eingangsraster eine Iteration ausführt. Als Eingangsparameter erhält dieser Iterator den Workspace¹², in dem sich die Raster befinden. Diese liegen anders als die Temperaturdaten, im ESRI-ASCII Format vor, sodass der Iterator auf diesen Typ beschränkt wird. Als Rückgabewert erhält man zwei Parameter: „Name“ und die Datei selbst.

Der Parameter „Name“ entspricht dem Dateinamen des Rasters. Dieser Dateiname enthält die Zeitinformation und wird dem Werkzeug „Wert berechnen“ übergeben. In diesem Werkzeug wird die Zeitinformation extrahiert (siehe Abbildung 32).

¹² Speicherort, aus dem bei der Ausführung von Werkzeugen Eingaben entnommen und in dem Ausgaben abgelegt werden

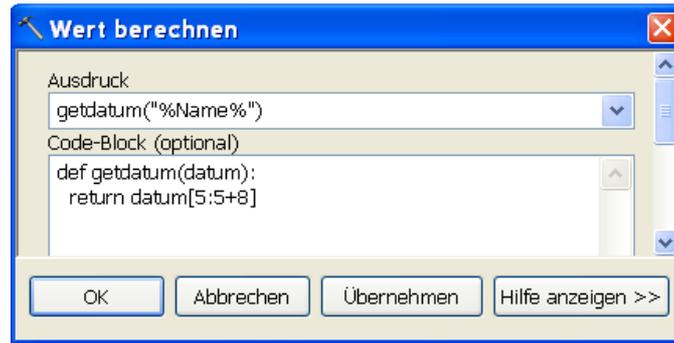


Abbildung 32: Inhalt des Werkzeuges „Wert berechnen“

Die übergebene Variable „Name“ hat z.B. den Wert „SISin200901010045.asc“. Das Werkzeug liefert als Rückgabewert die Variable „date“, welche ab dem siebten Zeichen weitere acht Zeichen kopiert also den Wert 09010100 zurückgibt.

Das Inputraster sowie die Variable „date“ werden dem Werkzeug „Zonal Statistic as Table“ übergeben. Dieses Werkzeug summiert die Werte eines Rasters innerhalb der Zonen eines anderen Datasets und gibt die Ergebnisse in einer Tabelle aus. Die Polygon-Datei, welche die Zonen definiert ist ein Shapefile mit den NUTS2-ID-Codes von Deutschland. Die Werte des Inputrasters werden über diese Zonen gemittelt. Als Name der Ausgabedatei wird die Variable „date“ genutzt. Anschließend wird die Tabelle noch in das dBASE-Format umgewandelt.

5.3.1.5 Modell zur Mittelwertbildung der Temperaturreaster

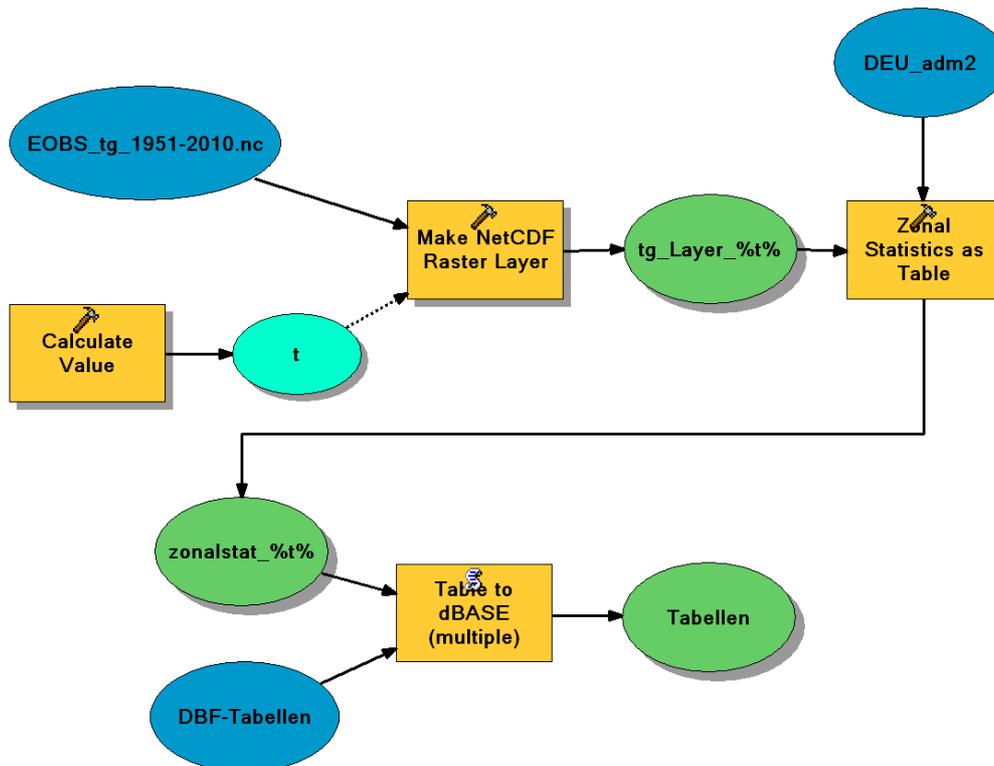


Abbildung 33: Symbolische Darstellung des Submodells zur Mittelwertbildung der Temperaturreaster

Das Untermodell aus Abbildung 33 erstellt die Eingangsdaten für das Hauptmodell, welche den Temperaturzusammenhang berücksichtigen.

Das Modell wurde unter ArcGIS 9.3 ausgeführt, da es in ArcGIS 10 zu Berechnungsfehlern kam, da die sogenannten „NoData“-Werte¹³ nicht richtig erkannt wurden. Dieses Problem wurde dem Hersteller mitgeteilt und wurde als Fehler im Programm gewertet, da die Berechnung in ArcGIS 9.3 korrekt ausgeführt wurde.

Als Eingangsparameter erhält das Modell eine NetCDF-Datei¹⁴ mit Temperaturreasterdaten für jeden Tag von 1950 bis 2010. Das Werkzeug „Calculate Value“ berechnet einen Zahlenwert für die Variable „t“. Diese Variable wird für ein anderes Werkzeug benötigt. „Calculate Value“ berechnet mithilfe der internen Laufvariable „n“ einen sich inkrementierenden Wert, der in „t“ abgespeichert wird. Das Werkzeug „Make NetCDF Raster Layer“ erhält als Eingangsparameter das NetCDF-File mit den Rasterdateien, sowie die Variable „t“ als Laufparameter für den Tag-Index.

Als Einstellungen für das Werkzeug muss eine Variable (in diesem Fall „tg“), X- und Y-Koordinaten („lon“, „lat“) sowie ein Ausgaberraster angegeben werden. Optional kann ein Dimensionswert mitgegeben werden. Hier wird der Dimension „time“ der Wert der Variable „t“ mitgegeben und die „Value Selection Method“ auf die Option „BY_INDEX“ gesetzt. Somit wird für jeden Durchgang des Modells ein neues Raster für jeden Tag erstellt.

Das Raster wird dem Werkzeug „Zonal Statistics as Table“ übergeben. Dieses Werkzeug summiert die Werte eines Rasters innerhalb der Zonen eines anderen Datasets und gibt die Ergebnisse in einer Tabelle aus. Die Polygon-Datei welche die Zonen definiert ist ein Shapefile mit den NUTS2-ID-Codes von Deutschland. Die Werte des Inputrasters werden über diese Zonen gemittelt. Anschließend wird die Tabelle noch in eine dBASE-Tabelle umgewandelt. Da es nicht möglich war die Datumsinformation in den Dateinamen einzubinden wurden die Tabellen mit „zonalstat_%t%“ beschriftet.

¹³ Als Zellwerte können positive oder negative sowie ganze Zahlen oder Gleitkommazahlen verwendet werden. Zellen können auch einen „NoData“-Wert aufweisen, mit dem das Fehlen von Daten gekennzeichnet wird.

¹⁴ NetCDF ist ein Dateiformat für den Austausch wissenschaftlicher Daten. Es handelt sich um ein binäres Dateiformat, das durch die Angabe der Byte-Reihenfolge im Header maschinenunabhängig ist. NetCDF ist ein offener Standard; das Projekt wird von der University Corporation for Atmospheric Research (UCAR) betreut.

5.3.2 Das GIS-Hauptprogramm

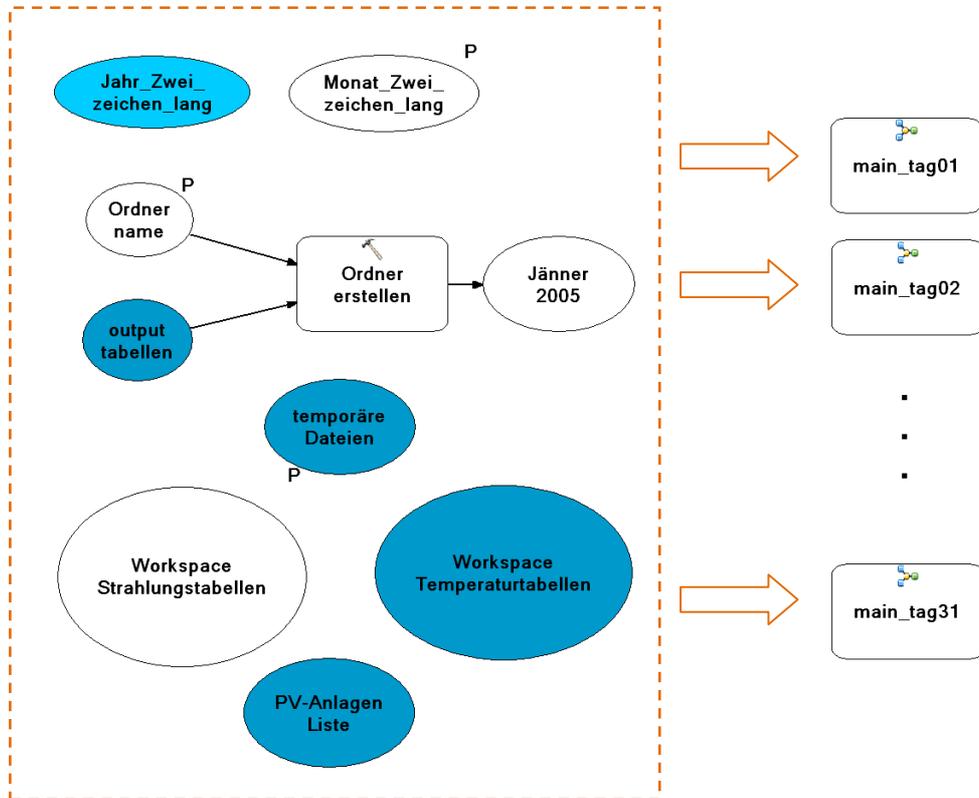


Abbildung 34: Symbolische Darstellung des Hauptmodells

Das Modell „hauptprogramm“ (symbolische Darstellung in Abbildung 34) ist, wie der Name schon sagt, das Hauptmodell. Diese Modell führt für die maximal 31 Tage eines Monats das Modell „main_tag*“ aus (wird in 5.3.2.1 näher erklärt). Im Hauptmodell werden bereits einige globale Variablen vordefiniert, andere werden bei Ausführen des Modells durch den Benutzer definiert. Die globale Variable „temporäre Dateien“ enthält den Pfad für den Ordner, in welchem Dateien, die nicht vom Modell selbst gelöscht werden können, enthalten sind.

Die globale Variable „PV-AnlagenListe“ enthält die Excel-Tabelle mit den Anlagen für das jeweilige Jahr. Die globale Variable „Jahr_Zwei_zeichen_lang“ speichert das aktuelle Jahr und wird z.B. für das Jahr 2005 mit „05“ deklariert. Die globale Variable „Workspace Temperaturtabellen“ enthält den Pfad für den Ordner mit den Temperaturtabellen für das jeweilige Jahr. Über ein grafisches Interface kann der Benutzer die weiteren benötigten Eingaben tätigen (siehe dazu Abbildung 35).

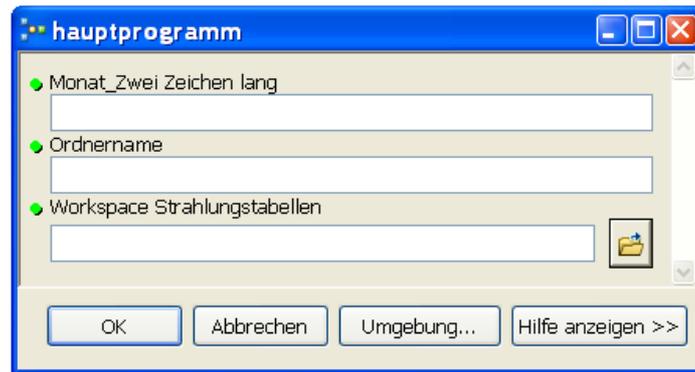


Abbildung 35: Schnittstelle für die Eingaben des Benutzers

Die vom Benutzer einzugebenden Variablen sind „Monat_Zwei_Zeichen_lang“, „Workspace Strahlungstabellen“ sowie die Variable „Ordner“. Auch hier dient wie zuvor schon die Variable „Monat_Zwei_Zeichen_lang“, um einen Platzhalter für die aufgerufenen Untermodelle zu definieren. Die Variable „Workspace Strahlungstabellen“ legt den Pfad für die Strahlungstabellen fest, während die Variable „Ordner“ den Namen für den Ordner darstellt, in welchem die fertigen dBASE-Tabellen abgelegt werden.

5.3.2.1 Das Main-Modell

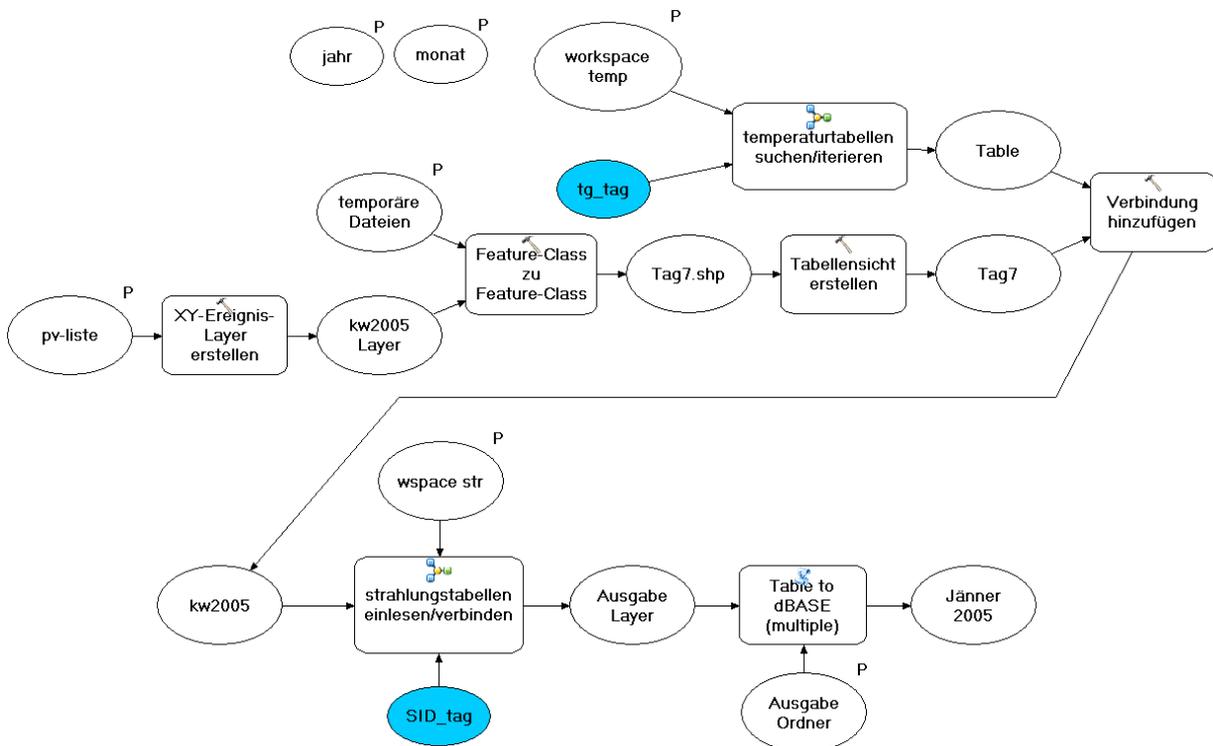


Abbildung 36: Symbolische Darstellung des Submodells „main_tag“

Das Main-Submodell hat die Aufgabe, die Temperaturtabellen und Strahlungstabellen zu verbinden. Je eines dieser Main-Modelle steht für einen Tag im Monat. Die symbolische Darstellung des Submodells zeigt Abbildung 36.

Als Eingangsparameter wird dem Modell eine Excel-Tabelle mit den Anlagenleistungen je NUTS2-ID übergeben. Um Tabellenverbindungen ausführen zu können, wird diese Tabelle in ein Shapefile und anschließend in eine Tabellensicht¹⁵ umgewandelt. Das Submodell „temperaturtabellen_suchen/iterieren“ sucht in der Zwischenzeit die benötigte Temperaturtabelle aus dem übergebenen Workspace.

Über das Werkzeug „Verbindung hinzufügen“ wird der Anlagentabellensicht die Temperaturtabelle für den richtigen Tag angehängt. Diese neue Tabellensicht wird dem Submodell „strahlungstabellen einlesen/verbinden“ übergeben, zusammen mit dem Workspace, in dem sich die Strahlungstabellen für den gerade zu berechnenden Monat befinden. Die so erstellte Tabellensicht mit den Anlagenleistungen sowie angefügten Temperatur- und Strahlungstabellen wird zum Schluss als eine dBASE-Tabelle mit dem Namen „Tag*“¹⁶ abgespeichert. Auch in diesem Modell gibt es die globalen Variablen „monat“ und „jahr“, welche dazu dienen, die Platzhalter für die Untermodelle definieren zu können.

5.3.2.2 Das Untermodell zur Verbindung der Temperaturtabellen

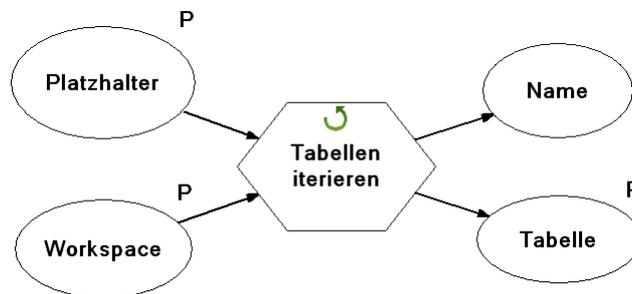


Abbildung 37: Symbolische Darstellung des Submodells „temperaturtabellen suchen/iterieren“

Dieses Untermodell, welches in Abbildung 37 dargestellt ist, sucht die Temperaturtabelle für den jeweiligen Tag und gibt diese zurück. Im Modell wird der von Modelbuilder bereitgestellte Iterator „Tabellen iterieren“ verwendet. Dieser Iterator erhält als Parameter den Workspace, in dem sich die Tabellen befinden, über welche iteriert werden soll. Optional können zwei weitere Parameter übergeben werden, ein Platzhalter sowie der Tabellentyp, über welchen die Iteration ausgeführt werden soll.

¹⁵ Eine Tabellensicht wird aus einer Eingabetabelle oder einer Feature-Class erstellt. Die Tabellensicht ist temporär und nur für die Dauer der Sitzung vorhanden.

¹⁶ Der „*“ dient als Platzhalter und steht für die Tage im jeweiligen Monat

Der Tabellentyp wurde auf den dBASE-Datentyp eingestellt, so dass nur nach dBASE-Tabellen gesucht wird. Da die Temperaturtabellen für ein Jahr jeweils in einem eigenen Ordner liegen, muss das Jahr nicht im Platzhalter berücksichtigt werden. Diese Aufteilung auf jeweils einen Ordner pro Jahr wurde aus Performancegründen getätigt, um die Ladezeiten zu verringern.

5.3.2.3 Das Untermodell zur Verbindung der Strahlungstabellen

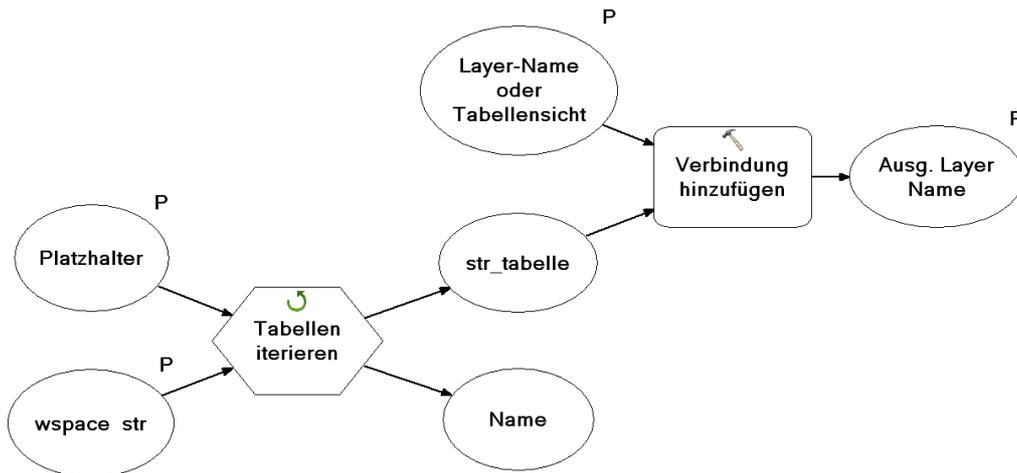


Abbildung 38: Symbolische Darstellung des Submodells „strahlungstabellen einlesen/verbinden“

Das Untermodell vereinigt die Strahlungstabellen für den jeweiligen Tag mit der übergebenen Tabellensicht. Im Modell wird wiederum wie in 5.3.2.2 der von Modelbuilder bereitgestellte Iterator „Tabellen iterieren“ verwendet. Die zurückgelieferten Tabellen werden dann in einem zweiten Schritt mit der übergebenen Tabellensicht verbunden und ausgegeben. Eine symbolische Darstellung des Modells ist in Abbildung 38 zu sehen.

5.3.3 Das Excel-Modell

Das Excel-Modell verarbeitet die Daten, welche das ArcGIS Modell liefert, weiter zum endgültigen Ergebnis. Als Eingangsdaten für das Excel-Modell werden die dBASE-Tabellen von ArcGIS für den betrachteten Zeitraum zusammengefasst, z.B. alle Tage für das Jahr 2011. Die Windgeschwindigkeiten werden für das jeweilige Jahr in ein eigenes Tabellenblatt gegeben. Die Modultemperaturen für die jeweilige Stunde werden ebenfalls in einem eigenen Tabellenblatt berechnet.

Um das Modell kalibrieren zu können, wird in dem Tabellenblatt „Faktoren“ ein Kalibrierungsfaktor gemeinsam mit anderen Konstanten definiert, welche für die Berechnung benötigt werden. So wird hier unter anderem ein Begrenzungsfaktor für die Temperatur festgelegt. Dieser Faktor wird mit einem Wert von 1,02 angenommen und wird im Modell dahingehend verwendet, um die zusätzliche Leistung aufgrund kälterer Temperaturen zu begrenzen. Das bedeutet, dass die theoretisch mögliche Leistungssteigerung also mit 2 % bezogen auf die Nennleistung angenommen wird (vgl. Formel 10).

$$P_{th} = P_N \cdot 1,02$$

Formel 10: Annahme: Theoretisch mögliche Leistung

Weiters ist in diesem Tabellenblatt auch der Temperaturkoeffizient definiert, welcher für das Modell mit -0,45 %/K angenommen wurde. Das Modell ist in drei Varianten aufgeteilt, um unterschiedliche Einflüsse besser analysieren zu können:

- Modell nur mit Strahlung
- Modell mit Berücksichtigung des Temperatureinflusses (Umgebungstemperatur)
- Modell mit Berücksichtigung des Temperatureinflusses (Umgebungstemperatur u. Wind)

Für die erste Modellvariante, welche nur die Strahlung berücksichtigt, gilt die bereits in Kapitel 5.1.1 gezeigte Formel 4. Zur Leistung in Formel 4 addiert sich noch ein Temperaturterm, und es ergibt sich eine grundlegende Berechnungsvorschrift für das Modell, welches den Temperatureinfluss mitberücksichtigt (Formel 5, Seite 31).

Durch Einsetzen von Formel 6 (Seite 31) in Formel 5 und unter Verwendung der folgenden Näherungsformel (Formel 11) erhält man die vollständige mathematische Beschreibung des Modells.

$$T_M[^\circ\text{C}] = 0,943 \cdot T_U[^\circ\text{C}] + 0,028 \cdot \Gamma\left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2}\right] + 4,3$$

Formel 11: Näherungsformel für die Modultemperatur ohne Berücksichtigung des Windeinflusses

Für die Berechnung der dritten Variante, welche auch der Einfluss des Windes zur Kühlung berücksichtigt wird anstatt Formel 11 folgende Formel zur Näherung herangezogen:

$$T_M[^\circ\text{C}] = 0,943 \cdot T_U[^\circ\text{C}] + 0,028 \cdot \Gamma\left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2}\right] - 1,528 \cdot v_W\left[\frac{\text{m}}{\text{s}}\right] + 4,3$$

Formel 12: Näherungsformel für die Modultemperatur mit Berücksichtigung des Windeinflusses

P_{th} theoretisch mögliche Leistung aufgrund des Temperatureinflusses in W

Γ Globalstrahlung in W/m^2

T_M aktuelle Modultemperatur in $^\circ\text{C}$

T_U Umgebungstemperatur in $^\circ\text{C}$

v_W Windgeschwindigkeit in m/s

5.4 Modellkalibrierung

Unter Kalibrierung versteht man die Optimierung und Anpassung des Modells, so dass dieses die Realität möglichst gut wiedergibt. Es wird versucht, die Modellparameter dahingehend zu optimieren, dass die Ergebnisse des Modells möglichst genau mit tatsächlichen Werten übereinstimmen.

Zur Kalibrierung wird die „Split Sample“-Methode verwendet. Bei einem Split-Sample Test wird die zu untersuchende Datenmenge in zwei Teile aufgeteilt und unabhängig voneinander untersucht. So wird die Kalibrierung für einen Zeitabschnitt, und die Validierung für einen anderen unabhängigen Zeitabschnitt durchgeführt (Uhl, 2005).

Die Schwierigkeit bei der Durchführung der Methode anhand des vorliegenden Modells ist vor allem der Mangel an Daten der tatsächlich eingespeisten Leistung aus PV-Anlagen. Der erste Ansatz war, das Modell mit den Daten aus den Jahren 2005 bis 2008 zu kalibrieren und dann mit den Daten aus den Jahren 2009 und 2010 zu validieren. Als Realdaten sollten dazu Jahreseinspeisemengen der jeweiligen Jahre des Betrachtungszeitraumes dienen, die in (BMU, 2011b) veröffentlicht sind.

Für das Modell und die Kalibrierungsmethode, welche auf Basis von Microsoft Excel erstellt werden, waren diese Daten letztlich nicht verwendbar, da die Ergebnisse aus dem Modell mit diesen Eingangsgrößen zu ungenau waren. Aus diesem Grund wurde eine andere Möglichkeit gefunden: Für die Kalibrierung werden viertelstündliche Einspeisedaten von der Transparenzplattform der EEX (EEX, 2012) verwendet. Die Einspeisedaten aus dieser Quelle stehen allerdings erst seit dem 19. Juli 2010 zur Verfügung. Für die Kalibrierung des Modells ist es jedoch wichtig, nur vollständige Jahre zu verwenden; sinnvoll ist ein Zeitraum von über 30 Jahren, der jedoch aufgrund der nicht verfügbaren Daten nicht eingehalten werden kann. Es wird deshalb das Jahr 2011 zur Kalibrierung und das zweite Halbjahr 2010 als Validierungsgrundlage herangezogen.

Die Kalibrierung selbst wird mit einem Freiheitsgrad, einem eigens eingeführten, linearen Kalibrierungsfaktor „k“ durchgeführt. Als Zielfunktion für die Kalibrierung werden die Abweichungen des Modells zu den Realdaten verwendet. Diese Methode nennt sich auch „Minimierung der Residuen“. Die Durchführung wird mit dem Excel-Add In „Solver“ bewerkstelligt. Bei dieser Methode soll der Solver den Kalibrierungsfaktor dahingehend optimieren, dass die Absolutwerte der monatlichen Abweichungen Realdaten-Modell minimal werden (siehe dazu Abbildung 39).

Im Laufe der Kalibrierung hat sich gezeigt, dass die ursprüngliche Vereinfachung auf nur einen Freiheitsgrad für das Modell zu ungenau ist, und so wurden in letzter Instanz monatliche Faktoren zur Kalibrierung verwendet. Diese Tatsache wird in den folgenden Kapiteln noch weiter erläutert.

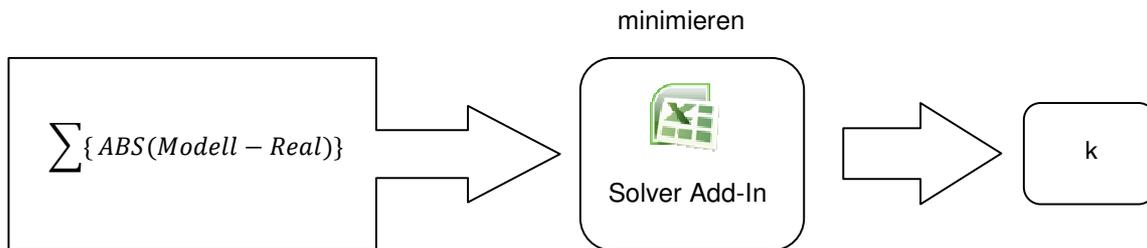


Abbildung 39: Schematischer Vorgang der Kalibrierung

Die Kalibrierung wurde für alle drei Modellvarianten durchgeführt. Da die Unterschiede der drei Varianten nur sehr gering sind, wird hier übersichtshalber nur die Kalibrierung für die Variante mit Berücksichtigung der Strahlung herangezogen und ausführlich beschrieben.

In den nächsten Kapiteln wird die Vorgehensweise bei der Kalibrierung näher beschrieben. Gleichzeitig werden die Ergebnisse aus der Kalibrierung präsentiert und diskutiert.

5.4.1 Kalibrierung mit zwölf Monaten

Für eine erste Kalibrierung wird die Summe der Abweichungen über alle zwölf Monate des Jahres 2011 verwendet. Die ermittelten Abweichungen bzw. der gefundenen Kalibrierungsfaktor sind in Tabelle 6 abgebildet.

Monat	Erzeugung Real [GWh]	Erzeugung Modell [GWh]	Abweichung [GWh]	k
1	370	292	78	0,622657279326904
2	710	619	91	
3	1.665	1.493	172	
4	2.243	2.243	0	
5	2.597	2.738	141	
6	2.167	2.397	230	
7	2.093	2.202	109	
8	2.216	1.830	386	
9	1.946	1.577	369	
10	1.462	984	478	
11	780	475	305	
12	308	177	131	
Summe Jahr	18.563	17.031		

Tabelle 6: Ergebnisse der Kalibrierung mit zwölf Monaten

Wie man in Tabelle 6 sieht, liefert das Modell für den Monat April keine Abweichung. Diese Tatsache darf allerdings nicht so verstanden werden, dass die stündlichen Daten aus dem Modell mit den tatsächlichen stündlichen Daten übereinstimmen. Wie in 5.4 erwähnt, wird die monatliche Summe der absoluten Abweichungen gebildet. Auch wenn die monatliche Summe gleich Null ist, kann die stündliche Abweichung immer noch vorhanden sein.

In Abbildung 41 sieht man als Beispiel für die Sommermonate den Monat April. Es zeigt sich eine Eigenschaft des Modells, in den Sommermonaten die Erzeugung zu überschätzen. In Abbildung 43 (Seite 59) ist beispielhaft dargestellt, dass in den Herbst- und Wintermonaten die geschätzte Erzeugung aus dem Modell geringer als jene welche in diesem Zeitraum tatsächlich erzeugt wurde.

Ursache für diesen Effekt ist die Vereinfachung des Modells dahingehend, dass der Neigungswinkel und eine eventuelle Nachführung der Photovoltaikanlagen vernachlässigt wurden. Da die Sonne im Sommer höher steht als im Winter, ist auch der Einfallswinkel der Strahlung auf die Anlage steiler als im Winter (siehe Abbildung 40). Für das Modell wird eine horizontale Fläche angenommen, auf welche die Solarstrahlung auftritt. Für den optimalen Ertrag sollte eine Anlage in Deutschland gemäß (Wosnitza, et al., 2012) jedoch in einem Aufstellwinkel von 30° nach Süden ausgerichtet sein.

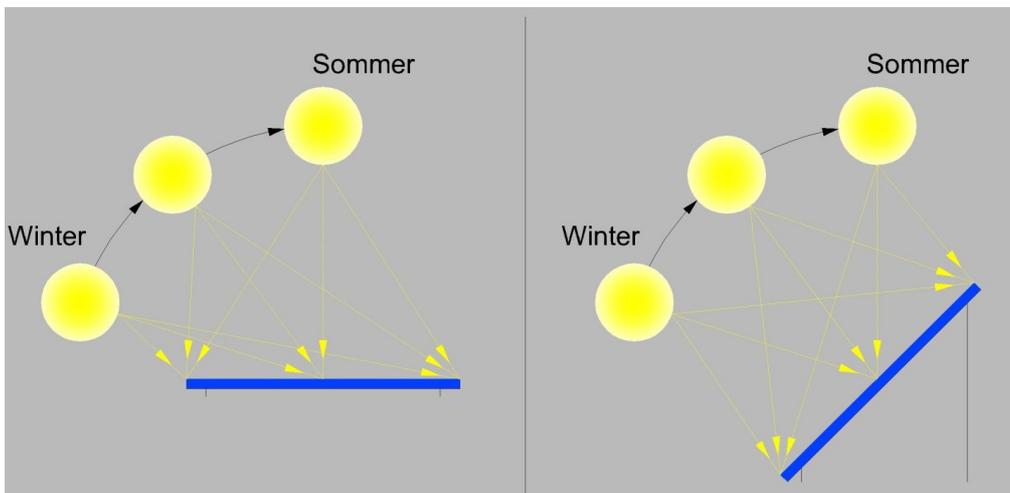


Abbildung 40: Unterschiedliche Einfallswinkel bei Modell (links) und Realität (rechts)

Die Ergebnisse dieser Kalibrierungsphase werden auf den nächsten Seiten auch grafisch dargestellt und diskutiert. Für die stündliche Betrachtung sollen hier beispielhaft der Monat April und der Monat Oktober näher untersucht werden.

5 Entwicklung des Photovoltaik-Modells

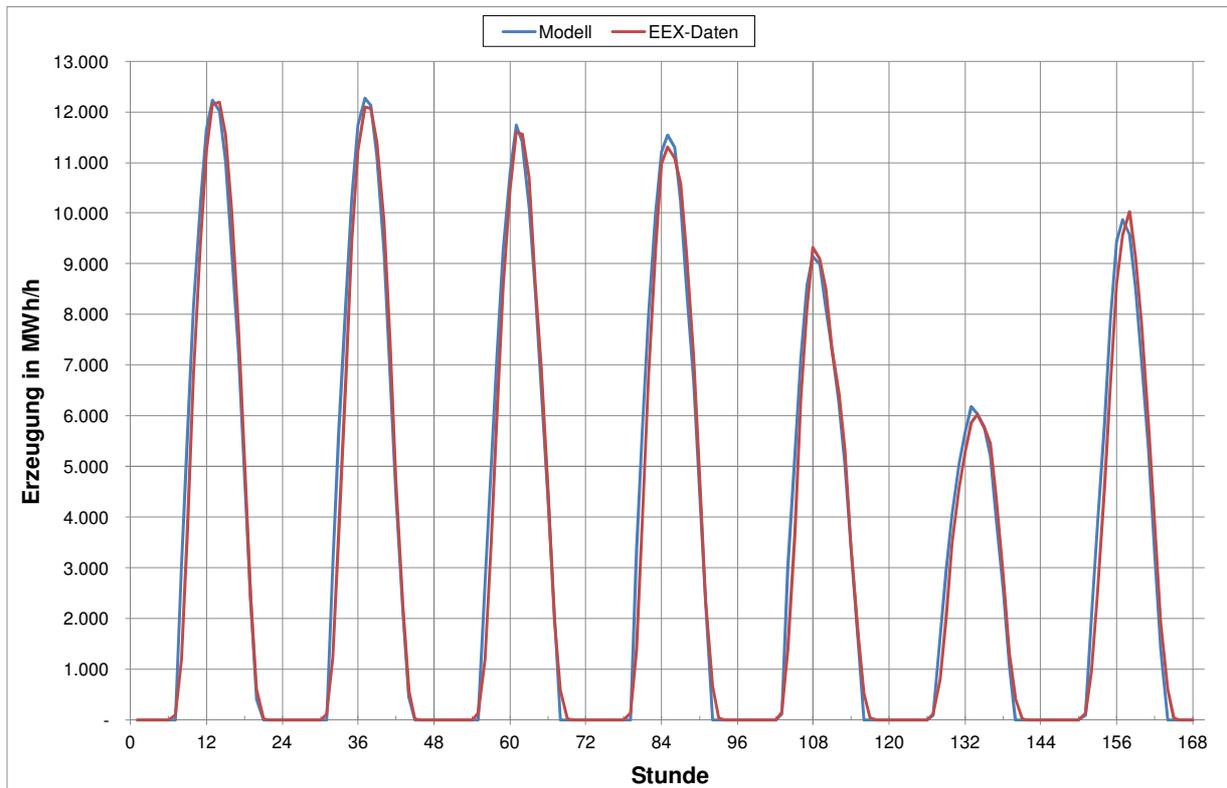


Abbildung 41: Tagesgang April 2011 für die Woche 4 bei Kalibrierung mit zwölf Monaten

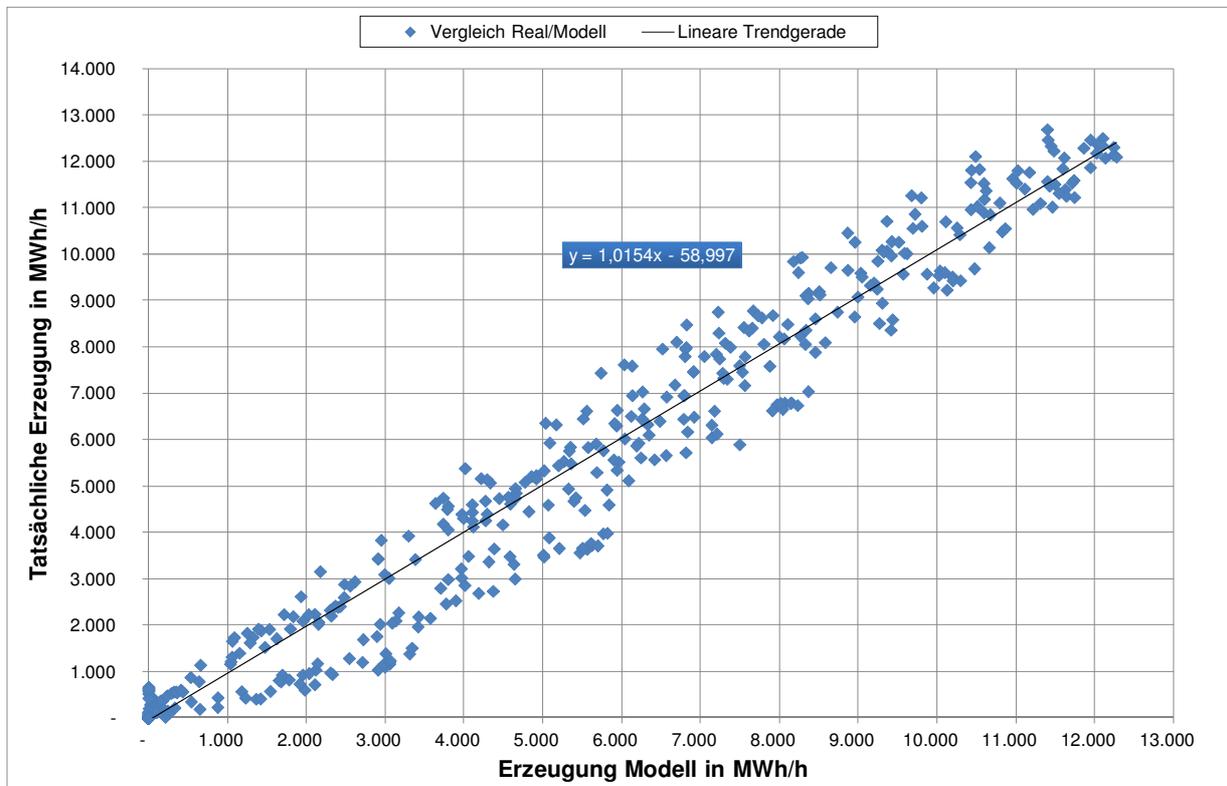


Abbildung 42: Zusammenhang Real-Modell (April 2011) bei Kalibrierung mit zwölf Monaten

Abbildung 41 zeigt die stündliche Einspeisung, welche aus dem Modell ermittelt wurde, sowie die tatsächlich erzeugte Leistung aus Photovoltaik für den Zeitraum 22. April bis 28. April im Jahr 2011. Wie die Grafik zeigt, liegt die Einspeisung des Modells bis auf zwei Tage knapp über der tatsächlichen Einspeisung.

Auch der Kurvenverlauf der Modelldaten und der Realdaten weicht etwas voneinander ab, was mitunter mit der genaueren Auflösung der Realdaten zusammenhängt. Der Stundenwert der Realdaten wird aus den viertelstündlichen Werten der EEX-Daten gebildet. Im Vergleich dazu werden die Modelldaten aus stündlichen Werten der Globalstrahlung bzw. täglichen Werten Temperatur gebildet. Ein weiterer Grund für die zeitliche Verschiebung ist die Tatsache, dass die EEX-Daten den Daten aus dem Modell eine Viertelstunde voraus eilen. Dies liegt daran, dass die Rasterdaten der stündlichen Globalstrahlungswerte nicht zu vollen Stunde, sondern 15 Minuten vorher (also 0:45, 1:45 etc.) vorliegen, während die Einspeisewerte zur vollen Stunde gemittelt wurden. Auf diesen Umstand ist auch zurückzuführen, dass es abends Zeitpunkte gibt, zu denen das Modell keine Erzeugung mehr liefert, in der Realität aber noch eine Erzeugung vorhanden ist.

In Abbildung 42 erkennt man einen linearen Zusammenhang der Realdaten und der ermittelten Daten aus dem Modell. Ein Maß für die Qualität des Zusammenhangs einer abhängigen Variablen (Realdaten) und einem linearen Modell ist das Bestimmtheitsmaß R^2 . Diese Zahl kann einen Wert zwischen 0 und 1 annehmen, wobei 0 für „kein linearer Zusammenhang“, und 1 für „perfekten linearen Zusammenhang“ steht. Für den Monat April ergibt sich ein Bestimmtheitsmaß R^2 von 0,9765.

Als Beispiel für einen weniger gut abgebildeten Monat soll der Oktober näher untersucht werden. Wie in Tabelle 6 ersichtlich, ist die Summe der Abweichungen dort am größten. Die stündliche Betrachtung in Abbildung 43 zeigt, dass die Abweichungen deutlich größer sind als im Monat April. Hier sieht man erneut, dass das Modell für die Herbst- und Wintermonate eine geringere Einspeisung prognostiziert als tatsächlich vorhanden ist. Im Hinblick auf den linearen Zusammenhang liefert das Modell trotzdem gute Ergebnisse, wie das Bestimmtheitsmaß von $R^2=0,9606$ zeigt.

5 Entwicklung des Photovoltaik-Modells

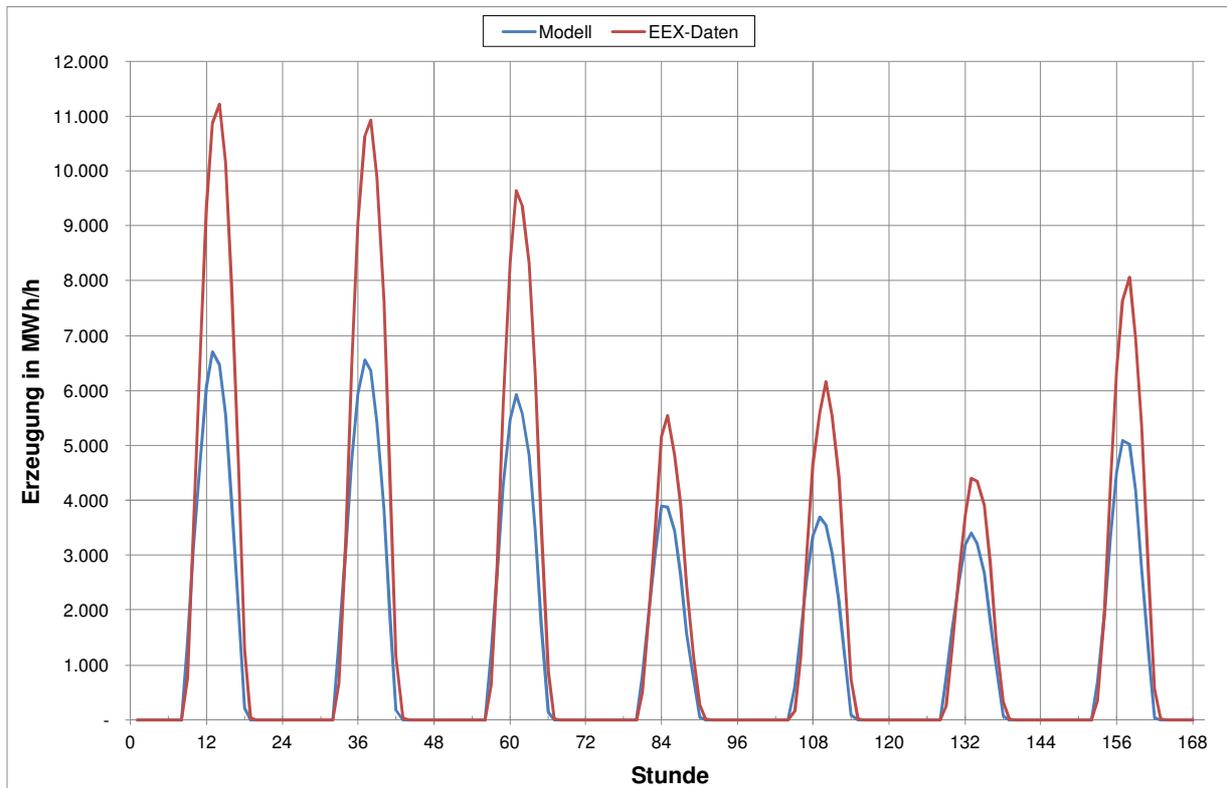


Abbildung 43: Tagesgang Oktober 2011 für die Woche 4 bei Kalibrierung mit zwölf Monaten

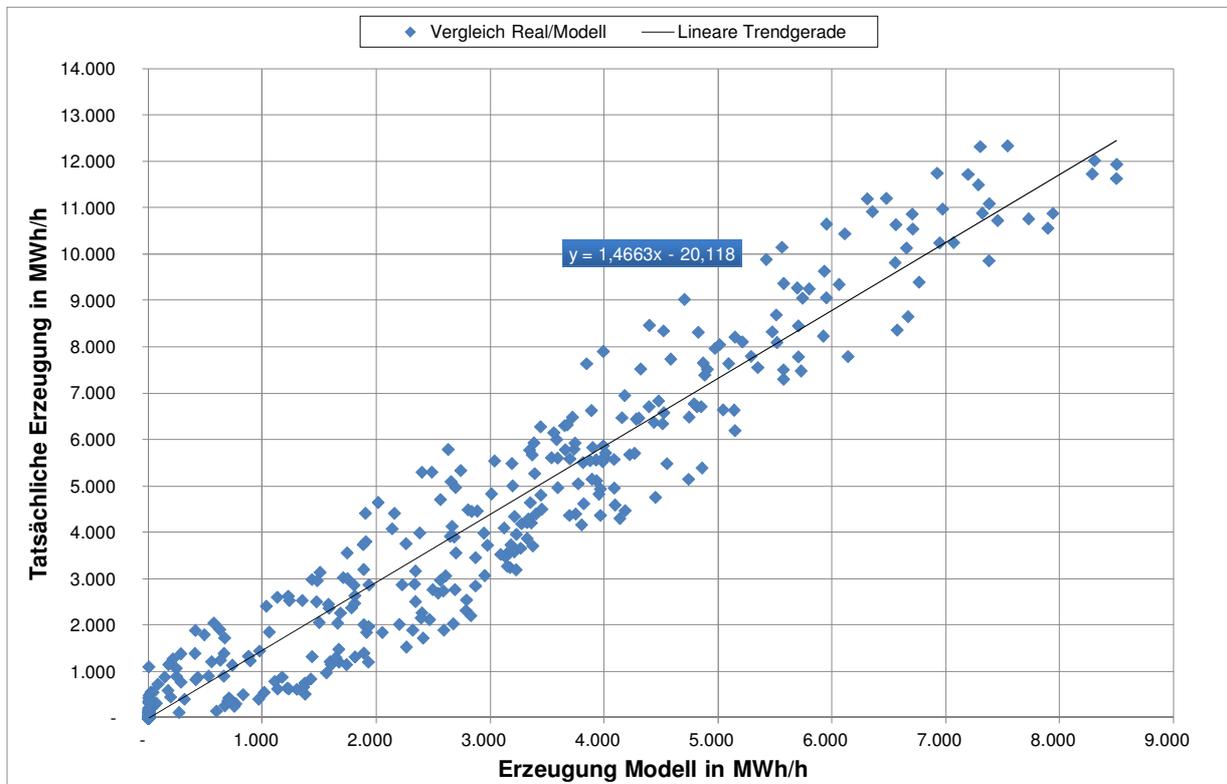


Abbildung 44: Zusammenhang Real-Modell (Oktober 2011) bei Kalibrierung mit zwölf Monaten

Vergleicht man Abbildung 42 und Abbildung 44, so scheint es, als ob trotz großer Abweichungen im Monat Oktober das Modell die Realität gut nachbildet. Die lineare Trendgerade stellt den Zusammenhang der Realdaten und der Daten aus dem Modell dar. Die Variable y in der dargestellten Formel entspricht der tatsächlichen Einspeisung und die Variable x der Einspeisung aus dem Modell.

Betrachtet man die beiden Geradengleichungen, so sieht man, dass im Monat April die Steigung einen Wert von 1,0154 aufweist, während für den Monat Oktober die Steigung 1,4663 beträgt. Die Faktoren, welche eine Verschiebung bewirken, werden in dieser Betrachtung vernachlässigt, da sie verglichen zur Höhe der Einspeisung gering sind.

Die Kalibrierung des Modells wurde auch noch mit anderen Parametern untersucht, so auch mit unterschiedlicher Anzahl der Monate, für welche die Summe der Abweichungen minimiert wird. Da sich die Ergebnisse für die Kalibrierung mit zehn bzw. acht Monaten nicht im großen Maße unterscheiden, werden in den nächsten Kapiteln aus Gründen der Übersicht nur die Ergebnisse der Kalibrierung auf Sommer- bzw. Wintermonate sowie mit Einzelmonaten angeführt. Diese werden durchgeführt, um einen möglichen Korrekturfaktor für den Einstrahlungswinkel zu erhalten, welcher wie bereits erwähnt vernachlässigt wurde.

5.4.2 Kalibrierung mit sechs Sommermonaten

Für Korrekturversuche wird eine Kalibrierung über sechs Monate im Sommer (April bis September) durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 7 festgehalten.

Monat	Erzeugung Real [GWh]	Erzeugung Modell [GWh]	Abweichung [GWh]	Abweichung (12 Monate) [GWh]	k
1	370	277	93	78	0,591962020076378
2	710	588	122	91	
3	1.665	1.420	245	172	
4	2.243	2.132	111	0	
5	2.597	2.603	6	141	
6	2.167	2.279	112	230	
7	2.093	2.093	0	109	
8	2.216	1.739	477	386	
9	1.946	1.499	447	369	
10	1.462	936	526	478	
11	780	451	329	305	
12	308	168	140	131	
Summe Jahr	18.563	16.192			

Tabelle 7: Ergebnisse der Kalibrierung mit sechs Sommermonaten

Betrachtet man die Ergebnisse für die Sommerkalibrierung, so sieht man, dass im Vergleich zur Kalibrierung mit zwölf Monaten die Abweichungen für Sommermonate in Summe geringer geworden sind. Die Monate April, August, September haben größere Abweichungen als vorher, während die Differenz für die Monate Mai, Juni, Juli verringert werden konnte. Diese Tatsache bietet den Anlass, das Modell weiter auf diese Eigenart hin zu untersuchen (siehe dazu Kapitel 5.4.4). Für den stündlichen Vergleich soll hier wiederum die vierte Aprilwoche herangezogen werden (siehe dazu Abbildung 45).

Die Abweichungen für den Monat April sind im Vergleich zur Kalibrierung mit zwölf Monaten gestiegen (vgl. Abbildung 41 und Abbildung 45). Der Grund dafür ist ein sehr viel geringerer Kalibrierungsfaktor, was im Prinzip eine Skalierung der Kurve hin zu kleineren Werten bewirkt. Auch hier wiederum zeigt sich die Notwendigkeit einer weiteren Betrachtung für eine monatliche Unterscheidung.

Das Bestimmtheitsmaß als Qualitätsmerkmal hat sich nicht verändert, wie auch zu erwarten war, da sich an der Linearität des Modells nichts geändert hat. Die Steigung der Trendgerade zeigt jedoch eine Veränderung: während der Faktor vorher 1,0154 betrug (siehe dazu Abbildung 42), so ist er nun auf 1,068 (siehe dazu Abbildung 46) angewachsen.

Es gibt aber auch Monate, in welchen sich der Zusammenhang verbessert hat, beispielsweise der Monat Mai. Im Falle der Kalibrierung mit zwölf Monaten betrug der Faktor 0,9637, bei der Kalibrierung mit sechs Monaten verbesserte sich der Faktor auf den Wert 1,0136.

5 Entwicklung des Photovoltaik-Modells

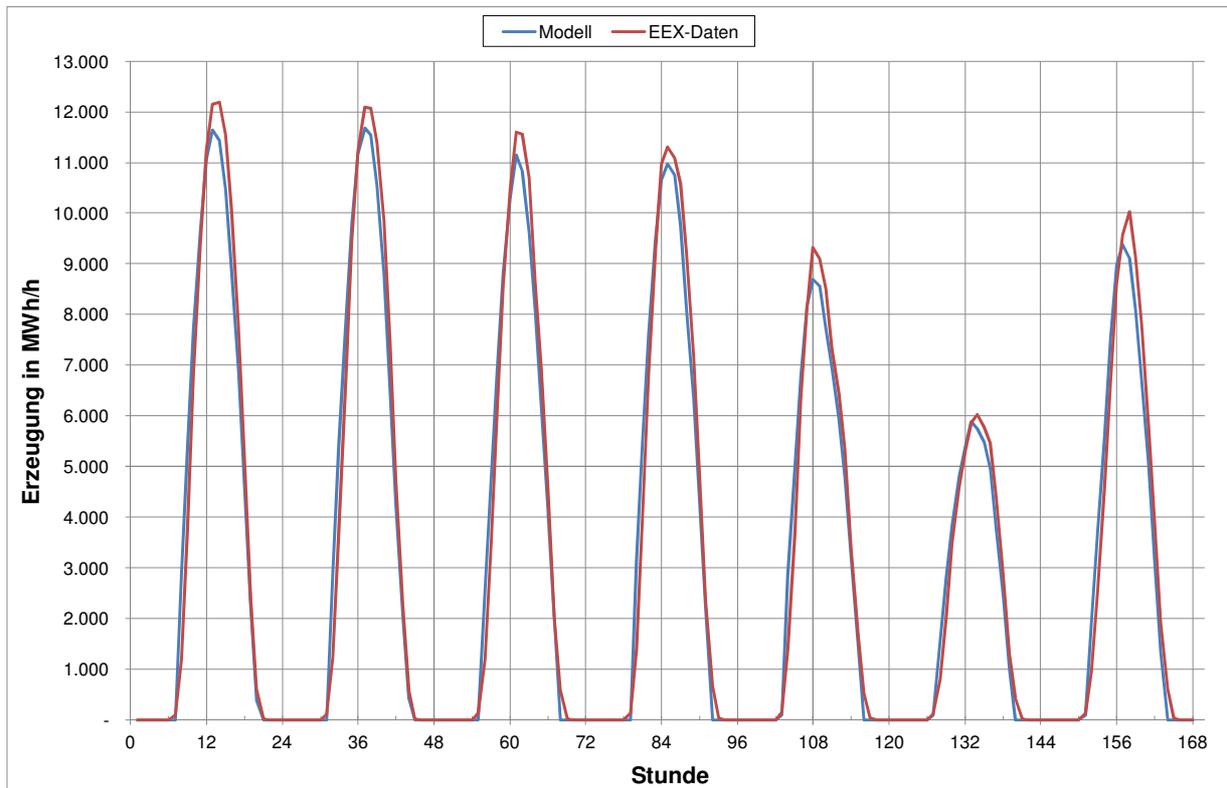


Abbildung 45: Tagesgang April 2011 für die Woche 4 bei Kalibrierung mit sechs Sommermonaten

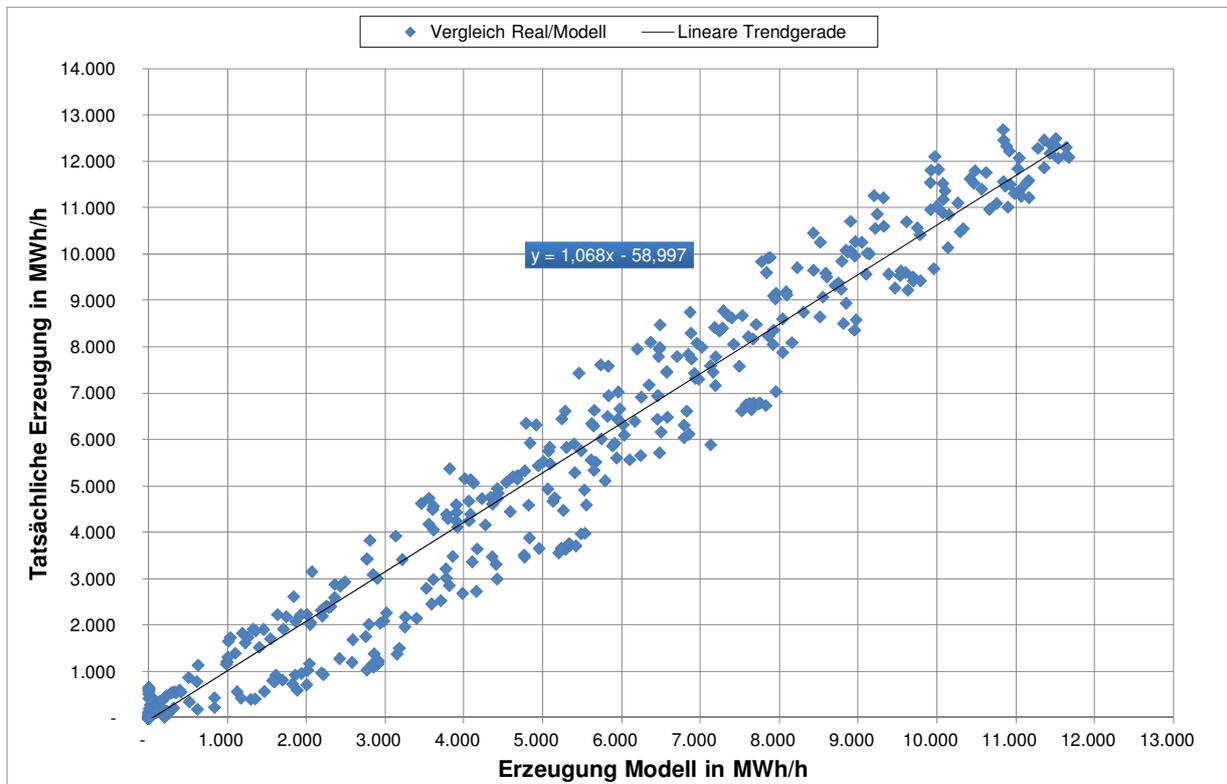


Abbildung 46: Zusammenhang Real-Modell (April 2011) bei Kalibrierung mit sechs Sommermonaten

5.4.3 Kalibrierung mit sechs Wintermonaten

Wie bereits zuvor beschrieben hat sich im Zuge der Kalibrierung gezeigt, dass im Modell mit der Vernachlässigung des Einstrahlungswinkels ein relevanter Faktor unterschätzt wurde. Um diesen Faktor zu berücksichtigen, wird auch für die Wintermonate eine Kalibrierung durchgeführt. In Tabelle 8 sind die Ergebnisse aus dieser Kalibrierung angeführt.

Monat	Erzeugung Real [GWh]	Erzeugung Modell [GWh]	Abweichung [GWh]	Abweichung (12 Monate) [GWh]	k
1	370	335	35	78	0,714923271549247
2	710	710	0	91	
3	1.665	1.715	50	172	
4	2.243	2.575	332	0	
5	2.597	3.143	546	141	
6	2.167	2.753	586	230	
7	2.093	2.528	435	109	
8	2.216	2.101	115	386	
9	1.946	1.811	135	369	
10	1.462	1.130	332	478	
11	780	545	235	305	
12	308	203	105	131	
Summe Jahr	18.563	19555			

Tabelle 8: Ergebnisse der Kalibrierung mit sechs Wintermonaten

Im Vergleich zur Kalibrierung mit zwölf Monaten sind die Differenzbeträge zwischen tatsächlicher Einspeisung und den Ergebnissen des Modells für die Wintermonate gesunken. Für den Monat Februar ist keine Abweichung in der Monatssumme vorhanden, ähnlich wie bei der Kalibrierung für die Sommermonate, wo im Monat Juli keine Abweichung vorhanden ist.

Die stündliche Betrachtung zeigt, dass die Unterschiede zwischen tatsächlicher und geschätzter Einspeisung geringer geworden sind (siehe dazu Abbildung 47). Diese Tatsache spiegelt sich auch in Abbildung 48 wider, welche den Zusammenhang zwischen Realität und Modell darstellt. Ebenfalls ersichtlich ist die deutliche Verbesserung des quantitativen Zusammenhangs (Steigung der Trendgeraden) zwischen Realität und Modell. Der Faktor hat sich von 1,4663 auf den Wert 1,2771 verbessert.

Wie auch die Kalibrierung mit Sommermonaten eine Verbesserung für die der Saison zugehörigen Monate gebracht hat, bringt auch dieser Kalibrierungsschritt eine Erhöhung der Genauigkeit für die Wintermonate. Die Ergebnisse sind noch einmal grafisch in den folgenden Diagrammen festgehalten.

5 Entwicklung des Photovoltaik-Modells

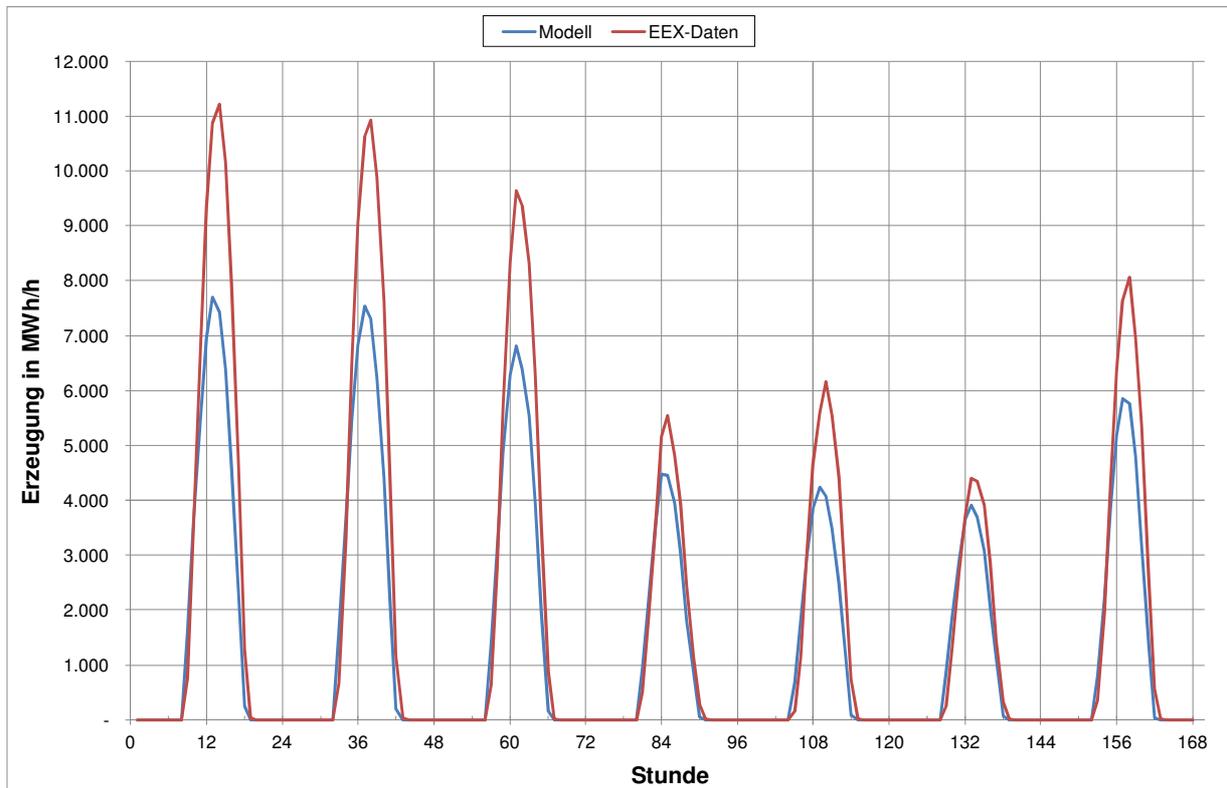


Abbildung 47: Tagesgang Oktober 2011 für die Woche 4 bei Kalibrierung mit sechs Wintermonaten

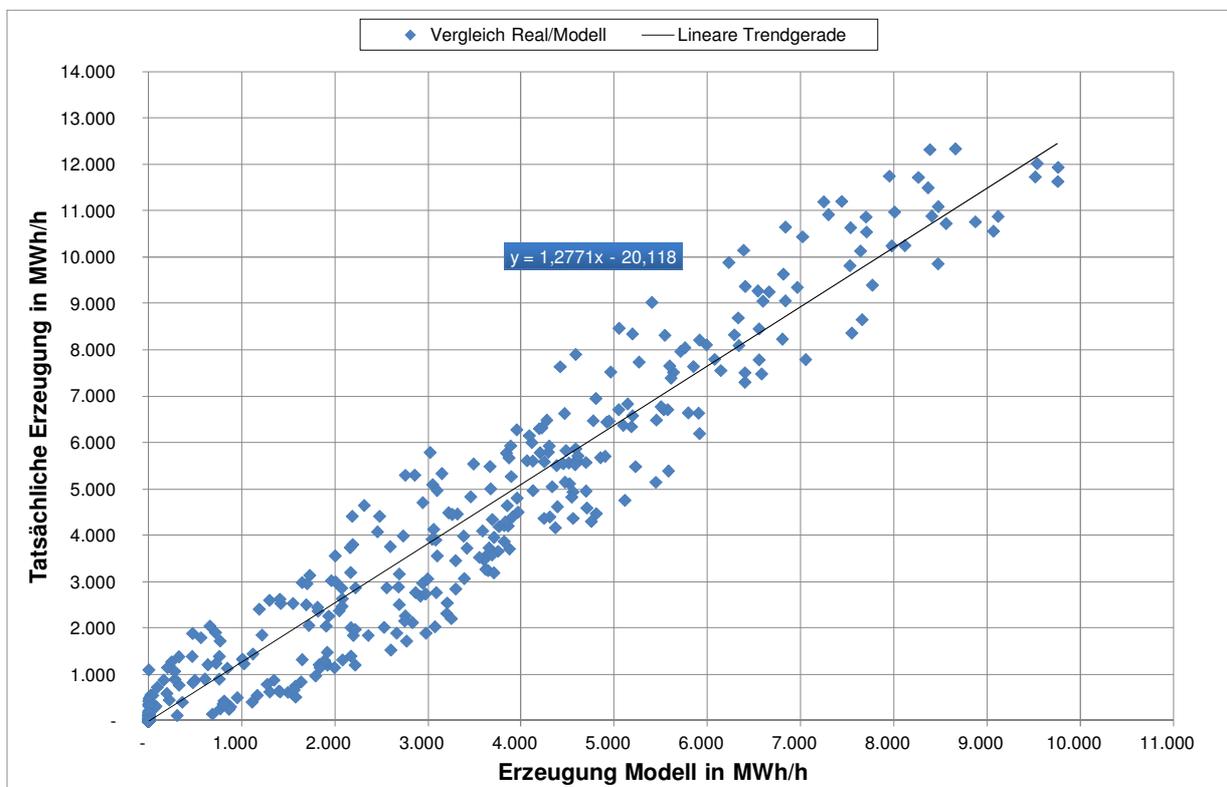


Abbildung 48: Zusammenhang Real-Modell (Oktober 2011) bei Kalibrierung mit sechs Wintermonaten

5.4.4 Kalibrierung mit monatlichen Faktoren

Die vorhergehenden Kalibrierungsversuche zeigen die Notwendigkeit einer genaueren Betrachtung der einzelnen Monate auf. Bereits die unterschiedliche Kalibrierung für Sommer und Wintermonate bewirkt eine Verbesserung des Modells. Daher ist zu erwarten, dass die folgenden Untersuchungen ebenfalls eine Verbesserung erbringen. Die Ergebnisse der Kalibrierung mit monatlichen Faktoren sind in Tabelle 9 festgehalten, die dazugehörigen Kalibrierungsfaktoren sind in Tabelle 11 dargestellt.

Monat	Erzeugung Real [GWh]	Erzeugung Modell [GWh]	Abweichung [GWh]	Abweichung (12 Monate) [GWh]
1	370	370	0	78
2	710	710	0	91
3	1.665	1.665	0	172
4	2.243	2.243	0	0
5	2.597	2.597	0	141
6	2.167	2.167	0	230
7	2.093	2.093	0	109
8	2.216	2.216	0	386
9	1.946	1.946	0	369
10	1.462	1.426	0	478
11	780	780	0	305
12	308	308	0	131
Summe Jahr	18.563	18.563		

Tabelle 9: Ergebnisse der Kalibrierung mit monatlichen Faktoren

Monat	Kalibrierungsfaktor
Jänner	0,78925008349055
Februar	0,71492913468206
März	0,69408908824010
April	0,62265717676298
Mai	0,59069522760423
Juni	0,56284574384904
Juli	0,59195547903710
August	0,75424384711664
September	0,76831933618043
Oktober	0,92433617698924
November	1,02230722114152
Dezember	1,08542897193412

Tabelle 10: Monatliche Kalibrierungsfaktoren

Die Vermutung, dass die Faktoren in den Wintermonaten größer 1 und in den Sommermonaten kleiner 1 sind, bestätigt sich nicht immer. Zurückzuführen ist diese Tatsache auf die Art bzw. Methode der Kalibrierung. Da die Monatssumme der Abweichungen gebildet wird, geht die Information des Tagesganges verloren. Im Tagesgang kann es vorkommen, dass die stündliche Erzeugung aus dem Modell die tatsächliche Erzeugung überschätzt oder unterschätzt. Bringt man diese Summe auf ein Minimum mit der Annahme, dass das Modell öfter zuviel schätzt als zuwenig, dann versucht die Kalibrierung diese Summe mit einem Faktor kleiner 1 zu verringern.

Dieses Ergebnis deutet auch darauf hin, dass in den Wintermonaten noch weitere Einflüsse auf die Erzeugung wirken, beispielsweise die Bedeckung durch Niederschlag (Schnee) oder Blätter im Herbst. Bei der Betrachtung der Ergebnisse hat sich für die beiden Beispielmonate April und Oktober Unterschiedliches gezeigt. Während für April die Werte ident mit den Werten aus der Kalibrierung mit zwölf Monaten sind, haben sich die Tagesverläufe sowie der Zusammenhang Real-Modell für den Monat Oktober deutlich verbessert (siehe dazu Abbildung 49). Der Zusammenhang zwischen den geschätzten Daten und den Einspeisedaten der EEX haben sich von einer Steigung von 1,2771 noch weiter auf eine Steigung von 0,9877 verbessert (siehe dazu Abbildung 50).

5 Entwicklung des Photovoltaik-Modells

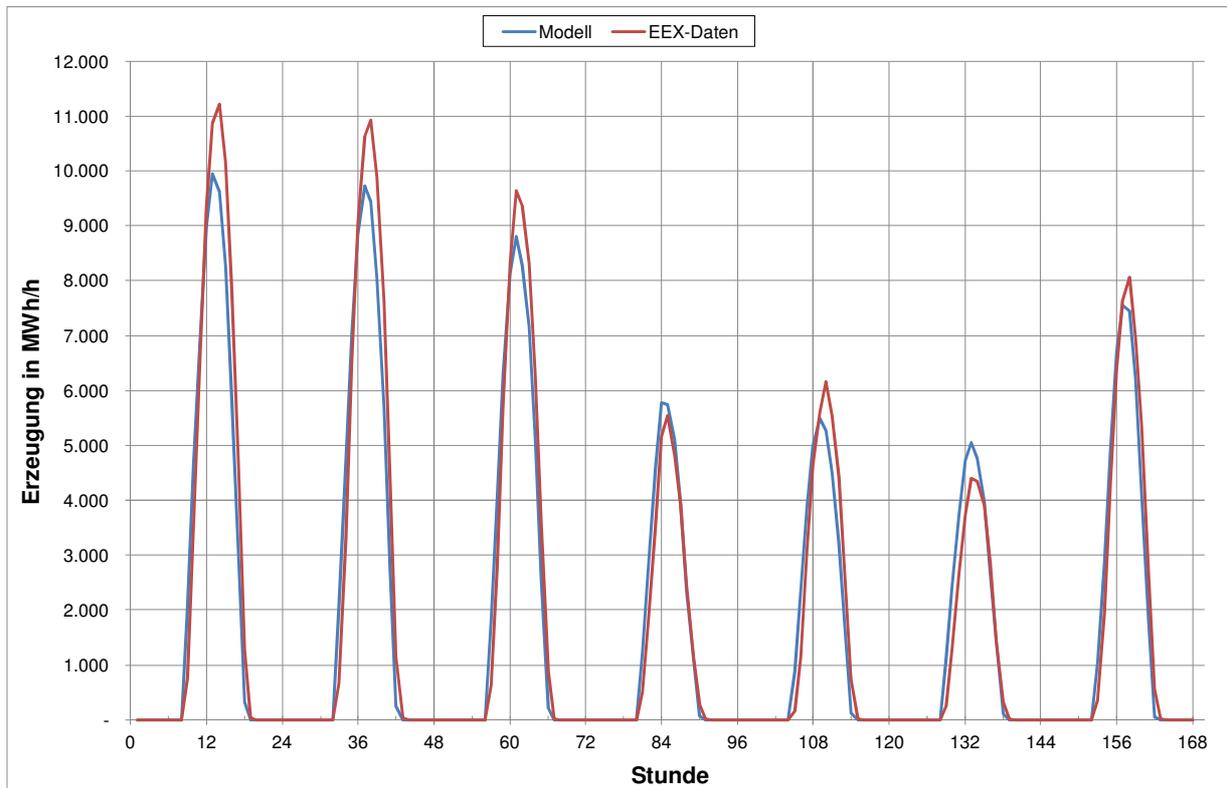


Abbildung 49: Tagesgang Oktober 2011 für die Woche 4 bei Kalibrierung mit monatlichen Faktoren

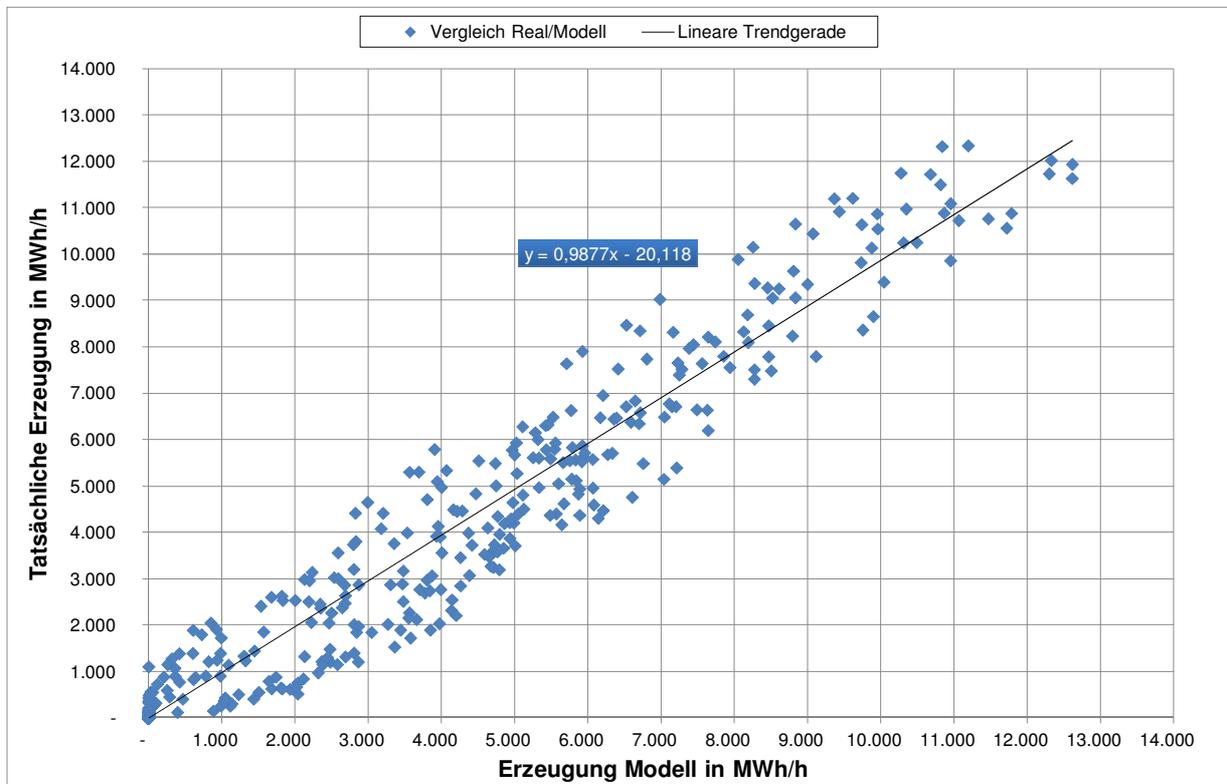


Abbildung 50: Zusammenhang Real-Modell (Oktober 2011) bei Kalibrierung mit monatlichen Faktoren

5.5 Modellvalidierung

Um die Richtigkeit eines Modells zu überprüfen, bedarf es der Modellvalidierung. Bei der Modellvalidierung wird das Modell mit verschiedenen Variationen der Eingangsparameter beaufschlagt. Die daraus gewonnenen Ergebnisse werden mit den zu modellierenden Realgrößen verglichen (Cihan, et al.).

Für die Modellvalidierung wird das Jahr 2010 herangezogen. Wie schon erwähnt, sind die Realeinspeisedaten erst ab dem 19. Juli 2010 verfügbar. Somit ist es nur möglich, die Validierung über die Monate August bis Dezember 2010 durchzuführen. In den folgenden Kapiteln sollen die ermittelten Kalibrierungsfaktoren aus der Kalibrierungsphase auf ihre Realitätsnähe hin überprüft werden.

5.5.1 Modellvalidierung mit zwölf Monaten Kalibrierungsperiode

Die Ergebnisse der Validierung des Modells, welches mit zwölf Monaten kalibriert wurde sind in Tabelle 11 festgehalten.

Monat	Erzeugung Real [GWh]	Erzeugung Modell [GWh]	Abweichung [GWh]	k
1		169		0,622657279326904
2		355		
3		921		
4		1.500		
5		1.251		
6		1.802		
7		1.893		
8	1.134	1.238	104	
9	1.162	975	187	
10	918	616	302	
11	359	225	134	
12	108	124	16	

Tabelle 11: Ergebnisse der Validierung mit zwölf Monaten Kalibrierungsperiode

Wie bereits in der Kalibrierung aufgefallen ist, hat die monatliche Summenabweichung eine eher geringe Aussagekraft. Es wird daher auch hier wieder auf die stündlichen Tagesgänge näher eingegangen. Beispielhaft ist in Abbildung 51 (Seite 70) die stündliche Erzeugung der vierten Woche des Monats August abgebildet. Da die tatsächlichen Einspeisedaten erst ab Juli zur Verfügung stehen, wird in der Validierung der Monat August statt wie bisher der April als repräsentativer Monat für die Sommermonate herangezogen.

Eine Auffälligkeit des Modells ist die Schwierigkeit des Nachbildens von Einbrüchen in der Erzeugung. Während an einigen Tagen der Tagesgang gut übereinstimmt (siehe dazu Abbildung 51) kommt es teilweise auch zu größeren Abweichungen (siehe dazu Abbildung 53). Für eine weitere Untersuchung der Qualität des Modells wird der Zusammenhang zwischen Realdaten und Modell (siehe dazu Abbildung 52) angeführt, wie es bereits bei der Kalibrierung erfolgte.

Der lineare Zusammenhang ist mit einem Bestimmtheitsmaß von 0,9537 gegeben. Die Steigung der Trendgeraden (siehe Abbildung 52) von 0,926 zeigt, dass das Modell erneut zu viel Einspeisung prognostiziert als in der Realität tatsächlich erbracht wird. Dass das Modell nicht immer derart gut Ergebnisse liefert, bezeugt wiederum der Monat Oktober. Der Tagesgang zeigt wieder ein ähnliches Verhalten, wie es auch in der Kalibrierung festgestellt wurde.

In Abbildung 53 ist das Verhalten des Modells in Bezug auf das Vernachlässigen des Einflusses des Einstrahlungswinkels zu erkennen. Es zeigt sich in der Grafik, dass die geschätzten Werte des Modells durchgehend unterhalb der tatsächlichen Einspeisung liegen. Weitere Informationen für die Güte des Zusammenhangs liefert das Bestimmtheitsmaß, welches mit 0,922 im Verhältnis zu den bisher dargestellten Werten etwas schlechter ist. Die Abhängigkeit der Realdaten von den Modelldaten (siehe dazu Abbildung 54) ist mit einem Faktor von 1,4603 fast identisch wie der Wert im Kalibrierungsjahr 2011.

5 Entwicklung des Photovoltaik-Modells

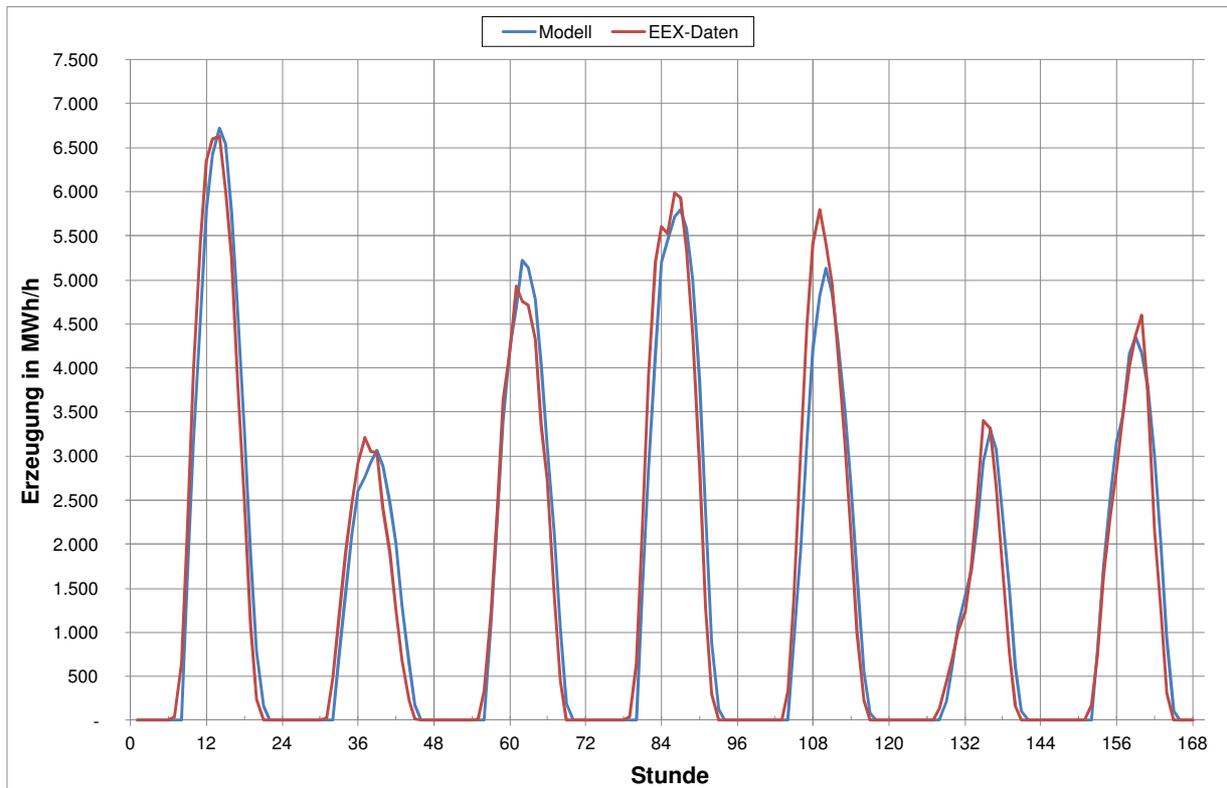


Abbildung 51: Tagesgang August 2010 für die Woche 4 mit zwölf Monaten Kalibrierungsperiode

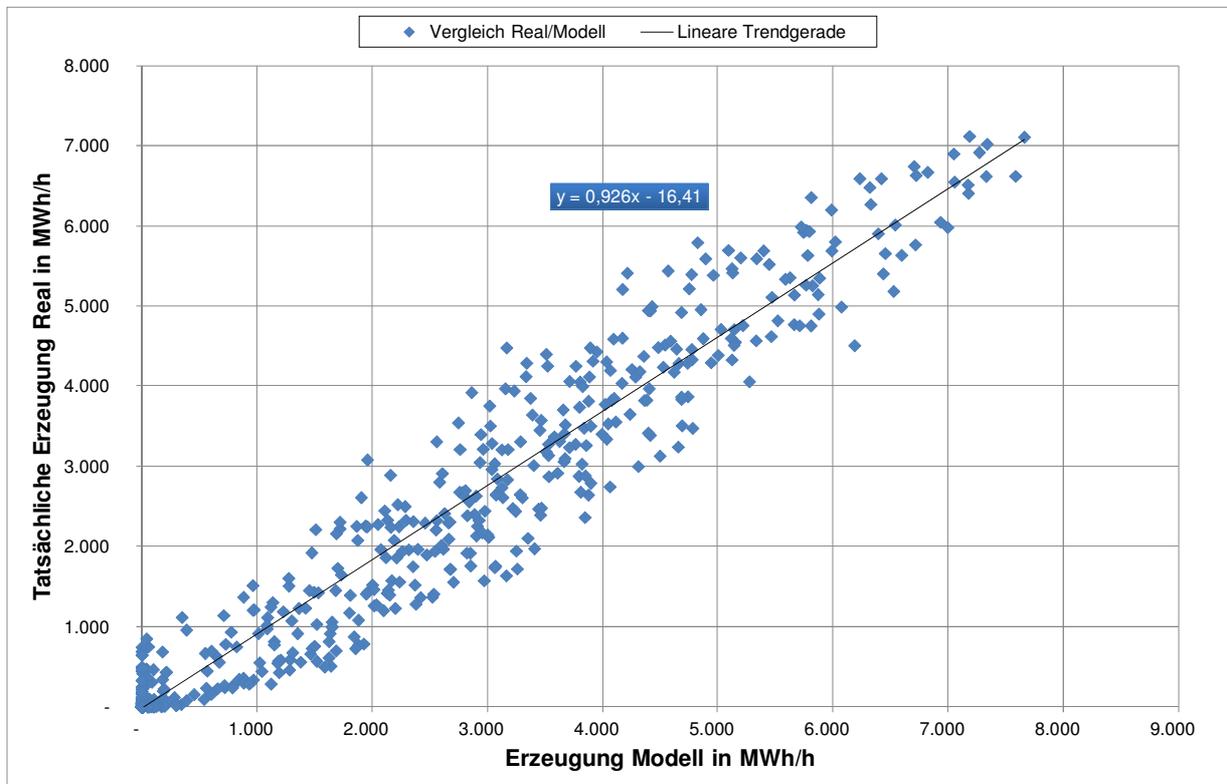


Abbildung 52: Zusammenhang Real-Modell (August 2010) mit zwölf Monaten Kalibrierungsperiode

5 Entwicklung des Photovoltaik-Modells

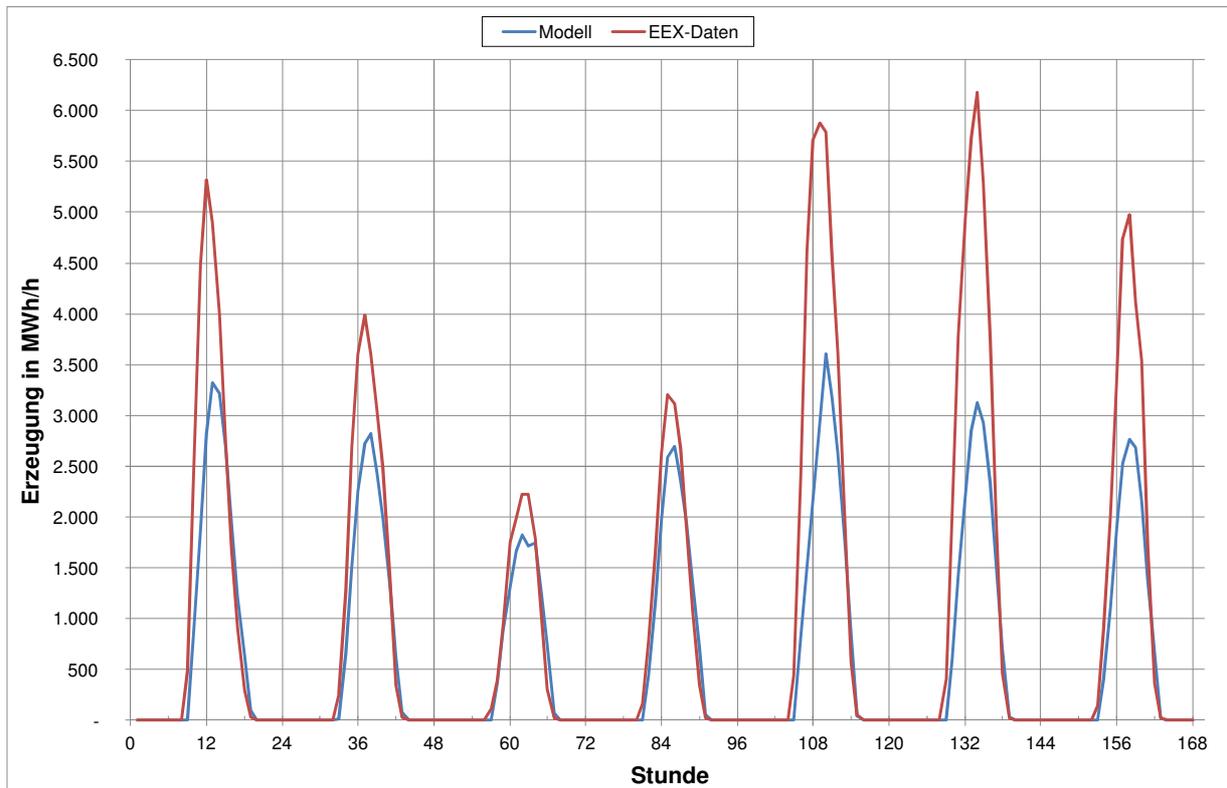


Abbildung 53: Tagesgang Oktober 2010 für die Woche 4 mit zwölf Monaten Kalibrierungsperiode

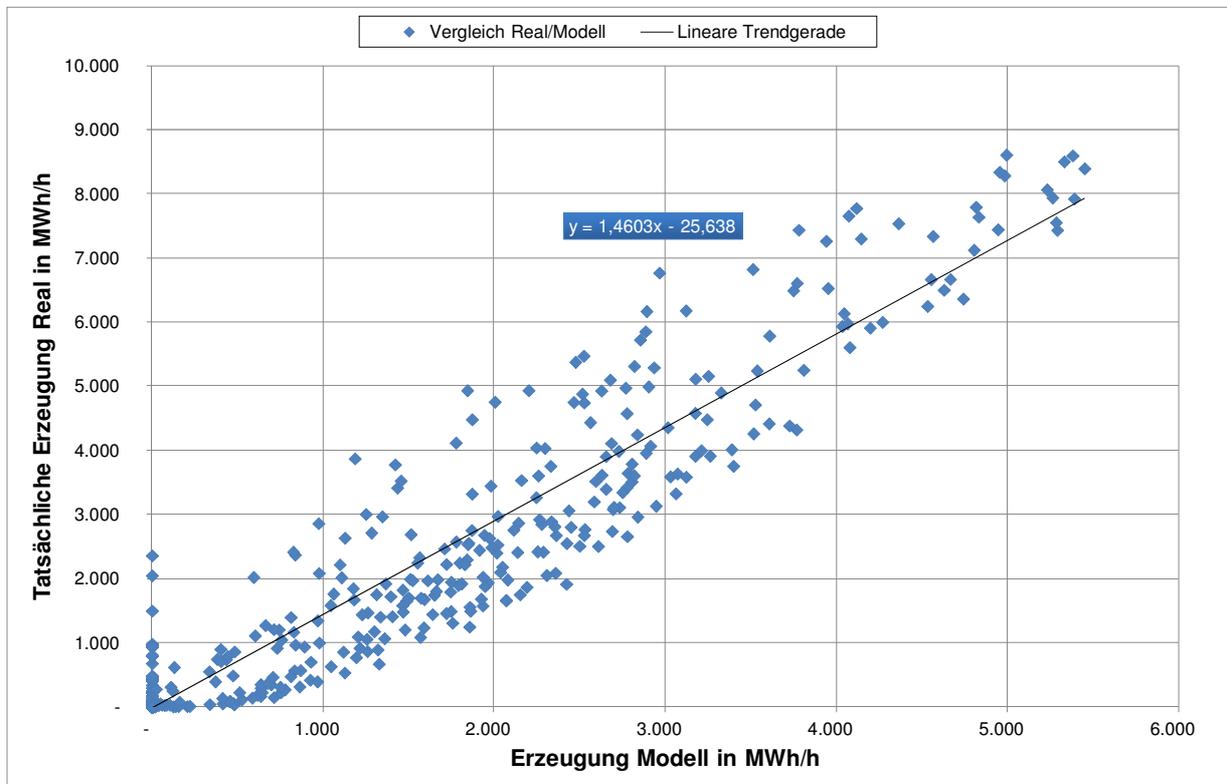


Abbildung 54: Zusammenhang Real-Modell (Oktober 2010) mit zwölf Monaten Kalibrierungsperiode

5.5.2 Modellvalidierung mit sechs Sommermonaten Kalibrierungsperiode

Die Validierung des Modells mit dem Kalibrierungsfaktor für den Sommer soll zeigen, dass sich das Modell verbessert, wenn Sommer und Winter unterschieden werden. Die Ergebnisse der monatlichen Summenabweichungen sind in Tabelle 12 festgehalten.

Monat	Erzeugung Real [GWh]	Erzeugung Modell [GWh]	Abweichung [GWh]	k
1		161		0,591962020076378
2		338		
3		875		
4		1.426		
5		1.189		
6		1.713		
7		1.800		
8	1.134	1.177	43	
9	1.162	927	235	
10	918	585	333	
11	359	214	145	
12	108	118	10	

Tabelle 12: Ergebnisse der Validierung mit sechs Sommermonaten Kalibrierungsperiode

Für den direkten Vergleich wird wieder der Monat August herangezogen. Es soll gezeigt werden, dass sich das Modell dahingehend verbessert, dass die Erzeugung nun geringer prognostiziert wird für den Fall, dass ein Kalibrierungsfaktor nur für die Sommermonate genutzt wird. Am Besten sieht man diese Veränderung in Abbildung 55.

Wie in 5.4.2 bereits erwähnt, ändert sich das Bestimmtheitsmaß in diesem Fall nicht, da der lineare Zusammenhang in der Qualität nicht verändert wird. Das Verhältnis von Real- und Modelldaten hat sich allerdings verbessert, wie ein Faktor von 0,974 beweist.

5 Entwicklung des Photovoltaik-Modells

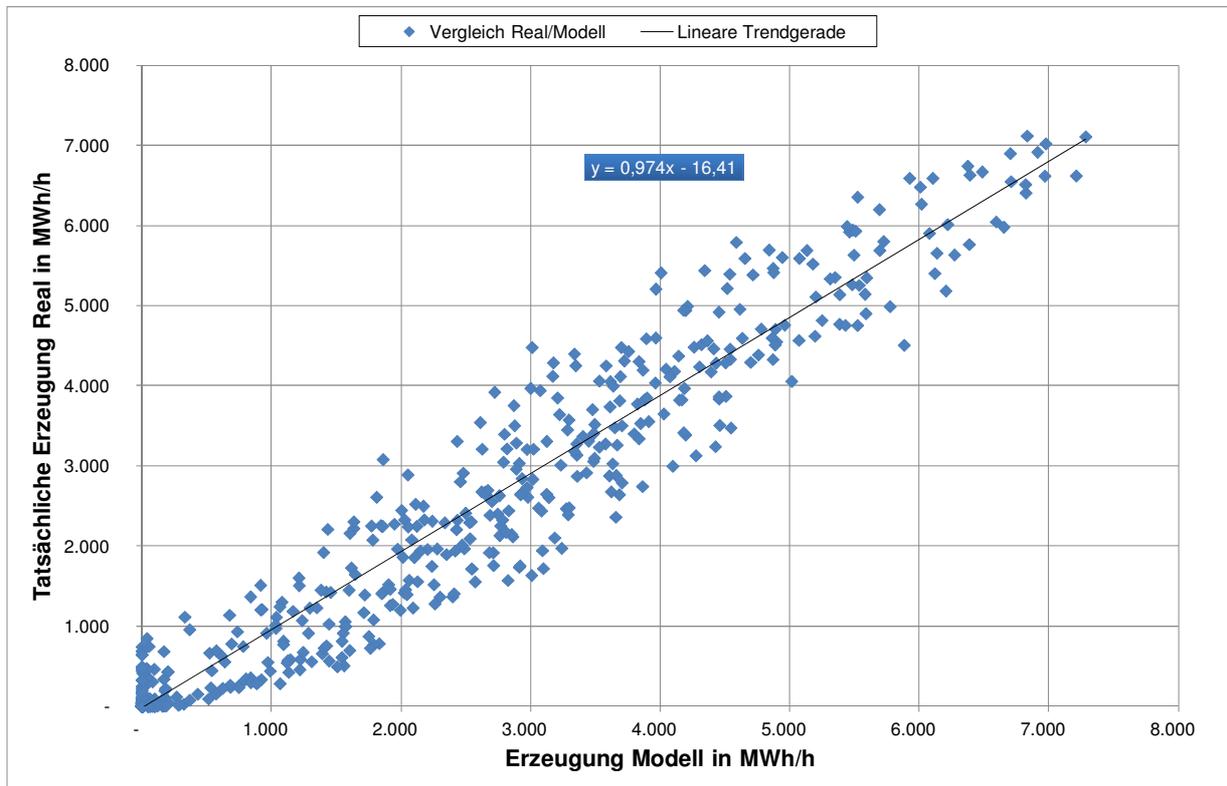


Abbildung 55: Zusammenhang Real-Modell (August 2010) mit sechs Sommermonaten Kalibrierungsperiode

5.5.3 Modellvalidierung mit sechs Wintermonaten Kalibrierungsperiode

Wie bereits in Kapitel 5.5.2 erwähnt, soll auch diese Betrachtung der Verbesserung der Werte für den Winter dienen. Die Ergebnisse der monatlichen Summenabweichungen sind in Tabelle 13 festgehalten.

Monat	Erzeugung Real [GWh]	Erzeugung Modell [GWh]	Abweichung [GWh]	k
1		194		0,714923271549247
2		408		
3		1.057		
4		1.722		
5		1.436		
6		2.069		
7		2.174		
8	1.134	1.421	287	
9	1.162	1.120	42	
10	918	707	211	
11	359	258	101	
12	108	143	35	

Tabelle 13: Ergebnisse der Validierung mit sechs Wintermonaten Kalibrierungsperiode

5 Entwicklung des Photovoltaik-Modells

Um die Verbesserung des Modells in Hinblick auf saisonale Schwankungen besser vergleichen zu können, wird wiederum der Monat Oktober als Vergleichsmonat herangezogen.

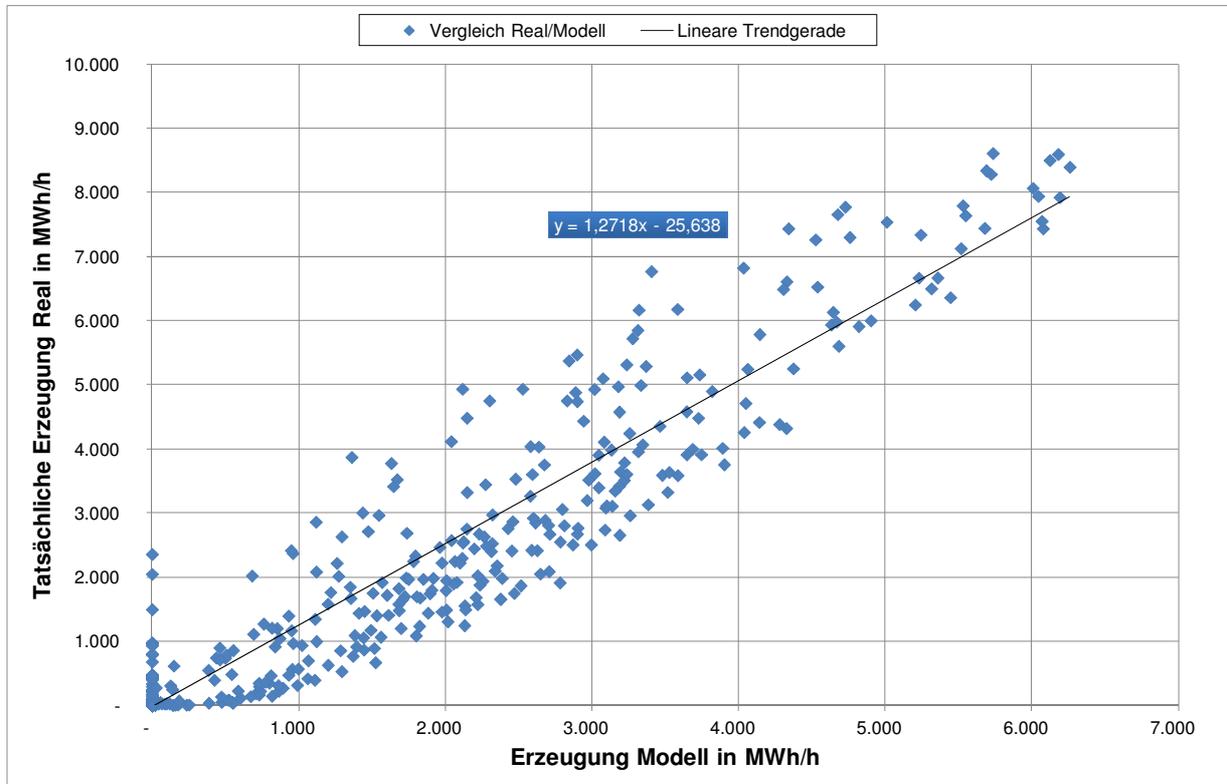


Abbildung 56: Zusammenhang Real-Modell (Oktober 2010) mit sechs Wintermonaten Kalibrierungsperiode

Es bestätigt sich die Vermutung, dass das Modell für den Winter eine Verbesserung erfährt. Im Gegensatz zu den Ergebnissen für den Oktober bei einer Verwendung des Kalibrierungsfaktors für zwölf Monate ist der Zusammenhang zwischen Realdaten und geschätzten Daten nun mit einem Faktor von 1,2718 deutlich besser, wie in Abbildung 56 zu sehen ist.

5.5.4 Modellvalidierung mit monatlichen Kalibrierungsfaktoren

Für die Validierung der monatlichen Einstrahlungsfaktoren werden jeweils die Monate bei der Kalibrierung mit zwölf Monaten mit jenen bei der Kalibrierung mit monatlichen Faktoren verglichen. Die monatlichen Summenabweichungen sind in Tabelle 14 festgehalten.

Monat	Erzeugung Real [GWh]	Erzeugung Modell [GWh]	Abweichung [GWh]
1		214	
2		408	
3		1.027	
4		1.500	
5		1.187	
6		1.629	
7		1.800	
8	1.134	1.500	366
9	1.162	1.203	41
10	918	914	4
11	359	369	10
12	108	217	109

Tabelle 14: Ergebnisse der Validierung mit monatlichen Faktoren für den Einstrahlungswinkel

Das Modell weist für die Monate September bis November im Hinblick auf den Zusammenhang tatsächliche Daten und Modelldaten Verbesserungen auf, während die Monate August und Dezember schlechter geworden sind. Es zeigt sich auch, dass der lineare Zusammenhang des Modells für die Monate August, September und Oktober relativ gut ist, während er für die Monate November und Dezember schlechter ausfällt. In Tabelle 15 sind die Ergebnisse zusammengefasst.

Monat	Steigung Trendgerade vorher (12 Monate)	Steigung Trendgerade nachher (monatliche)
August	0,926	0,7644
September	1,2045	0,9762
Oktober	1,4603	0,9837
November	1,3565	0,8262
Dezember	0,632	0,3626

Tabelle 15: Vergleich der Ergebnisse mit verschiedenen Kalibrierungsmethoden

Eine grafische Darstellung der Ergebnisse für den Monat August ist in Abbildung 57 und Abbildung 58 abgebildet. Es stellt sich heraus, dass die Erzeugung aus dem Modell wiederum größer ist als jene Werte, die von der EEX veröffentlicht wurden. Die Linearität des Modells bezogen auf den Monat August ist mit einem Bestimmtheitsmaß von 0,9537 gut, jedoch benötigt es einer genaueren Betrachtung in Bezug auf die stündliche Erzeugung.

Nach der Validierung zeigt sich, dass es zwar vorkommt, dass einzelne Monate bei der Verwendung des Kalibrierungsfaktors aus zwölf Monaten einen besseres Ergebnis liefern als bei der Kalibrierung mit monatlichen Faktoren (siehe dazu Tabelle 15), in der Gesamtbetrachtung jedoch zeigt das Modell mit monatlichen Kalibrierungsfaktoren eine bessere Performance.

Für das Modell mit sechs Monaten Kalibrierungsperiode für den Sommer fehlen Vergleichswerte, um die Qualität zu bewerten. Auch im Vergleich mit dem Modell mit sechs Monaten Kalibrierungsperiode für den Winter (siehe dazu Abbildung 56, Steigung der Trendgeraden) schneidet das Modell mit monatlichen Kalibrierungsfaktoren besser ab (siehe dazu Tabelle 15).

5 Entwicklung des Photovoltaik-Modells

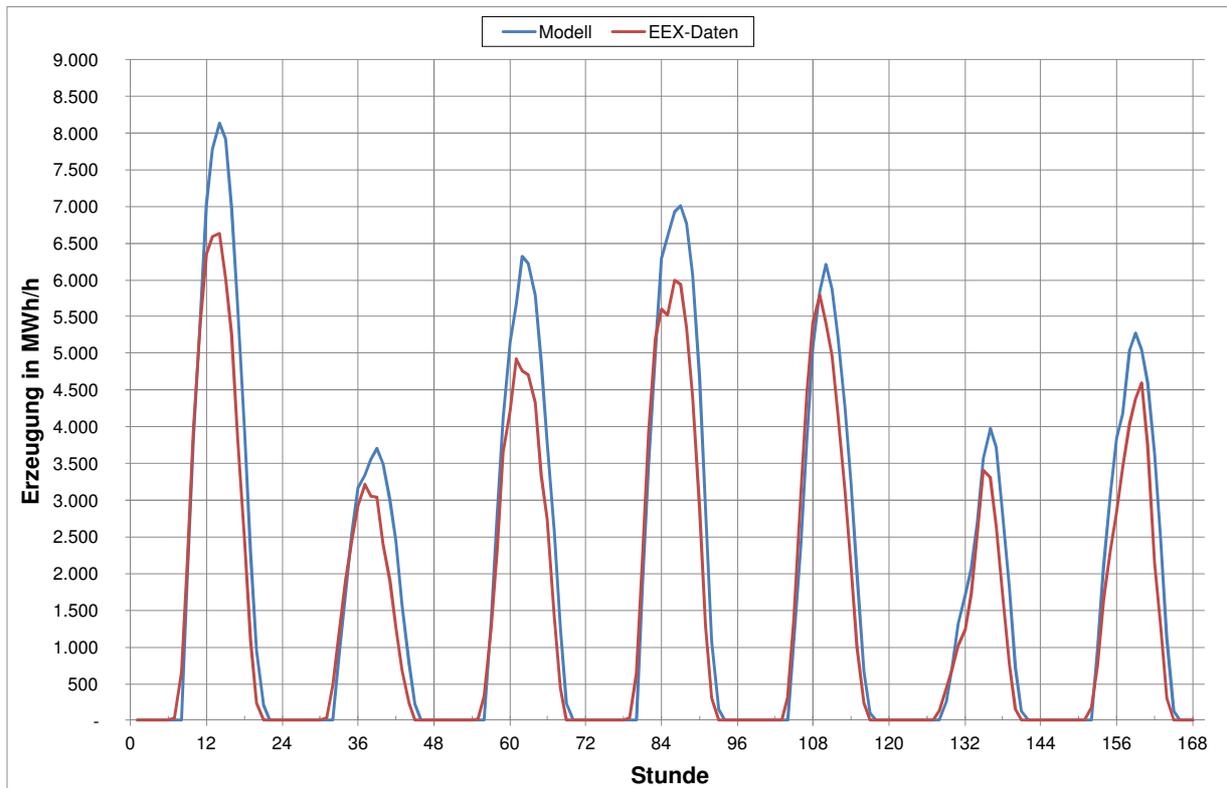


Abbildung 57: Tagesgang August 2010 für die Woche 4 bei Kalibrierung mit monatlichen Faktoren

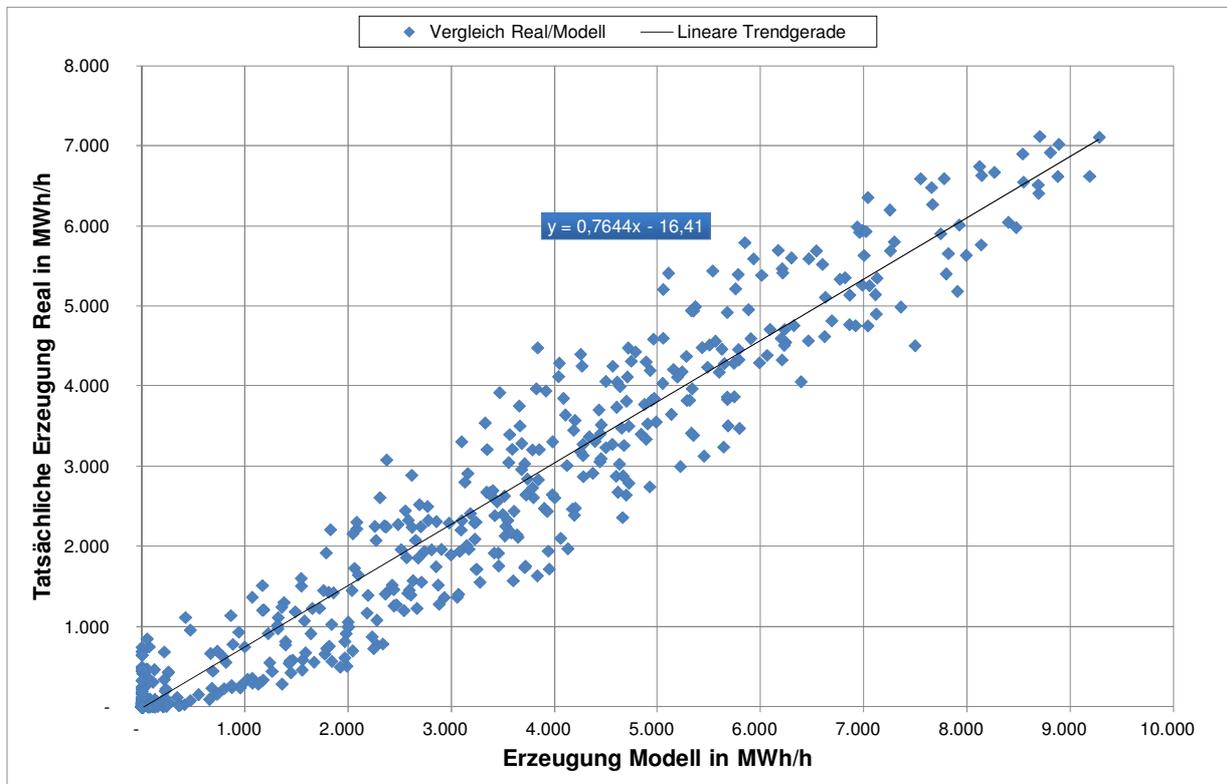


Abbildung 58: Zusammenhang Real-Modell (August 2010) bei Kalibrierung mit monatlichen Faktoren

5.6 Modellkorrekturversuche

In den folgenden Unterabschnitten werden einige Versuche gezeigt und auch näher erklärt, welche für die Verbesserung des Modells unternommen wurden.

5.6.1 Korrektur fehlender Stunden

Als grundlegende Korrektur wird zunächst versucht, die Lücken in den Eingangsdaten zu schließen. Die mittleren Tagestemperaturen haben keine Lücken, lediglich die Strahlungsdaten weisen fehlende Stunden auf. Durch Betrachtung der Eingangsdaten kann man sofort erkennen, dass in gewissen Stunden die Einstrahlung immer Null ist (Nachtstunden bzw. frühe Morgenstunden). Somit können fehlende Stunden in diesen Tageszeiten mit Null aufgefüllt werden. An manchen Stellen im Datensatz kommt es vor, dass einzelne Stunden tagsüber fehlen. Ein erster Ansatz war es nun, den arithmetischen Mittelwert über die vorangehende Stunde und die darauf folgende Stunde zu bilden. Dazu wird zunächst untersucht, wie sich der Verlauf der Globalstrahlung an einem bestimmten Tag für ein bestimmtes NUTS2-Gebiet über mehrere Jahre verhält (siehe Abbildung 59).

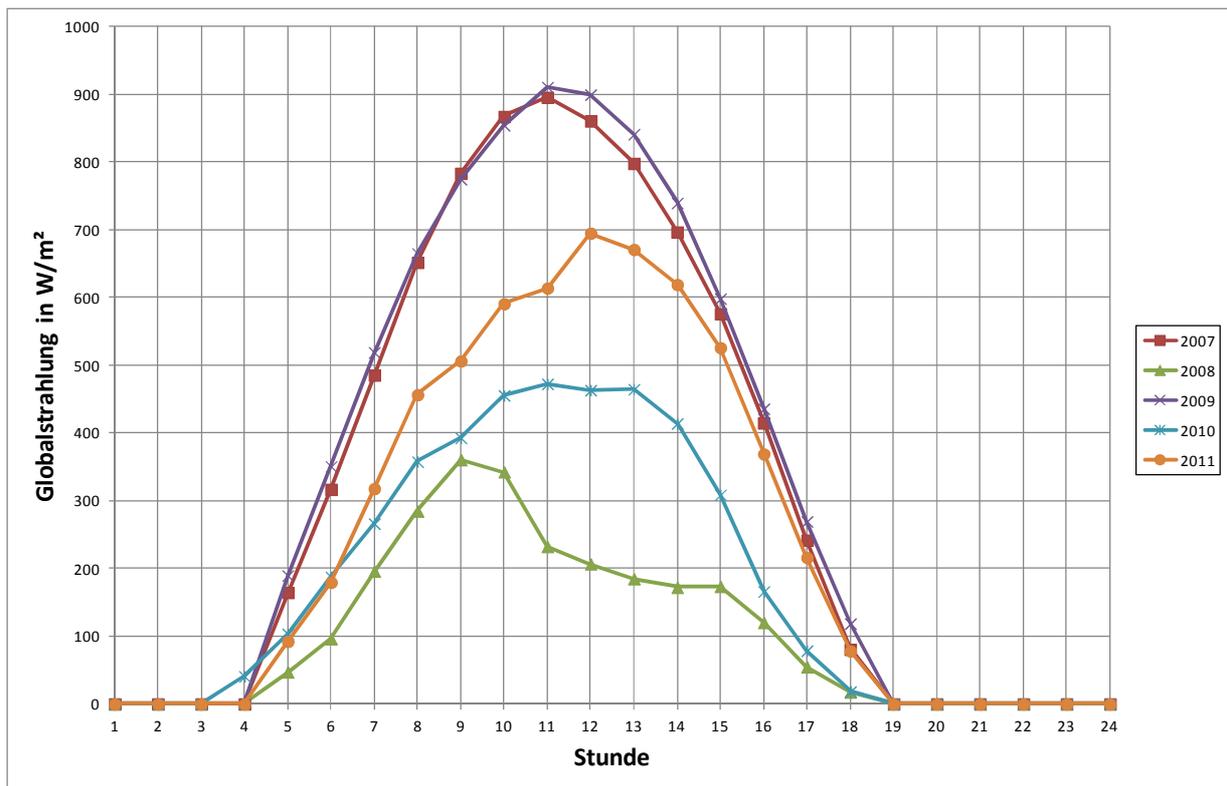


Abbildung 59: Verlauf der Globalstrahlung am 17. Juni für verschiedene Jahre

Wie die Auswertung zeigt, sind die Kurvenverläufe sehr unterschiedlich. Am ehesten noch weisen das Jahr 2007 und das Jahr 2009 einen ähnlichen Verlauf auf. Betrachtet man das Jahr 2008, so sieht man eine deutlich geringere Globalstrahlung an diesem Tag, vermutlich war es an diesem Tag bewölkt.

Der 17. Juni wird nur als Beispiel herangezogen, aber auch bei anderen Tagen zeigt sich eine vergleichbare Tendenz. Somit ist es eine sehr ungenaue Methode, die fehlenden Werte über eine Mittelwertschätzung von vorhandenen Stunden zu berechnen. Aus diesem Grund werden Lücken aus der Auswertung herausgenommen und bei der Kalibrierung nicht berücksichtigt.

5.6.2 Korrektur der Ergebnisse durch einen linearen Korrekturfaktor

Die Validierung hat gezeigt, dass das Modell noch einige Unsicherheiten beinhaltet. Ein Versuch, die Güte trotz dieser Unsicherheiten zu verbessern, ist die Verwendung eines linearen Korrekturfaktors, welcher in die Berechnung einfließt. Die Überlegung besteht darin, den Gradienten der Trendlinie aus der Kalibrierung, welcher den Zusammenhang zwischen Realdaten und Modelldaten mathematisch beschreibt, für die Verbesserung zu verwenden. Dazu wird das Ergebnis, welches das Modell liefert, mit dem jeweiligen Gradienten für den jeweiligen Monat multipliziert. Die Korrekturfaktoren, welche sich aus der Kalibrierung ergeben, sind in Tabelle 16 festgehalten. Diese Korrekturfaktoren werden als allgemeingültig für das Modell angesehen.

Monat	Korrekturfaktor
August	0,865
September	1,0029
Oktober	0,9877
November	0,9148
Dezember	0,8333

Tabelle 16: Korrekturfaktoren für Modellverbesserung

Werden diese Werte im Modell mitberücksichtigt, so ergeben sich neue Werte für den Zusammenhang der Modelldaten und Realdaten (Tabelle 17):

Monat	Faktor Zusammenhang vorher	Faktor Zusammenhang nachher
August	0,7644	0,8837
September	0,9762	0,9733
Oktober	0,9837	0,9959
November	0,8262	0,9031
Dezember	0,3626	0,632

Tabelle 17: Vergleich der Ergebnisse mit Korrekturfaktor

Der Korrekturfaktor bewirkt also tatsächlich eine Verbesserung des quantitativen Zusammenhangs, an der Linearität des Modells wird nichts verändert. Abbildung 60 bzw. Abbildung 61 zeigen im Vergleich mit Abbildung 57 bzw. Abbildung 58 eine bessere Übereinstimmung im Tagesgang sowie im Zusammenhang der Realdaten mit den geschätzten Daten aus dem Modell.

5 Entwicklung des Photovoltaik-Modells

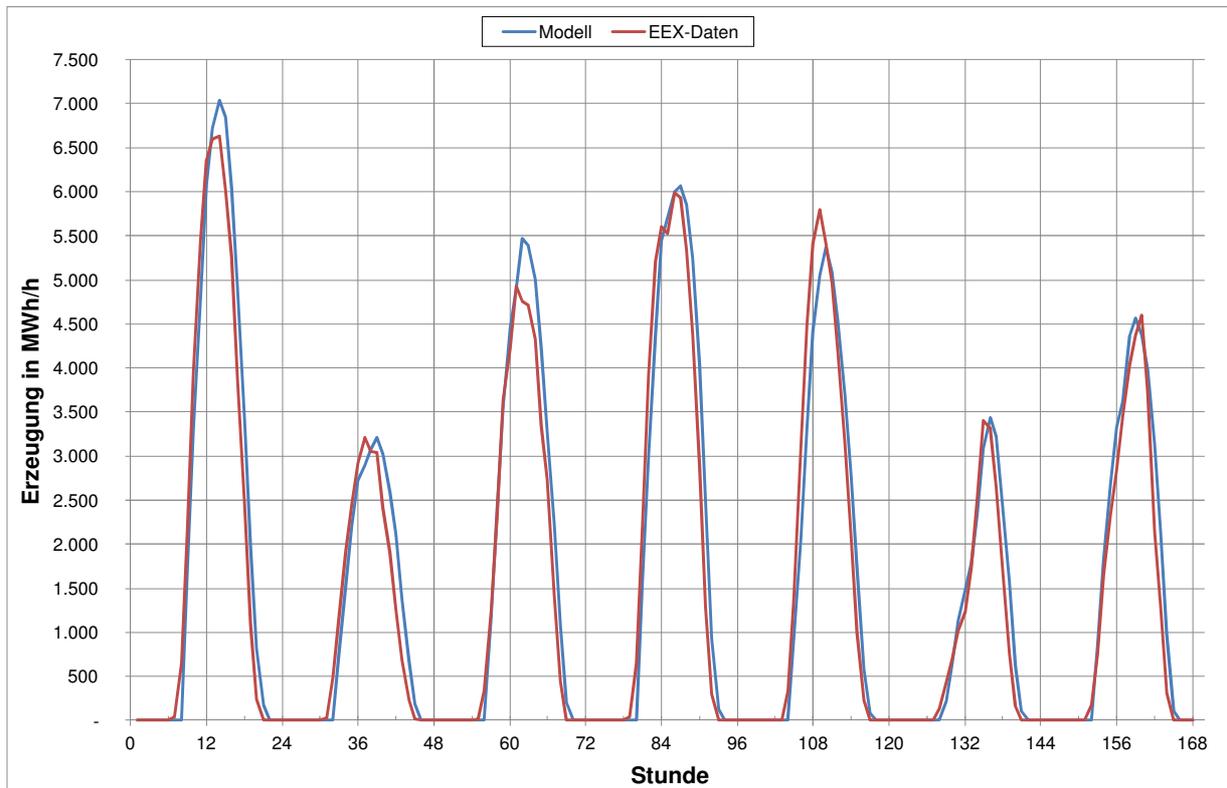


Abbildung 60: Tagesgang August 2010 für die Woche 4 nach Verwendung des Korrekturfaktors

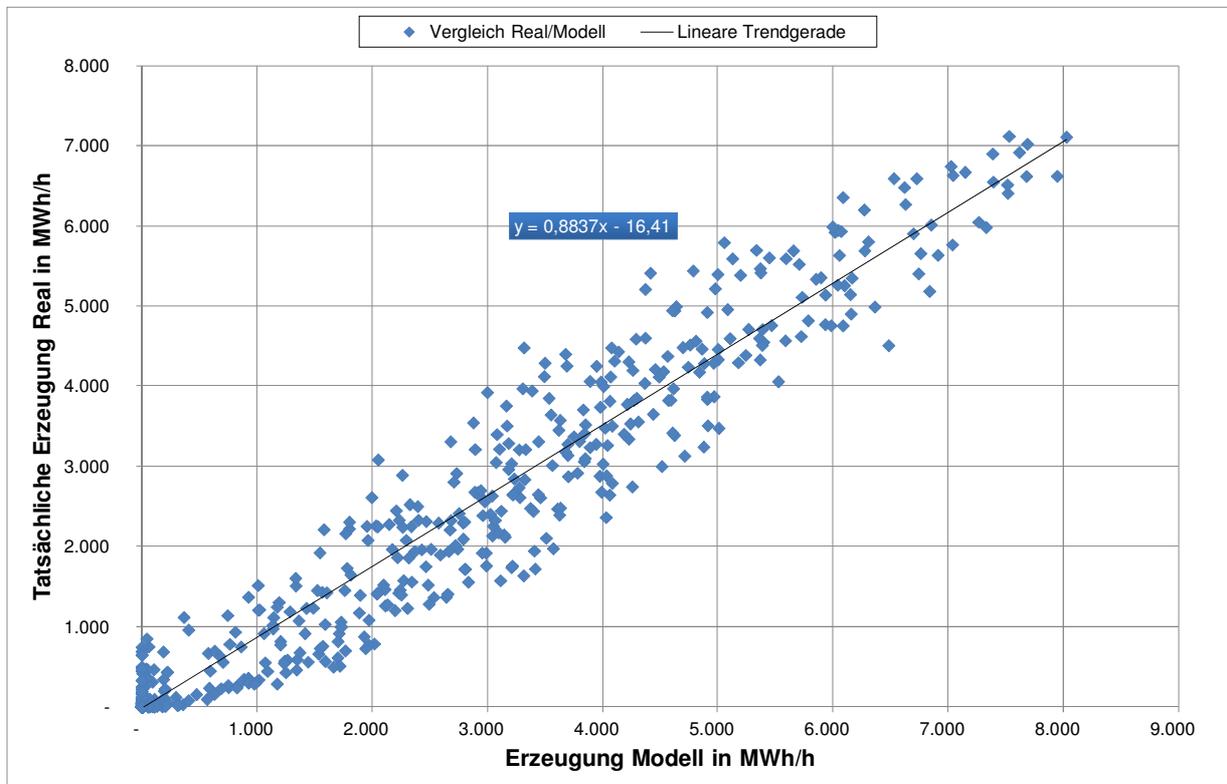


Abbildung 61: Zusammenhang Real-Modell (August 2010) nach Verwendung des Korrekturfaktors

6. Untersuchungen zur Modellgüte

In diesem Kapitel werden einige Untersuchungen im Hinblick auf die Modellgüte unternommen. Die hier gezeigten Untersuchungen werden für jene Modellvariante durchgeführt, welche mit monatlichen Kalibrierungsfaktoren erstellt wurden.

6.1 Linearität

Um die Linearität des Zusammenhangs zwischen Realdaten und Modellergebnissen zu bewerten, wird das Bestimmtheitsmaß R^2 berechnet. Dies geschah bereits bei der Validierung. In Tabelle 18 sind die Ergebnisse zur Übersicht nochmals festgehalten.

Monat	R^2 Modell
August	0,9537
September	0,8752
Oktober	0,922
November	0,6527
Dezember	0,4128

Tabelle 18: Linearität der einzelnen Monate des Modells

Die untersuchten Monate zeigen eine gute Linearität des Modells, lediglich der Monat Dezember benötigt eine weitere genauere Betrachtung¹⁷. Um die Qualität des Modells weiter untersuchen zu können wurden zusätzlich noch statistische Auswertungen durchgeführt. Für die Bewertung wurden die Jahre 2010 und 2011 herangezogen, da für diese Jahre die Daten der EEX zur Verfügung stehen.

6.2 Vergleich der Volllaststunden

Eine weitere Untersuchung befasst sich mit den monatlichen Volllaststunden aus dem Modell und vergleicht diese mit den Volllaststunden aus den Realdaten. Die Volllaststunden sind eine rechnerische Größe und werden aus der Nennleistung und der erzeugten Energie errechnet (siehe dazu Formel 13).

$$T_{Voll} = \frac{E}{P_{Nenn}}$$

Formel 13: Formel zur Berechnung der Volllaststunden

¹⁷ Diese Betrachtungen waren nicht Teil dieser Arbeit, da dies den Rahmen sprengen würde.

Im Mittel ergibt sich für Deutschland eine Volllaststundenzahl in der Größenordnung von 900 Stunden (Wirth, 2012a). Für die Berechnung der Volllaststunden wird zunächst die installierte Leistung für das jeweilige Jahr herangezogen und die jeweils erzeugte Energiemenge für jedes Monat. Wie sich gezeigt hat ist diese Annahme nicht ganz korrekt und liefert zu wenige Volllaststunden. Der Grund dafür ist, dass die installierte Leistung am Jahresende herangezogen wird, diese jedoch nicht das ganze Jahr über am Netz ist.

Als eine Näherung wird der Zubau innerhalb eines Jahres durch lineare Interpolation auf die jeweiligen Monate aufgeteilt. Somit werden plausible Werte in der Größenordnung der 900 Stunden erreicht. Für das Kalibrierungsjahr 2011 ergeben sich damit die Volllaststunden, wie sie in Abbildung 62 für die jeweiligen Monate dargestellt sind (linke Ordinate). Weiters sind noch die dazugehörigen Jahressummen aufgetragen (rechte Ordinate).

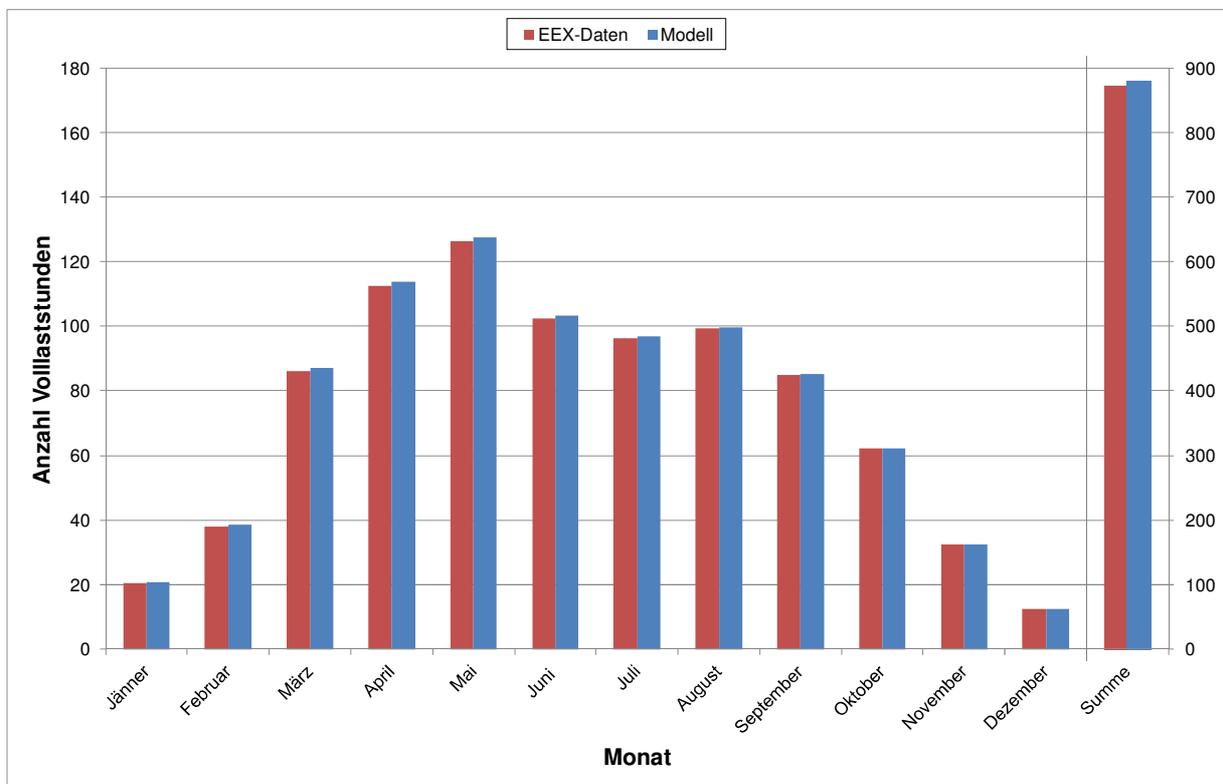


Abbildung 62: Vergleich der Volllaststunden für das Kalibrierungsjahr 2011

Es zeigt sich, dass die monatlichen Summen der Erzeugung aus Modell und Realität gut übereinstimmen. Dies ist jedoch zu erwarten, da das Jahr 2011 für die Kalibrierung herangezogen wird. Für einen effektiven Vergleich soll auch das Jahr 2010 berücksichtigt werden.

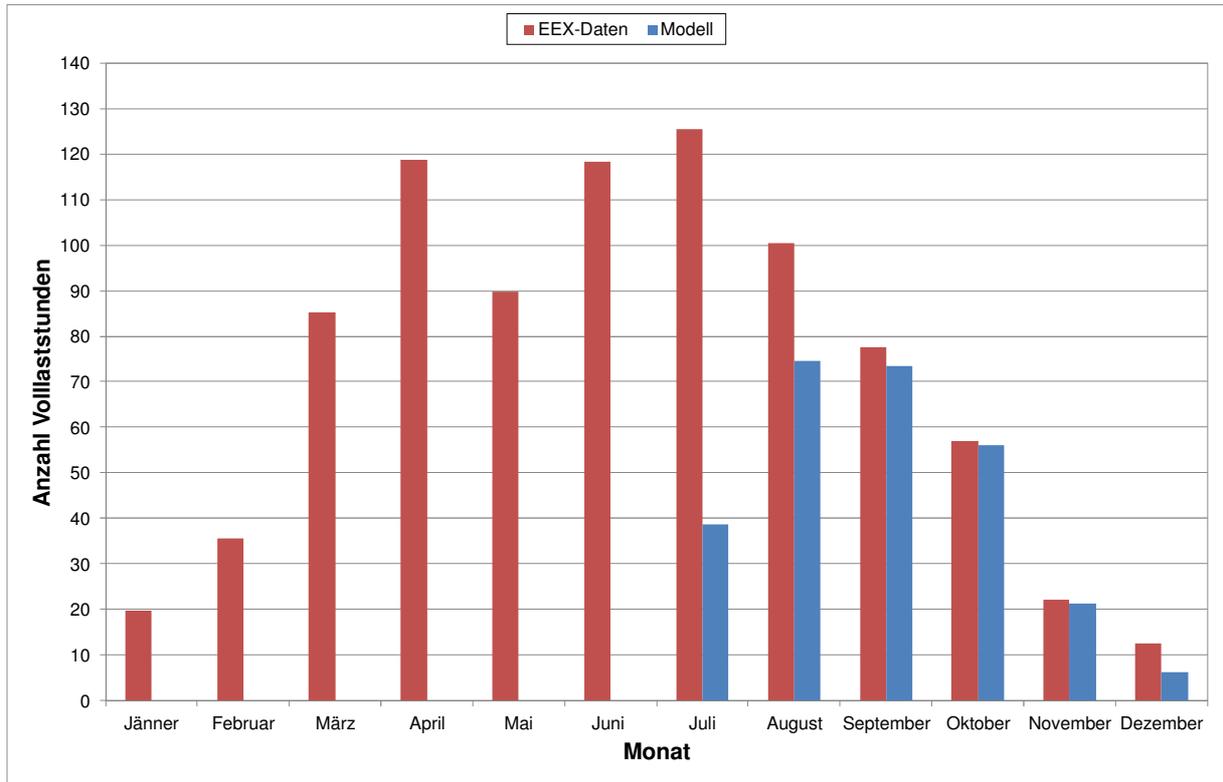


Abbildung 63: Vergleich der Volllaststunden für das Validierungsjahr 2010

Zu Abbildung 63 ist erneut zu bemerken, dass die monatlichen Werte der realen Erzeugung erst ab dem 19. Juli 2010 zur Verfügung stehen. Die Abbildung zeigt eine gute Übereinstimmung der Volllaststunden für die Monate September bis November, während die Monate Dezember und August¹⁸ unterschätzt werden.

6.3 Vergleich der Jahreserzeugungen

Um eine weitere Analyse der Qualität des Modells durchzuführen, werden die Jahreserzeugungen aus dem Modell mit jenen aus den Statistiken des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU, 2011b) verglichen. In dieser Quelle weichen die Erzeugungen des Jahres 2011 leicht von den Werten der EEX ab, jedoch können mit Hilfe dieser Daten die Jahre 2005, 2007 und 2008 ebenfalls untersucht werden.

¹⁸ Für das Unterschätzen des August könnten unter Umständen auch Fehler in den bereitgestellten Daten der realen Erzeugung verantwortlich sein. Mangels alternativer Daten konnte diese Möglichkeit nicht überprüft werden.

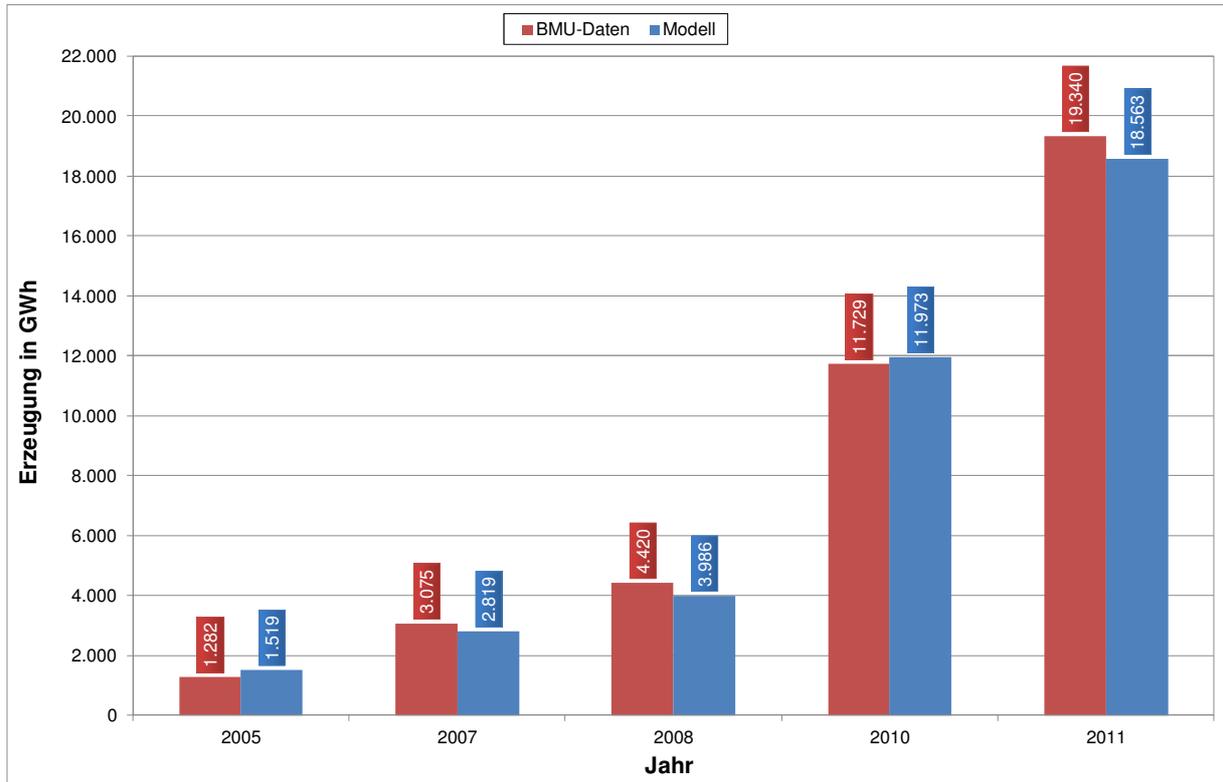


Abbildung 64: Vergleich der Jahreserzeugungen aus Modell und BMU-Daten

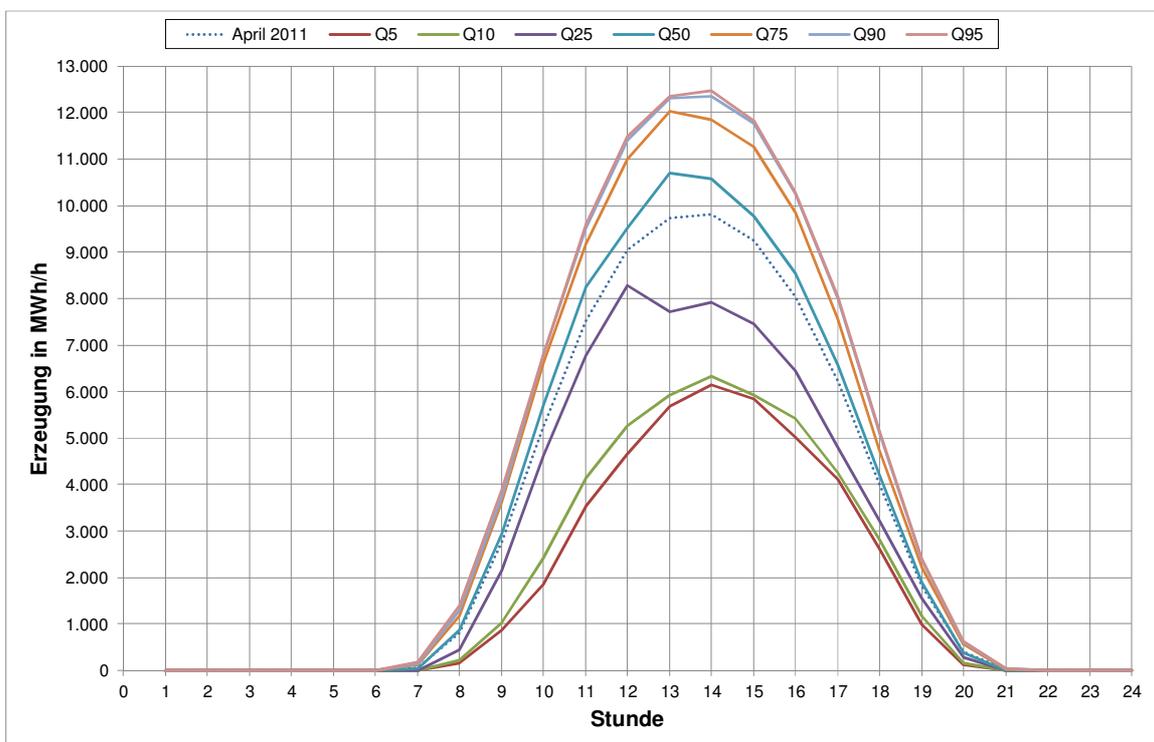
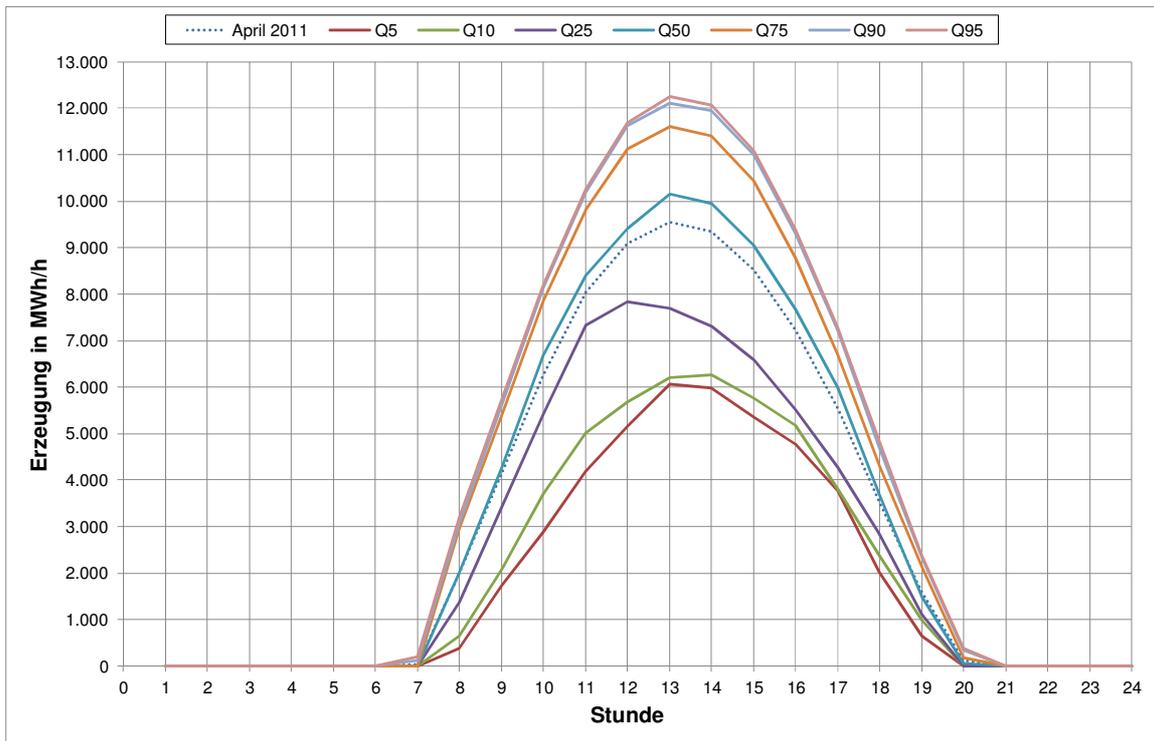
Abbildung 64 veranschaulicht die Ergebnisse in Bezug auf die Jahreserzeugungen. Die Abweichungen in den Jahressummen sind gering und bestätigen die Qualität des Modells und der getroffenen Annahmen unter den gegebenen Voraussetzungen. Für die Untersuchung konnten die Jahre 2006 und 2009 nicht berücksichtigt werden, da für das Jahr 2006 die Strahlungsdaten erst ab Juni vorliegen und im Jahr 2009 die Daten der Globalstrahlung für den Monat Dezember fehlen.

6.4 Statistische Auswertung

Im Rahmen der Qualitätsuntersuchung des Modells wird auch eine Untersuchung der stündlichen Einspeisung hinsichtlich ihrer Häufigkeitsverteilung durchgeführt. In dieser Bewertung wird aus den stündlichen Einspeisungen eines Monats ein mittlerer Tageslastgang ermittelt. Dies geschieht für die Jahre 2010 und 2011 sowohl für die Daten der EEX als auch für jene Daten, die das Modell liefert. Zusätzlich zu diesem mittleren Tageslastgang sind noch einige signifikante Quantile¹⁹ angegeben und in den folgenden Grafiken dargestellt.

¹⁹ Ein Quantil ist ein Lokalisationsmaß. Das Quantil Q5 ist z.B. der Wert, bei dem 5 % aller Werte unterhalb dieser Grenze liegen und dementsprechend 95 % der Werte darüber liegen. (Sachs, 2002)

6 Untersuchungen zur Modellgüte



Für die Beurteilung ergibt sich somit ein Vergleich der auftretenden Erzeugungen in ihrer Größenordnung und Häufigkeit. Für das Kalibrierungsjahr wird als Vergleichsmonat der Monat April herangezogen (siehe dazu Abbildung 65 und Abbildung 66). Betrachtet man die Diagramme für den Monat April und vergleicht die Größenordnung der Erzeugung und deren Häufigkeit aus dem Modell mit jenen der Realdaten, so sieht man eine gute Übereinstimmung der Verteilung dieser Werte für die Kalibrierung. Anzumerken ist jedoch, dass die Datenmenge von 31 Werten pro Stunde (beispielhaft für den Monat April) für eine statistische Auswertung sehr gering ist.

Um zu überprüfen, wie gut das Modell tatsächlich die Erzeugung berechnet, wird wiederum das Validierungsjahr 2010 herangezogen. Der Vergleich der Diagramme im Validierungsjahr unterstreicht die bereits vorher gewonnene Erkenntnis, dass das Modell dazu tendiert, die Erzeugung in den sonnenreichen Monaten zu überschätzen (siehe dazu Abbildung 67 und Abbildung 68).

Bei Betrachtung aller sechs Monate im Validierungsjahr zeigt sich erneut, dass die stündliche Modellierung mit Unsicherheiten behaftet ist. Besonders in den Monaten welche sich dem Winter nähern, ist die Streuung deutlich größer. Ein extremes Negativbeispiel ist der Monat Dezember, wo sich im Modell der Großteil der Werte in einer Größenordnung von 200 MWh bis 1500 MWh bewegen, das Modell aber einen Bereich von 1000 MWh bis 2500 MWh ermittelt.

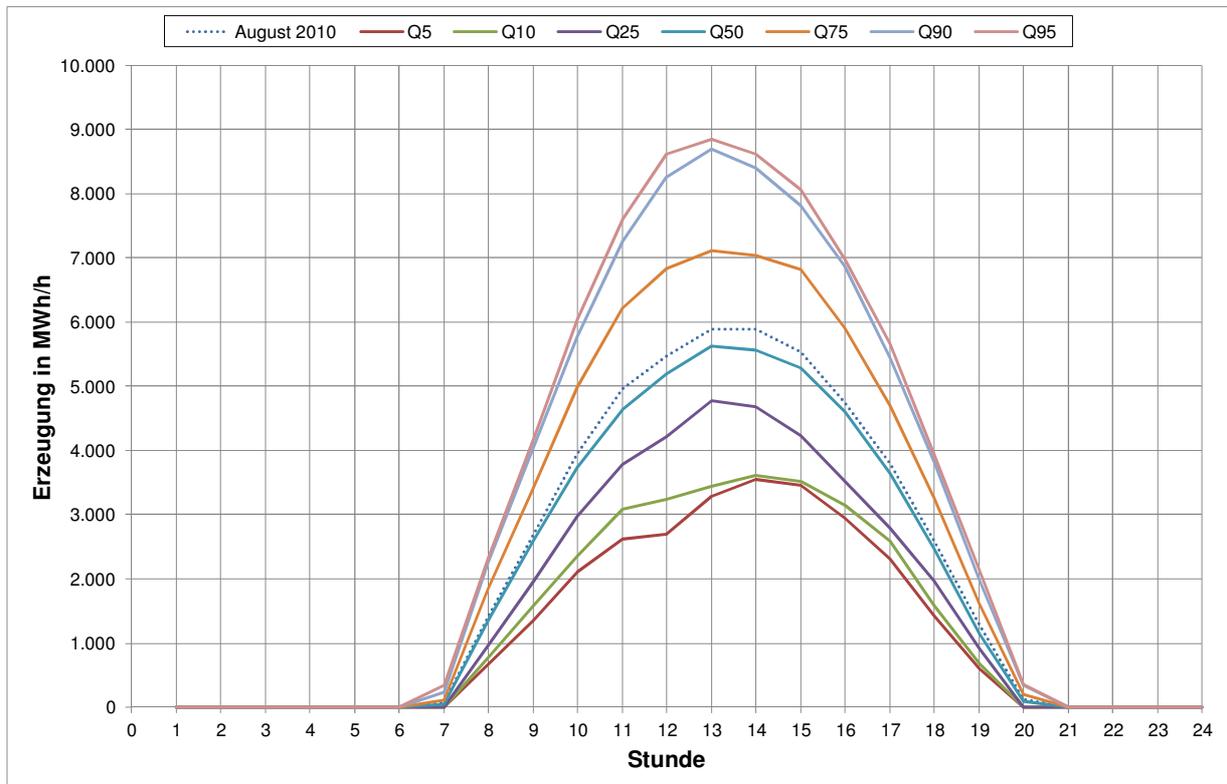


Abbildung 67: Mittelwert und Quantile der Erzeugung im Monat August im Jahr 2010 (Modell)

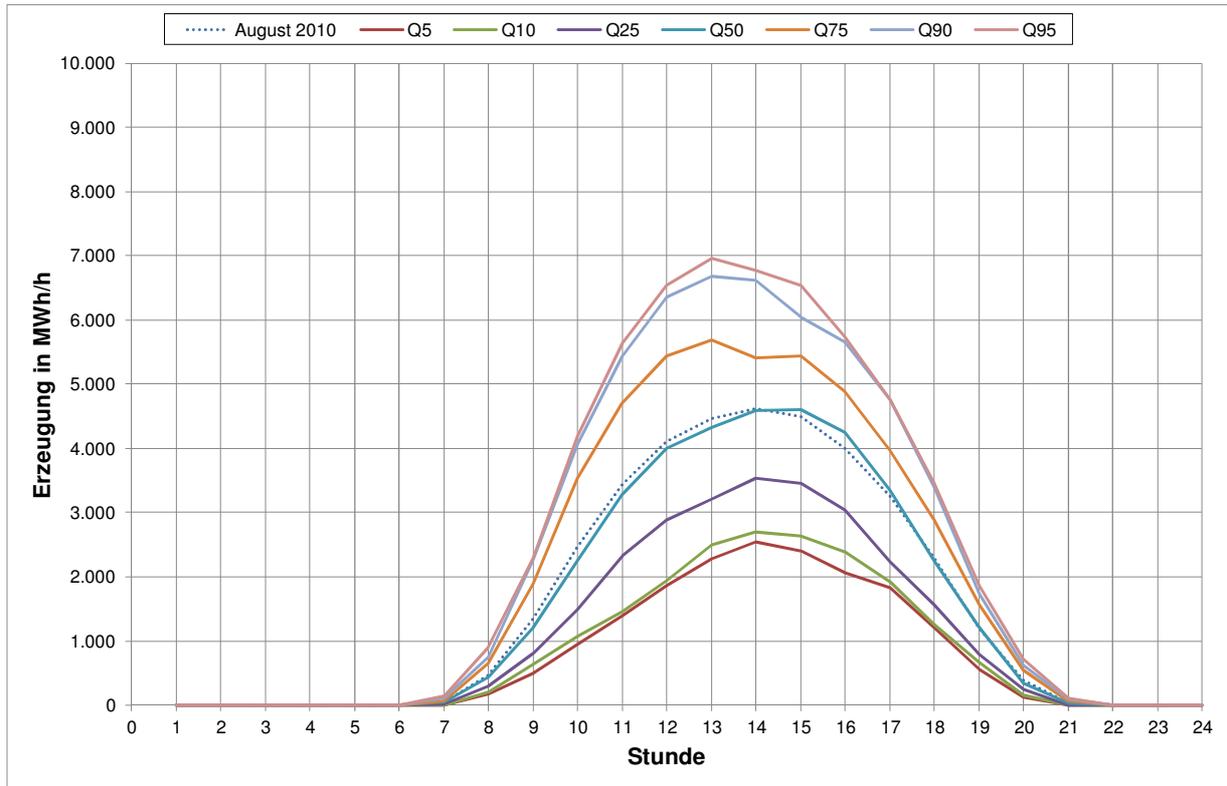


Abbildung 68: Mittelwert und Quantile der Erzeugung im Monat August im Jahr 2010 (Real)

6.5 Untersuchungen bezüglich des Temperatureinflusses

Wie in Kapitel 5.4 erwähnt wurde, sind die Unterschiede der drei untersuchten Modellvarianten in Excel gering und deshalb wird zugunsten der Überschaubarkeit der Vorgang der Kalibrierung bzw. der Validierung nur für das Modell dokumentiert, welches die Strahlung alleine berücksichtigt. Um den Einfluss der Temperatur zu ermitteln, wird der Standort mit der NUTSID 11545 genauer untersucht, da dort die Globalstrahlung im Allgemeinen große Werte annimmt und daher für diese Untersuchung interessant ist.

In dieser Untersuchung hat sich ergeben, dass die Werte der Modultemperaturen, welche das Modell berechnet, teilweise nicht sehr realitätsnah sind. So ergeben sich beispielsweise auch Werte, die weit unter Null Grad liegen. Der Grund für einen solchen Wert ist der nur täglich aufgelöste Temperaturmittelwert in Kombination mit großen Werten der Windgeschwindigkeiten.

Diese hohen Windgeschwindigkeiten kommen aufgrund der teils exponierten Lage der Messstationen zustande. Es wurde darauf geachtet, die herangezogenen Messstationen so zu wählen, dass die Höhe der Station im Bereich der mittleren Höhe der betrachteten NUTS2-Ebene ist. Wie sich zeigt, ist dies jedoch eine Vereinfachung, die mit hohen Unsicherheiten behaftet ist.

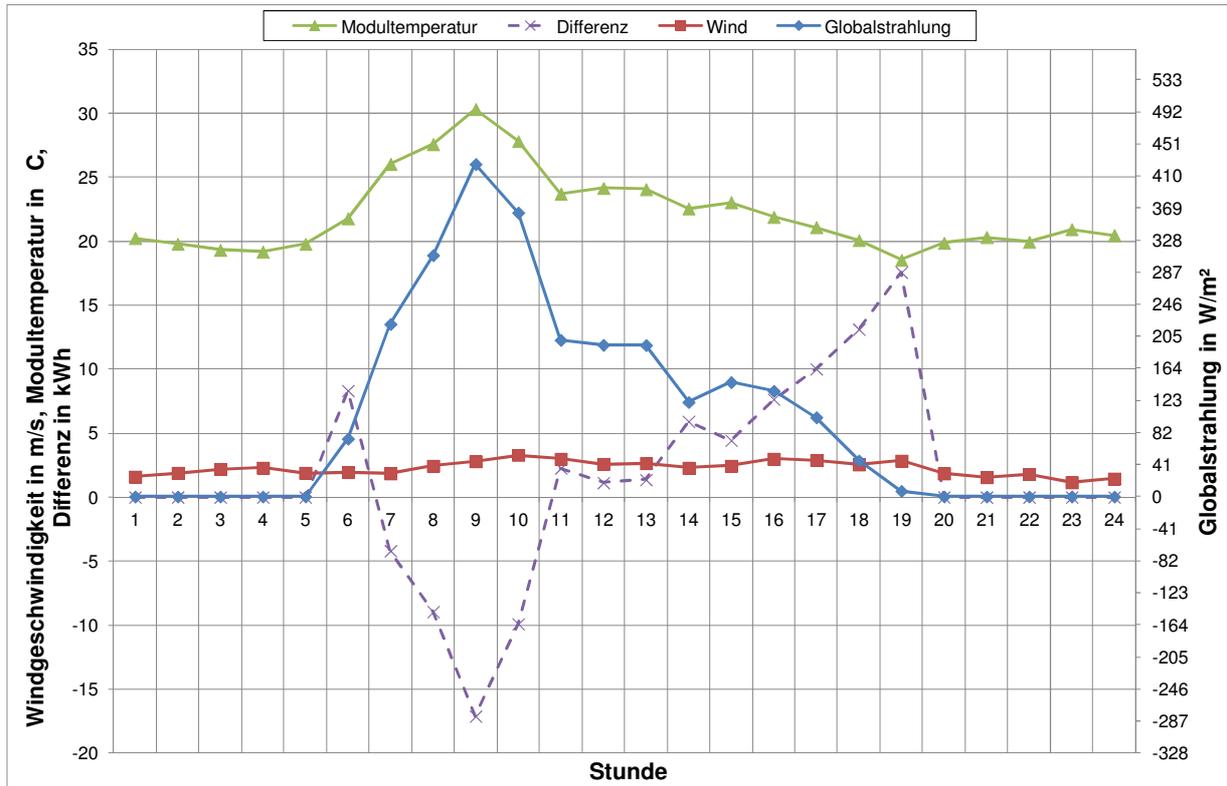


Abbildung 69: Auswirkung der Einflussgrößen für die Berechnung der Modultemperatur

Der Verlauf der Einflussgrößen, welche für die resultierende Modultemperatur eine Rolle spielen, sowie die sich ergebende Leistungsdifferenz sind in Abbildung 69 gegenübergestellt. Die Leistungsdifferenz bezieht sich auf den Unterschied, der sich bei Berücksichtigung der aktuellen geschätzten Modultemperatur ergibt. Es wurde jeweils der gleiche Tag verglichen, einmal unter Einwirkung des Temperatureinflusses und einmal nur unter Berücksichtigung der Globalstrahlung.²⁰

In der Grafik sieht man einen Anstieg der Modultemperatur, obwohl keine Einstrahlung mehr vorhanden ist (Stunde 20). Die Ursache dafür ist die Berechnungsmethode, welche eine mittlere Tagestemperatur verwendet. Durch die in dieser Stunde fallende Windgeschwindigkeit wird der subtraktive Term des Windeinflusses kleiner und die Modultemperatur damit wieder größer, ein Effekt, der in der Realität so nicht auftreten kann.

In der Abbildung erkennt man, dass sich eine positive Differenz genau dann ergibt, wenn die Temperatur unter 25°C sinkt. Weiters sieht man, dass die aktuelle Einstrahlung einen großen Einfluss auf die Modultemperatur hat, ebenso wie die Windgeschwindigkeit. Zur Verdeutlichung ist der Einfluss der Windgeschwindigkeit auf die Modultemperatur in Abbildung 70 gesondert aufgetragen.

²⁰ Das bedeutet in diesem Fall, dass die Modultemperatur konstant 25 °C beträgt

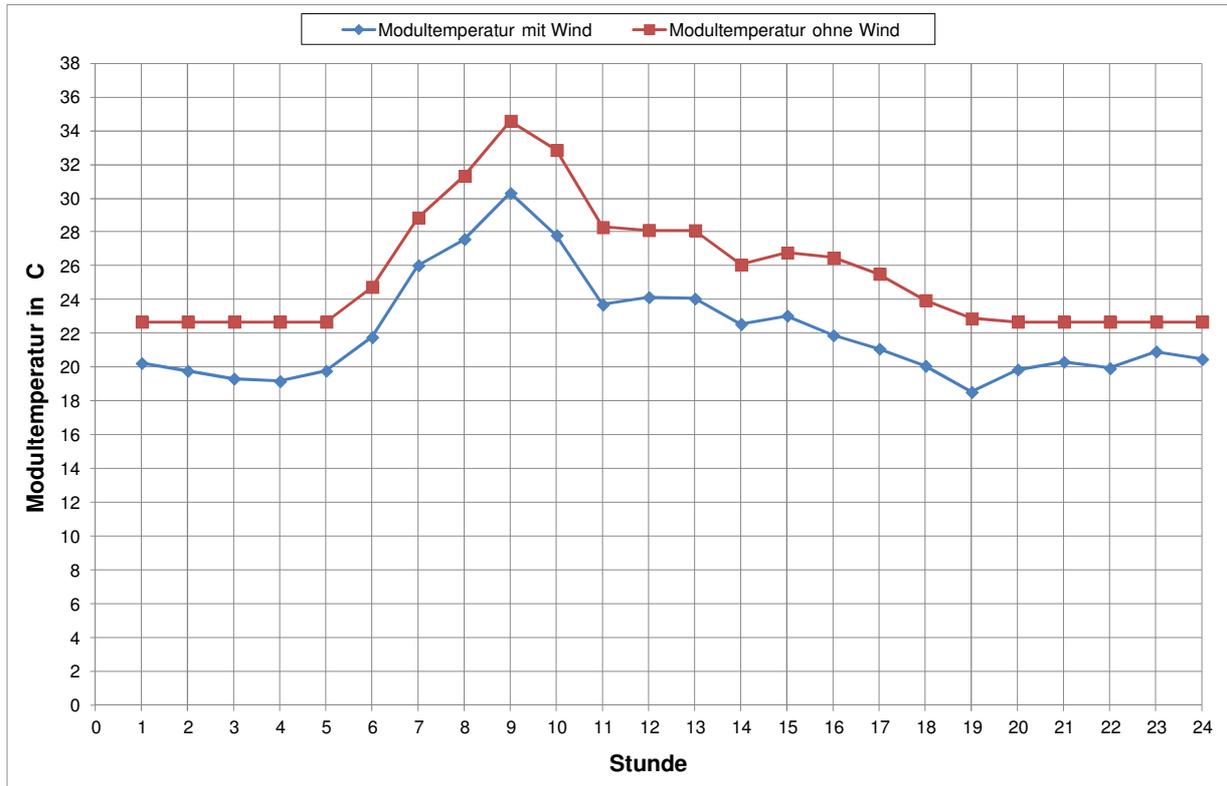


Abbildung 70: Verlauf der Modultemperaturen mit/ohne Berücksichtigung der Windgeschwindigkeit

Allgemein wurde im Rahmen dieser Untersuchung festgestellt, dass der Einfluss der Modultemperatur eher gering ist. Die Differenzen, welche sich aus der Berücksichtigung der Modultemperatur ergeben, bewegen sich im Bereich von 0 bis 1 % der aktuellen Leistung.

6.6 Ergebnis der Modellgütebestimmung

Die in diesem Kapitel gezeigten Ergebnisse untermauern die Korrektheit der getroffenen Annahmen für das Modell. Die statistische Auswertung zeigt, dass das Modell bei der Betrachtung einer mittleren Erzeugung die tatsächliche Erzeugung überschätzt. Die Ergebnisse sind für die Grobmodellierung auf Monatsbasis sehr gut und für die Modellierung der stündlichen Einspeisungen zufriedenstellend.

Ein interessanter Aspekt ist die Untersuchung des Temperatureinflusses. Zu Beginn des Modellierungsprozesses wurde ein größerer Einfluss der Modultemperatur vermutet, als im Modell tatsächlich beobachtet werden konnte. Für eine so großflächige Betrachtung stellt sich diese Modellierung jedoch auch als sehr schwierig dar. Für Deutschland ist eine Untersuchung in Bezug auf Temperatureinflüsse noch vertretbar, da die geografischen Gegebenheiten grob gesehen nicht sehr unterschiedlich sind. In einem Land wie Österreich ist eine ähnliche Betrachtung etwas schwieriger, da durch das alpine Gebiet die Modellierung noch ungenauer wird. Es bedarf einer noch höheren räumlichen Auflösung der Klimadaten, um diese Einflüsse einigermaßen korrekt beschreiben zu können.

7. Conclusio und abschließende Bemerkungen

Die im Rahmen der Untersuchung des Modells gefundenen Ergebnisse werden in diesem Abschnitt noch einmal abschließend zusammengefasst und diskutiert.

Ziel dieser Arbeit ist es, die Erzeugung aus Photovoltaik in Deutschland anhand von meteorologischen Hilfsgrößen zu modellieren. Das erstellte Modell zeigt sehr gute Ergebnisse in der Grobmodellierung der Erzeugung unter besonderer Berücksichtigung der Ergebnisse betreffend die Volllaststundenanzahl bzw. die Jahreserzeugung. Im Hinblick auf die stündliche Erzeugung werden die untersuchten Monate ebenfalls zufriedenstellend abgebildet. Besonders hervorzuheben ist die deutliche Verbesserung der Ergebnisse nach Verwendung des Korrekturfaktors aus der Kalibrierung.

Im Hinblick auf die Linearität kann das Modell durchaus gute Werte erzielen und erfüllt auch in dieser Beziehung geforderte Qualitätsmerkmale. Bei Betrachtung der Häufigkeitsverteilung zeigen sich zum Teil gute Übereinstimmungen. Der Kurvenverlauf aus dem Modell deckt sich gut mit jenem der Realität. Vor allem die Monate im Winter zeigen aber die Notwendigkeit auf, noch weitere Faktoren in die Modellierung einfließen zu lassen.

Ein Verbesserungsvorschlag ist beispielsweise die Verwendung von Niederschlagsdaten, um eine Berücksichtigung der Bedeckung der Module mit Schnee zu ermöglichen. Für eine höhere Genauigkeit im Sinne des Temperatureinflusses sollten stündliche Werte der Umgebungstemperatur sowie Rasterdaten der Windgeschwindigkeit verwendet werden.

Gewisse Abweichungen sind auf die Vereinfachungen in Bezug auf den Detailgrad des Modells zurückzuführen. Die Anlagendaten werden von den Betreibern an die Bundesnetzagentur gemeldet, welche daraus eine Anlagenliste erarbeitet und veröffentlicht. Bei der Betrachtung dieser Liste hat sich gezeigt, dass die Meldungen teilweise unvollständig oder sogar fehlerhaft sind. Diese Tatsache führt dazu, dass die installierten Leistungen im Modell von der Realität abweichen können. Weiters hat dies natürlich zur Folge, dass auch die Modellerzeugung von der tatsächlichen Erzeugung abweichen kann.

In der Aufbereitung der Eingangsdaten für das Modell wurden die Rasterdaten auf die jeweiligen NUTS2-Ebenen gemittelt. Auch hier wird der Detailgrad des Modells verringert, was wiederum die Erzeugung beeinflusst. Da die Globalstrahlung auch regional stark schwanken kann, wirkt sich die Zusammenfassung der einzelnen Rasterpunkte auf eine Ebene negativ auf die Ergebnisse des Modells aus. In den ersten Modellierungsschritten wurde auch versucht, auf Postleitzahlenebene zu verbleiben. Es hat sich gezeigt, dass die daraus entstehende Menge an Daten die Modellierung im Rahmen dieser Arbeit unmöglich macht.

Im Zuge der Anfertigung dieser Arbeit wurden über die Jahre 1983 bis 2011 stündliche Werte der Einstrahlung aus Rasterdaten berechnet. Für die abschließenden Untersuchungen konnten jedoch nur die Jahre 2005 bis 2011 verwendet werden, unter Anderem deshalb, da diese in ihrer räumlichen Auflösungen genauer sind verglichen zu den Daten, die der Deutsche Wetterdienst bereitstellt.

Als besondere Schwierigkeit hat sich die Kalibrierung des Modells ergeben. Die zur Verfügung stehenden Vergleichsdaten sind in ihrer zeitlichen Auflösung teilweise nicht genau genug für das Modell. Die ursprüngliche Idee war es, die Kalibrierung mit vier Jahren und die Validierung mit zwei Jahren durchzuführen. Für diese Zeiträume stehen jedoch nicht genug Daten tatsächlicher Einspeisung in stündlicher Auflösung zur Verfügung.

Die Kalibrierung auf die Jahreserzeugung ist mit zu großen Unsicherheiten behaftet, weshalb auf eine Kalibrierung mit dem Jahr 2011 und eine Validierung mit dem Jahr 2010 zurückgegriffen werden musste. Der Grund für das Heranziehen des Jahres 2011 als Kalibrierungsjahr ist, dass im Jahr 2010 die Realdaten erst ab Juli zur Verfügung stehen.

Für aussagekräftigere Ergebnisse des Modells sollte in Hinblick auf die Kalibrierung des Modells der Zeitraum auf mehrere Jahre erweitert werden. Auch die Validierung sollte zumindest mit einem vollständigen Jahr erfolgen.

8. Verzeichnisse

8.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der Strombereitstellung und installierten Leistung von Photovoltaikanlagen in Deutschland (BMU, 2012a).....	4
Abbildung 2: Typischer Tagesgang (25.Mai) der Erzeugung aus Solarenergie (EEX, 2012)	9
Abbildung 3: Einfluss der Photovoltaik auf den Strompreis (Photon Europe GMBH, 2011), Datenquelle EEX.....	10
Abbildung 4: Problematik bei zu großer Einspeisung aus Photovoltaik (von Fabeck, 2012)	11
Abbildung 5: Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkte Deutschland (Barth, 2012)	12
Abbildung 6: Spektrum der Sonne (Mertens, 2011)	14
Abbildung 7: Erklärung des Begriffs der Luftmasse (AM) (eigene Darstellung).....	15
Abbildung 8: Entstehung der Globalstrahlung aus Direkt- und Diffusstrahlung eigene Darstellung, angelehnt an (Mertens, 2011).....	16
Abbildung 9: Globalstrahlung in Deutschland, Jahressummen 2011 (DWD, 2012b).....	17
Abbildung 10: Effekt der Strahlungserhöhung auf die Globalstrahlung (E...extraterrestrische Solarstrahlung, G...Globalstrahlung)(Schreier, 2012)	18
Abbildung 11: Äußerer Photoeffekt (Thomas, 2006)	19
Abbildung 12: Innerer Photoeffekt (Marti, et al., 2007).....	20
Abbildung 13: Schematischer Aufbau einer Photovoltaikzelle (Kaltschmitt, et al., 2006).....	21
Abbildung 14: Theoretische Wirkungsgrade der verschiedenen Technologien (NREL, 2012).....	22
Abbildung 15: Kristallstruktur einer monokristallinen Solarzelle (Finckh, et al.).....	25
Abbildung 16: Kristallstruktur einer polykristallinen Solarzelle (Finckh, et al.)	25
Abbildung 17: Schematischer Aufbau einer Dünnschichtzelle (Krauter, 2002).....	26
Abbildung 18: Schematischer Aufbau einer Grätzel-Zelle (TU Dresden, 2007).....	27
Abbildung 19: Schematischer Schichtaufbau einer organischen Solarzelle (Leo, et al., 2010).....	28
Abbildung 20: Schematischer Aufbau einer Tandemzelle (Frentrup, 2008)	29
Abbildung 21: Funktionsprinzip der Konzentratortechnologie (Fraunhofer ISE, 2008)	30
Abbildung 22: Beispielkurve für die Leistungsgarantie eines Herstellers (SolarFabrik, 2012)	33
Abbildung 23: Schematische Darstellung des Gesamtmodells	36
Abbildung 24: Raterdarstellung der Temperatur (links) und Rasterdarstellung der Globalstrahlung (rechts)	38
Abbildung 25: Einteilung von Deutschland auf NUTS2-Ebene (GADM, 2012)	39
Abbildung 26: Symbolische Darstellung des Submodells „anlagentabelle_nuts2_erstellen“	40
Abbildung 27: Installierte Leistung je Bundesland bis Ende Dezember 2011 (Photon Europe GMBH, 2012)	42
Abbildung 28: Bundesländer in Deutschland mit dazugehörigen NUTS2-Ebenen	43
Abbildung 29: Symbolische Darstellung des Submodells „xytabelle_to_fclass“	45
Abbildung 30: Symbolische Darstellung des Submodells „xytabelle_nuts2_joinen“	45

Abbildung 31: Symbolische Darstellung des Submodells zur Mittelwertbildung der Strahlungsraster.....	46
Abbildung 32: Inhalt des Werkzeuges „Wert berechnen“.....	47
Abbildung 33: Symbolische Darstellung des Submodells zur Mittelwertbildung der Temperaturraster	47
Abbildung 34: Symbolische Darstellung des Hauptmodells	49
Abbildung 35: Schnittstelle für die Eingaben des Benutzers	50
Abbildung 36: Symbolische Darstellung des Submodells „main_tag“.....	50
Abbildung 37: Symbolische Darstellung des Submodells „temperaturtabellen suchen/iterieren“.....	51
Abbildung 38: Symbolische Darstellung des Submodells „strahlungstabellen einlesen/verbinden“.....	52
Abbildung 39: Schematischer Vorgang der Kalibrierung.....	55
Abbildung 40: Unterschiedliche Einfallswinkel bei Modell (links) und Realität (rechts).....	56
Abbildung 41: Tagesgang April 2011 für die Woche 4 bei Kalibrierung mit zwölf Monaten	57
Abbildung 42: Zusammenhang Real-Modell (April 2011) bei Kalibrierung mit zwölf Monaten.....	57
Abbildung 43: Tagesgang Oktober 2011 für die Woche 4 bei Kalibrierung mit zwölf Monaten.....	59
Abbildung 44: Zusammenhang Real-Modell (Oktober 2011) bei Kalibrierung mit zwölf Monaten ..	59
Abbildung 45: Tagesgang April 2011 für die Woche 4 bei Kalibrierung mit sechs Sommermonaten.....	62
Abbildung 46: Zusammenhang Real-Modell (April 2011) bei Kalibrierung mit sechs Sommermonaten.....	62
Abbildung 47: Tagesgang Oktober 2011 für die Woche 4 bei Kalibrierung mit sechs Wintermonaten.....	64
Abbildung 48: Zusammenhang Real-Modell (Oktober 2011) bei Kalibrierung mit sechs Wintermonaten.....	64
Abbildung 49: Tagesgang Oktober 2011 für die Woche 4 bei Kalibrierung mit monatlichen Faktoren.....	67
Abbildung 50: Zusammenhang Real-Modell (Oktober 2011) bei Kalibrierung mit monatlichen Faktoren.....	67
Abbildung 51: Tagesgang August 2010 für die Woche 4 mit zwölf Monaten Kalibrierungsperiode	70
Abbildung 52: Zusammenhang Real-Modell (August 2010) mit zwölf Monaten Kalibrierungsperiode	70
Abbildung 53: Tagesgang Oktober 2010 für die Woche 4 mit zwölf Monaten Kalibrierungsperiode	71
Abbildung 54: Zusammenhang Real-Modell (Oktober 2010) mit zwölf Monaten Kalibrierungsperiode	71
Abbildung 55: Zusammenhang Real-Modell (August 2010) mit sechs Sommermonaten Kalibrierungsperiode	73
Abbildung 56: Zusammenhang Real-Modell (Oktober 2010) mit sechs Wintermonaten Kalibrierungsperiode	74
Abbildung 57: Tagesgang August 2010 für die Woche 4 bei Kalibrierung mit monatlichen Faktoren.....	77
Abbildung 58: Zusammenhang Real-Modell (August 2010) bei Kalibrierung mit monatlichen Faktoren.....	77
Abbildung 59: Verlauf der Globalstrahlung am 17. Juni für verschiedene Jahre	78

Abbildung 60: Tagesgang August 2010 für die Woche 4 nach Verwendung des Korrekturfaktors	80
Abbildung 61: Zusammenhang Real-Modell (August 2010) nach Verwendung des Korrekturfaktors.....	80
Abbildung 62: Vergleich der Volllaststunden für das Kalibrierungsjahr 2011.....	82
Abbildung 63: Vergleich der Volllaststunden für das Validierungsjahr 2010.....	83
Abbildung 64: Vergleich der Jahreserzeugungen aus Modell und BMU-Daten.....	84
Abbildung 65: Mittelwert und Quantile der Erzeugung im Monat April des Jahres 2011 (Modell)...	85
Abbildung 66: Mittelwert und Quantile der Erzeugung im Monat April des Jahres 2011 (Real).....	85
Abbildung 67: Mittelwert und Quantile der Erzeugung im Monat August im Jahr 2010 (Modell).....	86
Abbildung 68: Mittelwert und Quantile der Erzeugung im Monat August im Jahr 2010 (Real).....	87
Abbildung 69: Auswirkung der Einflussgrößen für die Berechnung der Modultemperatur.....	88
Abbildung 70: Verlauf der Modultemperaturen mit/ohne Berücksichtigung der Windgeschwindigkeit.....	89

8.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Überblick der Neuerungen der EEG-Novelle 2012 (Brohm, 2011)	7
Tabelle 2: Temperaturkoeffizienten unterschiedlicher Technologien(Querbeet Internet UG, 2012).....	32
Tabelle 3: Übersicht über die Eingangsdaten	37
Tabelle 4: Aufbau einer Anlagentabelle	41
Tabelle 5: Vergleich der installierten Leistung Real-Modell.....	44
Tabelle 6: Ergebnisse der Kalibrierung mit zwölf Monaten	55
Tabelle 7: Ergebnisse der Kalibrierung mit sechs Sommermonaten	60
Tabelle 8: Ergebnisse der Kalibrierung mit sechs Wintermonaten	63
Tabelle 9: Ergebnisse der Kalibrierung mit monatlichen Faktoren	65
Tabelle 10: Monatliche Kalibrierungsfaktoren	65
Tabelle 11: Ergebnisse der Validierung mit zwölf Monaten Kalibrierungsperiode	68
Tabelle 12: Ergebnisse der Validierung mit sechs Sommermonaten Kalibrierungsperiode.....	72
Tabelle 13: Ergebnisse der Validierung mit sechs Wintermonaten Kalibrierungsperiode	73
Tabelle 14: Ergebnisse der Validierung mit monatlichen Faktoren für den Einstrahlungswinkel	75
Tabelle 15: Vergleich der Ergebnisse mit verschiedenen Kalibrierungsmethoden	75
Tabelle 16: Korrekturfaktoren für Modellverbesserung	79
Tabelle 17: Vergleich der Ergebnisse mit Korrekturfaktor	79
Tabelle 18: Linearität der einzelnen Monate des Modells	81

8.3 Formelverzeichnis

Formel 1: Strahlungsleistung am Rand der Erdatmosphäre (Kaltschmitt, et al., 1997).....	13
Formel 2: Berechnung der Luftmasse (Kaltschmitt, et al., 1997).....	15
Formel 3: Berechnung der Energie eines Photons (Saleh A. E., et al., 2008 S. 529).....	19
Formel 4: Linearer Zusammenhang von Leistung und Globalstrahlung	31
Formel 5: Linearer Zusammenhang mit Berücksichtigung des Temperaturkoeffizienten	31
Formel 6: Abweichung der aktuellen Modultemperatur von der Modultemperatur unter STC	31
Formel 7:Näherungsformel für die Modultemperatur mit fünf Parametern (Govindasamy, et al., 2012).....	34
Formel 8: Näherungsformel für die Modultemperatur mit drei Parametern (Govindasamy, et al., 2012).....	34
Formel 9: Berechnung der Modultemperatur (Govindasamy, et al., 2012)	35
Formel 10: Annahme: Theoretisch mögliche Leistung	53
Formel 11: Näherungsformel für die Modultemperatur ohne Berücksichtigung des Windeinflusses	53
Formel 12: Näherungsformel für die Modultemperatur mit Berücksichtigung des Windeinflusses..	53
Formel 13: Formel zur Berechnung der Volllaststunden	81

8.4 Abkürzungsverzeichnis

PID	potential induced degradation
NUTS	Nomenclature des unités territoriales statistiques
EEX.....	European Energy Exchange
VDE.....	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
FNN.....	Forum Netztechnik/Netzbetrieb
NEP.....	Netzentwicklungsplan
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
RLZ	Raumladungszone
STC.....	Standard Test Conditions (Standardtestbedingungen)
NREL	National Renewable Energy Laboratory
GIS.....	Geographisches Informationssystem
TAB	Technische Anschlussbedingungen
PV	Photovoltaik
GW, MW, kW	Gigawatt, Megawatt, Kilowatt
NEP.....	Netzentwicklungsplan
W_p	Watt Peak
eV.....	Elektronvolt
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
AM.....	Airmass
SiO_2	Siliziumdioxid
TiO_2	Titandioxid
TCO	Transparent Conductive Oxide
R^2	Bestimmtheitsmaß
DWD	Deutscher Wetter Dienst
PLZ	Postleitzahl
NetCDF	Network Common Data Form (Datenformat)

8.5 Literatur- und Quellenverzeichnis

- Adler, Sara und Peter, Lisa. 2008.** Universität Tübingen. [Online] November 2008. https://vitruv.uni-tuebingen.de/ilias3/data/pr01/lm_data/lm_1171/Solar1.jpg.
- Agenios GMBH.** Photovoltaik.org. [Online] <http://www.photovoltaik.org/wissen/degradation-von-solarmodulen>.
- Barth, Peter. 2012.** Netzentwicklungsplan Strom. [Online] 2012. http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/Dialogveranstaltungen/20120314_Methodische_Schritte_zur_Erstellung_des_NEP.pdf.
- Bergmann, Wolfgang. 2008.** Werkstofftechnik 1. 2008, S. 40-47.
- Bernhard, Armin. 2011.** [Online] 20. Juli 2011. <http://natur-energie-invest.blog.de/2011/07/20/strompreis-senkung-photovoltaik-11509444/>.
- BMU. 2004.** Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. [Online] August 2004. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ueberblick_regelungen_eeg.pdf.
- **2012a.** Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. [Online] Februar 2012a. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_energiewende_zukunft_bf.pdf.
- **2012c.** Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. [Online] 2012c. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_ee_zahlen_bf.pdf.
- **2012b.** Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. [Online] Juni 2012b. http://www.bmu.de/energiewende_aktuell/content/48894.php.
- **2011a.** Erneuerbare Energien. [Online] 30. Juni 2011a. http://erneuerbare-energien.de/erneuerbare_energien/doc/47469.php.
- **2011b.** Erneuerbare Energien. [Online] Juli 2011b. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_ee_zahlen_bf.pdf.
- **2012a.** Erneuerbare Energien. [Online] Juli 2012a. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_in_deutschland_graf_tab.pdf.
- Brohm, Rainer. 2011.** Clearingstelle EEG. [Online] September 2011. http://www.clearingstelle-eeg.de/files/Brohm110909_Clearingstelle_EEG_2012_internet.pdf_%5BFTZ2nc%5D.pdf.
- Bundesnetzagentur. 2012.** Bundesnetzagentur. [Online] 2012. http://www.bundesnetzagentur.de/cIn_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VerguetungssaetzePVAnlagen/VerguetungssaetzePhotovoltaik_node.html.
- Bundestag. 1990.** Clearingstelle EEG. [Online] 1990. http://www.clearingstelle-eeg.de/files/private/active/0/2-GesEntw_BT-Ds_11-7816.pdf.
- Bundesverband Solarwirtschaft. 2012.** BSW Solar. [Online] 2012. http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/content_files/EEG2009_Zusammenfass.pdf.
- Cihan, et al.** Numerische Mathematik Interaktiv. [Online] http://www.dorn.org/uni/sls/kap01/a07_02aj.htm.

DGS. 2012. EnergyMap. [Online] 2012. <http://www.energymap.info/download.html>.

Dimroth, Frank und Bett, Andreas. 2003. Forschungsverbund Erneuerbare Energien. [Online] 2003. http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2003/th2003_03_03.pdf.

Drukarczyk, Jochen und Ernst, Dietmar. 2011. Branchenorientierte Unternehmensbewertung. *Branchenorientierte Unternehmensbewertung*. 2011, S. 433.

DWD. 2012a. Deutscher Wetterdienst. [Online] 2012a.

http://www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/KU2/KU21/klimadaten/german/download/standardformate/kl__10501__1891__1999,templateId=raw,property=publicationFile.txt/kl_10501_1891_1999.txt.

— **2012b.** Deutscher Wetterdienst. [Online] Januar 2012b.

http://www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/KU1/KU12/Klimagutachten/Solarenergie/Globalkarten__entgeltfrei/Jahressummen/2011,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/2011.pdf.

DWD, WebWerdis. 2012. Weather Request and Distribution System. [Online] 2012.

https://werdis.dwd.de/werdis/start_js_JSP.do.

DWD; CMSAF. 2012. CM SAF Climate Monitoring. [Online] 2012. [Zitat vom:]

http://wui.cmsaf.eu/safira/action/viewHome;jsessionid=A7EAD6410BA418ED1179EF351AEE4794.ku_2.

EEX. 2012. EEX-Transparency in Energy Markets. [Online] Mai 2012.

http://www.transparency.eex.com/de/daten_uebertragungsnetzbetreiber/stromerzeugung/tatsaechliche-produktion-solar.

ESRI. 2012b. ArcGIS Resource Center. [Online] 2012b.

<http://help.arcgis.com/de/arcgisdesktop/10.0/help/index.html#na/00v200000007000000/>.

— **2012a.** ArcGIS Resource Center. [Online] 2012a.

<http://help.arcgis.com/de/arcgisdesktop/10.0/help/index.html#//005600000002000000>.

ESRI Geoinformatik GMBH. 2008. ESRI-Austria. [Online] 2008. <http://www.esri-austria.at/downloads/papers/ModelBuilder-Leitfaden.pdf>.

Europäische Kommission. 2011. Europa 2020. [Online] 11. 08 2011.

http://ec.europa.eu/europe2020/targets/eu-targets/index_de.htm.

Europäische Union. 2008. Official Website of the European Union. [Online] 2008.

http://europa.eu/legislation_summaries/regional_policy/management/g24218_de.htm.

Feix, Olivier, et al. 2012. Netzentwicklungsplan Strom. [Online] August 2012.

http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/NEP_2012_2/NEP2012_2_Kapitel_1_bis_8.pdf.

Feng, Gao. 2012. Fachhochschule Aachen, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik. [Online] 2012. <http://www.krause.fh-aachen.de/?Sonstiges:Labore:Photovoltaik2>.

Finckh, Uli und Leitner, Ernst. Leifi Physik. [Online]

http://www.leifiphysik.de/web_ph08_g8/umwelt_technik/10a_solarzelle/solarcell.jpg.

—. Leifi Physik. [Online]

http://www.leifiphysik.de/web_ph08_g8/umwelt_technik/10a_solarzelle/polykristallin.jpg.

Fraunhofer ISE. 2008. SolarServer. [Online] April 2008.

http://www.solarserver.de/solarmagazin/solar-report_0408.html.

Frentrup, Martin. 2008. Institut für Festkörperphysik. [Online] 2008. http://www.ifkp.tu-berlin.de/fileadmin/i1/Kneissl/IS08_Solarzellen_MF.pdf.

GADM. 2012. Global Administrative Areas. [Online] Januar 2012. <http://www.gadm.org/>.

Govindasamy, TamizhMani, et al. 2012. National Renewable Energy Laboratory. [Online] 2012. <http://www.nrel.gov/docs/fy03osti/35645.pdf>.

Haylock, M.R., et al. 2008. European Climate Assessment and Dataset. [Online] 2008. http://www.ecad.eu/download/ensembles/Haylock_et_al_2008.pdf.

Huld, T., Müller, R. und Gambardella, A. 2012. *A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa. Solar Energy, 86, 1803-1815.* 2012.

IKTS. 2012. Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme. [Online] 2012. http://www.ikts.fraunhofer.de/forschungsfelder/werkstoffe/precusorkeramik/transparente_leitfaehige_schichten/.

Kaltschmitt, Martin und Streicher, Wolfgang. 2006. Erneuerbare Energien. 2006.

Kaltschmitt, Martin und Wiese, Andreas. 1997. *Erneuerbare Energien.* 1997. S. 52-45.

Kampke, Axel. 2007. Welt der Physik. [Online] April 2007.

<http://www.weltderphysik.de/gebiete/technik/energie/gewinnungumwandlung/solarenergie/photo voltaik/organische-solarzellen/>.

Knies, Wilfried und Schierack, Klaus. 2006. Elektrische Anlagentechnik. *Elektrische Anlagentechnik.* 2006, S. 58-59.

Konrad, Frank. 2008. Planung von Photovoltaik-Anlagen. 2008, S. 12.

Krauter, Stefan. 2002. Stefankrauter.com. [Online] 2002.

http://www.stefankrauter.com/info/BC_Krauter_Solartechnik_PV_02.pdf.

Leo, Karl, Polte, Anette und Riede, Moritz. 2010. Deutsche Forschungsgemeinschaft. [Online] Juni 2010.

http://www.dfg.de/download/pdf/dfg_magazin/wissenschaft_oeffentlichkeit/forschung_magazin/forschung_spezial_energie_2010.pdf.

Marti, Othmar und Plettl, Alfred. 2007. Institut für Experimentelle Physik Ulm. [Online] August 2007. http://wwwex.physik.uni-ulm.de/lehre/physikalischeelektronik/phys_elektr/node162.html.

Mertens, Konrad. 2011. Lehrbuch Photovoltaik. [Online] Oktober 2011. <http://www.lehrbuch-photovoltaik.de/abbildungen.html>.

NREL. 2012. National Renewable Energy Laboratory. [Online] August 2012. http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg.

Photon Europe GMBH. 2011. [Online] 2011.

http://www.photon.de/presse/mitteilungen/pm_2011-07-20_eex_grafik.pdf.

- . 2012. Photon-Das Solarstrom Magazin. [Online] 2012. Primärquelle: PHOTON-Netzbetreiberstatistik, Bundesnetzagentur (Zubau ab 2010).
http://www.photon.de/presse/mitteilungen/Installierte_leistung_in_MW_pro_bundesland_2011.pdf.
- photovoltaik. 2012.** photovoltaik - Das Magazin für Profis. [Online] 30. Mai 2012.
http://www.photovoltaik.eu/nachrichten/details/beitrag/die-zukunft-des-deutschen-solarmarktes_100007992/.
- Querbeet Internet UG. 2012.** Solaranlage.de. [Online] 2012.
<http://www.solaranlage.de/lexikon/temperaturkoeffizient>.
- Reeh, Martin. 2012.** Photovoltaik Magazin. [Online] 2012.
http://www.photovoltaik.eu/nachrichten/details/beitrag/photovoltaik-kaum-fr-netzausbau-verantwortlich_100007993/.
- Sachs, Lothar. 2002.** Angewandte Statistik. 2002, S. 157.
- Saleh A. E., Bahaa und Teich Carl, Malvin. 2008.** Grundlagen der Photonik. s.l. : Wiley, 2008.
- Schreier, Stefan. 2012.** Universitätsbibliothek Universität Wien. [Online] 2012.
http://othes.univie.ac.at/9130/1/2010-03-17_0503338.pdf.
- Solaranlagen-Portal. 2011.** Solaranlagen-Portal. [Online] 2011. <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/ratgeber/markt-deutschland>.
- SolarFabrik. 2012.** SolarFabrik. [Online] 2012. http://www.solarfabrik.de/fileadmin/user_upload/Grafik_LL/lineare_Leistungsgarantie_dt.jpg.
- Solar-Server. 2012.** Solar-Server. [Online] März 2012. <http://www.solarserver.de/solar-magazin/nachrichten/aktuelles/2012/kw10/konzentrator-photovoltaik-mit-rekord-wirkungsgrad-semprius-erreicht-339-prozent-siemens-will-die-technologie-weiterentwickeln.html>.
- Stahr, Michael und Hinz, Dietrich. 2011.** Sanierung und Ausbau von Dächern: Grundlagen-Werkstoffe-Ausführung. s.l. : Vieweg Teubner, 2011, S. 585-586.
- Stollwerck, Gunter. 2012.** Photovoltaik Kress. [Online] 2012. <http://www.photovoltaik-kress.de/downloads/pdf/Grundlagen-der-Photovoltaik.pdf>.
- Thar, Jörg. 2007.** *Institut für Kristallographie, RWTH Aachen.* [Online] 2007.
<http://www.xtal.rwth-aachen.de/Ww/silicon.pdf>.
- Thomas, Johannes. 2006.** gymbase.de. [Online] September 2006.
http://www.gymbase.de/index/themeng13/ph/bilder/licht/licht_02.jpg.
- TU Dresden. 2007.** Physik am Samstag. [Online] 2007. <http://samstag.physik.tu-dresden.de/2007/bauanleitung-farbstoffsolarzelle.pdf>.
- Uhl, Mathias. 2005.** Ingenieurgesellschaft für Wasser und Umwelt. [Online] 2005.
http://www2.hydrotec.de/unternehmen/veranstaltungen_foren/workshop_nasim/uhl.
- VDE. 2012.** Forum Netztechnik/Netzbetrieb. [Online] 2012.
<http://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/tab/Seiten/50-2-hz-studie.aspx>.

- von Fabeck, Wolf. 2012.** Solarenergie-Förderverein Deutschland. [Online] Juni 2012.
http://www.sfv.de/artikel/beitrag_von_photovoltaikanlagen_mit_integrierten_stromspeichern_zur_energiewende.htm#toc03.
- . **2011.** Solarenergie-Förderverein Deutschland . [Online] 01. Dezember 2011.
http://www.sfv.de/artikel/das_502_hertz_problem.htm.
- Wirth, Harry. 2012a.** Fraunhofer Gesellschaft. *Fraunhofer Gesellschaft*. [Online] 2. Februar 2012a.
<http://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/Fakten%20zur%20PV%20120202.pdf>.
- . **2012a.** Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme. [Online] 17. August 2012a. [Zitat vom: 20. August 2012.] <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>.
- Wissen, Ralf und Nicolosi, Marco. 2007.** [Online] September 2007.
<http://www.econstor.eu/bitstream/10419/26743/1/549837280.PDF>.
- Wosnitza, Franz und Hilgers, Hans Gerd. 2012.** Energieeffizienz und Energiemanagement. *Ein Überblick heutiger Möglichkeiten und Notwendigkeiten*. 2012, S. 179.